

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

**УТВЕРЖДАЮ:**

**Генеральный директор  
«КазНефтеГазПроект»**

**“ 02 ” октября 2025 г.**



**к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на  
участке Елек  
Договор № 7-Е-ГРР от 30.09.2025г.**

**Дополнение**

**Директор  
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»**

**Майлыбаев Р.М.**



**г. Алматы, 2025г.**

## 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  Ерболат А .Б.

Инженер геолог  Туреханов Н. Т.

Начальник отдела экологии.  Тлеугожина М.С.

Ведущий эколог  Калманова Г.Т.

Авторы: Нурсултанова С.Г., Ерболат А.Б. и др  
**«Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Елек» в Актюбинской области.**

Текст на 115 страницах, содержит 13 рисунков, 30 таблицы, 7 графических приложений, на 7 листах, Республика Казахстан, Алматы, 2025 г. (ЦКРР РК, ТОО «КазНефтеГазПроект», ТОО «СМАРТ Инжиниринг»).

## **Реферат**

Участок Елек располагается в пределах восточного борта Прикаспийского бассейна и находится в пределах Актюбинского Приуралья. Площадь участка, согласно выданному геологическому отводу составляет 451,26 кв. км (Контракт №5091-УВС от 25.08.2022г на разведку и добычу углеводородов на участке Елек в Актюбинской области, заключенный между Министерством энергетики РК и ТОО «КазНефтеГазПроект»). Глубина - до кровли кристаллического фундамента.

На выделенных положительных структурах Актюбинского Приуралья в 1948-1957 г пробурен ряд поисковых разведочных скважин. 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 надвиговый характер тектоники отложений. В отдельных скважинах получены нефтепроявления.

В июле 2024 года был выполнен и представлен в ЦКРР РК Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Елек, согласно которому 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.

После проведения детального анализа геолого-геофизических данных изучаемого региона, были определены первостепенные перспективные участки для постановки поисково-разведочного бурения и скорректированы сроки бурения проектных скважин.

В Дополнении к Проекту... 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 оказание услуг по подготовке проектной документации  
при проведении разведочных работ по поиску углеводородов на площади Елек

**1. Целевое назначение работ:** предоставление услуг по подготовке проектной документации при разведке площади Елек:

- Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Елек;
- Проект ОВОС при реализации Дополнения к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Елек

**2. Основание на проведение работ:**

- Контракт №5091-УВС на разведку и добычу углеводородов на участке Елек в Актюбинской области. Глубина – до кровли кристаллического фундамента. Контракт подписан на срок 6 лет и действует до 25 августа 2028 г.,
- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК;
- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;
- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
- Правила оказания государственных услуг в области охраны окружающей среды, утвержденные приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 20 августа 2021 года № 337. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 23 августа 2021 года № 24073.

**3. Перечень исходных данных, представляемых Исполнителю после подписания Договора на оказание услуг:**

- Геолого-геофизические материалы согласно списку исходной информации по запросу Исполнителя в рамках решаемых задач по договору.

**4. Геолого-техническое задание на составление Дополнения к «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Елек» (далее «Дополнение»)**

**4.1 Основные требования к Проекту:**

Отчет выполняется согласно Приложения №2 к действующим «Методическим указаниям по составлению проектов разведочных работ углеводородов» от 28.08.2018 г. (Методические указания по составлению «Дополнений и (или) изменений к проекту разведочных работ по оценке месторождения (залежей) углеводородов»).

Первый год расчета проектных технико-экономических показателей – 2023 г.;

**4.2 Экспертная оценка и утверждение Проекта:**

- Согласование проектного документа с Заказчиком;

- Получение заключения государственной экологической экспертизы;
- Получение заключения независимого эксперта Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан (ЦКРР РК);
- Получение заключения государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки в сфере углеводородов (ЦКРР РК).

## **5. Техническое задание на проект ОВОС при реализации Дополнения к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Елек, (далее «Проект ОВОС»)**

### **5.1 Состав работы:**

5.1.1 Состав разделов Проекта ОВОС и степень их проработки определить с учетом требований и рекомендаций «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду», утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 11 марта 2021 года № 22317.

5.1.2 Разработка всех документов, необходимых для получения разрешения на воздействие в соответствии со ст. 122 Экологического кодекса Республики Казахстан:

Разработать проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ и получение разрешения на воздействие в соответствии с Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 11 марта 2021 года № 22317

Разработать проект программы управления отходами в соответствии с Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 9 августа 2021 года № 23917 «Об утверждении Правил разработки программы управления отходами»;

Разработать проект программы производственного экологического контроля в соответствии с Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 15 июля 2021 года № 23553 «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля»;

Разработать план мероприятий по охране окружающей среды на период действия экологического разрешения на воздействие в соответствии с Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 21 июля 2021 года № 264. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 23 июля 2021 года № 23674 «Об утверждении Правил разработки плана мероприятий по охране окружающей среды»;

Оформить заявление для получения разрешения на воздействие и разместить документы в соответствии с требованиями статьи 122 Экологического кодекса Республики Казахстан на портале elicense.kz, с последующим сопровождением размещенных материалов при рассмотрении Департаментом экологии. При необходимости, замечания устранять в срок.

5.1.3 Проведение общественных слушаний в соответствии с требованиями Приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний».

5.1.4 Выполнить анализ современного состояния компонентов окружающей среды в районе размещения объекта:

- Состояние воздушного бассейна
- Состояние водной среды
- Состояние территории и геологической среды
- Состояние растительного и животного мира
- Физические воздействия
- Социальные условия проживания и здоровья населения.

5.1.5 Выполнить Оценку воздействия на окружающую среду при проведении работ в рамках Дополнения к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Елек; (источники, виды, степень и зоны воздействия, в том числе вид, состав, ориентировочные объемы загрязняющих веществ, характер образующихся отходов производства и потребления - вид, объем, класс токсичности) с учетом технических решений, по компонентам:

- Воздушный бассейн (предоставить расчеты в Excel)
- Водная среда
- Территории размещения и геологическая среда
- Растительности и почвы
- Животный мир
- На социальные условия проживания и здоровья населения
- Социально-экономическое развитие территории

5.1.6 Определить мероприятия по снижению негативных воздействий на окружающую среду и социальные условия проживания.

5.1.7 Выполнить предварительную оценку экологического риска.

5.1.8 Выполнить предварительный расчет платежей за нанесение ущерба окружающей среды, в соответствии с действующими методиками

5.1.9 Разработать рекомендации по организации производственного экологического контроля.

#### 5.2 Экспертная оценка и утверждение Проекта ОВОС:

- Согласование проектного документа с Заказчиком;
- Согласование проектного документа в контролирующих органах согласно действующему законодательству и получение заключения государственной экологической экспертизы.

#### 6. Сроки выполнения работ по проектной документации при проведении разведочных работ по поиску углеводородов на площади Елек:

- Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Елек: июль - сентябрь 2025 г.;
- Проект ОВОС при проведении работ в рамках Дополнения к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Елек; июль - сентябрь 2025г.

#### 7. Количество экземпляров:

- После согласования и утверждения, Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на площади Елек с ОВОС к нему представляется Заказчику на бумажном и электронном носителях в 2-х экземплярах на русском языке.

#### 8. Специальные требования к потенциальным подрядчикам:

8.1. Наличие лицензии на вид деятельности: лицензия на проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводородное сырье), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов,

нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа. Подвид: составление проектных документов; технологических регламентов; технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья;

8.2. Наличие лицензии на выполнение и оказание услуг в области охраны окружающей среды;

8.3. Наличие у потенциального поставщика опыта, обязательное участие основных специалистов, главных специалистов по геологии, геофизике, разработке, гидродинамическому моделированию которые являются авторами предыдущих работ (проектные документы);

8.4. Все дополнительные вопросы, не нашедшие отражения в настоящем техническом задании, которые могут возникнуть у Заказчика, рассматриваются в рабочем порядке, при необходимости должны учитываться в проектной документации;

8.5 Подрядчик обязуется устраниТЬ все замечания, которые могут возникнуть при согласовании предварительных результатов с Заказчиком.

8.6. При возникновении замечаний по проектной документации со стороны контролирующих органов, на основании авторства устранять замечания от имени Исполнителя с согласования Заказчиком.

8.7. Вся переписка и корреспонденция с контролирующими органами должна осуществляться с согласования Заказчика.

8.8. Все изменения, дополнения и рекомендации должны вноситься в проектную документацию после согласования с Заказчиком.

Главный геолог



Кулумбетова Г.Е.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>№/п</b>	<b>Наименование раздела</b>	<b>Стр.</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
<b>1</b>	<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	13
<b>2</b>	<b>Географо-экономические условия</b>	17
<b>3</b>	<b>Геолого-геофизическая изученность</b>	20
3.1	Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	20
3.2	Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	28
3.3	Геофизические и геохимические исследования	30
3.4	Лабораторные исследования	30
<b>4</b>	<b>Геологическое строение площади</b>	33
4.1	Проектный литолого-стратиграфический разрез	33
4.2	Тектоника	42
4.3	Нефтегазоносность	49
4.4	Гидрогеологическая характеристика разреза	52
<b>5</b>	<b>Методика и объем проектируемых поисковых работ</b>	56
5.1	Цели и задачи поисковых работ	56
5.2	Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований	56
5.3	Система расположения поисковых скважин	60
5.4	Геологические условия проводки скважин	62
5.5	Характеристика промывочной жидкости	64
5.6	Обоснование типовой конструкции скважин	65
5.7	Оборудование устья скважин	67
5.8	Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах	68
5.8.1	Отбор керна и шлама в проектных скважинах	68
5.8.2	Геофизические и геохимические исследования	70
5.8.3	Опробование и испытание перспективных горизонтов	71
5.8.4	Лабораторные исследования	73
<b>6</b>	<b>Попутные поиски</b>	75
<b>7</b>	<b>Обработка материалов поисковых работ</b>	76
<b>8</b>	<b>Ликвидация и консервация последствий деятельности недропользования по углеводородам</b>	77
<b>9</b>	<b>Мероприятия по обеспечению рационального пользования и охране недр, природы и окружающей среды</b>	81

<b>10</b>	<b>Продолжительность проектируемых работ</b>	98
<b>11</b>	<b>Предполагаемая стоимость проектируемых работ</b>	100
<b>12</b>	<b>Ожидаемые результаты работ</b>	101
<b>13</b>	<b>Основные технико-экономические показатели поисковых работ</b>	103
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	104
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ</b>	106

### **СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ**

<b>№ п/п</b>	<b>№ рис.</b>	<b>Наименование рисунков</b>	<b>Стр.</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
1.	1.1	Геологический отвод	15
2.	1.2.	Картограмма	16
3.	2.1	Обзорная карта района работ	19
4.	4.1.1.	Схематический типовой разрез Актюбинского Приуралья	42
5.	4.2.1	Геологический профиль через складки Актюбинского Приуралья.	44
6.	4.2.2.	Тектоническая схема восточного и юго-восточного обрамления Прикаспийской впадины. Тектоническая схема района работ (увеличенена).	45
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 $\Pi_2$ . Увеличенная схема района работ	48
9.	4.2.5.	Структурная карта восточной части Прикаспийской впадины по сейсмическому горизонту $\Pi_1$	49
10.	4.3.1.	Схема размещения структур Актюбинского Приуралья	50
11.	4.3.2.	Бестамакская складка.	51
12.	5.2.1.	Схема размещения проектных сейсмопрофилей 2Д	57
13.	5.3.1.	Схема размещения скважины В1	62

## СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

<b>№ п/п</b>	<b>№ табл.</b>	<b>Наименование таблиц</b>	<b>Ст р.</b>
1.	2.1	Географо-экономические условия	17
2.	3.1.1	Сейсмическая изученность	23
3.	3.1.2	Гравиметрическая изученность	25
4.	3.1.3	Изученность территории глубоким бурением	26
5.	3.1.4	Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды	28
6.	3.3.1	Комплекс ГИС, проведенный в скважинах	30
7.	4.1.1.	Стратиграфические разбивки по скважинам №№ 10, 11, 13 Бестамак	41
8.	5.4.1.	Проектный геологический разрез скважины В1	62
9.	5.4.2.	Проектный геологический разрез скважин В2	63
10.	5.4.3	Ожидаемые осложнения при бурении	64
11.	5.5.1	Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения скважин	64
12.	5.6.1.	Сводные данные по типовой конструкции скважины глубиной 3000 м	66
13.	5.6.2.	Сводные данные по типовой конструкции скважины, глубиной 4950 м.	67
14.	5.7.1.	Оборудование устья скважин	67
15.	5.8.1.1	Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скв. В1	68
16.	5.8.1.2.	Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скв. В2	68
17.	5.8.2.1	Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах глубиной 3000 м и 4950 м.	70
18.	5.8.3.1	Предполагаемые интервалы опробования скважины В1 в обсаженном стволе	72
19.	5.8.3.2	Предполагаемые интервалы опробования скважины В2 в обсаженном стволе	72
20.	5.8.3.3.	Прогнозные объемы добычи углеводородов	72
21.	5.8.4.1	Лабораторные исследования	73
22.	7.1	Виды и объемы геологоразведочных работ	76
23.	8.1	Сметная стоимость ликвидации скважины В1, глубиной 3000м	78
24.	8.2	Сметная стоимость ликвидации скважины В2, глубиной 4950м	79
25.	8.3	Сводная таблица затрат на ликвидацию скважин	80
26.	10.1	Календарный план бурения проектных скважин	98

27.	10.2	Календарный план работ на период разведочных работ по поиску углеводородов	99
28.	11.1.	Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на период 2022 -2028 гг	100
29.	12.1.	Количественная оценка перспективных ресурсов	102
30.	13.1	Основные технико-экономические показатели	103

### СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование приложения	Стр.
1	2	3
1	Заключение метрологической экспертизы	108
2	Протокол НТС ТОО «СМАРТ Инжиниринг»	109
3	Протокол СТС ТОО «СМАРТ Инжиниринг» и ТОО «КазНефтеГазПроект»	112
4	СПРАВКА о рассылке отчета	114
5	Заключение государственной экологической экспертизы	-
6	Экспертное заключение независимого эксперта ЦКРР РК	-
7	Копия лицензии на право проектирования горных работ.	115

## СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

<b>№ п/п</b>	<b>Название приложения</b>	<b>№ прило- жения</b>	<b>Масштаб</b>	<b>Гриф</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>6</b>
1	Схема буровой и сейсмической изученности	1	1:5 000	НС
2	Структурно-тектоническая карта по кровле фундамента восточного борта Прикаспийского бассейна	2		НС
3	Региональный литолого-фациальный разрез	3	г:1:100 000 в:1:50000	НС
4	Средне-нормальный разрез	4	1:5 000	НС
5	Площадь Елек. Панель. Структурная карта по кровле ОГ П1. Схематичный геологический профиль через структуры	5	1:100000	НС
6	Типовой геолого-технический наряд на скважину В1, 3000 м	6	1:1000	
7	Типовой геолого-технический наряд на скважину В2, 4950м	7		

**Всего графических приложений 7 на 7 листах, все НС**

## **1.ВВЕДЕНИЕ**

Контрактный участок Елек располагается в Алгинском районе Актюбинской области Республики Казахстан в 40 км к югу от г. Актобе.

В тектоническом отношении участок приурочен к Актюбинскому Приуралью. Площадь участка недр, согласно выданному геологическому отводу, составляет 451,26 кв. км (Контракт №5091-УВС на разведку и добычу углеводородов на участке Елек в Актюбинской области заключен между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «КазНефтеГазПроект» 25.08.2022г). Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

На выделенных положительных структурах Актюбинского Приуралья в 1948-1957 г пробурен ряд поисковых разведочных скважин. В 1953 г. Московским нефтяным институтом проведены опытные сейсмические работы методом регулированного 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 сейморазведочные 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 отдельных скважинах получены нефтепроявления.

В советское время в 1950-60 гг. в пределах участка Елек разведочным бурением выявлена нефтегазопроявление структура Бестамакская, в пределах которой было пробурено порядка 5 разведочных скважин. В процессе бурения нефтегазопроявления наблюдались в некоторых скважинах.

