



SMART

Engineering

ТОО «Almaty Oil Ventures»

ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

**Проект разведочных работ по поиску углеводородов
на участке Жаркент
в Жетысуской и Алматинской областях
Республики Казахстан
согласно Контракта № 5502-УВС от 02 июля 2025 года
Договор № АOV-TSA-005-25 от «10» октября 2025 года**

**Директор
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»**



Майлыбаев Р.М.

г. Алматы 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

Государственная лицензия ГЛ №0000280 от 28 июля 2011 года

Ответственный исполнитель Главный геолог, к.г.-м.н.  Нурсултанова С.Г.	Общее и научное руководство Текст отчета. Главы Введение, 1,2,3,4,5,6,7,8,9, 10,11, 12,13, Заключение
Инженер геолог  Туреханов Н.Т.	Текст отчета. Главы 1,2,5, графические приложения
Инженер геолог  Ерболат А.Б.	Текст отчета. Главы 2,3,4,5, графические приложения
Начальник отдела экологии  Кисманова А.	Текст отчета. Главы 9
Ведущий эколог  Калманова Г.Т.	Текст отчета. Главы 9
Нормоконтролер  Воздвиженская А.	Текст отчета.

Авторы проекта: Нурсултанова С.Г., Ерболат А.Б., Туреканов Н.Т. и др.

Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан согласно Контракта № 5502-УВС от 02 июля 2025 года

Текст на 162 страницах, содержит 12 рисунков, 28 таблиц, 8 графических приложений, на 8 листах, Республика Казахстан, Алматы, 2025 г. (ЦКРР, ТОО «Almaty Oil Ventures», ТОО «СМАРТ Инжиниринг»), Жетысуская и Алматинская области.

РЕФЕРАТ. ТОО «Almaty Oil Ventures» проводит поисково-разведочные работы на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан на основании Контракта №5352-УВС МЭ от 28.06.2024г.

Контрактная территория ТОО «Almaty Oil Ventures» участок Жаркент находится в пределах Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба (Усекской моноклинали).

На исследуемой территории ранее были проведены площадные сейсмические, гравиметрические, аэромагнитные и электроразведочные (ДЭЗ) работы, которые выявили перспективные участки в верхнепалеозойско-нижнетриасовых и мезозой – кайнозойских отложениях. В пределах Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба пробурены 22 глубокие поисковые скважины, уточнившие геологическое строение бассейна и в некоторых получены нефтегазопроявления. Многие из них пробурены в 50-60-е годы, - плохо изучены и плохо коррелируются между собой, что подтверждает недостаточную буровую изученность Илийского перспективно-нефтегазоносного бассейна, который относится к категории слабоизученных.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Almaty Oil Ventures», который приступил к работам согласно Контракта №5502-УВС от 02.07.2025 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 02 июля 2031 года.

Проектом запланировано: бурение двух независимых поисковых скважин, глубиной 4000м и 3700м, пассивная сейморазведка (гелиевая съемка, terravox) (зависимый объем) и 2Д сейморазведка 1500 пог.км.

В отчете приведены данные о геолого-геофизической изученности, тектонике, нефтегазоносности, результаты ранее проведенных сейморазведочных и других геолого-геофизических работ.

Ключевые слова: Восточно-Илийский бассейн, участок Жаркент, верхнепалеозойско-нижнетриасовые и мезозой – кайнозойские отложения, тектоника, перспективы нефтегазоносности, оценка ресурсов, бурение скважин, пассивная сейморазведка, 2Д сейморазведка, исследовательские работы.

Приложение № 1
к договору на выполнение работ № AOV-TSA-005-25
от «10» октября 2025 года

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на оказание услуг по разработке проектной документации при проведении разведочных работ на участке Жаркент

1. Основание для проведения работ и выдачи геолого-технического задания:

- Программа работ по Контракту № 5502-УВС от 02 июля 2025 года на разведку и добычу углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «Almaty Oil Ventures».
- 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 проведения государственной экологической экспертизы, утвержденные приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №317.

2. Целевое назначение работ: предоставление услуг по разработке проектной документации при разведке участка Жаркент, расположенный в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан.

• Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан согласно Контракта № 5502-УВС от 02 июля 2025 года (далее –«Проект»);

• Оценка воздействия на окружающую среду согласно параграфа 3 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК, с проведением скрининга воздействия намечаемой деятельности при реализации Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан согласно Контракта №5502-УВС от 02 июля 2025 года». По заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности разработать проектную документацию в области охраны окружающей среды.

3. Состав и содержание проектного документа:

- Проект должен содержать полные сведения об изученности разведочного участка, литолого-стратиграфическое расчленение разреза, характеристику основного комплекса отложений, содержащих перспективные объекты;
- Привести информацию о нефтегазоносности в пределах разведочного участка и прилегающих территорий, открытых месторождениях и исторических результатах испытания объектов;
- В пределах разведочного участка обосновать цели, объемы и объекты исследований, включая обоснование точки заложения поисковых скважин;
- в пределах разведочного участка провести оценку прогнозных геологических ресурсов и вероятностей успешности по перспективным объектам и отдельным комплексам отложений;

- поставленные цели по оценке рассматриваемого участка должны решаться с привлечением последних результатов сейсморазведки, керновых исследований;
- определить геолого-экономическую эффективность периода разведки;
- составить календарный план работ с указанием видов и объемов поисково-разведочных работ и сопутствующих исследований;
- предусмотреть бурение двух поисковых скважин,
- предусмотреть сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 1 500 пог.км.
- предусмотреть проведение дополнительных геофизических и геохимических исследований (пассивная сейсморазведка, анализ проб почвы на содержание УВ и попутных газов, аэрофотосъемка участка и др.)
- в графических приложениях предоставить структурные карты по основным отражающим горизонтам и сейсмические разрезы, включая разрезы по точкам заложения поисковых скважин;

Проект должен выполняться согласно Приложения №2 к действующим «Методическим указаниям по составлению проектов разведочных работ углеводородов» от 28.08.2018 г.».

Исходную геолого-промышленную информацию необходимо учесть по состоянию на 01.07.2025 г., а также любую дополнительную информацию, полученную до завершения работ по анализу разведочных работ на разведочном участке, результаты которой могут повлиять на принятие проектных решений и выполнение технико-экономических расчетов;

Первый год расчета проектных технико-экономических показателей – 2026 г.;

4. Согласование проекта:

- Согласование проектного документа с Заказчиком;
- Получение заключения государственной экологической экспертизы.
- Направление проекта в Центральную комиссию по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан (ЦКРР РК) в уведомительном порядке.

5. Сроки выполнения работ по проектной документации при проведении разведочных работ на участке Жаркент:

–Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан согласно Контракта № 5502-УВС от 02 июля 2025 года» октябрь 2025 – декабрь 2025 г.;

–Проектная документация в области охраны окружающей среды при проведении работ в рамках Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан согласно Контракта № 5502-УВС от 02 июля 2025 года» октябрь 2025 – февраль 2026 г.

6. Порядок сдачи-приемки результатов работы:

По завершению отдельных этапов работы и (или) работы в целом Подрядчик представляет:

- Информационные отчеты по этапам данной работы, по необходимости промежуточные результаты работ;
- Проект должен быть составлен с требованиями действующих инструкций и правил по составлению проектных документов;
- Текст Проекта, таблицы и приложения в форматах *.doc *.xls, *.pdf;
- Графические приложения и рисунки в форматах *.pdf, *.jpg, *.cdr;

7. Количество экземпляров:

–После согласования и утверждения «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан согласно Контракту № 5502-УВС от 02 июля 2025 года» с проектной

документацией в области охраны окружающей среды к нему, представляется Заказчику на одном бумажном и одном электронном носителе на русском языке.

8. Специальные требования к потенциальным подрядчикам:

- 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;
- Наличие лицензии на выполнение и оказание услуг в области охраны окружающей среды;
- Наличие у потенциального поставщика опыта, обязательное участие основных специалистов, главных специалистов по геологии, геофизике, разработке, гидродинамическому моделированию которые являются авторами предыдущих работ (проектные документы);
- 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;
- Подрядчик обязуется устраниить все замечания, которые могут возникнуть при согласовании предварительных результатов с Заказчиком;
- При возникновении замечаний по проектной документации со стороны контролирующих органов, на основании авторства устраниять замечания от имени Исполнителя с согласования с Заказчиком;
- Вся переписка и корреспонденция с контролирующими органами должна осуществляться с согласования Заказчика;
- Все изменения, дополнения и рекомендации должны вноситься в проектную документацию после согласования с Заказчиком.

Директор



Теребей Ю.В.

Директор



Майлыбаев Р.М.

СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Название раздела	Стр.
1	2	3
	РЕФЕРАТ	3
1.	ВВЕДЕНИЕ	12
2.	ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	20
3.	ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	22
3.1	Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	22
3.2.	Изученность глубоким бурением контрактной и прилегающих территорий	34
3.2.1.	Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования скважин	40
3.3	Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	43
3.4	Геофизические исследования	45
3.5	Лабораторные исследования	48
4.	ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ	54
4.1.	Проектный литолого-стратиграфический разрез	54
4.2.	Тектоника	65
4.3.	Нефтегазоносность	75
4.4.	Гидрогеологическая характеристика разреза	90
5.	МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	96
5.1	Цели и задачи поисковых работ	96
5.2	Обоснование объемов и сроков проведения пассивной сейсмики, сейсморазведочных и других видов полевых исследований	96
5.2.1	<i>Объемы и методика проведения пассивных геофизических методов исследований</i>	96
5.2.1.1	<i>Adrok</i>	97
5.2.1.2	<i>Heologic</i>	98
5.2.1.3	<i>Terravox</i>	102
5.2.2	<i>Объемы и методика сейсмических исследований</i>	105
5.3	Система расположения поисковых скважин	108
5.4	Геологические условия проводки скважин	109
5.5	Характеристика промывочной жидкости	110
5.6	Обоснование типовой конструкции скважин	115
5.7	Оборудование устья скважин	117
5.8	Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических	118

№ п/п	Название раздела	Стр.
	исследований в проектных скважинах	
5.8.1	<i>Отбор керна и шлама в проектных скважинах</i>	118
5.8.2	<i>Геофизические и геохимические исследования</i>	119
5.8.3	<i>Геофизические исследования в обсаженном стволе</i>	121
5.8.4	<i>Опробование, испытание и исследование скважин</i>	122
5.8.5	<i>Лабораторные исследования</i>	125
6.	ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ	126
7.	ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	127
8.	ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ	128
9.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	131
10.	ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ	147
11.	ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	149
12.	ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ	150
12.1	Оценка ожидаемых ресурсов углеводородов	150
13.	ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	152
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	153
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	157

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

№ п/п	№ табл.	Наименование таблицы	Стр.
1	2	3	4
1.	3.1.1	Геолого-геофизическая изученность	33
2.	3.2.1	Изученность территории глубоким бурением	38
3.	3.2.2	Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды	40
4.	3.4.1.1	Результаты опробования скважин	43
5.	3.5.1	Проходка и вынос керна по скважинам	49
6.	3.5.2	Виды исследований и количество определений образцов керна скв.1-П Жаркент	50
7.	4.1.1	Стратиграфические разбивки по скважинам	65
8.	4.4.1	Состав и свойства пластовых вод	95
9.	5.4.1	Геологические условия проводки скважины АOV-1	110
10.	5.4.2	Геологические условия проводки скважины АOV-2	110
11.	5.5.1	Характеристика промывочных жидкостей	113
12.	5.6.1	Сводные данные по типовой конструкции скважины глубиной 4000 м/3700м (№№AOV-1, AOV-2)	116
13.	5.7.1	Оборудование устья скважин (№№AOV-1, AOV-2)	117
14.	5.8.1.1	Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скважинах, глубиной 4000 м. (№АОV-1)	118
15.	5.8.1.2	Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скважинах, глубиной 3700 м. (№АОV-2)	118
16.	5.8.2.1	Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах глубиной 4000 м/3700м	120
17.	5.8.4.1	Предполагаемые интервалы опробования в скважине, глубиной 4000 м (№АОV-1) в обсаженном стволе	123
18.	5.8.4.2	Предполагаемые интервалы опробования в скважине, глубиной 3700 м (№АОV-2) в обсаженном стволе	123
19.	5.8.4.3	Прогнозные объемы добычи нефти и газа	124
20.	5.8.5.1	Лабораторные исследования	125
21.	7.1	Виды и объемы геологоразведочных работ	127
22.	8.1	Сметная стоимость ликвидации скважин АOV-1, АOV-2, глубиной 4000м/3700м	129
23.	8.2	Сводная таблица затрат на ликвидацию скважин	130
24.	10.1	Календарный план бурения проектных скважин	124

№ п/п	№ табл.	Наименование таблицы	Стр.
25.	10.2	План работ на период разведочных работ по поиску углеводородов	147
26.	11.1	Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на период 2025 -2031 гг	148
27.	12.1.1	Количественная оценка перспективных ресурсов	151
28.	13.1	Основные технико-экономические показатели	152

СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ

№ п/п	№ рис.	Наименование рисунка	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Геологический отвод	18
2.	1.2	Картограмма	19
3.	2.1	Обзорная карта	21
4.	3.4.1	Геофизические исследования в скважине Усекская 1Т	48
5.	4.2.1	Тектоническая схема	67
6.	4.2.2	Геологический профиль через скважины 11а-1Г-2ТП-1П-2Т-3Г	70
7.	4.3.1	Нефтегазоносные зоны Восточно-Илийской впадины	89
8.	4.3.2	Разрез Восточно-Илийского прогиба	89
9.	4.4.1	Корреляционная схема по скважинам 7-Г, 3-Г, 3-Т, 4-Т	94
10.	5.2.1.2. 1	Схема размещения гелиевой съемки	100
11.	5.2.2.1.	Схема размещения проектных 2Дсейсмопрофилей.	109
12.	5.3.1	Схема размещения проектных скважин АОВ-1, АОВ-2	110

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование приложения	Стр.
1	2	3
1	Заключение метрологической экспертизы	
2	Протокол НТС ТОО «Смарт Инжиниринг»	
3	Протокол СТС ТОО «Смарт Инжиниринг» и ТОО «Almaty Oil Ventures»	

4	СПРАВКА о рассылке отчета	
5	Заключение государственной экологической экспертизы	
6	Копия лицензии на право проектирования горных работ.	