Проект разведочных работ по поиску..., выполненный в июле 2024, 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 сейморазведочных работ 2Д с целью уточнения геологического строения палеозойских отложений, 460 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.

После проведения детального анализа геолого-геофизических данных изучаемого региона, были определены первостепенные перспективные

участки для постановки поисково-разведочного бурения и скорректированы сроки бурения проектных скважин.

	Приложение № _____ к Контракту № _____ на право недропользования <u>углеводороды</u> (вид полезного ископаемого) разведка (вид недропользования) от <u>19.08.</u> 2022 года рег.№ <u>495 - Р-</u> УВ																																										
<b>РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»</b>																																											
<b>УЧАСТОК НЕДР (ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)</b>																																											
Предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «КазНефтеГазПроект» для осуществления операций по недропользованию на участке Елек на основании письма Компетентного органа (№04-12/3721 от 12 июля 2022 года).																																											
Участок недр расположен в Актюбинской области.																																											
Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 12.																																											
<b>Координаты угловых точек</b>																																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"><thead><tr><th>Угловые точки</th><th>Северная широта</th><th>Восточная долгота</th><th>Угловые точки</th><th>Северная широта</th><th>Восточная долгота</th></tr></thead><tbody><tr><td>1</td><td>49° 58' 00"</td><td>57° 12' 00"</td><td>7</td><td>50° 07' 00"</td><td>57° 28' 00"</td></tr><tr><td>2</td><td>50° 07' 00"</td><td>57° 12' 00"</td><td>8</td><td>50° 09' 00"</td><td>57° 28' 00"</td></tr><tr><td>3</td><td>50° 07' 00"</td><td>57° 20' 00"</td><td>9</td><td>50° 09' 00"</td><td>57° 29' 00"</td></tr><tr><td>4</td><td>50° 04' 00"</td><td>57° 20' 00"</td><td>10</td><td>50° 10' 00"</td><td>57° 29' 00"</td></tr><tr><td>5</td><td>50° 04' 00"</td><td>57° 22' 00"</td><td>11</td><td>50° 10' 00"</td><td>57° 34' 00"</td></tr><tr><td>6</td><td>50° 07' 00"</td><td>57° 22' 00"</td><td>12</td><td>49° 58' 00"</td><td>57° 34' 00"</td></tr></tbody></table>		Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	1	49° 58' 00"	57° 12' 00"	7	50° 07' 00"	57° 28' 00"	2	50° 07' 00"	57° 12' 00"	8	50° 09' 00"	57° 28' 00"	3	50° 07' 00"	57° 20' 00"	9	50° 09' 00"	57° 29' 00"	4	50° 04' 00"	57° 20' 00"	10	50° 10' 00"	57° 29' 00"	5	50° 04' 00"	57° 22' 00"	11	50° 10' 00"	57° 34' 00"	6	50° 07' 00"	57° 22' 00"	12	49° 58' 00"	57° 34' 00"
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота																																						
1	49° 58' 00"	57° 12' 00"	7	50° 07' 00"	57° 28' 00"																																						
2	50° 07' 00"	57° 12' 00"	8	50° 09' 00"	57° 28' 00"																																						
3	50° 07' 00"	57° 20' 00"	9	50° 09' 00"	57° 29' 00"																																						
4	50° 04' 00"	57° 20' 00"	10	50° 10' 00"	57° 29' 00"																																						
5	50° 04' 00"	57° 22' 00"	11	50° 10' 00"	57° 34' 00"																																						
6	50° 07' 00"	57° 22' 00"	12	49° 58' 00"	57° 34' 00"																																						
Географические координаты исключаемых контуров месторождений подземных вод: Комсомольское, Бестамак, Самбай, Бескопа																																											
<b>Координаты угловых точек исключаемого месторождения Комсомольское</b>																																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"><thead><tr><th>Угловые точки</th><th>Северная широта</th><th>Восточная долгота</th><th>Угловые точки</th><th>Северная широта</th><th>Восточная долгота</th></tr></thead><tbody><tr><td>1</td><td>50° 06' 48"</td><td>57° 30' 15"</td><td>3</td><td>50° 06' 48"</td><td>57° 31' 57"</td></tr><tr><td>2</td><td>50° 06' 17"</td><td>57° 31' 06"</td><td>4</td><td>50° 07' 19"</td><td>57° 31' 06"</td></tr></tbody></table>		Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	1	50° 06' 48"	57° 30' 15"	3	50° 06' 48"	57° 31' 57"	2	50° 06' 17"	57° 31' 06"	4	50° 07' 19"	57° 31' 06"																								
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота																																						
1	50° 06' 48"	57° 30' 15"	3	50° 06' 48"	57° 31' 57"																																						
2	50° 06' 17"	57° 31' 06"	4	50° 07' 19"	57° 31' 06"																																						
Площадь – 1,94 кв.км																																											
<b>Координаты угловых точек исключаемого месторождения Бестамак</b>																																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"><thead><tr><th>Угловые точки</th><th>Северная широта</th><th>Восточная долгота</th><th>Угловые точки</th><th>Северная широта</th><th>Восточная долгота</th></tr></thead><tbody><tr><td>1</td><td>50° 03' 59"</td><td>57° 19' 52,44"</td><td>4</td><td>50° 04' 00"</td><td>57° 20' 00"</td></tr><tr><td>2</td><td>50° 04' 11"</td><td>57° 19' 52,27"</td><td>5</td><td>50° 04' 00"</td><td>57° 21' 16"</td></tr><tr><td>3</td><td>50° 04' 15,80"</td><td>57° 20' 00"</td><td>6</td><td>50° 03' 40"</td><td>57° 20' 43"</td></tr></tbody></table>		Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	1	50° 03' 59"	57° 19' 52,44"	4	50° 04' 00"	57° 20' 00"	2	50° 04' 11"	57° 19' 52,27"	5	50° 04' 00"	57° 21' 16"	3	50° 04' 15,80"	57° 20' 00"	6	50° 03' 40"	57° 20' 43"																		
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота																																						
1	50° 03' 59"	57° 19' 52,44"	4	50° 04' 00"	57° 20' 00"																																						
2	50° 04' 11"	57° 19' 52,27"	5	50° 04' 00"	57° 21' 16"																																						
3	50° 04' 15,80"	57° 20' 00"	6	50° 03' 40"	57° 20' 43"																																						
Площадь – 0,59 кв.км																																											
<b>Координаты угловых точек исключаемого месторождения Самбай</b>																																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"><thead><tr><th>Угловые точки</th><th>Северная широта</th><th>Восточная долгота</th><th>Угловые точки</th><th>Северная широта</th><th>Восточная долгота</th></tr></thead><tbody><tr><td>1</td><td>49° 58' 00"</td><td>57° 12' 00"</td><td>3</td><td>49° 58' 00"</td><td>57° 12' 04"</td></tr><tr><td>2</td><td>49° 58' 02"</td><td>57° 12' 00"</td><td></td><td></td><td></td></tr></tbody></table>		Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	1	49° 58' 00"	57° 12' 00"	3	49° 58' 00"	57° 12' 04"	2	49° 58' 02"	57° 12' 00"																											
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота																																						
1	49° 58' 00"	57° 12' 00"	3	49° 58' 00"	57° 12' 04"																																						
2	49° 58' 02"	57° 12' 00"																																									
Площадь – 0,0025 кв.км																																											

6

Координаты угловых точек исключаемого месторождения Бескапа					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	49° 59' 27,98"	57° 26' 36,12"	3	49° 59' 37,49"	57° 27' 56,94"
2	49° 59' 37,62"	57° 26' 36,25"	4	49° 59' 27,98"	57° 27' 56,94"

Площадь – 8,47 кв.км

Площадь участка недр за вычетом исключаемых контуров месторождений подземных вод Комсомольское, Бестамак, Самбай, Бескапа составляет – 451,26 (четыреста пятьдесят одна целая двадцать шесть сотых) кв. км.

Глубина разведки – до кристаллического фундамента.

И.о.заместителя председателя



К. Туткышбаев



г. Нур-Султан,  
август, 2022 г.

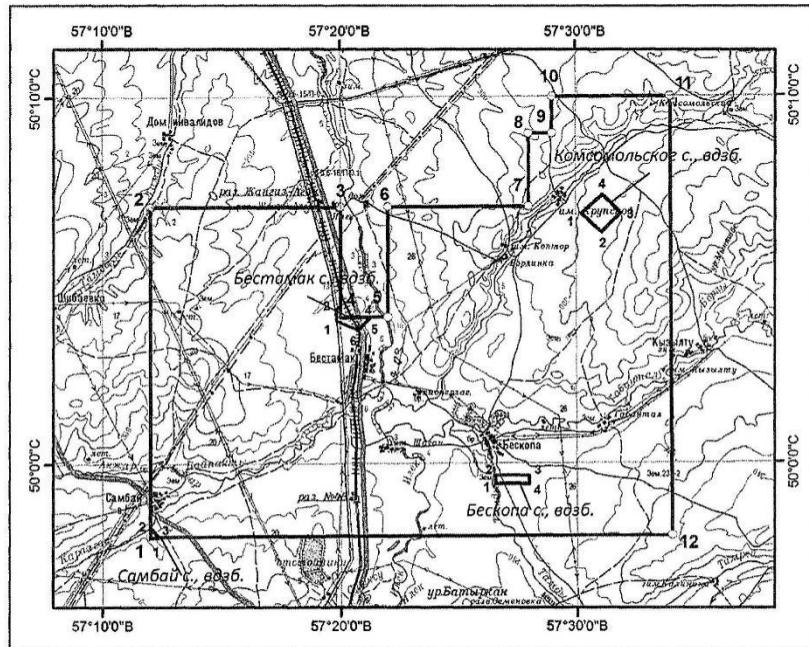
**Рис.1.1. Геологический отвод**

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 Елек

Масштаб 1: 250 000



#### Условные обозначения

- |   |  |
|---|--|
| □ контур участка недр для разведки участка Елек | — газопроводы наземные                         |
| □ контур месторождения подземных вод            | — нефтепроводы подземные                       |
| насыпи двухсторонние                            | ЛЭП на металлических или железобетонных опорах |
| — мосты   | — реки, ручьи (пересыхающие)                   |
| — железные дороги                               | — реки, ручьи (постоянныe)                     |
| — автодороги с покрытием (шоссе)                | ■ населенные пункты                            |
| — улучшенные грунтовые дороги                   | — горизонтали основные                         |
| — грунтовые проселочные дороги                  | — горизонтали дополнительные                   |
| — полевые дороги                                | QR-код отстойники                              |

г. Нур-Султан  
август, 2022 г.

Рис. 1.2. Картограмма

## 2.ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

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

**Таблица 2.1 - Географо-экономические условия**

<b>№№ п/п</b>	<b>Наименование</b>	<b>Географо-экономические условия</b>
1	Географическое положение района работ.	Актюбинская область.
2	Место расположения	Алгинский район Актюбинской области Республики Казахстан. областной центр г. Актобе – в 40 км на север, пос. Бестамак в 10 км.
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района.	В орографическом отношении район контрактной территории представляет собой всхолмленную равнину. Абсолютные отметки рельефа максимальная - (+371м), минимальная (+161м) в долине реки Эмба на юге-западе. Сейсмическая интенсивность- 2 и 1 баллов по шкале MSK-64.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ.	Гидрографическая сеть здесь редка, постоянно действующих рек нет. Гидрографическая сеть района представлена бассейнами рек Эмба, Темир, Кублей. Вдоль долин рек расположены массивы полузакрепленных и закрепленных песков (Кокжиде, Аккум, Жагабулак, Кумжарган). Во время весеннего паводка пойма рек Эмба и Темир на значительном пространстве заливается талыми водами, сохраняющимися до конца мая месяца. Воды рек являются пресными и пригодными для питьевых и технических целей.
5	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур.	Климат района - резко континентальный: лето жаркое и сухое, зима холодная. Максимальная температура достигает летом от +30°C до -40°C зимой.
6	Количество осадков.	Среднегодовое количество осадков составляет 180-250 мм/год. Выпадает, преимущественно, осенне-весенний период
7	Преобладающее направление ветров и их сила.	Преобладающими направлениями ветра 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.	Средняя многолетняя наибольшая высота снежного покрова перед началом снеготаяния уменьшается до 15 - 10 см. В малоснежные зимы наибольшая высота снежного покрова колеблется от 40 - 50 см до 30 - 20 см.

9	Начало, конец продолжительность отопительного сезона.	Октябрь-март
10	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий.	Растительный и животный мир характерен для зоны полупустынь.
11	Населенные пункты и расстояния до них.	Ближайшими населенными пунктами являются поселки Бестамак и Бескоспа. Областной центр – город Актобе расположен в 40 км на север от площади работ.
12	Наличие материально-технических баз.	отсутствует
13	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы.	Газопровод Жанажол-Актобе- МГ Бухара/Урал проходит по 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 участке, на пересечении нефтепровода Жанажол-Орск с ж/д веткой Алматы-Москва на станции Бестамак имеется терминал, для перевалки трубопроводной нефти в ж.д. цистерны транспортируемой за пределы Казахстана.
19	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	Не имеются

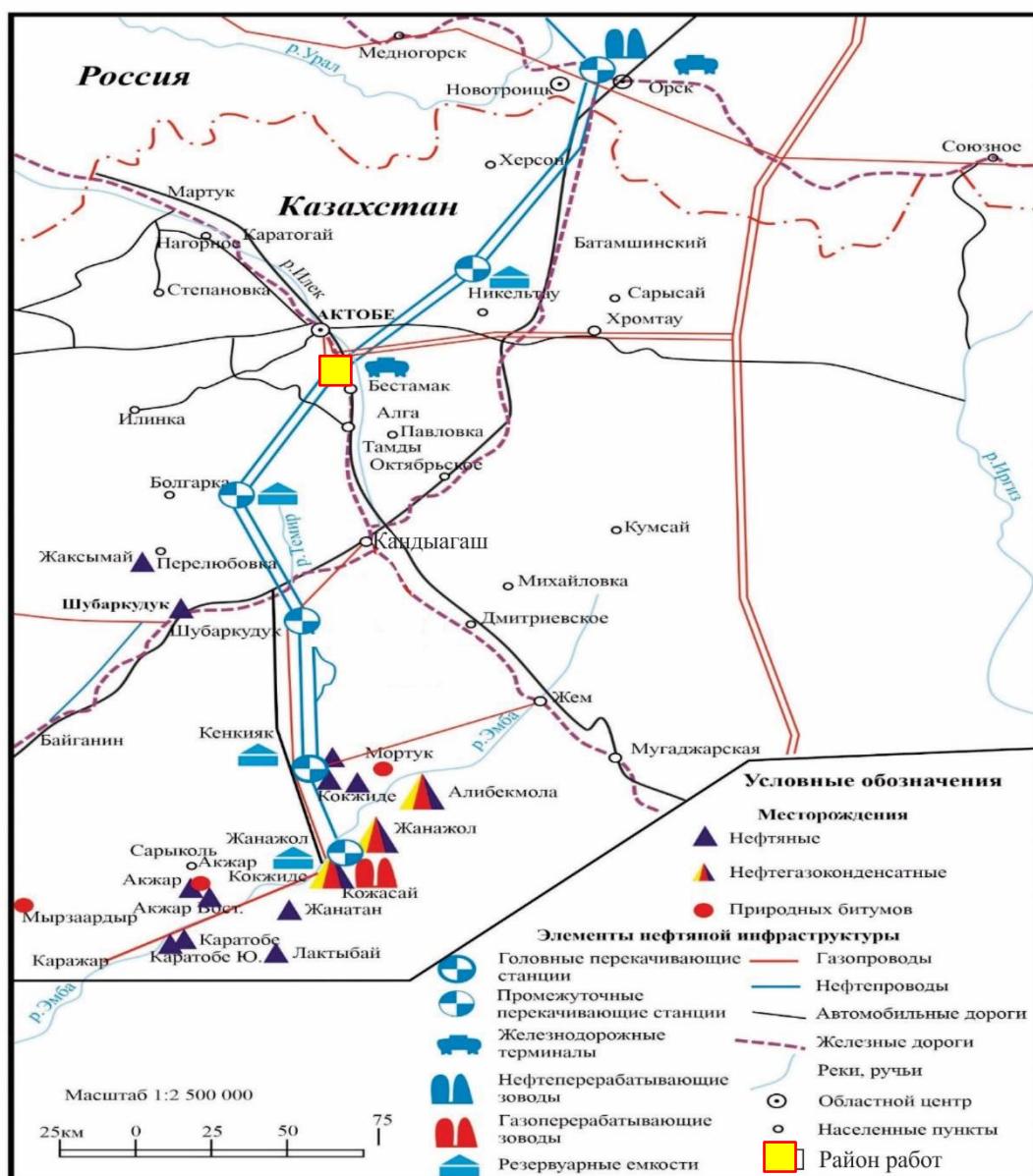


Рис.2.1. Обзорная карта района работ

### **3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ**

#### **3.1 Обзор и результаты ранее приведенных 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.

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 Жилянской 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, Жилянской, Драгомировской, Западно-Актюбинской и Актюбинской-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 регулированного 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 сейсморазведочных работ. Соответственно, улучшилась методика и техника полевых наблюдений, методика их интерпретации, внедрялись новые методы исследований - КМПВ, метод точечных сейсмических зондирований, электrorазведка 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<sub>1</sub> и Ф (табл. 3.1.1).