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	название приложения	номер прил.	масштаб	степень секрет.
1	Схема буровой и сейсмической изученности	1	1:200 000	н/с
2	Проектный литолого-стратиграфический разрез	2	1:2000	н/с
3	Структурная карта по IV отражающему горизонту	3	1:50000	н/с
4	Структурная карта по V отражающему горизонту	4	1:50000	н/с
5	Структурная карта внутри палеозоя	5	1:50000	н/с
6	Глубинные сейсмические разрезы 14б и 16	6	гор.1:25000 верт. 1:10000	н/с
7	Геолого-технический наряд на 4000м	7	1:2500	н/с
8	Геолого-технический наряд на 3700м	8	1:2500	н/с

1. ВВЕДЕНИЕ

Контрактный участок Жаркент располагается на территории двух областей: Жетысуской и Алматинской, в 34 км от города Жаркент от центра контрактной территории.

В тектоническом отношении участок приурочен к Восточно-Илийской впадине (Жаркентской депрессии).

Площадь участка недр, согласно выданному геологическому отводу, составляет 2528,24 кв. км (Контракт №5502-УВС на разведку и добычу углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан заключен между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «Almaty Oil Ventures» 02.07.2025г). Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Восточно-Илийский бассейн географически расположен между горными хребтами Кетмень на юге и отрогами Жунгарского Алатау на севере и представляет вытянутую с востока на запад впадину протяженностью до 150 км с общей площадью около 10 000 км. кв. На востоке бассейн переходит в пределы КНР, восточной границей является государственная граница Республики Казахстан.

Изучение Илийского бассейна началось еще с 30-х годов прошлого столетия. Илийская впадина привлекала внимание геологов, как возможный объект нефтепоисковых работ, что обосновывалось близостью расположения и определенным сходством в геологическом строении с Джунгарской и Ферганской впадинами, нефтеносность которых была подтверждена.

На контрактной территории проводились исследовательские работы (сейсморазведочные работы методом ОГТ, электроразведка, аэромагнитная съемка, ВЭЗ, площадная магнитная съемка и др.) различными организациями: трестом «Средазнефтеразведка», Южно-Казахстанской геофизической экспедицией, Илийской геофизической экспедицией, Казахским геофизическим трестом, Алматинской гидрологической экспедицией, АО «Казахстанкаспийшельф», Актюбинской нефтеразведочной экспедицией.

В пределах Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба в разные годы на территории контрактной территории и за ее пределами пробурены 22 глубокие поисковые скважины, уточнившие геологическое строение бассейна, но почти половина из них – на геотермальные воды. Необходимо отметить, что многие из них пробурены в 50-60-е годы прошлого столетия, плохо изучены и плохо коррелируются между собой.

Пробуренными скважинами был вскрыт разрез каменноугольных, пермских, триасовых, юрских, меловых и кайнозойских отложений. В результате указанных работ установлены значительные глубины залегания фундамента (4000-6000 м) во внутренних частях Восточно – Илийского прогиба, где выявлены крупные структурные осложнения, а в юго-восточной его части бурением вскрыты мощные толщи угленосной юры и осадочные

породы триаса, из которых наблюдались газопроявления, характеризующиеся высокой гелиеносностью.

Наличие газирующих источников Северного Тянь-Шаня и газирующие родники в районе сёл Дубун и Чунджа показывали на возможную газонефтеносность Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба. В результате многолетних маршрутных геолого-съемочных работ и геофизических исследований (ВЭЗ, магнитная, гравиметрическая съемки) была прогнозирована глубина залегания отложений фундамента и в 1957-59 годы Южно-Казахстанской нефтегазоразведочной экспедицией была пробурена скважина 1-Г в качестве поисково-структурной в районе переправы Борохудзировской через р. Или.

В результате бурения на глубине 2753м вскрыты отложения фундамента, представленные порфиритами нижнепермско-каменноугольного возраста. Притоков нефти и газа получено не было.

В 1953 году на площади Борохудзировской магнитной аномалии была заложена поисковая скважина 2-Г с целью изучения нефтегазоносности юрских и палеогеновых отложений. С забоем 3000м скважина ликвидирована по техническим причинам, не добурив 1400м до отложений фундамента.

Далее Актюбинской нефтегазоразведочной экспедицией, по результатам электроразведочных исследований, были заложены на предполагаемых структурах Тас-Карасу и Коктал две глубокие скважины – 3-Г, глубиной 3200м и 5-Г, глубиной 2600м. Интерпретацией было установлено, что скважина 5-Г, заданная в своде складки, была пробурена далеко за пределами антиклинальной структуры.

В 1960 году на юго-восточной части Восточно-Илийского прогиба, вблизи с границей Китайской Народной Республики было закончено бурение глубоких поисковых скважин 3-Г и 7-Г, которые вскрыли юрские терригенные угленосные породы и остановлены забоем в отложениях перми. Последние были представлены эффузивно-осадочными отложениями, и газокаротажными работами было установлено несколько газоносных горизонтов, но промышленных притоков углеводородов при испытании не было получено.

Глубокие поисковые скважины в центральной части Восточно-Илийского прогиба были пробурены на структуре Бестюбинская, скважины 5-Г и 4-Г – на Койбинской структуре. В результате бурения перечисленных скважин установлено широкое развитие в разрезе каменноугольных, пермских, триасовых, юрских, меловых и кайнозойских отложений. В юго-восточной части Восточно-Илийского прогиба мощные угленосные отложения триаса и юры при их бурении продуцировали значительные струи газов со значительным содержанием гелия.

Второе возрождение исследований Восточно-Илийского прогиба началось во второй половине 60-х годов, возобновлением поисковых работ на гелиеносные газы, которые начаты с повторного обследования «ВИМСОМ» газирующих родников в районе поселков Чунджа и Дубун. Наиболее высокая гелиеносность газов установлена на двух участках,

расположенных в районе восточной части южного борта прогиба и Джамбылбастау – Койбынском северном борту.