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 гидрохимических толщ в формировании тектоники структур Актюбинского Приуралья». В работе изложены результаты исследований отложений кунгурского яруса, развитых вдоль восточного борта Предуральской депрессии от р. Табантал на юге до верховьев р. Илек 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 разбуриванию 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 и бурящихся скважин на Джусе геологами треста «Актюбиннефть» 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 «Актюбиннефтеразведка» 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 «Актюбеннефтеразведка») 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 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 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 глубокие разведочные скважины (1, 2). На Жилянской 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 4 глубоких разведочных скважин. На Западно-Актюбинской складке пробурено 11 скважин.

Таблица 3.1.1.

## Сейсмическая изученность

№ п/п	Год отчета	Авторы	Организация	Название отчета
1	2	3	4	5
1	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 Актюбинской области.
2	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 Актюбинской области.
3	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 Актюбинской области Казахской ССР.
4	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 Актюбинской области Казахской ССР в 1973г.
5	1976	Пилифосов В.М. Абдулкабиров А.А.	ИГН, АН Каз.ССР, Управление "Казнефтегазразведка"	Отчет о результатах изучения геологического строения палеозойских отложений в Актюбинском Приуралье с применением различных модификаций ОГТ (Сейсмопартия 115/74-75).
6	1993	Кругликова Т.В.	ГЭПР, НПГП "Нефтегеофизика"	Выполнение обработки и интерпретации материалов опытно-методических сейсмических работ МОГТ с вибраторами СВ-5-150 на территории Актюбинского Приуралья (Самбайская, Алгинская и смежные площади) с целью совершенствования методики поисковых работ на основе внедрения нелинейных свип-сигналов.
7	1967	Попов А.А.	КГТ, ИГН, АН Каз.ССР	Отчет по глубинному сейсмическому зондированию земной коры в Мугоджахах, проведенных в 1967 году (Актюбинский профиль ГСЗ).
8	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 Актюбинского Приуралья (Алгинская и смежные площади) на основе применения нелинейных свип-сигналов.
9	1993	Шамкович Г.И.	ГЭПР, НПГП "Нефтегеофизика"	Обработка и интерпретация материалов региональных сейсмических исследований МОГТ на периферии восточного борта Прикаспийской

				впадины (Актюбинское Приуралье) с целью изучения глубинного геологического строения подсолевого разреза и выделения перспективных зон по подсолевым и надсолевым отложениям.
10	1993	Герасимов М.Е. Крамаренко Л.Д.	Крымская ГФЭ, ГГП "Крымгеология"	Региональные и поисковые сейсморазведочные работы МОГТ в Северо-Западной части Актюбинского Приуралья (Джусинская, Андреевская и др. площади). Джусинская сп 203/89-92.
11	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. (Каратогайской с.п.5/93-95.)
12	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	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	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	1979	Абдульманова Г.В. Маркарова О.И.	ЦГЭ, НПО "Союзгеофизика"	Отчет о результатах работ с.п. 7/78 в Актюбинском Приуралье на территории Мортукского района Актюбинской области Казахской ССР в 1978 году.
16	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.

### Гравиметрическая изученность

№ п/п	Организация, проводившая съемку, авторы отчета	Год работ	Масш-таб съемки	Тип гравиметров	Сеть наблюден ий (км)	Способ и точность определения	
						Координат (м)	Высот (м)
1	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
2	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
3	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 мензуры ± 55.00	тригонометрическое нивелирование ± 1.35
4	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 мензуры ± 55.00	тригонометрическое нивелирование ± 1.35
5	Актюбинская геофизическая экспедиция Трест "Казахстаннефтегеофизика" МГ Каз.ССР Опры Н.Н., Попов Н.А.	1967- 1968	съемка по сейсмическ профилям	ГАК-ПТ ГАК-7Т	шаг 0.5-0.6	инструментально ± 20.00	геометрическое нивелирование ± 0.20
6	Актюбинская геофизическая экспедиция Управление "Казнефтегазразведка" МГ Каз.ССР Сагитова Д.Х., Серенков Н.П.	1973- 1974	профильна	ГАК-7Т Дельта-2	шаг 0.3 0.6	способом обратных засечек с использованием мензуры и графический способ вешения с использованием мензуры и кирпеля ±16.70	тригонометрическое нивелирование ± 0.33
7	Актюбинская геофизическая экспедиция Объединение "Казнефтегазгеология" МГ Каз.ССР Лежебоков В.В., Маков В.И.	1980- 1981	50 000	ГНУ-К2 ГР/К2	1x0.5	инструментально ± 25.00	геометрическое нивелирование ± 0.32
8	Актюбинская геофизическая экспедиция ПГО "Казгеофизика"	1979- 1984	( )	ГНУ-КС ГР/К2	1x0.5	инструментально и по топографическим картам	геометрическое и тригонометрическое

**Таблица 3.3.1. – Изученность территории глубоким бурением**

1	№ 10 Бестамак	разведочная	23.05.1954 – 25.07.1954	1250 м/P <sub>1</sub> k	1306 м/P <sub>1</sub> k	Кондуктор 10" 155 м-цементируется до устья Экс.колонна 6"- не спущена.	Признаки нефти отмечены в инт.1295-1300м. В инт.1040-1051м, 1072-1085м, 1106-1115м, 1135-1136м, 1181-1184м отмечено повышенное содержание углеводородных газов в глинистом растворе. В результате обработки данных ГИС в исследованном разрезе скважины Г-10 продуктивных интервалах выделено не было. Испытания не проводились Скважина ликвидирована
2	№ 11 Бестамак	разведочная	24.05.1955 – 20.11.1955	3000 м/P <sub>1</sub> a	2044 м/P <sub>1</sub> k	Кондуктор 16" 53 м-цементируется до устья 1-я Тех.колонна 12" 1235 м зацементирована 820 м. от устья. Экс.колонна 5"- 1830 м зацементирована 1660 м. от устья.	Интервал прострела 1769-1762м - слабый приток газа. Перфорация интервалы 1733-1723м и 1689-1686 м - слабый приток газа. Таким образом, в связи с отрицательными результатами, полученными при испытании, разведочная скважина №11 Актюбинско-Бестамакской площади подлежит ликвидации по техническим причинам, как не доведённая из-за аварий и осложнения до проектной глубины и законченная опробованием. Скважина ликвидирована.
3	№ 13 Бестамак	разведочная	13.12.1956 – 14.07.1958	3000 м/P <sub>1</sub> a	2044 м/P <sub>1</sub> k	Кондуктор 16" 124.5 м-цементируется до устья 1-я Тех.колонна 12" 1995 м зацементирована 1715 м. от устья. Экс.колонна 5"- 2541 м зацементирована 2100 м. от устья.	I объект 2541-3003м - притока не получено. II объект -2503-2490м - Притока нет. III объект -2386-2377м; 2365-2356м; 2351-2344м - Притока не отмечено. IV объект -2344-2328м; 2323-2317м - приток нефти в количестве 50 литров. На основании протокола ПДК №136 от 15.12.1960г. при тресте «Актюбиннефтегазразведка» и акта обследования №13 от 09.11.1960г., скважина № Г-13 ликвидации по техническим причинам.

4	№ 30 Бестамак	разведочная	29.12.1978 – 22.08.1980	4000 м/P <sub>1</sub> s	4001 м/P <sub>1</sub> k	Кондуктор 16" 344 м зацементирована устья Тех.колонна 12" 2830 зацементирована от устья. Экс.колонна 5"- не спущена.	до м	В процессе бурения скважины, признаков нефти и газа не отмечено ни в керне, ни по данным геофизических исследований на нефть и газ. Испытание не проводилось. На основании приказа ПГО «Казнефтегазгеология» №649 от 26.11.1980г., протокола ПДК от 28.10.1980г. и акта обследования (без даты), скважина № Г-30 подлежит ликвидации по 1-категории, пункту «в», как выполнившая свое геологическое 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
1	2	3	4	5	6	7	8
	Елек	ПРР по поиску УВ на участке Елек	2024г	1 незав 1 зав.	3000м 4950м	2028г	Проведен анализ геолого-геофизических материалов

После проведения детального анализа геолого-геофизических данных изучаемого региона, были определены первостепенные перспективные участки для постановки поисково-разведочного бурения и скорректированы сроки бурения проектных скважин.

### 3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

На основании полученной геолого-геофизической информации, материалов глубокого бурения, данных промыслового-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 4 поисково-разведочных скважин глубиной от 1306м до 4000 м. Буровыми работами выявлено строение основных элементов структуры, положение свода поднятия.

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

Бурение скважин проводилось в 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 гр/м<sup>3</sup>-1,82 гр/м<sup>3</sup>, что привело к 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 исследования**

Каротаж под кондуктор, промежуточные и окончательный комплекс промыслового геофизических исследований проведены в скважинах Бестамакская, 10,11,13. Доступная информация о комплексе ГИС и интервалах исследований представлена в таблице 3.2.1.

**Таблица 3.3.1. – Комплекс ГИС, проведенный в скважинах**

№№ скв.	Виды исследований	Интервалы исследований, м	Масштаб
№10 Бестамакская	КС, НГК, БК, ПС АК, ГК, КВ МКЗ, Инклинометрия	0-305 220-995 160-1250 1200-1305 155-1306	1:500
№11 Бестамакская	БКЗ, Радиоактивный каротаж(ГК, НГК-65, НГК- 90) Газовый каротаж	1265-1870 0-1830 60-2040	1:500
№13 Бестамакская	Стандартный электрокаротаж БКЗ Кавернometрия МКЗ Радиоактивный каротаж (ГК, НГК) газовый каротаж.	0-3000 1000-3000 0-2970 1400-1950 0-3000	1:500

### **3.4. Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования скважин**

**Скважина Бестамакская №10** глубиной 1306 м, пробурена в сводовой части Актюбинско-Бестамакской антиклинальной структуры.

Признаки нефти отмечены в поднятом керне с интервала 1296 – 1300 метров. Выражены они наличием линзочек ангидритов, в которых отмечено повышенное содержание лёгких и с глубины 1220 м, тяжёлых углеводородов.

Признаки нефти отмечены в инт.1295-1300м. В инт.1040-1051м, 1072-1085м, 1106-1115м, 1135-1136м, 1181-1184м повышенным содержанием углеводородных газов в глинистом растворе

При бурении наблюдалось слабое газирование раствора и незначительное поглощение ( $1-2 \text{ м}^3/\text{сутки}$ ). По данным поднятых кернов и электрокаротажных диаграмм, проницаемые горизонты в разрезе скважины отсутствуют. Испытания не проводились.

**Скважина Бестамакская №11** глубиной 2044 метров, пробурена в сводовой части Актюбинско-Бестамакской антиклинальной структуры, с целью поисков залежей углеводородов в отложениях кунгурского яруса нижней перми.

Признаки нефти по керну обнаружены в интервалах: 1283-1289м, 1542-1545м, 1756-1759м, 1780-1783м, 1931-1936м, 1950-1955м в виде примазок и запаха битума в ангидритах, в отдельных включениях песчаников, в тектонической брекчии и в трещинах плотных песчаников, выполненных кристалликами кальцита с капельной нефтью.

При бурении, в интервале 1285-1286м. наблюдалось кратковременное разгазирование глинистого раствора, приуроченного к слабопроницаемому песчанику.

При забое 1770 м, отмечено газопроявление, сопровождаемое значительным разгазированием глинистого раствора. При забое 1815м, отмечено водопроявление, приуроченное к песчаному горизонту (в выносимом шламе наблюдалось значительное количество песчаного материала).

При забое 2044 м, во время стояния скважины из-за осложнения, из скважины, совместно с водой, выходили плёнки нефти с удельным весом 0,834 г/см<sup>3</sup>.

Было проведено опробование I-го объекта в интервале 1769-1763м. Интервалы прострела 1769-1762м. После остановки скважины на приток на 48 часов, притока жидкости не отмечено. Отмечен лишь слабый приток газа.

Ввиду отрицательных результатов опробования и отсутствия притока, приступили к опробованию II-го объекта. Перфорировали интервалы 1733-1723м и 1689-1686 м. После остановки скважины на приток на 24 часа, притока жидкости не отмечено. Отмечен лишь слабый приток газа.

Таким образом, в связи с отрицательными результатами, полученными при испытании, разведочная скважина №11 Актюбинско-Бестамакской площади была ликвидирована по техническим причинам, как не доведённая из-за аварий и осложнения до проектной глубины и законченная опробованием.

**Скважина Бестамакская №13** глубиной 3003 метров, пробурена в присводовой части Актюбинско-Бестамакской структуры

В процессе бурения, запах и нефтяные пропитки отмечались по керну в интервалах: 1294-1297, 1345-1350м, 1400-1405м, 1462-1467м, 1565-1569м, 1600-1605м, 1665-1776м, 1944-1968м, 2066-2071м, 2137-2141м, 2297-2348м, 2585-2959м.

В скважине испытано 4 объекта:

I объект 2541-3003м. Испытывался открытым забоем. После снижения уровня жидкости до 1927м и суточного стояния, притока не получено.

II объект 2503-2490м. Уровень снижен до 1660м. Притока нет.

III объект 2386-2377м; 2365-2356м; 2351-2344м. Уровень снижался до глубины 2001м. Притока не отмечено.

IV объект 2344-2328м; 2323-2317м. Уровень снижен тартанием желонкой. При достижении уровня 1000м от устья, в желонке начали поднимать небольшие порции густой нефти. При уровне 1140м., после суточного стояния, обнаружен приток нефти в количестве 25 литров. При последующем тартании, приток нефти в скважину прекратился. После суточного стояния на притоке, при уровне 1848м, приток воды составил 4 м<sup>3</sup> (около 50 литров). Дополнительно торпедировали интервал 2342-2330м. (5 торпед). При понижении уровня до 820м., уровень в скважине внезапно поднялся, а в межтрубном пространстве упал, что говорит о нарушении колонны. С помощью резистивиметра определили нарушение колонны на глубине 1860 м.

Верхнюю часть колонны подняли на поверхность, спустили новую колонну и вставили её в 6" колонну.

Основные нефтегазоносные горизонты кунгурских и верхней части артинских отложений перекрыты 10" технической колонной, которая не герметична (протёрта) в нескольких местах, в процессе длительной работы в ней роторным способом. Поэтому, качественно испытать эти горизонты не представилось возможным.

**Скважина Бестамакская №30** глубиной 4001 м, пробурена на западном крыле Актюбинско-Бестамакской антиклинальной складки, на сейсмическом профиле VI.

В процессе бурения скважины, признаков нефти и газа не отмечено ни в керне, ни по данным геофизических исследований на нефть и газ.

## **4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ**

### **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 толщины, слабо дислоцированы и по существу являются чехлом, затрудняющим изучение стратиграфии и тектоники верхнепалеозойских отложений, с которыми связана нефтегазоносность.

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 ранне- и средне- девонское время в этой переходной зоне образовалась полоса массивных известняков рифового типа толщиной 400-600 м.

#### **Девонская система - Д**

Наиболее древними отложениями, вскрытыми в пределах восточной бортовой части Прикаспийской впадины, являются, преимущественно, тонкозернистые магматогенные значительно метаморфизованные разности девонского возраста, изученные в разрезе скважины П-33 Изембет в интервале глубин 1788-4558 м. В интервалах 4637-4641 м, 4685-4688 м, 4928-35 м, 4960-4967 м А. Г. Калмыковой (АО «АктюбинГРИ») определены спорово-пыльцевые спектры, характерные ассельскому ярусу нижней перми и среднему девону, а в интервалах 5119-5126 м, 5157-5164 м выделены редкие споры, предположительно, среднедевонского облика, в интервалах 5011-5014 м, 5044-5051 м и 4987-4993 м – нижнедевонского. Был сделан вывод, что весь комплекс девонских спор, выявленный в интервале 4637-5164 м, переотложен.

Судя по облику полученного кернового материала, породы данного комплекса характеризуются высоким разнообразием структур, текстур и цветовой гаммы (черные, зеленые, серые, реже красные и другие). Разрез выполняют естественные ассоциации различных генотипов пород, взаимно

переходящих друг в друга, имеющих промежуточное строение и переходный минеральный состав. Четкие границы смены пород отсутствуют. Визуально и петрографически установлены результаты широкого проявления эруптивного магматизма, мигматизации, метасоматоза, эмбрионального будинажа, хлоритизации и других эндогенных процессов, приведших к появлению многочисленных разновидностей (амфиболовых, хлоритовых, актинолитовых) метасоматитов, а также значительно метаморфизованных диабазов, диоритов, габбро и т.д.

Все полученные результаты изучения разреза скважины П-33 Изембет позволили исследователям сделать выводы, что она вскрыла надвиг, где породы в интервале 400-4558 м -нижнекаменноугольно- франко-фаменского возраста, а нижнепермские ассельские в интервале 4558- 5206 м-поднадвиговые.

Выше девонских известняков залегает терригенная толща, возраст которой в разных частях восточной окраины Прикаспийской впадины имеет неоднозначную датировку. На самом крайнем востоке впадины, у границы со складками Западного Примугоджарья, эта терригенная толща, выделенная Р.Г. Гарецким в изембетскую серию, имеет верхнедевонско-нижнекаменноугольный возраст. При этом каменноугольная часть разреза включает отложения турне и раннего визе.

### **Каменноугольная система - С Нижний отдел – С<sub>1</sub>**

Вскрытые скважиной П-33 Изембет нижнекаменноугольные отложения в интервале 140-1788 м. с резким угловым стратиграфическим несогласием залегают на магматических и метаморфических отложениях верхнего девона. Терригенный разрез нижнего карбона сложен переслаивающимися граувакковыми песчаниками, алевролитами, глинами, реже- известняками, доломитами и окремелыми аргиллитами.

Все породы- сероцветные, плотные, массивные, с широко развитыми разноориентированными трещинами и зеркалами скольжения. На плоскостях наслоения пород, присутствует обугленная пиритизированная органика. В породах выявлена слоистость 5-10°.

В обломочной части песчаников и алевролитов преобладают зёрна кварца и плагиоклаза, кремниевых пород, реже эффузивных и карбонатных. Отмечено присутствие магнетита, апатита, циркона, мусковита. Цемент глинисто-известковый и хлоритово-глинистый, содержание до 13-25 %, базального и базально-порового типа.

По данным исследований спорово-пыльцевых комплексов А.Г. Калмыковой возраст пород в интервалах 1292-1295 м и 1568-1569,5 м датируется тульским горизонтом средневизейского подъяруса нижнего карбона.

### **Средний отдел – С<sub>2</sub>**

Отложения среднего карбона в бортовой части востока впадины вскрыты скважиной Г-21 Белкудук на глубине 1750м, они представлены терригенными и карбонатно-терригенными разностями.

Синхронные отложения Жанажол-Торткольской зоны входят в состав развитых в её пределах двух карбонатных толщ.

Там же были вскрыты среднекаменноугольные подольские отложения в разрезе межкарбонатной терригенной толщи.

В краевой части Уральских варисцид северо-восточного и восточного обрамления впадины И.В. Хворовой выделена южно-уральская флишевая формация среднекаменноугольного-раннегжельского возраста, которая подразделяется ею на три градации: флишевую, флишоидную и конгломератовую. Первая - мощностью до 2 км, получила весьма узкое распространение по р. Сакмаре. Флишоидная градация представлена чередующимися пачками песчаников, аргиллитов и известняков. Конгломератовая градация московского возраста установлена по рекам Урал и Алимбет, где они залегают с угловым и стратиграфическим несогласием на подстилающих отложениях визейско-серпуховского возраста. Мощность отложений -до 2,3-2,5км.

Таким образом, на территории исследования, впервые получены геологические данные о терригенных отложениях среднего карбона, выполняющих зону сочленения южного окончания Предуральского краевого прогиба и западной части Сакмаро-Уралтауской зоны Мугоджар. Абсолютная отметка кровли пород московского яруса - 1459 м.

Вскрытый скважиной Г-21 Белкудук разрез толщиною 1050 м слагают переслаивающиеся различные по мощности пласти песчаников, алевролитов, глин, аргиллитов, гравелитов и реже известняков. Отмечаются редкие прослои кремнистых аргиллитов.

В разрезе толщи выделены две относительно отличные по литологическому составу пачки. Верхняя - в интервале 1750-2142 м, преимущественно, песчаниковая и нижняя - в интервале 2142 (забой) – песчанико-аргиллитовая.

Песчаники и алевролиты верхней пачки светло-серые и серые, плотные, крепкие, с трещинами, залеченными кальцитом и в отдельных интервалах с многочисленными зеркалами скольжения. Отмечается крутая слоистость под углом 65-70<sup>0</sup> до 80-90<sup>0</sup> к оси керна.

Все песчаники полимиктового состава, средне-крупно-зернистые, с включением мелкого и среднего угловатого, полу-угловатого гравия, представленного как правило обломками карбонатных пород.

Аргиллиты черные, плотные, с включением обугленной растительной органики и зеркалами скольжения.

Характерной особенностью пачки, помимо её, преимущественно, песчаникового состава, является повышенная известковистость песчаников и гравелитов за счёт присутствия гравийных обломков карбонатных пород и широкого развития известково- глинистого и известкового цемента.

Среднекаменоугольный верхнемосковский возраст отложений установлен А.Г. Калмыковой по находкам спорово-пыльцевых спектров в интервалах 1764-1771 м, 1799-1806 м, 1806-1813 м, 1813-1819 м, 1819-1826 м, 1877-1883 м.

В образце песчаника из интервала 2121-2128 м выделен несколько отличный спектр, который она датирует также верхнемосковским подъярусом среднего карбона.

Характерными чертами нижней пачки являются преобладание в ее разрезе глинистых разностей над песчаным, уменьшение углов слоистости пород до 10-25° к оси керна, заметное уменьшение известковистой и преобладание более темной окраски песчаников и алевролитов.

Аргиллиты черные, плотные, часто хрупкие, с пластинчатые с включениями обугленной органики. Встречены окремелые разности аргиллитов. Отмечаются многочисленные плоскости зеркал скольжения. Песчаники темно-серые, в основном мелкозернистые, с трещинами, залеченными кальцитом, полимиктовые по составу обломочной части. Цемент- чаще глинистый, базального типа.

В исследованных образцах из интервалов 2524-2531 м, 2631-2624 м, 2698-2705 м А.Г. Калмыковой определены спорово-пыльцевые спектры, получившие распространение в московском ярусе среднего карбона.

### **Верхний отдел C<sub>3</sub>**

Наиболее древними отложениями, вскрытыми глубокими разведочными скважинами на исследуемой территории, являются верхнекаменоугольные, 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 прослойками 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 специальному 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 Жилянской 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 полевых шпатов, присутствуют обугленные растительные остатки и пирит.

Наряду с терригенными породами в разрезе оренбургского яруса встречаются и прослои известняков в двух разностях: 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 Р<sub>1</sub>**

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

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

*Сакмарский ярус нижней перми Р<sub>1s</sub>.* Выходы сакмарских отложений на поверхность в Актюбинском Приуралье наблюдаются на крыльях Синтасской, Александровской, Петропавловской и Жилянской антиклинальных складках.

Сакмарские 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 разнозернистые 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 Р<sub>1а</sub>.* 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 Жилянской 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 Жилянской складок актастинский подъярус представлен комплексом терригенных пород, включающим глины, аргиллиты, алевролиты и песчаники. Толщина актаскинского подъяруса на Петропавловской складке 900-1050 м.

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

Скважинами структуры Бестамак артинские отложения вскрыты: скв. Бестамак 11 – толщина 274 м, скв. Бестамак 30 – толщина 710 м, скв. Бестамак 13 – толщина 770 м,

*Кунгурский ярус нижней перми P<sub>1k</sub>*. Отложения кунгурского яруса 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 Жилянской, 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 полимитовым. 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 Р<sub>2</sub>

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 сводовый частых структур на западе порядка 12 м, на западе достигает 800 м.

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

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

Схематичный разрез вскрытый скважинами в пределах контрактного участка представлен на рис 4.1.1. (графическое приложение 2).

### **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). Толщина 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.

### **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 прослойями 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 разнозернистых песков, содержащих линзы галечников и конгломератов. Над этими породами залегают глины коричневатые, желтые и серовато-бурые, песчанистые, с тонкими прослойями 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 №№ 10, 11, 13 Бестамак

Группа	Стратиграфические подразделения			Скважины	№10 Бестамак	№11 Бестамак	№13 Бестамак	
Палеозойская	Пермская система Р	нижний отдел Р <sub>1</sub>	Р <sub>2</sub> -Т	Система Ярус, подъярус	Забой скважины, м	1306	2044	3003
					Альтитуда ротора, м	+208	+206	+208
					Кровля, м		18	23
					Абс. отм, м		+224	+231
					Толщина, м	600	577	377
					Кровля, м	600	595	400
					Абс. отм, м	+808	+801	+608
					Толщина, м	645	797	1029
					Кровля, м	1246	1392	1429
					Абс. отм, м	+1454	+1598	+1637
					Толщина, м	612	378	335
					Кровля, м		1770	1764
					Абс. отм, м		+1976	+1972
					Толщина, м		274	

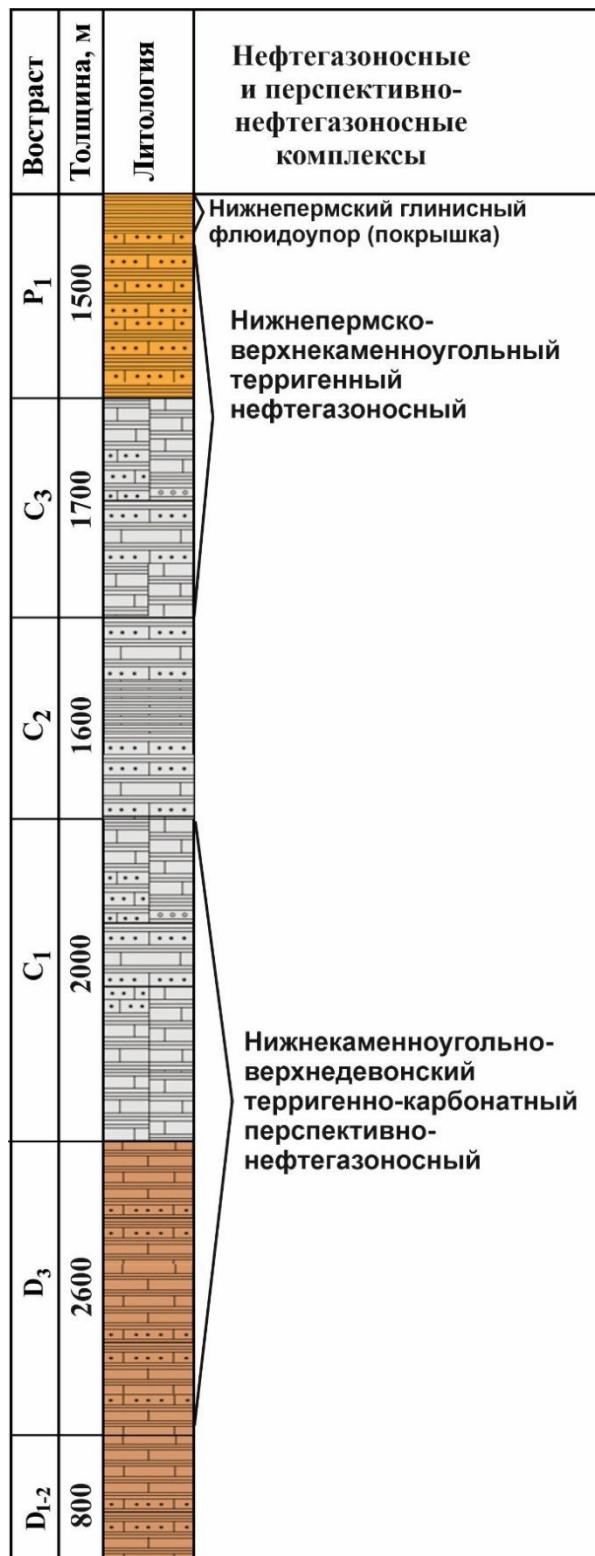


Рис. 4.1.1. – Схематичный разрез Актюбинского Приуралья

## 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 антиклиналями субмеридионального простирания. Между ними располагаются плоские синклинали. Синклинали пересекаются многочисленными седловинами и структурными носами, примыкающими к крыльям антиклиналей и ориентированными в субширотном направлении. Складки развивались в течение 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 данным глубокого разведочного бурения, проведенного в Александровской, Петропавловской, Жилянской, 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 асимметричные 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 Жилянской антиклинальных складок сложены более молодыми отложениями нижней перми, соответственно сакмарским и артинским ярусами. Наконец, крайние западные складки, Западно-Актюбинская и Бестамакская, уже сложены в сводах кунгурским ярусом нижней перми. С востока на запад складки Актюбинского Приуралья постепенно погружаются, при этом амплитуда их уменьшается.

На тектонической схеме Актюбинское Приуралье расположено на южном погружении Зилаирского синклиниория. 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 синклиниория и сложенных на поверхности каменноугольными отложениями.

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.