Северный борт Восточно-Илийского прогиба издавна привлекал внимание многих исследователей и считается наиболее вероятной зоной, где возможны структуры, перспективные на нефть и газ. Необходимо отметить, что литологический состав и стратиграфия осадочного чехла изучены слабо в связи с недостаточной изученностью района исследований глубоким бурением. Пробуренные в конце 50-х годов и первой половине 80-х годов глубокие скважины не дали однозначной оценки возраста осадков, залегающих в основании осадочного чехла. Имеющиеся по этим скважинам (4-Т, 5-Т, 6-Т) предварительные разрезы на сегодня не увязаны между собой и расчленение разреза по ним выполнено неоднозначно. Надежно определен только репер кровли палеозоя в скважине 4-Т по керну и материалам ГИС.

Основным нефтегазопроизводящим комплексом в прогибе являются триас-юрские угленосные сероцветные отложения. Формирование газовых и возможно нефтяных месторождений могло начаться не ранее миоцена, когда триас-юрские отложения были погружены на глубины до 2 км. Как показывают материалы бурения дополнительным источником газа (в основном, гелиевого) могут быть также пермские осадочные отложения. Залежи углеводородов также возможны в триас-юрских, меловых и палеогеновых отложениях, в которых имеются коллекторские горизонты.

Результаты пробуренных скважин подтвердили возможность открытия здесь месторождения углеводородов. Так, на устье скважины 4-Т, которая была пробурена на термальные воды, постоянно просачивается нефтеподобный флюид, соответствующий по удельному весу тяжелой нефти, но не являющийся горючим. Этот факт указывает на то, что скважина пробурена вблизи возможного нефтяного месторождения, и необходимо переосмыслить геологию этой части прогиба на возможные участки местоскопления углеводородов.

После более десяти лет «затишья», и в 1980 году началось бурение Среднеазиатской экспедицией «Союзбургаз» глубоких скважин на термальные воды. Были пробурены скважины: 1-Т, 2-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т с забоями от 2903 до 3495 м и из скважин 1-Т и 3-Т получены горячие воды изложений мела.

В 90-е годы XX века были проведены сейсморазведочные работы методом ОГТ, по результатам которых выявлен ряд антиклинальных структур: Педжимская, Панфиловская, Чарынская, Северо-Чарынская, Хоргосская, Южно-Педжимская и в 1996 году пробурена параметрическая скважина 1-П Жаркент с глубиной 3365 м, вскрывшая на забое вулканогенно-осадочные отложения нижней перми. Бурение скважины 1-П и опробование ряда коллекторских горизонтов не привели к успеху. Нефтегазонасыщенные горизонты отсутствовали, все опробованные интервалы оказались водоносными.

В связи с вышеизложенным, необходимо отметить крайне недостаточную буровую изученность Илийского перспективно-

нефтегазоносного бассейна и по этой причине его нужно отнести к категории слабоизученных.

В 2002 году с целью разведки углеводородного сырья на площади Жаркентского прогиба Илийского бассейна была выдана лицензия ТОО «Еркин Ойл».

В 2006 году с целью оценки перспектив нефтегазоносности и выявления локальных участков, перспективных для дальнейших геологоразведочных работ, были проведены исследования по методике акустической низкочастотной разведки «АНЧАР» на отдельных участках Жаркентского прогиба.

В результате проведенных исследований выявлены 4 объекта перспективных для дальнейшего изучения. Первая аномальная зона расположена в северной и центральной части участка. Аномалия имеет самые большие размеры среди всех аналогичных объектов, обнаруженных на площади. Она выделена по 14 физическим точкам и имеет неправильную форму. Значения информационного параметра варьируют от 6 до 53 единиц. В аномальную зону попадает скважина 4Т с нефтяными загрязнениями вокруг устья.

В январе 2007 года была произведена расконсервация скважины №1-Т Усекская с целью проведения капитального ремонта скважины (КРС), для локализации потенциальных углеводородосодержащих интервалов и определения интервала детальных исследований в закрытом стволе, а также проведения работ ВСП и ГИС.

На скважине № 1-Т Усекская произвели испытание в интервале 2612-2655 м, через трубное пространство, из которого был получен приток воды с пленкой нефтеподобной жидкости, плотностью 1,0 г/см³ дебитом 288 м³/сут. За период испытания со скважины получена пластовая вода в объеме 180 м³.

В 2007-2008 годах сейсмопартией АО «Казахстанкаспийшельф» в пределах осевой зоны и первой ступени северного борта прогиба на площади около 2800 кв.км. отработано порядка 1748 км полнократных профилей МОГТ. Поисковая сеть профилей отработана через 3-4 км, а в пределах Педжимской структуры - детальная сеть профилей 2х2 км. Повсеместно получен материал хорошего качества. На отдельных участках профилей на Педжимской структуре и южнее ее в барханных песках, получен материал удовлетворительного качества.

В процессе исследования были проанализированы все имеющиеся фоновые материалы прошлых лет и геолого-геофизические материалы и материалы бурения поисковых скважин на нефть, газ и на термальные воды, проведенные в разные годы, а также новейшие геолого-геофизические материалы. Исходя из распределения в вертикальном разрезе флюидоупоров и коллекторов, возможно, газопродуцирующих толщ, а также учитывая химический состав газов, полученных при газопроявлениях, в разрезе осадочного чехла Восточного-Илийского прогиба могут быть выделены два перспективных на углеводороды комплекса верхнепалеозойско-

нижнетриасовый, с возможным включением в него во внутренних зонах прогиба нижнетриасовых образований, и мезозой – кайнозойский.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Almaty Oil Ventures», который приступил к работам согласно Контракта №5502-УВС от 02.07.2025г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 02 июля 2031 года.

Проектом запланировано: бурение двух независимых поисковых скважин, глубинами 4000м и 3700м, гелиевая съемка (зависимый объем), пассивная сейморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем), проведение электро-разведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем) и сейморазведка МОГТ 2Д, объемом 1500 пог.км.

При этом надо отметить, что основной объем работ будет проводиться в Жетысуской области, а именно: бурение двух независимых поисковых скважин, глубинами 4000м и 3700м, гелиевая съемка (зависимый объем), пассивная сейморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем), проведение электро-разведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем) и сейморазведка МОГТ 2Д, объемом 1050 пог.км. и в Алматинской области - сейморазведка МОГТ 2Д, объемом 450 пог.км.