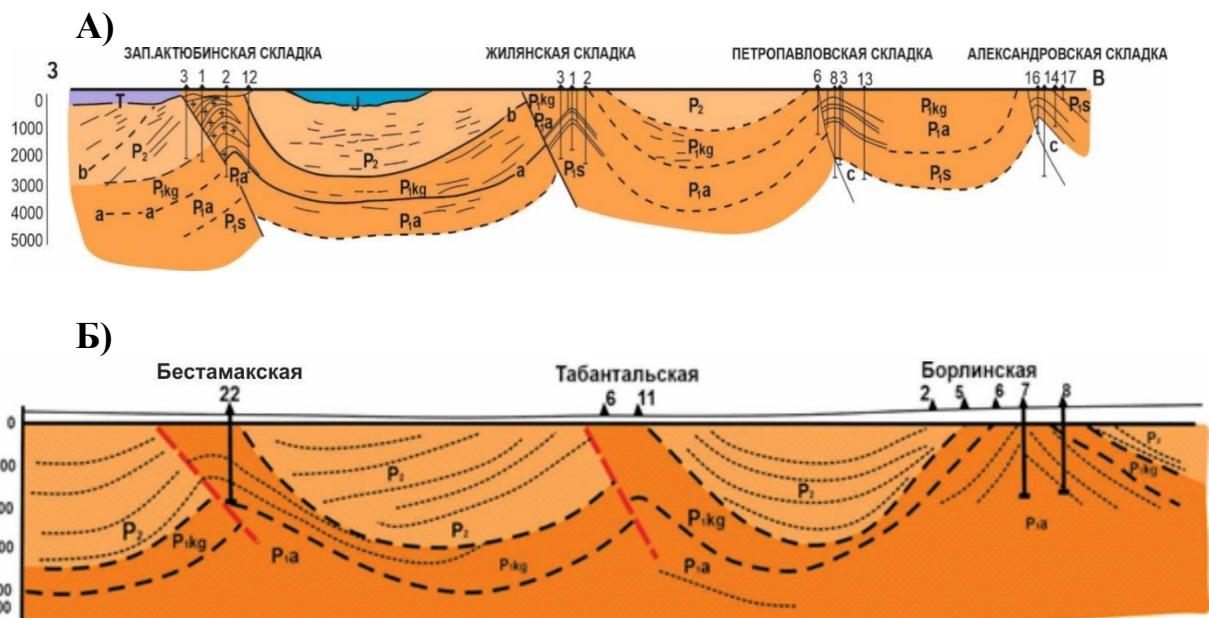
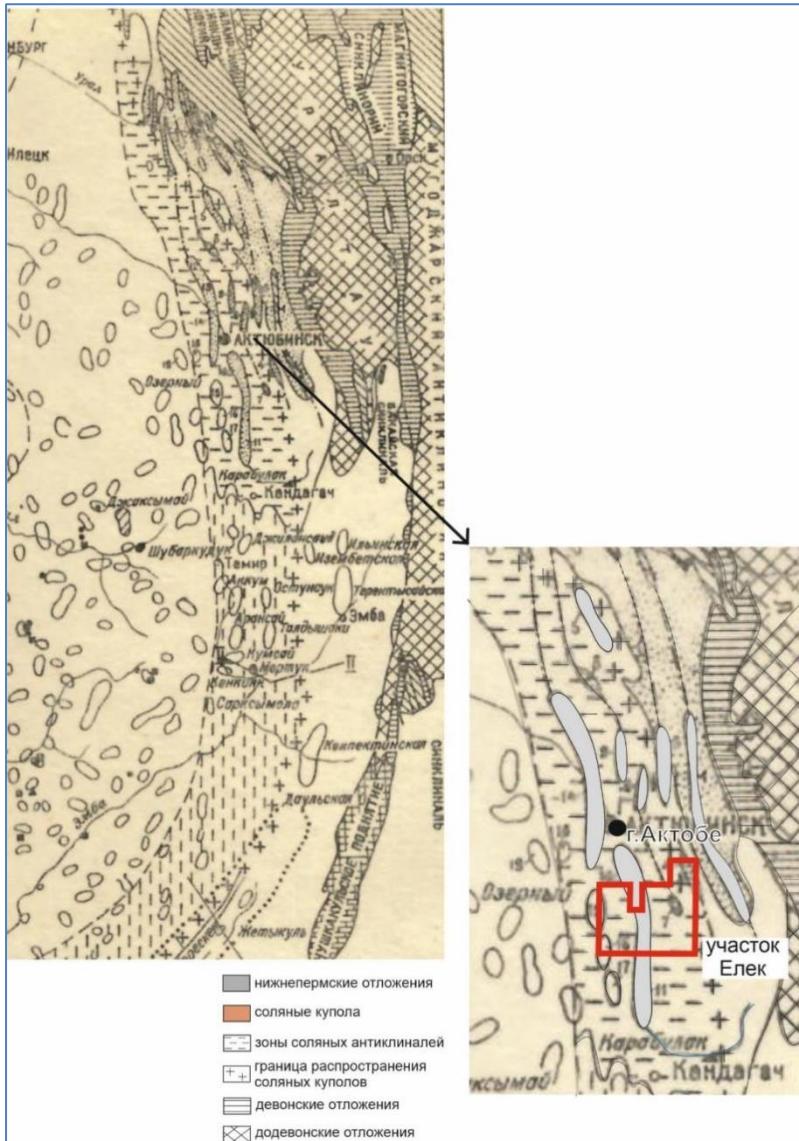


Рис. 4.2.1. – Геологический профиль через складки Актюбинского Приуралья.

Дисклокации 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 простиранье 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.



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

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 толщины кунгурских отложений за счет галогенных 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 синклиниориях 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 (рис 4.2.1. б). 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.

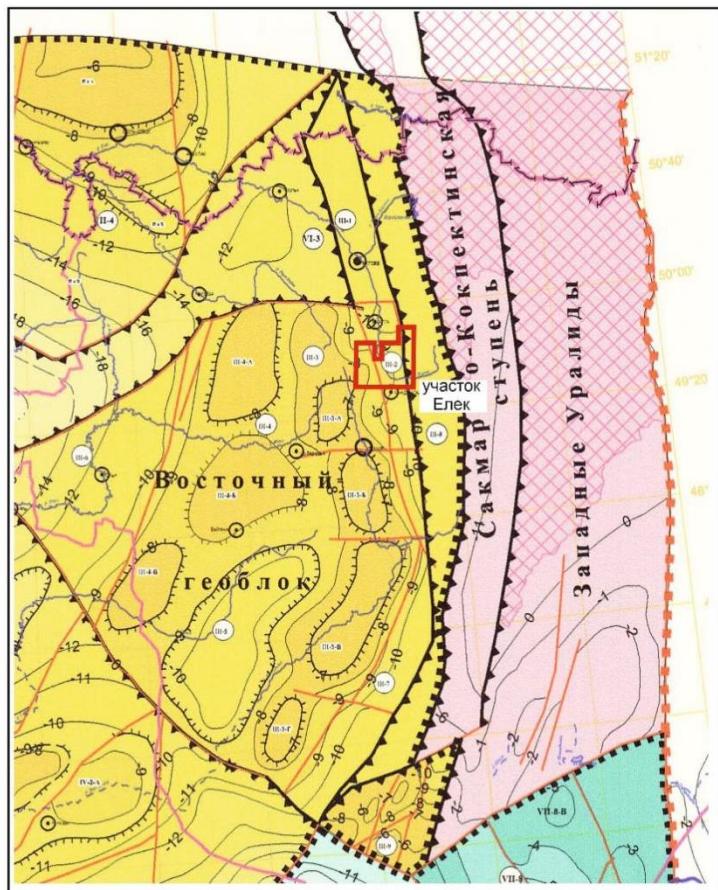
При анализе вопросов образования и формирования палеозойских складчатых форм Актюбинского Приуралья необходимо учитывать, что основные несогласия имеются между верхнепермскими и мезозойскими отложениями, а также между породами нижнего и верхнего триаса. Нижнетриасовые отложения ложатся без заметного 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.

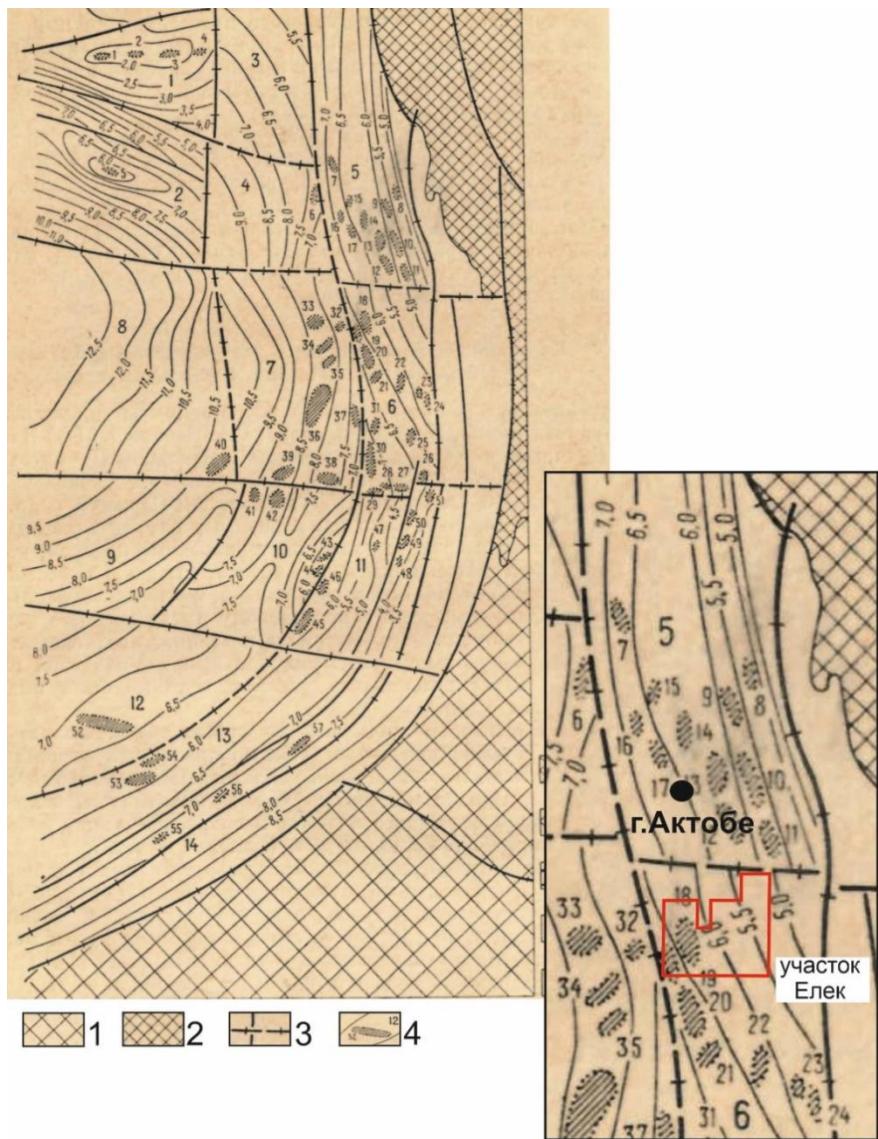
Мощные горообразовательные движения в раннетриасовое время, несомненно, создали на Урале новые поднятия, которые и вызвали усиление эрозионных процессов и увеличение выноса грубообломочных материалов. Материал этот выносился отдельными языками (конусы выноса), которые заходили далеко на запад и юг, в 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-фацальных 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 унаследованно.

Глубина залегания поверхности кристаллического фундамента в восточной части Прикаспийской впадины колеблется от 5 до 21 км (рис 4.2.3), наблюдается довольно закономерное ее погружение от прибрежных зон к центру впадины. Тектонические нарушения разбивают поверхность фундамента на блоки, гипсометрическое положение которых различное.

Блок, в пределах которого расположена территория участка Елек, 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.



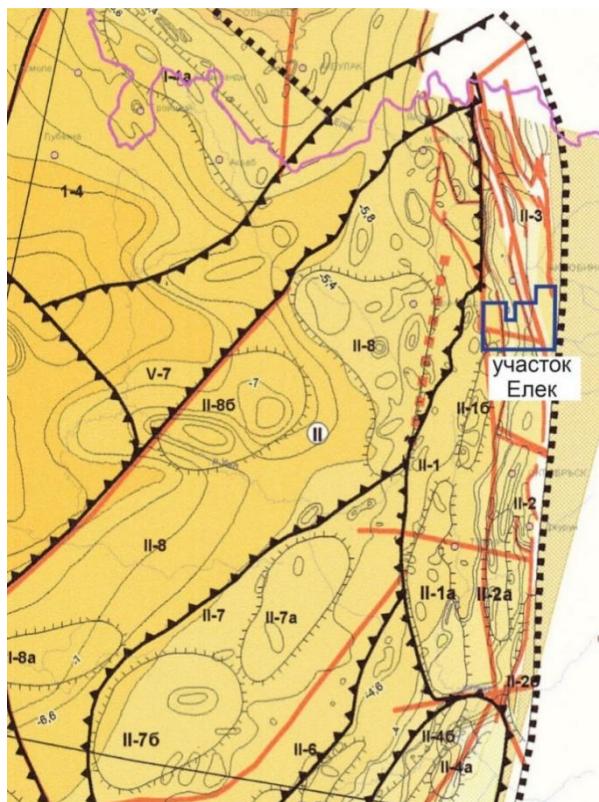


**Рис. 4.2.4. – Структурная карта восточной части Прикаспийской впадины по сейсмическому горизонту  $\Pi_2$ . Увеличенная схема района работ**

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

$\Pi_1$  – 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  $\Pi_1$  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.

В пределах исследуемой территории перспективные структуры выделяются по отражающим горизонтам  $\Pi_{1i}$ , возможно VI.



**Рис. 4.2.5. – Структурная карта восточной части Прикаспийской впадины по сейсмическому горизонту П<sub>1</sub>**

### 4.3. Нефтегазоносность

В пределах Актюбинского Приуралья в отложениях мезозоя, толщина которого не превышает 350 м, газонефтепроявления отмечены лишь в единичных случаях, несмотря на многочисленность скважин, вскрывших мезозойские отложения. Обычно указанные единичные признаки связаны с тектоническими нарушениями, простирающимися от нижележащих палеозойских толщ вверх, вероятно углеводороды частично мигрировали вверх по разломам. Таким образом, возможность обнаружения промышленных залежей нефти в мезозойских отложениях исключается ввиду отсутствия условий для сохранения ловушек нефти и газа.

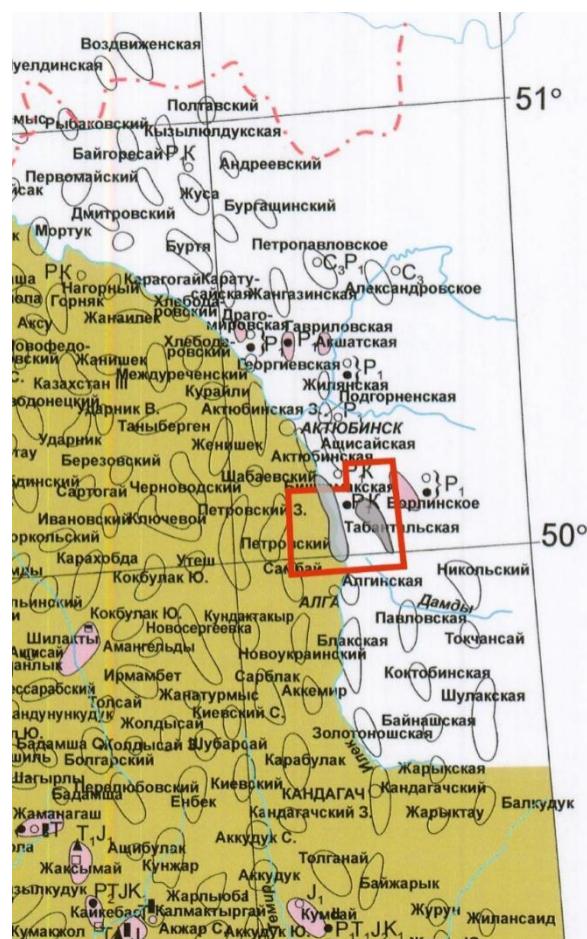
Также весьма ограничены нефтегазопроявления в красноцветных отложениях верхней перми. Красноцветные отложения верхней перми значительной мощности вскрыты разведочными скважинами на складках Актюбинского Приуралья. Признаки нефти в данных отложениях в основном выражены в виде запаха нефти. Основное количество керна с запахом нефти приурочивается к пересечению скважиной плоскости надвига. Таким образом, в складках Актюбинского Приуралья в красноцветных отложениях верхней перми, 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 большое количество скважин, вскрывших кунгурские отложения, промышленных залежей нефти

и газа в этих отложениях до сего времени не обнаружено. Необходимо отметить, что опыт глубокого разведочного бурения на кунгурские отложения показывает, что, несмотря на несравненно более реальные нефтегазопроявления в них, чем в верхнепермских отложениях, они не могут являться самостоятельным объектом для разведки. Разведка их может осуществляться только попутно, при проводке скважин на артинские и нижележащие отложения.

В отложениях артинского и сакмарского ярусов, представленных однотипными терригенными песчано-глинистыми отложениями, имеет место значительное увеличение признаков нефти как по данным полевых исследований, так и по данным глубокого разведочного бурения.

Признаки нефти и газа в артинских и сакмарских отложениях выявлены на всех структурах, где эти отложения вскрывались глубоким разведочным бурением (рис. 4.3.1.)



**Рис 4.3.1. – Схема размещения структур Актюбинского Приуралья**

**Бестамакская антиклинальная складка** (рис. 4.3.2.) протягивается от г.Актобе до пос. Бестамак. Бестамакская антиклинальная складка является частью большой антиклинали, протяженностью 60 км. Севернее расположена Актюбинская складка, южнее – Алгинская. На Бестамакской складке с 1952 года начато глубокое разведочное бурение. На основании изучения разрезов

в скважинах Бестамакской складки выделены артинские, кунгурские и верхнепермские осадки.

Характерной особенностью строения складки является скопление хемогенных толщ кунгурского яруса в западных крыльях. Данные отложения образуют свод, осложненный надвигом и смещенный к западу.

Признаки нефти и нефтепроявления отмечены в скважинах, пробуренных на Бестамакской складке. Наиболее интенсивные нефтепроявления приурочены к скважинам, достигшим артинские отложения.

В скважине 11 признаки нефти в поднятых кернах были отмечены в интервалах: 1283-1289м, 1542-1545м, 1756-1759м, 1780-1783м, 1931-1936м, 1950-1955м, приуроченных к терригенной толще нижнего кунгура и артинским отложениям. Выражены они в виде примазок нефти и запаха битума в ангидритах и в трещинах плотных песчаников.

При бурении скважины 11 с глубины 1770 м начались газопроявления. С глубины 1815 м в скважине 11 наряду с газопроявлениями отмечены водопроявления, которые удалось заглушить путем применения баритизированного раствора. При остановке скважины на время заготовки глинистого раствора в устье собралась нефть. Проведенное опробование в интервалах 1769-1763м, 1733-1723м, 1686-1689 м. дало незначительный приток газа непромышленного значения.

В скважине 13 признаки нефти отмечены в керне в виде примазок и запаха нефти в тектонической брекчии.

Во время бурения, при забое 1070м, отмечено газопроявление, приуроченное к галогенно-сульфатной толще кунгура. При забое 1523м, вторично отмечено газопроявление, приуроченное к сульфатно-терригенной толще кунгура. Для опробования встреченных признаков нефти были намечены четыре объекта, в результате испытания которых получен незначительный приток нефти удельного веса 0,854 г/см<sup>3</sup>. При дополнительном вскрытии этого горизонта была нарушена колонна, в связи с чем испытание приостановлено.



Рис. 4.3.2. – Бестамакская складка.

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

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.

В целом надо отметить, что 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, скорость которого, начиная с верхнего девона и до конца нижней перми, была значительной. Погружение компенсировалось накоплением толщи осадков толщиной 8000 м.

3. Складчатость отложений, происходившая одновременно с накоплением осадков, заложившаяся в позднем девоне, продолжалась и в карбоне, ранней 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 переклиналях поднятий). В продолжительные этапы роста складок столь же многократно создавались и благоприятные условия для миграции нефти из нефтематеринских пород в пласты коллекторы.

4. 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.

#### **4.4.Гидрогеологические условия.**

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 сульфатнонатриевого и гидрокарбонатнонатриевого типов, имеющих типичное инфильтрационное происхождение.

На площадях более западных структур, где сакмарские отложения залегают на значительное глубине, распространены воды хлормагниевого 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, Жилянской, 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 8,4<sup>0</sup> 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 сульфатнонатриевого типа. В районах погружения водоносного комплекса, в центральных зонах Актюбинского Приуралья, встречаются соленые воды преимущественно хлормагниевого 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 хлормагниевые воды артинских отложений являются погребенно-морскими. В западных районах, а также в некоторых изолированных водоносных линзах более восточных зон хлормагниевые 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 Актюбинском Приуралье были получены в скважинах, пробуренных на Джусинской, Жилянской и Актюбинско-Бестамакской складках.

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

По мере погружения терригено-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 – сульфатнонатриевым.

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

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

Водоносный комплекс континентальной юры представлен разнозернистыми песками и песчаниками с прослойями 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 прослойями 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 моленными 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 гидрокарбонатнонатриевые 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 прослойями 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 гидрокарбонатнокальциевой и сульфатнокальциевой групп сульфатнонатриевого 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 Елек в тектоническом отношении расположен в Актюбинском Приуралье в пределах восточного борта Прикаспийского бассейна. Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие тектонически экранированной структуры, в пределах которой ранее были получены нефтегазопроявления из палеозойских отложений при бурении глубоких скважин. Структура представляет интерес в нефтегазоносном отношении.

Проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Елек 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.

Запланировано:

- проведение полевых сейморазведочных работ 2Д, 460 пог.км и обработка и интерпретация полученных сейморазведочных данных с охватом глубины разреза до 7-8 км.
- После уточнения геологического строения по результатам обработки и интерпретации сейморазведочных работ 2Д, предусматривается бурение поисковой независимой скважины, глубиной 3000 м (+/- 250м) и зависимой скважины, глубиной 4950 м (+/- 250м).

Настоящим Дополнением к «Проекту разведочных работ...» предусматривается корректировка местоположения и сроков бурения проектных скважин.

### **5.2. Обоснование объемов и сроков проведения сейморазведочных и других видов полевых исследований**

#### ***Объемы и методика сейсмических исследований***

#### ***Полевые 2Д сейсморазведочные работы***

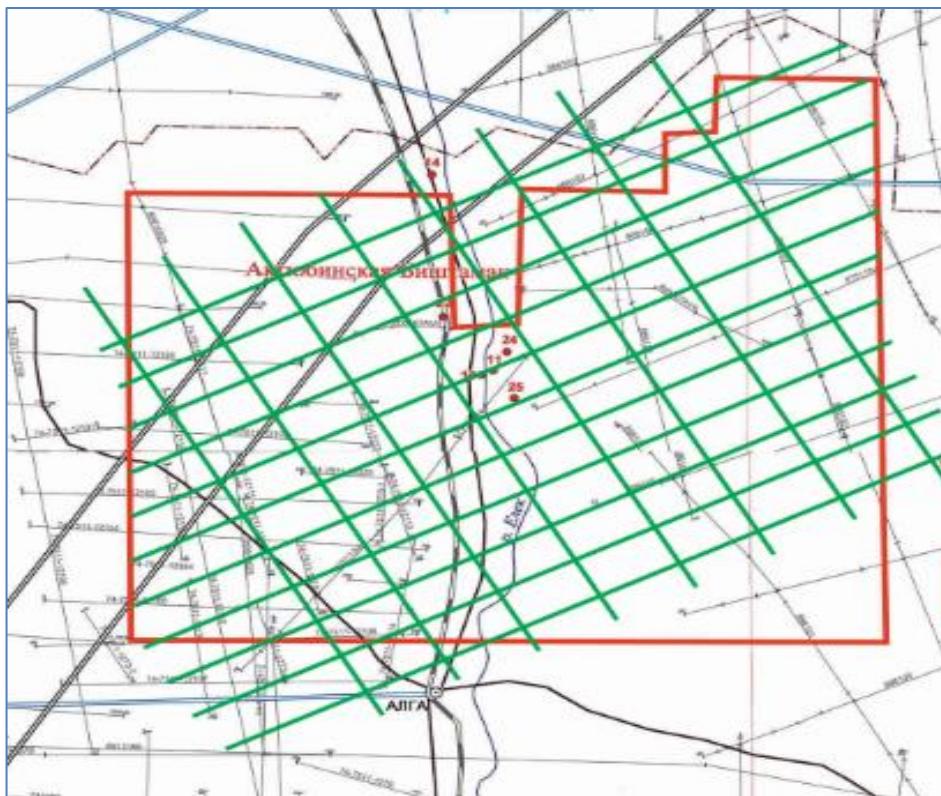
На контрактной территории планируется проведение сейморазведочных работ 2Д в объеме 460 пог. км (рис. 5.2.1).

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

Перед сейморазведочными работами 2Д ставятся следующие задачи:

1.Поиски 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.

### *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/помеха, 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 сейморазведки***

Интерпретация обработанных данных 2Д сейморазведки будет выполняться с применением самых современных аппаратных и программных средств, включающих в себя многоцелевые прикладные пакеты, обеспечивающие решение поставленных геологических задач. Интерпретация данных 2Д сейморазведки с данными пробуренных скважин будет выполняться в два этапа; структурная интерпретация и динамическая интерпретация.

### ***Структурная интерпретация данных 2Д сейморазведки***

Будут выполнены следующие работы:

- получение всех результатов обработки данных 2Д сейморазведки 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 мезозойских и 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**

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

После проведения детального анализа геолого-геофизических данных изучаемого региона, были определены первостепенные перспективные участки для постановки поисково-разведочного бурения и скорректированы сроки бурения поисковых скважин.

В процессе проведения разведочных работ по поиску УВ недропользователем совместно в проектным институтом было принято решение изменить местоположение скважин В1 и В2 с центральной части на юго-западную (протокол НТС недропользователя ТОО «КазНефтеГазПроект» и проектной компании ТОО «Смарт Инжиниринг» от 27.06.2025г). Данное решение было принято в результате анализа результатов данных геологоразведочных работ советского периода, которые показывают,

что в пределах участка Елек выделяется несколько положительных геологических структур, которые описаны как перспективные в нефтегазоносном отношении. Одной из них является структура Самбай, которая имеет достаточно большой размер и описана как наиболее перспективная и выделенная в юго-западной части исследуемой территории.

Соответственно, геологически обосновано будет планировать бурение поисковых скважин на положительной структуре Самбай, которая подтверждена и будет подтверждена двумя исследованиями - геологоразведочными работами советского периода и современной сейсморазведкой.

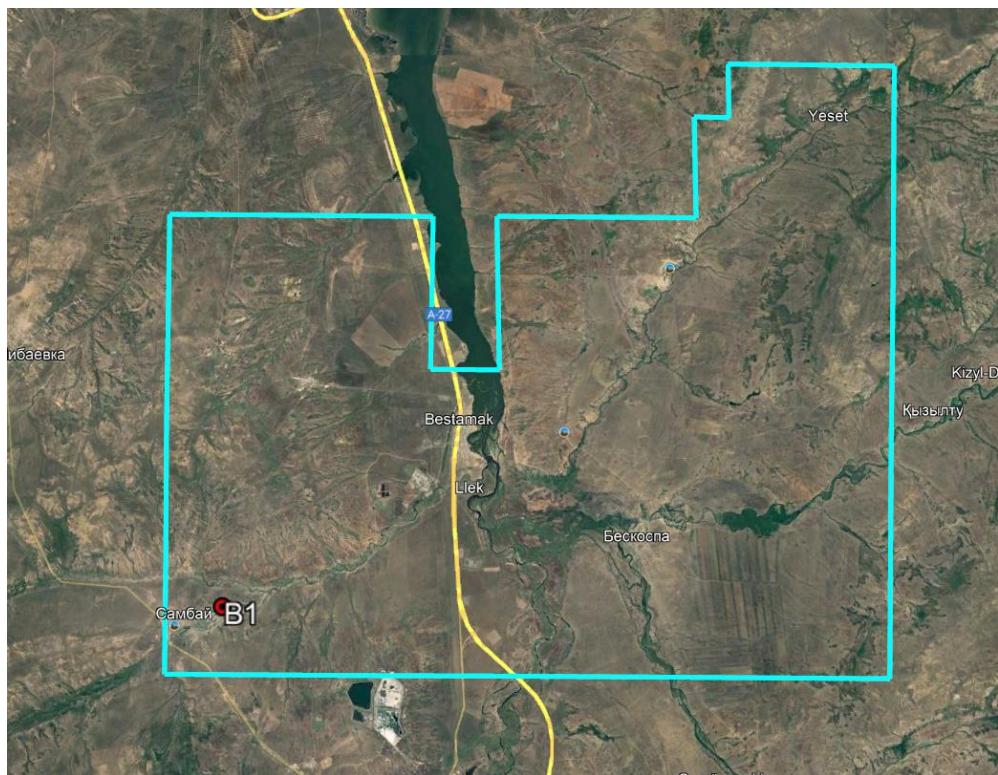
Поисковые скважины В1 и В2 проектируются в своде структуры Самбай. Местоположение скважин будет дополнительно уточнено по результатам интерпретации новых данных 2Д сейсморазведки. Целью бурения скважины является детальное изучение геологического строения и поиски залежей нефти и газа.

На основе данных анализа геолого-геофизических данных было уточнено местоположение проектных скважин **В1 и В2**.

**Поисковая скважина В1** – независимая, местоположение скорректировано на основе анализа геолого-геофизических данных с центральной части в наиболее приподнятую юго-западную часть участка исследований. Местоположение скважины дополнительно 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 3000 м, проектный горизонт - нижняя пермь.

**Поисковая скважина В2** – зависимая от результатов бурения скважины В1, местоположение скорректировано на основе анализа геолого-геофизических данных с центральной части в наиболее приподнятую юго-западную часть участка исследований. Местоположение скважины будет дополнительно уточнено по результатам интерпретации новых данных 2Д сейсморазведки. Целью бурения скважины является детальное изучение геологического строения и поиски залежей нефти и газа. Проектная глубина 4950м, проектный горизонт - карбон.

№ скв.	Координаты скважин	
	X	Y
<b>В1</b>	49°58'28.6 "	57°13'24.45"
<b>В2</b>	49°58'21.57"	57°13'18 "



**Рис. 5.3.1. Схема размещения скважины В1**

#### **5.4. Геологические условия проводки скважин**

При строительстве скважин на площади Елек предусматривается вскрытие пермских, 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 исследуемой площади, при проводке скважин могут быть следующие осложнения:

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

В интервалах 4000-4950 м возможны высокие пластовые давления, ожидаются нефтегазопроявления

**Таблица 5.4.1**  
**Проектный геологический разрез скважины В1**

Система	Интервал, м		Толщина, м	Литологическая характеристика пород
	от	до		
1	2	3	4	5
Q	0	20	20	Пески, суглинки, гравий
T-P <sub>2</sub>	20	600	580	Красноцветные глины, аргиллиты и песчаники.

Система	Интервал, м		Толщина, м	Литологическая характеристика пород
	от	до		
1	2	3	4	5
P <sub>1k</sub>	600	1400	800	Галогенно-сульфатная толща кунгура, представлена каменной солью белой, реже розовой с прослоями и линзами калийной соли и ангидритов. Прослои сероцветных песчаников, глин и аргиллитов в нижней части толщи.
P <sub>1k</sub>	1400	1800	400	Терригенно-сульфатная толща кунгура, представлена чередованием сероцветных песчаников, глин и аргиллитов . в данной толще выделяются зоны брекчирования пород, состоящих из обломков ангидрита, гипса, песчаника, алевролита
P <sub>1ar</sub>	1800	3000	300	Переслаивание глин, аргиллитов, песчаников и алевролитов.