	Приложение № _____ к Контракту № _____ от _____ на право недропользования УГЛЕВОДОРОДЫ (вид полезного ископаемого разведения (вид недропользования) от <u>26 июня 2025 г.</u> Per. № <u>432 - Р</u> -УВ														
РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»															
УЧАСТОК НЕДР (ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)															
<p>Предоставлен ТОО «Almaty Oil Ventures» для осуществления операций по недропользованию на участке Жаркент на основании Протокола Министерства Энергетики Республики Казахстан №405360 о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам от 28 мая 2025 года.</p> <p>Участок недр расположен в Жетысусской и Алматинской областях. Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 130.</p>															
Географические координаты угловых точек															
Угловые точки	Северная широта			Восточная долгота			Угловые точки			Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек	гр.	мин.	сек	гр.	мин.	сек	гр.	мин.	сек			
1	43	46	0	80	33	0	66	43	55	0	79	38	0		
2	43	45	0	80	33	0	67	43	55	0	79	42	0		
3	43	45	0	80	34	0	68	43	53	0	79	42	0		
4	43	45	0	80	34	0	69	43	53	0	79	47	0		
5	43	43	0	80	18	0	70	43	55	0	79	47	0		
6	43	44	0	80	18	0	71	43	55	0	79	52	0		
7	43	44	0	80	16	0	72	43	56	0	79	52	0		
8	43	43	0	80	16	0	73	43	56	0	79	59	0		
9	43	43	0	80	0	0	74	43	58	0	79	59	0		
10	43	44	0	80	0	0	75	43	58	0	79	58	0		
11	43	44	0	79	57	0	76	43	59	0	79	58	0		
12	43	45	0	79	57	0	77	43	59	0	79	57	0		
13	43	45	0	79	54	0	78	44	0	0	79	57	0		
14	43	46	0	79	54	0	79	44	0	0	79	56	0		
15	43	46	0	79	52	0	80	43	58	0	79	56	0		
16	43	47	0	79	52	0	81	43	58	0	79	53	0		
17	43	47	0	79	50	0	82	44	1	0	79	53	0		
18	43	48	0	79	50	0	83	44	1	0	79	48	0		
19	43	48	0	79	48	0	84	44	2	0	79	48	0		
20	43	49	0	79	48	0	85	44	2	0	79	44	0		
21	43	49	0	79	45	0	86	44	4	0	79	44	0		
22	43	50	0	79	45	0	87	44	4	0	79	47	0		
23	43	50	0	79	43	0	88	44	5	0	79	47	0		
24	43	51	0	79	43	0	89	44	5	0	79	50	0		
25	43	51	0	79	40	0	90	44	7	0	79	50	0		
26	43	52	0	79	40	0	91	44	7	0	79	51	0		

27	43	52	0	79	38	0	92	44	4	0	79	51	0
28	43	53	0	79	38	0	93	44	4	0	79	53	0
29	43	53	0	79	36	0	94	44	5	0	79	53	0
30	43	54	0	79	36	0	95	44	5	0	79	54	0
31	43	54	0	79	33	0	96	44	6	0	79	54	0
32	43	55	0	79	33	0	97	44	6	0	79	55	0
33	43	55	0	79	31	0	98	44	3	0	79	55	0
34	44	1	0	79	31	0	99	44	3	0	80	2	0
35	44	1	0	79	33	0	100	44	7	0	80	2	0
36	44	2	0	79	33	0	101	44	7	0	80	10	0
37	44	2	0	79	34	0	102	44	8	0	80	10	0
38	44	3	0	79	34	0	103	44	8	0	80	13	0
39	44	3	0	79	36	0	104	44	10	0	80	13	0
40	44	2	0	79	30	0	105	44	10	0	80	15	0
41	44	2	0	79	26	0	106	44	12	0	80	15	0
42	44	6	0	79	26	0	107	44	12	0	80	21	0
43	44	6	0	79	29	0	108	44	11	0	80	21	0
44	44	7	0	79	29	0	109	44	11	0	80	23	0
45	44	7	0	79	32	0	110	44	10	0	80	23	0
46	44	8	0	79	32	0	111	44	10	0	80	19	0
47	44	8	0	79	35	0	112	44	8	0	80	19	0
48	44	9	0	79	35	0	113	44	8	0	80	23	0
49	44	9	0	79	38	0	114	44	5	0	80	23	0
50	44	10	0	79	38	0	115	44	5	0	80	25	0
51	44	10	0	79	40	0	116	44	4	0	80	25	0
52	44	7	0	79	40	0	117	44	4	0	80	26	0
53	44	7	0	79	45	0	118	43	59	0	80	26	0
54	44	6	0	79	45	0	119	43	59	0	80	27	0
55	44	6	0	79	43	0	120	43	58	0	80	27	0
56	44	5	0	79	43	0	121	43	58	0	80	28	0
57	44	5	0	79	40	0	122	43	55	0	80	28	0
58	44	4	0	79	40	0	123	43	55	0	80	29	0
59	44	4	0	79	36	0	124	43	54	0	80	29	0
60	44	3	0	79	36	0	125	43	54	0	80	30	0
61	44	3	0	79	35	0	126	43	51	0	80	30	0
62	44	2	0	79	35	0	127	43	51	0	80	31	0
63	44	2	0	79	36	0	128	43	48	0	80	31	0
64	43	56	0	79	36	0	129	43	48	0	80	32	0
65	43	56	0	79	38	0	130	43	46	0	80	32	0

Общая площадь – 2627,43 кв.км

Из площади геологического отвода исключаются месторождения

Хоргосское, участок 2 (Питьевые воды ХПВ, ОРЗ), с. Акарал,
месторождения Хоргосское (Питьевые воды ХПВ, ОРЗ), с. Жидели,
участок скважин №106-20Ao (Жидели) ХПВ, Назугум ЧС Аварслужба

Географические координаты угловых точек месторождения Хоргосское, участок 2 (Питьевые воды ХПВ, ОРЗ)													
Угловые точки	Северная широта			Восточная долгота			Угловые точки	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек	гр.	мин.	сек		гр.	мин.	сек	гр.	мин.	сек
1	43	50	0	80	2	0	7	43	54	0	80	12	0
2	43	52	0	80	2	0	8	43	52	0	80	12	0
3	43	52	0	80	3	0	9	43	52	0	80	10	0
4	43	53	0	80	3	0	10	43	51	0	80	10	0
5	43	53	0	80	5	0	11	43	51	0	80	5	0
6	43	54	0	80	5	0	12	43	50	0	80	5	0

Площадь- 66,99 кв.км

Географические координаты угловых точек с. Акарап, месторождения Хоргосское (Питьевые воды ХПВ, ОРЗ)													
1	44	1	0	79	54	0	5	44	3	0	79	56	0
2	44	2	0	79	54	0	6	44	2	0	79	56	0
3	44	2	0	79	53	0	7	44	2	0	79	55	0
4	44	3	0	79	53	0	8	44	1	0	79	55	0
Площадь – 9,89 кв.км													
Географические координаты угловых точек с. Жидели, участок скважин №106-20Ao (Жидели)ХПВ													
1	43	59	0	79	59	0	4	44	1	0	79	58	0
2	44	0	0	79	59	0	5	44	1	0	80	1	0
3	44	0	0	79	58	0	6	43	59	0	80	1	0
Площадь – 12,38 кв.км													
Географические координаты угловых точек Назутум ЧС Аварслужба													
1	43	46	0	80	29	0	3	43	48	0	80	31	0
2	43	48	0	80	29	0	4	43	46	0	80	31	0
Площадь – 9,93 кв.км													

Площадь участка недр за вычетом исключаемых объектов составляет – 2528,24 (две тысячи пятьсот двадцать восемь целых двадцать четыре сотых) кв.км.