Проектный геологический разрез скважин В2

Система	Интервал, м		Толщина, м	Литологическая характеристика пород
	от	до		
1	2	3	4	5
Q	0	20	20	Пески, суглинки, гравий
T-P	20	600	580	Красноцветные глины, аргиллиты и песчаники.
P <sub>1k</sub>	600	1400	800	Галогенно-сульфатная толща кунгура, представлена каменной солью белой, реже розовой с прослоями и линзами калийной соли и ангидритов. Прослои сероцветных песчаников, глин и аргиллитов в нижней части толщи.
P <sub>1k</sub>	1400	1800	400	Терригенно-сульфатная толща кунгура, представлена чередованием сероцветных песчаников, глин и аргиллитов. в данной толще выделяются зоны брекчирования пород, состоящих из обломков ангидрита, гипса, песчаника, алевролита
P <sub>1ar</sub>	1800	3000	1200	Переслаивание глин, аргиллитов, песчаников и алевролитов.
P <sub>1s</sub>	3000	3200	200	Переслаивание глин, аргиллитов, песчаников и алевролитов..
C <sub>3</sub>	3200	4000	800	Глины, глинисто-алевритистые сланцы, песчаники.
C <sub>2</sub>	4000	4500	500	Алевролиты, аргиллиты, песчаники.
C <sub>1</sub>	4500	4950	450	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	500-4000	P <sub>1ar</sub> - C <sub>3</sub>	Возможны значительные газопроявления, разгазирование бурового раствора	Геологические причины: повышенное пластовое давление, наличие газообразных УВ в палеозойских отложениях, свойства горных пород- осыпи, каверны. Технологические причины: свойства бурового раствора несоответствующие ГТН, прихваты, поглощения
2	4000-4950	C <sub>2-1</sub>	Возможно высокие пластовые давления, ожидаются нефтегазопроявления	

## 5.5. Характеристика промывочной жидкости

Таблица 5.5.1

## Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения скважин

Интервалы, м	Тип промывочной жидкости	Параметры промывочной жидкости						Наименование химреагентов	
		Плотность, кН/м <sup>3</sup>	Вязкость, сек	СНС, Па		Водоотдача, м <sup>3</sup> /30мин	рН		
				1мин	10мин				
1	2	3	4	5	6	7	8		
0-50	Бентонитовый	1,18	55-60	8÷10	12÷16	<10	7-8	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , NaOH Бентонит, вода техническая	
50-600	KCl Полимерный раствор	1,23	45-50	8÷10	12÷16	<8	9÷9,5	Lube 167 Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> NaOH PAC-LV PAC-RL XY	
600-2000	KCl Полимерный раствор	1,25	45-50	8÷10	12÷16	<8	9÷9,5	Вода техническая Родопол-23П	
2000-4950	KCl Полимерный 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 приводится 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 концентратса, 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%, сульфанил, 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 бурого 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	Глубина спуска, м	Высота подъема цементного раствора за колонной, м	Примечание
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
1	Направление	426	50	до устья	Допустимо применение обсадных труб стали других групп прочности, марок и толщин стенок, при условии, что их прочность не ниже проектной -
2	Кондуктор	323,9	600	до устья	
3	Техническая колонна	244,5	2000	до устья	
4	Эксплуатационная	168,3	3000	до устья	

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 бурого 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	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 водонефтегазопроявлений 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/см<sup>2</sup> (условия ТТ2);

после спуска эксплуатационной колонны Ø 177,8 мм на устье устанавливается фонтанная арматура АФК – 65x35.

**Таблица 5.7.1 - Оборудование устья скважин**

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабо чее давле ние, Мпа	Ожидаемое уставное давление, Мпа	Количеств 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
ОКК2-35-168x245x324 ОП67-350x350	35.0	9,0	1	
ПУГ –Hydril-13 5/8"x5000 psi	35.0		1	Техколонна Ø 244,5 мм

сдвоенный ППГ- 2FZ -13 5/8" x5000 psi	35.0			
одинарный ППГ13- 5/8" x5000psi со резающий плашками	35.0		1компл	
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 5.8.1.1. и 5.8.1.2. даны ориентировочные интервалы отбора. После подъёма 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. Керн мыть не рекомендуется.

**Таблица 5.8.1.1-Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скв. В1**

№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Отбор шлама
B1	P <sub>1</sub>	По газопоказаниям, в интервале глубин от 1800 м до 3000м	120	по всему разрезу скважины, с глубины 600 м до проектной глубины через 5 м.
<b>Всего: 120м</b>				

**Таблица 5.8.1.2-Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скв. В2**

№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка м	Отбор шлама
B2	P <sub>1</sub>	По газопоказаниям в интервале глубин от 1800 м до 3200м	20	по всему разрезу скважины, с

C <sub>3</sub>	По газопоказаниям в интервале глубин от 3200 м до 4000 м	20	глубины 600 м до проектной глубины через 5 м.
C <sub>2</sub>	По газопоказаниям в интервале глубин от 4000 м до 4500м	40	
C <sub>1</sub>	По газопоказаниям в интервале глубин от 4500 м до 4950	40	
<b>Всего: 120м</b>			

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

Шлам отбирается в количестве 200-300 гр. для литологических и биостратиграфических анализов из всех скважин. Необходимо предусмотреть подготовку небольших – 50 г 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 обвалинную 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 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 поисковых 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 промыслового-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 промыслового-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 цементомер 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 спускаподъемной операции до забоя.

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

### **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 кольматации 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 пластиоиспытателей, 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, затрудня员 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 5.8.3.1, 5.8.3.2 приведены проектные интервалы опробования в эксплуатационной колонне, приуроченные к предполагаемым продуктивным горизонтам, которые будут уточняться специалистами после выдачи заключения по результатам промыслового-геофизических исследований.

**Таблица 5.8.3.1 - Предполагаемые интервалы опробования скважины В1 в обсаженном стволе**

Геологический возраст	№ скважины	Интервал опробования и количество объектов	
		в эксплуатационной колонне	
P <sub>1</sub> аг	B1	2320 – 2350 – 1 объект	
		2360 – 2385 – 1 объект	
		2490 – 2520 – 1 объект	
		2550 – 2630 – 1 объект	
		2800 – 2900 – 1 объект	
<b>Итого объектов:</b>		<b>5</b>	

**Таблица 5.8.3.2 - Предполагаемые интервалы опробования скважины В2 в обсаженном стволе**

Геологический возраст	№ скважины	Интервал опробования и количество объектов	
		в эксплуатационной колонне	
C <sub>2</sub> m	B2	3520-3540, 3550-3570, 3580-3600 – 3 объекта	
		4100-4150, 4160-4200 – 2 объекта	
		4500-4600, 4700-4800 – 2 объекта	
<b>Итого объектов:</b>		<b>7</b>	

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 неф	Газовый фактор м <sup>3</sup> /т	Добыча нефти, тн., газа, тыс.м3

					ти, кг/м 3		г/к, м3	
1	2		4	6		8	9	
B1	5	P1a-ar	20	450	830	180	7470 т. нефти 1345тыс. м <sup>3</sup> р.г.	
B1,2	7	C	20	630	830	180	10530 т. нефти 1895 тыс. м <sup>3</sup> р.г	
B1,2	Всего – 12 объектов			18000 т. нефти, 3240 тыс. м <sup>3</sup> р.г.				

#### 5.8.4. Лабораторные исследования

Образцы пород, отобранные колонковым буром, подвергаются комплексному лабораторному изучению с целью стратиграфической принадлежности, литолого-фацальных 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	Проба	4

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование работ</b>	<b>Ед.изм.</b>	<b>Объем работ</b>
	массы, дифференциального разгазирования и определения условия сепарации		
10	Анализ пластовой воды	Проба	2
11	Полный анализ газа и поверхностных проб нефти	Проба	4
<b>ВСЕГО:</b>			<b>125</b>

## **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. В1) и 4950 м (скв. В2)
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 хозяйствственно-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 кернового материала 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 оперативного подсчета запасов углеводородов и апробация отчета в ГКЗ Республики Казахстан. Апробированные в отчете по оперативному подсчету запасов данные будут основой для составления дальнейших проектных документов.

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

Важнейшими задачами оперативного анализа являются:

- уточнение строения структурных ловушек в палеозое
- детализация разломной тектоники;
- выявление новых ловушек и оценка целесообразности проведения работ в них.

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

**Таблица 7.1- Виды и объемы геологоразведочных работ**

<b>№№ п.п.</b>	<b>Виды работ</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>Объем работ</b>
1.	Полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д, обработка и интерпретация		460 пог. км
2.	Количество скважин	скв.	2
4.	Объем бурения	пог.м	7950
5.	Отбор керна	пог.м	240
6.	Исследования ГИС, ВСП	пог.м	7950
8.	Опробование в колонне	объект	12
	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 Елек 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 проведение 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 взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разведочных работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных таким проектным документом.

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 **B1** и **B2** на контрактном участке Елек, 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 B1, глубиной 3000м**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>Сумма в тенге</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
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
	<b>ИТОГО</b>	тенге	<b>2 527 989,65</b>
8	Прочие расходы, 6%	тенге	151 624,7
	<b>Итого</b>	тенге	<b>2 679 614,35</b>

Таблица 8.2

**Сметная стоимость ликвидации скважины В2, глубиной 4950м**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>Сумма в тенге</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
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
	<b>ИТОГО</b>	тенге	<b>4 171 182,835</b>
8	Прочие расходы, 6%	тенге	250 270,97
	<b>Итого</b>	тенге	<b>4 421 453,8</b>

### **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 металломолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- проводить 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**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>Сумма в тенге</b>
1	Ликвидация скважин	тенге	
3	<b>B1</b>	тенге	<b>2 679 614,35</b>
5	<b>B2</b>	тенге	<b>4 421 453,8</b>
	<b>Всего</b>		<b>7 101 068,15</b>
	Комиссия по технической ликвидации (2%)	тенге	142021,363
	<b>Итого</b>	тенге	<b>7 243 089,5</b>

### **Стоимость ликвидационных работ**

В случае положительных результатов бурения скважины **B1** будет буриться зависимая скважина **B2**, затраты на ликвидацию 2-х скважин составят **7 243 089,5** тенге. В случае же отрицательных результатов бурения скважины **B1** 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 ситуаций 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 защищенные 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 установке заземления, 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 оборудование 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 оборудование 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 (каски), 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 отдаётся 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-вышечным 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-вышечным и насосным блоками приготовления раствора гидроизолируется глиноцементным составом уклоном в сторону специальной емкости.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В скважинах выполняются следующие виды исследований:

- замер начальных величин пластового давления и температуры;

- исследование продуктивности скважин методом восстановления давления и методом установившихся отборов с построением индикаторных диаграмм по каждому вскрытыму 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 хозяйствственно-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 бутылях блоками. Воду будут поставлять согласно договору, подрядные организации. Качество питьевой воды будет соответствовать согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, 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 ( $V=5$  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 хозяйствственно-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 м $^3$ /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 окачиваться, 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, разливание топлива, пожар, взрывы.

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 бурowego раствора в скважине, превышающего пластовое давление.

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

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

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

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

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

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Предусматривается укрытие мест хранения пылящих материалов и емкостей хранения ГСМ.

Предусматривается постоянное проведение контроля качества соединений и материала.

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

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

Обслуживающий персонал будут оснащен индивидуальными средствами защиты.

При выполнении мероприятий по сокращению выбросов рекомендуется:

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

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

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

• Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на

площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

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

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

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

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

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

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

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

- строгое соблюдение технологии;

- запрещение кормления и приманки диких животных;

- запрещение браконьерства и любых видов охоты;

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

- работы по восстановлению деградированных земель.

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

- помещать хозяйственныe 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, смешение вод, изменение уровней, напоров, скоростей и направления движения, изменение химического газового состава и температуры.

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

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

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

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

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

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

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

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

В процессе бурения скважины предусматривается комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифенообразования, 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 нарушенных 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 460 пог.км., с целью изучения особенностей геологического строения осадочного комплекса и подготовки их поисковому бурению;

– По результатам сейсморазведочных работ МОГТ 2Д бурение разведочных скважин **B1** и **B2** 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 поисковых скважин на палеозойский комплекс (**B1**, **B2**), с проектными глубинами 3000 и 4950 м, соответственно составляет 1260 суток:

Продолжительность цикла бурения и испытания скважины **B1**, проектной глубиной 3000м (+-250м), составит 570 суток и состоит из 3-х этапов:

- строительно-монтажные работы – 10 суток;
- бурение и крепление скважины – 110 суток;
- испытание: - в эксплуатационной колонне – 450 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток);

Продолжительность цикла бурения и испытания скважины **B2** проектной глубиной 4950м (+-250м), составит 780 суток и состоит из 3-х этапов:

- строительно-монтажные работы – 20 суток;
- бурение и крепление скважины – 130 суток;
- испытание: - в эксплуатационной колонне – 630 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	Проектны й горизонт	Планируемые сроки бурения	
				начало	конец
1.	B1(независимая)	3000	P <sub>1</sub>	2026	2028
2.	B2(зависимая)	4950	C <sub>1</sub>	2027	2028

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

<b>№№ п/п</b>	<b>Виды проектных работ</b>	<b>Период проведения работ</b>
1	Полевые сейсморазведочные работы	2025-2026
2	Обработка и интерпретация результатов сейсморазведочных работ 2Д МОГТ. Увязка сейсмических данных разных лет и другие работы.	2026
3	Разработка и согласование индивидуально-технических проектов на строительство поисковых скважин с глубиной 3000м(+250м) и 4950м (+250м) включая проект предОВОС.	2026
4	Бурение скважины В1, проведение обработки и интерпретации материалов ГИС, испытание продуктивных пластов, гидродинамические исследования скважины	2026-2028
5	Бурение скважины В2, проведение обработки и интерпретации материалов ГИС, испытание продуктивных пластов, гидродинамические исследования скважины	2027-2028
6	Переинтерпретация сейсмических материалов, с учетом полученных фактических данных по скважинам	2027
7	Обобщение данных геологоразведочных работ и определение дальнейших направлений	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 Елек.

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**

<b>№ ПП</b>	<b>Наименование работ</b>	<b>Объем работ</b>	<b>Стоимость работ, тенге</b>
1	Сбор и анализ геолого-геофизического материала по исследуемой территории	материалы	5 000 000
2	Проект разведочных работ, включая ОВОС	проект	10 000 000
3	Полевые сейсморазведочные работы. Обработка и интерпретация результатов сейсморазведочных работ	460 пог км.	500 000 000
4	Технический проект на строительство скважин, включая ОВОС	проект	10 000 000
5	Бурение скважины В1 и комплексные работы: - Газовый каротаж, отбор керна; - Геофизические исследования скважин; - Вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП); - Испытание и опробование	3000 м	1 080 000 000
6	Бурение скважины В2 и/или комплексные работы: - Газовый каротаж, отбор керна; - Геофизические исследования скважин; - Вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП); - Испытание и опробование	4950 м	2 227 500 000
7	Составление оперативного подсчета запасов,	проект	20 000 000
8	Переинтерпретация сейсмических материалов	460 пог км.	20 000 000
<b>ИТОГО</b>			<b>3 872 500 000</b>

## **12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ**

### **Оценка ожидаемых ресурсов нефти**

В результате выполнения проектируемых поисковых работ ожидается получение геологической информации о строении палеозойского комплекса отложений участка Елек, опираясь на которые недропользователь сможет планировать дальнейшие виды геологоразведочных работ. В пределах участка Елек ожидается выявление нескольких нефтегазоперспективных антиклинальных структур – Самбай, Бестамакская и Табантальская.

Данным Дополнением к Проекту разведочных работ по поиску УВ предусматривается проведение 2Д сейморазведочных работ, 460 пог.км, по результатам которых будет уточнено местоположение, глубина залегания перспективных объектов и пробурена независимая скважина, глубиной 3000 м (+/-250м) с целью вскрытия нижнепермских-верхнекаменоустьяных отложений на одной из нефтеперспективных антиклинальных структур. Также проектом предусматривается бурение второй разведочной скважины глубиной 4950 м (+-250м), местоположение которой и глубина залегания перспективных объектов зависит от результатов сейморазведочных работ и бурения скважины В1 с целью вскрытия каменноугольных отложений. Вторую зависимую поисковую скважину планируется пробурить на структуре, которая не будет разбурена первой скважиной. 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 УВ.

После разбуривания структур, ожидается открытие залежей углеводородов в разрезе указанного комплекса пород.