Глубина участка недр – до кристаллического фундамента.

Заместитель председателя



М. Байбатыров

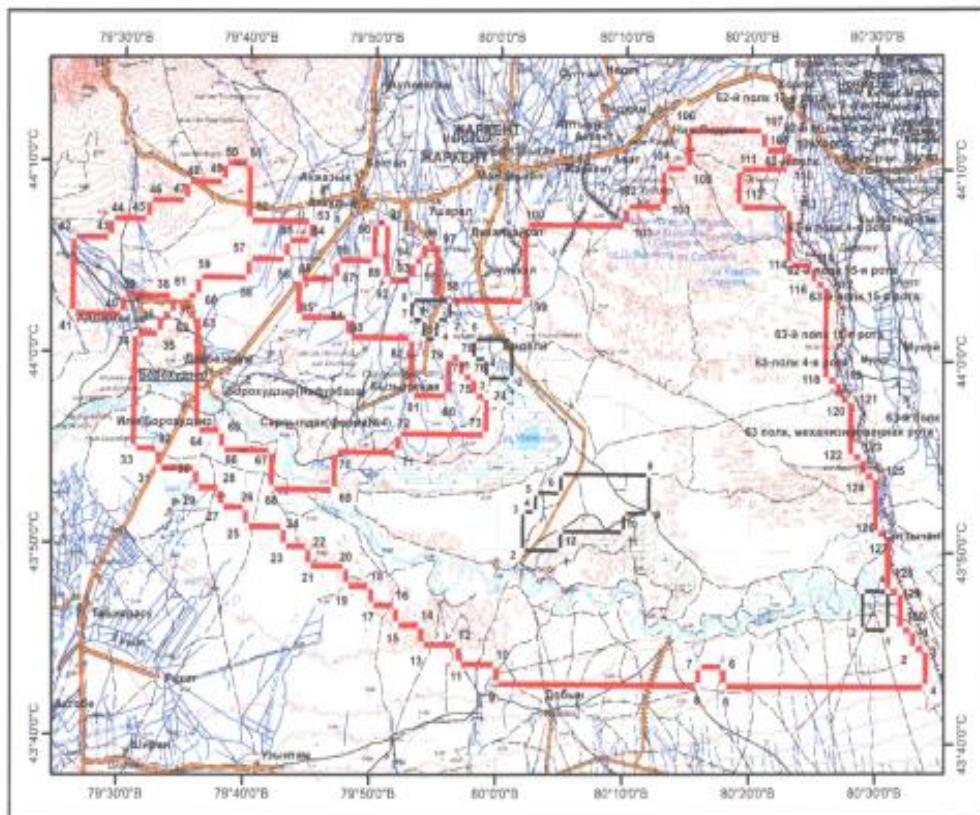
г. Астана
июнь, 2025 г.

Рис.1.1. Геологический отвод

Приложение №
по Контракту № от
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)
от ____ июня 2025 г. Рег. № Р-УВ

Картограмма расположения участка недр для разведки участка Жаркент

Масштаб 1: 530 000



Условные обозначения

- контуры исключаемых участков
 - контур участка недр Жаркент
 - автодороги с усовершенствованным покрытием
 - улучшенные грунтовые дороги
 - грунтовые проселочные дороги
 - полевые дороги
 - ЛЭП на металлических
или железобетонных опорах
 - реки, ручьи (пересыхающие)
 - реки, ручьи (постоянные)
 - населенные пункты
 - горизонтали основные
 - озера
 - болота проходимые
 - болота проходимые, камышовые

г. Астана,
июнь, 2025 г.

Рис.1.2. Картограмма

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Исследуемая территория находится на территории двух областей: Жетысуской и Алматинской. Ближайшими населенными пунктами являются: город Жаркент в 34 км от центра контрактной территории и населенные пункты Айдарлы, Коктал, Ушарал, Кундызы и др.

Район работ включает часть межгорной долины р. Или, обрамленной на юге горным хребтом Кетмень на юго-западе - горами Богути, на севере - отрогами Джунгарского Алатау. Правобережье р. Или занимают незакрепленные барханные пески Кара-Кум и Моюн-Кум. Левобережная часть занята незакрепленными песками Каро-Базкум., валунно-галечниковыми отложениями. Рельеф местности осложнен многочисленными оврагами, водостоками.

Абсолютные отметки возрастают от центра впадины от 500-600м до 1200-1500м к её бортам. При ширине впадины в 100-120 км на меридиане Кольджат–Хоргос уклон её поверхности к центру не превышает 50м, так что можно считать общую поверхность впадины близкой к горизонтальной, и совсем горизонтальной в самом центре впадины, где расположены небольшие озерца, старицы, заболоченные низины. На площади работ высоко-горных участков нет, абсолютные отметки достигают: максимальные -500 м (в пойме р. Или), относительные превышения на 1 пог.км наблюдаются до 20 м.

Горные сооружения, обрамляющие впадину с севера и юга, возвышаются над ней более чем на 3000 м, создавая природный контраст, характерный для Тянь-Шаня. Положение проектной площади в межгорной впадине предопределило её геологическое строение, рельеф, климатические особенности, характер почв и растительности, что так или иначе влияет на условия, в которых предстоит работать.

По совокупности всех природных признаков приграничная часть Илийской впадины – это пустыня: по периферии валунно-галечная, каменистая со скучной травянисто-степной растительностью, ближе к центру - супесчано-солонцеватая с широким развитием незакрепленных, бугристых, бугристо-грядовых постоянно перевиваемых песков и зарослями типичного для пустынь растений – саксаула, тамариска и др. Эти участки впадины обычно безводны.

Район работ пересекает река Или, предгорные части долины пересекаются руслами временных водостоков, северную часть площади работ осложняет сеть оросительных каналов. Крутизна склонов оврагов достигает 90°.

Пойма реки Или покрыта сплошными зарослями кустарника и карагача и занята труднопроходимыми незамерзающими болотами.

В восточной части участка работ распространены незакрепленные барханные пески. Северная и северо-восточная части заняты пашнями (массивы поливных культур).

Горные реки Южной Джунгарии (Борохудзир, Усек, Хоргос), выходя на равнинные просторы Восточно-Илийской впадины, в низовьях создают заболоченные участки, либо впадают как река Хоргос в реку Или. Реки, стекающие с северного хребта Кетмень, при удалении от гор теряются в собственных отложениях.