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 <sup>2</sup>	средневзвешенная нефтегазонасыщенная толщина, м	коэффициент открытой пористости, д.ед	коэффициент нефтегазонасыщенности, д.ед	плотность нефти в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup>	пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти	Перспективные геологические запасы УВС, млн.т, С <sub>3</sub>
Структура в отложениях Р <sub>1</sub>	25	10	0,20	0,70	0,820	0,9	25,83
Структура в отложениях С	14	15	0,20	0,70	0,820	0,9	21,70
<b>Итого</b>							<b>47,53</b>

Перспективные ресурсы углеводородов по категории С<sub>3</sub> на участке Елек составляют 47,53 млн.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.м.	460
2	Количество проектных разведочных скважин	2 шт.
3	Проектная глубина	3000/4950 м
4	Суммарный метраж	7950 м
5	Предполагаемая стоимость строительства проектной независимой скважины В1	1080 000 тыс. тенге
6	Предполагаемая стоимость строительства проектной зависимой скважины В2	2 227 500 тыс. тенге.
7	Продолжительность проектируемых работ	6 лет
8	Прирост ожидаемых геологических запасов, млн.т	47,53

## **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, согласно выданному геологическому отводу составляет 451,26 кв. км (Контракт №5091-УВС от 25.08.2022г на разведку и добычу углеводородов на участке Елек в Актюбинской области, заключенный между Министерством энергетики РК и ТОО «КазНефтеГазПроект»). Глубина - до кровли кристаллического фундамента.

На выделенных положительных структурах Актюбинского Приуралья в 1948-1957 г пробурен ряд поисковых разведочных скважин. 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 надвиговый характер тектоники отложений. В отдельных скважинах получены нефтепроявления.

Буровыми работами выявлено строение основных элементов структуры, положение свода поднятия. Обоснованием перспективности данного объекта 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 нижнепермских терригенных отложениях, а также в средне-нижнекаменноугольных карбонатных отложениях.

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

Проект разведочных работ поиску.. , выполненный в 2024 году, 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 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.

Настоящим Дополнением к Проекту разведочных работ... уточнены первостепенные направления поисково-разведочных работ на основании анализа геологического строения исследуемой территории и определения перспективных структур, выделенных по данным сейсморазведки прошлых лет, скорректировано местоположение проектных скважин и сроки бурения проектных скважин.

На основании вышеизложенного участок Елек, 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 РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.12.2023г) .
2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр РК» № 239 от 15.06.2018 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024г)
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 «Казазстан». 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. Опытно-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-ъ 1:100 000, проведенных в 1985-1987 гг., 1987г.

5. Кен В.П., Ли В.Ч., Балеев Д.З. Отчёт на подготовку к поисковому бурению в надсолевых отложениях Жанатан-Торкольской зоны восточной части прикаспийской впадины на основе переработки и интерпретации архивных сейсмических материалов. 1994г.

6. 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

7. 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.

8. Проект Разведочных работ по поиску углеводородов на участке Елек, ТОО «СМАРТ Инжиниринг», г.Алматы, 2024г.

**Приложение 1**

**Заключение о  
Метрологической экспертизе на**

**Отчет «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов  
на участке Елек», выполненного ТОО «СМАРТ Инжиниринг»**

Ответственный исполнитель:

Нурсултанова С.Г.

По метрологическому обеспечению работы замечаний и предложений нет. Отчет соответствует требованиям государственных стандартов и может быть принят к рассмотрению.

Экспертиза проведена 02.10.2025 г.

Метролог



А.Воздвиженская

## **Приложение 2**

### **Протокол Научно-Технического Совета ТОО «Смарт Инжиниринг»**

**г. Алматы**

**01.10.2025 г.**

#### **Присутствовали:**

##### **от ТОО «Смарт Инжиниринг» члены НТС**

Майлыбаев Р.М.-член НТС, директор ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

Нурсултанова С.Г. – член НТС, Главный геолог;

Кисманова А. - член НТС, начальник отдела экологии;

#### **Приглашенные:**

Жамикенов А.- инженер- петрофизик;

Туреканов Н.Т. – ведущий инженер-геолог;

Ерболат А.Б. - инженер-геолог

#### **Повестка дня**

#### **Обсуждение Отчета «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Елек», выполненного ТОО « СМАРТ Инжиниринг».**

Слушали: сообщение автора проекта Нурсултанову С.Г. о результатах выполнения договора.

Отчет «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Елек» разработан согласно Договора № 7-Е-ГРР от 30.09.25г. между ТОО «СМАРТ Инжиниринг» и ТОО «КазНефтеГазПроект». Контрактный участок Елек располагается в Алгинском районе Актюбинской области Республики Казахстан в 40 км к югу от г. Актобе.

В тектоническом отношении участок приурочен к Актюбинскому Приуралью. Площадь участка недр, согласно выданному геологическому отводу, составляет 451,26 кв. км (Контракт №5091-УВС на разведку и добычу углеводородов на участке Елек в Актюбинской области заключен между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «КазНефтеГазПроект» 25.08.2022г). Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

На выделенных положительных структурах Актюбинского Приуралья в 1948-1957гг пробурен ряд поисковых разведочных скважин. В 1953 г. Московским нефтяным институтом проведены опытные сейсмические работы методом регулированного 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 надвиговый характер тектоники отложений. В отдельных скважинах получены нефтепроявления.

В советское время в 1950-60 гг. в пределах участка Елек разведочным бурением выявлена нефтеперспективная структура Бестамакская, в пределах которой было пробурено порядка 5 разведочных скважин. В процессе бурения нефтегазопроявления наблюдались в некоторых скважинах.

Проект Разведочных работ, направленный в ЦКРР 25.07.2024 г., является первым проектным документом для недропользователя ТОО «КазНефтеГазПроект», который приступил к работам согласно Контракта №5091-УВС от 25.08.2022 г 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, 460 пог.км и выяснения перспектив их нефтегазоносности и на их основе бурение двух поисковых скважин: одной независимой скважины, глубиной 3000 м и зависимой скважины, глубиной 4950 м.

На основании полученной геолого-геофизической информации, материалов глубокого бурения, данных промыслового-геофизических исследований принято решение изменить местоположение скважин В1 и В2 с центральной части на юго-западную часть. По данным геологоразведочных работ советского периода в пределах участка Елек выделяется несколько положительных геологических структур, которые описаны как перспективные в нефтегазовом отношении. Одной из них является структура Самбай, которая имеет достаточно большой размер и описана как наиболее перспективная и выделенная в юго-западной части исследуемой территории.

Соответственно, геологически обоснованно планировать бурение поисковых скважин на положительной структуре Самбай, которая подтверждена и будет подтверждена двумя исследованиями - геологоразведочными работами советского периода и современной сейсморазведкой.

Поисковые скважины В1 и В2 проектируются в своде структуры Самбай. Местоположение скважин будет дополнительно уточнено по результатам интерпретации новых данных 2Д сейсморазведки.

В результате проведенного анализа имеющихся геолого-геофизических данных выявлены перспективы обнаружения залежей нефти и газа в нижнепермских терригенных отложениях, а также в средне-нижне-каменноугольных карбонатных отложениях.

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

Проект разведочных работ поиску.. , выполненный в 2024 году, 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 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.

Настоящим Дополнением к Проекту разведочных работ... уточнены первостепенные направления поисково-разведочных работ на основании анализа геологического строения исследуемой территории и определения перспективных структур, выделенных по данным сейсморазведки прошлых лет, скорректировано местоположение и сроки бурения проектных скважин.

На основании вышеизложенного участок Елек, 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.

**После обмена мнениями ПОСТАНОВИЛИ:**

1. Представленный отчет «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Елек», выполненный ТОО «СМАРТ Инжиниринг», составлен в соответствии с геологическим заданием.
2. Направить отчет – «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Елек», выполненный ТОО «СМАРТ Инжиниринг» в ТОО «КазНефтеГазПроект» для согласования

Председатель НТС

Майлыбаев Р.М.

Секретарь НТС

Жамикенов А.А.



A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Р.М. Майлыбаев'.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'А.А. Жамикенов'.



### **Приложение 3**

#### **Протокол Совместного заседания Научно-Технического Совета ТОО «Смарт Инжиниринг» и ТОО «КазНефтеГазПроект»**

**г. Алматы**

**01.10.2025 г.**

**Присутствовали:**

**от ТОО «Смарт Инжиниринг» члены НТС**

Майлыбаев Р.М.-член НТС, директор ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

Нурсултанова С.Г. – член НТС, Главный геолог;

Кисманова А.- член НТС, начальник отдела экологии;

**От ТОО «КазНефтеГазПроект», члены НТС:**

Кулумбетов Е.К. – генеральный директор, Председатель НТС

Кулумбетова Г.Е. - главный геолог, зам. Председателя НТС

#### **Повестка дня**

**Обсуждение Отчета «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Елек по состоянию 01.07.2025 г», выполненного ТОО «СМАРТ Инжиниринг».**

Контрактный участок Елек располагается в Алгинском районе Актюбинской области Республики Казахстан в 40 км к югу от г. Актобе.

В тектоническом отношении участок приурочен к Актюбинскому Приуралью. Площадь участка недр, согласно выданному геологическому отводу, составляет 451,26 кв. км (Контракт №5091-УВС на разведку и добычу углеводородов на участке Елек в Актюбинской области заключен между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «КазНефтеГазПроект» 25.08.2022г). Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

На выделенных положительных структурах Актюбинского Приуралья в 1948-1957 г пробурен ряд поисковых разведочных скважин. В 1953 г. Московским нефтяным институтом проведены опытные сейсмические работы методом регулированного 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 сейморазведочные 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 отдельных скважинах получены нефтепроявления.

В советское время в 1950-60 гг. в пределах участка Елек разведочным бурением выявлена нефтегазоносная структура Бестамакская, в пределах которой было пробурено порядка 5 разведочных скважин. В процессе бурения нефтегазопроявления наблюдались в некоторых скважинах.

Проект Разведочных работ, направленный в ЦКРР 25.07.2024 г., является первым проектным документом для недропользователя ТОО «КазНефтеГазПроект», который приступил к работам согласно Контракта №5091-УВС от 25.08.2022 г 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, 460 пог.км и выяснения перспектив их нефтегазоносности и на их основе бурение двух поисковых скважин: одной независимой скважины, глубиной 3000 м и зависимой скважины, глубиной 4950 м.

На основании полученной геолого-геофизической информации, материалов глубокого бурения, данных промыслового-геофизических исследований принято решение изменить местоположение скважин В1 и В2 с центральной части на юго-западную часть. По данным геологоразведочных работ советского периода в пределах участка Елек выделяется несколько положительных геологических структур, которые описаны как перспективные в нефтегазовом отношении. Одной из них является структура Самбай, которая имеет достаточно большой размер и описана как наиболее перспективная и выделенная в юго-западной части исследуемой территории.

Соответственно, геологически обосновано будет планировать бурение поисковых скважин на положительной структуре Самбай, которая подтверждена и будет подтверждена двумя исследованиями - геологоразведочными работами советского периода и современной сейсморазведкой.

Поисковые скважины В1 и В2 проектируются в своде структуры Самбай. Местоположение скважин будет дополнительно уточнено по результатам интерпретации новых данных 2Д сейсморазведки.

В скважинах предусмотрены работы по отбору керна, шлама, проведение полного комплекса ГИС, испытание перспективных объектов, отбор и анализ проб пластовых флюидов.

Настоящим Дополнением к Проекту разведочных работ... уточнены первостепенные направления поисково-разведочных работ на основании анализа геологического строения исследуемой территории и определения перспективных структур, выделенных по данным сейсморазведки прошлых лет, скорректировано местоположение и сроки бурения проектных скважин.

#### **После обмена мнениями ПОСТАНОВИЛИ:**

1. Представленный отчет «**Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Елек**», выполненный ТОО «СМАРТ Инжиниринг», составлен в соответствии с геологическим заданием.
2. Принять отчет – «**Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Елек**», выполненный ТОО «СМАРТ Инжиниринг» и направить в уведомительном порядке в ЦКРР РК.

От ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

**Р.М. Майлыбаев**



От ТОО «КазНефтеГазПроект»

**Е.К. Кулумбетов**



## **Приложение 4**

### **СПРАВКА о рассылке отчета**

**Отчет «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Елек», выполненный по Договору № Договор № 7-Е-ГРР от 30.09.2025г. направляется в следующие организации:**

<b>№№ пп</b>	<b>Организация</b>	<b>Количество экземпляров</b>	<b>Адрес</b>
1	ТОО «КазНефтеГазПроект»	1	г. Алматы, ул. Митина, д. 4, кв. 302



## ЛИЦЕНЗИЯ

0000280

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ  
Инжиниринг"

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, Г.АЛМАТЫ, ул. Жамбыла, дом 55/57, БИН:  
060340007305

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

на занятие

Проектирование горных производств, проектирование котлов с рабочим давлением выше 0.7 кг/см<sup>2</sup> и температурой теплоносителя выше 115С, сосудов и турбопроводов, работающих под давлением выше 0.7 кг/см<sup>2</sup> в нефтегазовой отрасли

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

Особые условия

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

Примечание

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

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

(полное наименование лицензиара)

Руководитель

(уполномоченное лицо)

Б.Бимуратов

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

Срок действия  
лицензии

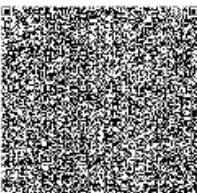
Место выдачи

г.Астана

Дата перевода в электронный формат: 01.10.2025

Ф.И.О. подписавшего:

Бердиев Нурлыбек Орингалиевич





## ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 0000280

Дата выдачи лицензии

**Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:**

- Проектирование (разработка комплексной технической, конструкторско-технологической документации, содержащей технико-экономическое обоснование, расчеты, чертежи, макеты, сметы, пояснительные записки, необходимые для изготовления оборудования)
- Проектирование (технологическое) горных производств
  - Составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений
  - Составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений
  - Проектирование добычи нефти, газа, нефтегазоконденсата

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

**Лицензиат**

**Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ Инжиниринг"**

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, Г.АЛМАТЫ, ул. Жамбыла, дом 55/57, БИН: 060340007305

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

**Производственная база**

г. Алматы, ул. Жамбыла, дом 55/57- в соответствии с договором аренды от 01.11.2011 г. с ТОО "Asadal Partners".

(местонахождение)

**Особые условия действия лицензии**

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

**Лицензиар**

**Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе.**  
**Министерство нефти и газа Республики Казахстан.**

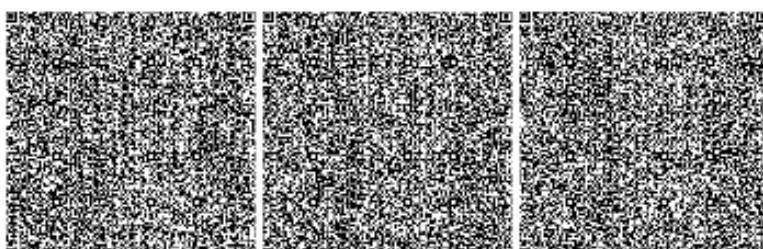
(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель**

(уполномоченное лицо)

-

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))



Осы құрал «Электрондық қаржы және электрондық цифровық мәдени мемлекеттік тұралы» Канондасының 2003 жылғы 7 наурызының 7 байланыс 1 тармалынан сайнап тасымалданып жүргізілген мәдени бірлік. Даный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписью" размещается документу на бумажном носителе.

**Номер приложения**

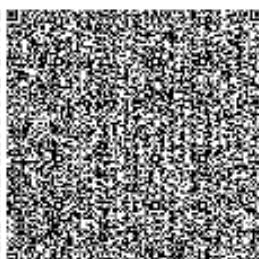
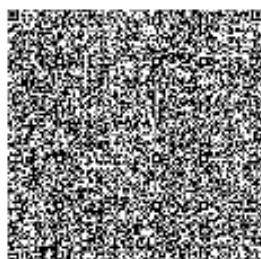
**Срок действия**

**Дата выдачи приложения** 28.07.2011

**Место выдачи** г.Астана

**Дата перевода в электронный формат** 01.10.2025

**Ф.И.О. подписавшего:** Бердиев Нурлыбек Орнигалиевич



Осы күнде «Электрондың күзат және электрондық цифровық контанба тұрғын» Канстыны Республикасының 2003 жылдың 7 наурызының Зәны 7 баптағы 1 тарихында сайлос жағас тасығылғаны күзгінен манымы бардай. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗПК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписью" прилагается к документу на бумажном носителе.