Климат района работ резко – континентальный, засушливый с жарким летом и малоснежной зимой. Температура зимой достигает -20°C , летом $(+40^{\circ}\text{C})$. Выпадение осадков по площади неравномерное, на склонах гор больше, в долине меньше и составляет 141 мм в год с нечетко выраженным весенним максимумом. Весной и летом дуют сильные ветры с запада на восток (по долине р. Или), переходящие в пыльные бури, длиющиеся 2-3 дня. Скорость ветра достигает 20-30 м/с.

Дороги, связывающие основные населенные пункты имеют асфальтовое покрытие.

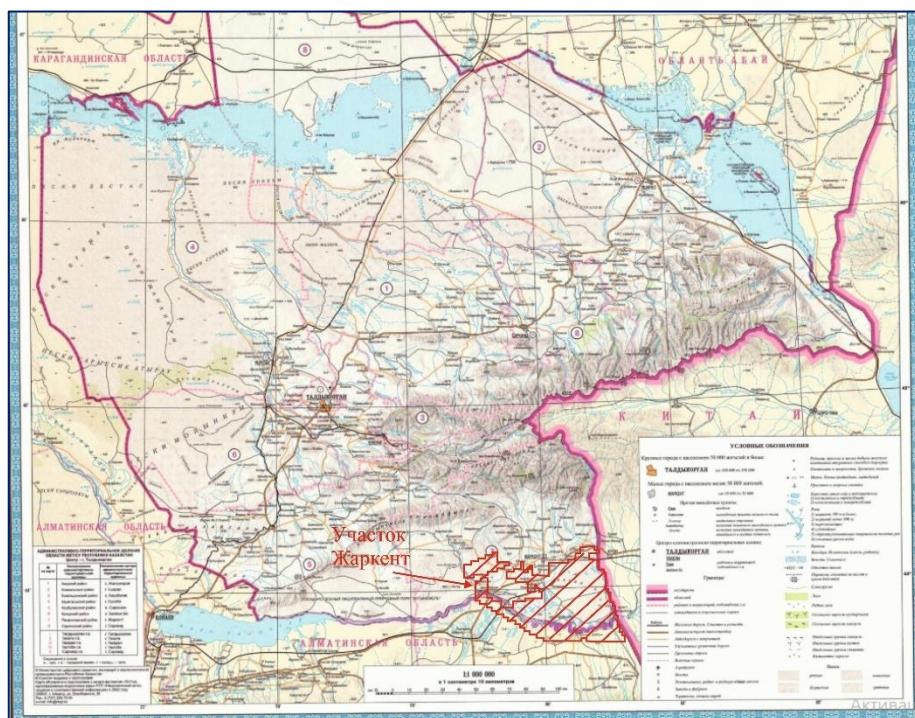


Рис.2.1.Обзорная карта

3.ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Район работ включает центральную и северную часть Восточно-Илийского прогиба, с севера ограничен отрогами горной системы Джунгарского Алатау, а с юга - предгорьями северных отрогов хр. Кетмень.

Восточная часть Илийской впадины – это межгорный прогиб горной системы Северного-Тянь-Шаня. Протяженность межгорного прогиба субширотного простирания в казахстанской части имеет длину порядка 150 км, по меридиану имеет максимальную ширину, достигающую 100 км. На юге естественным ограничением служит Кетменьский хребет, на северо-востоке – хр. Борохоро, а на севере и северо-западе хр. Джунгарский Алатау. Восточная часть Илийской впадины отделяется от западной сужением отрогов Заильского и Джунгарского Алатау (Улькен-Богуты и Б. Калканы).

Еще в 30-х годах прошлого столетия Илийская впадина привлекала внимание геологов, как возможный объект нефтепоисковых работ, что обосновывалось близостью расположения и определенным сходством в геологическом строении с Джунгарской и Ферганской впадинами, нефтеносность которых была известна давно.

Эта проблема находилась в поле зрения И.В. Мушкетова при проведении маршрутных исследований горной системы Тянь-Шаня в 1875-76 гг. С установлением Советской власти в Южном Казахстане были начаты целенаправленные нефтегазопоисковые работы.

В начале тридцатых годов, в связи с поисками гелиеносных газов, Бюро газовых месторождений при ЦНИГРИ (П.А.Грюше, Т.Г.Сарычева, Г.Д. Лидин и др.) провело исследования газирующих источников Северного Тянь-Шаня. По результатам этих работ профессором Н.Н.Славяновым указывается два участка в Илийском бассейне, где имеется возможность выявить промышленные скопления гелиеносных газов: район Аяк-Калканских гор – полоса к востоку от Аяк-Калканских источников до г. Панфилова и северо-западная часть Восточно-Илийского прогиба. В 1936 году работами Тяньшано-Алтайской геологической экспедиции (М.И.Сайдов, В.М.Мягков) были выявлены два участка газирующих родников в районе сёл Дубун и Чунджа.

В сороковых и первой половине пятидесятых годов поисковые работы ведутся исключительно на нефть, с периодом резкой интенсификации их в годы Великой Отечественной войны. В этот период в бортовых частях Илийского бассейна, имеющих хорошую обнаженность, были проведены маршрутные и геолого-съемочные работы с нефтепоисковыми целями (Н.К.Грязнов, 1939г; Т.А.Мордвилько, А.В.Волин, Н.Н.Костенко, 1942-44гг; Б.С.Соколов и др., 1944-46гг; Е.И.Шлыгин, М.Е.Воскобойников, Н.С.Серебряков, 1947г; В.Г.Машацова, 1950г; Ф.П.Корсаков, М.В.Аваков, 1951г; С.В.Екшибаев, 1953г).

Впервые для изучения глубинного строения восточной части Илийского бассейна были опробованы в ограниченном объеме геофизические методы исследований: ВЭЗ, площадная магнитная съемка (Н.П.Колпаков, Л.Я.Проводников, Г.Б.Рукавишников, 1942-43гг.) В 1949-50гг проведен комплекс работ, анализ которых позволил уточнить, что наиболее погруженные участки Жаркентской депрессии расположены к юго-востоку от г.Жаркента, так же в результате обработки сейсмических данных было изучено геологическое строение Жаркентской депрессии, уверенно выделена граница поверхности палеозойского фундамента и дана положительная оценка перспектив ее нефтегазоносности.

Со второй половины 50-х годов начинается качественно новый этап нефтегазопоисковых работ, выполнявшихся научно-исследовательскими организациями Москвы и Алматы. В результате бурения поисковой скважины 1-Г в районе Борохудзирской переправы р. Или были вскрыты порфириты нижнепермского-каменоугольного возраста на глубине 2753м.

В 1950-51гг. трестом «Средазнефтеразведка» проведены геологические исследования в северной части депрессии (между реками Борохудзир и Хоргос) с целью изучения выявленных антиклинальных структур (Лесновской, Хоргосской, Баскунчакской и др.). Выявленная по результатам геолсъемки (1:50 000) Бестюбинская структура была рекомендована под глубокое бурение на нефть и газ.

В 1953 году на площади Борохудзирской магнитной аномалии с целью изучения разреза и оценки нефтегазоносности юрских и палеогеновых отложений Карагандинской конторой разведочного бурения была пробурена скважина 2-Г, заложенная на моноклинали южного крыла депрессии. Скважина по техническим причинам остановлена на глубине 3000м, не добутив 1400 м до предполагаемого палеозойского фундамента.

Глубокие поисковые скважины в центральной части Восточно-Илийского прогиба были пробурены на структуре Бестюбинская, скважины 5-Г и 4-Г – на Койбинской структуре. В результате бурения перечисленных скважин установлено широкое развитие в разрезе каменноугольных, пермских, триасовых, юрских, меловых и кайнозойских отложений.

В юго-восточной части Восточно-Илийского прогиба мощные угленосные отложения триаса и юры при их бурении продуцировали значительные струи газов со значительным содержанием гелия. В 1957-58гг. Южно-Казахстанская геофизическая экспедиция проводит аэромагнитную съемку масштаба 1:100 000, в результате которой уточнены магнитные поля и форма аномалий Илийского бассейна. В целях дальнейшего изучения его глубинного строения, поисков и подготовки локальных структур к глубокому бурению в 1956-58гг. Илийской геофизической экспедицией проводились обширные сейсмические, гравиметрические и электроразведочные (ДЭЗ) работы. Получены новые данные о тектоническом строении бассейна, оконтурены и подготовлены для бурения Койбинская и Джамбульская структуры (определенна глубина залегания палеозойского фундамента).

Определена область развития юрских отложений, тем самым была оконтурена перспективная площадь на нефть, газ и уголь.

Электроразведочными работами были выявлены две новые структуры: юго-западнее с.Тас-Карасу и северо-восточнее с.Коктал, а также определены глубины палеозойского фундамента в местах заложения глубоких скважин (в районе скважины 3-Г – 3200м, в районе скважины 5-Г – 2600м). Позже было установлено, что скважина 5-Г, предположительно заданная в своде складки, фактически оказалась расположенной за пределами структуры.

Наличие газирующих источников Северного Тянь-Шаня и газирующие родники в районе сёл Дубун и Чунджа показывали на возможную газонефтеносность Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба. В результате многолетних маршрутных геолого-съемочных работ и геофизических исследований (ВЭЗ, магнитная, гравиметрическая съемки) была прогнозирована глубина залегания отложений фундамента и в 1957-59 годы Южно-Казахстанской нефтегазоразведочной экспедицией была пробурена скважина 1-Г в качестве поисково-структурной в районе переправы Борохудзировской через р. Или.

В результате бурения на глубине 2753м вскрыты отложения фундамента, представленные порфиритами нижнепермско-каменноугольного возраста. Притоков нефти и газа получено не было.

В 1958г. Илийской геофизической экспедицией проводились сейсмические работы с целью прослеживания участков и характера выклинивания мезозойских отложений, а также геологического строения Бестюбинской и Коктальской структур. По результатам этих работ были пополнены общие сведения о геологическом строении восточной части Илийского бассейна, составлена схема Коктальской структуры, уточнено строение Юго-Западной части Бестюбинской структуры. В общих чертах выявлено геологическое строение восточной части бассейна, где по данным электроразведки и КМПВ отмечается **Каракумское поднятие** по палеозою. Выявлен ряд крупных разломов на юге, в центральной части и северном борту прогиба.

В северо-восточной части площади по данным КМПВ и высокоточной гравики выявлено Педжимское поднятие, но, к сожалению, построить точный структурный план северного борта по этим работам не удалось. Авторы отмечают, что в районе Педжимского поднятия им не удалось предусмотреть необходимые системы наблюдения КМПВ из-за близости границ с КНР.

С конца 1959 года и до конца 1961 года Казахским геофизическим трестом в Илийском бассейне проводятся сейсмические и электроразведочные работы с целью выявления погребенных антиклинальных структур. В результате этих работ составлена уточненная схематическая карта по подошве осадочных образований для Жаркентской депрессии в масштабе 1:200 000, построены карты изопахит мезозойских и осадочных верхнепалеозойских отложений для территории левобережья р.Или, построены региональные профили: вдоль границы с КНР, вкрест

простирания депрессии через глубокие скважины 1 и 2, магистральный широтный профиль - на левобережье р. Или выявлены крупные погребенные складки: в центре восточной части Каракумская, Педжимская антиклиналии Коктальская - в северо-западной части депрессии.

В 1960 г. на юго-востоке левобережной части Восточно-Илийского прогиба было закончено бурение глубоких скважин 3-Г, 7-Г, которые остановлены в эфузивно-осадочных отложениях перми. Газокаротажными работами, проведенными в этих и других скважинах, установлено несколько газоносных горизонтов. В эти годы в результате проведенных геофизических и геологических (буровых) работ в общих чертах было изучено структурно-геологическое строение восточной части Илийского бассейна. Максимальная мощность осадочных отложений в центре прогиба составила 5000-5500 м, а амплитуда по главным разрывным нарушениям доходила до 1500-2000 м.

Буровые работы в восточной части Илийского бассейна осуществляла, в основном, Южно-Казахстанская нефтегазоразведочная экспедиция ЮКГУ (в 1954-57 гг. - Г.П. Филиппьев, в 1957-1959 гг. - Г.П.Филиппьев, Ф.С. Рабкин, в 1959-1961 гг. – Г.П.Филиппьев, Р.П.Налетова). Последними был подытожен весь имеющийся фактический материал по структурному и глубокому бурению в Жаркентской депрессии. По результатам бурения и опробования скважин в качестве перспективной газоносной области рекомендуется центральная часть депрессии, включая зону погребенных структур, а северному и южному бортам депрессии дается отрицательная оценка. Предполагается, что носителями газа являются депрессии, выполненные осадочными палеозойскими и мезозойскими отложениями на глубине 2500-3500 м и, возможно, третичные (палеогеновые) отложения. Авторы рекомендуют продолжить газопоисковые работы на перспективных площадях - погребенных структурах и краевых зонах центральной части Жаркентской депрессии.

До 1960 года основной объем нефтегазопоискового бурения в Южном Казахстане, а также геофизических работ, сосредотачивался в пределах Илийского бассейна, главным образом, в восточной его части (Восточно-Илийский прогиб). Поисковые скважины на нефть и газ бурились в различных частях бассейна, в частности на Бестюбинской структуре (скв.5-Г), на Койбынской структуре (скв.4-Г), в центральной части прогиба (скв.2-Г). По их данным и также результатам бурения профиля скважин вдоль госграницы (3-Г, 6-Г, 7-Г) установлены мощные толщи эфузивно-осадочных пермских и мезозойских угленосных образований.

В 1961-62 гг. Центральная геофизическая экспедиция ЮКГУ (Е.Дручинин, И.Курбатова) провела детализационные сейсморазведочные и магниторазведочные работы в пределах Педжимского вала и Каракумского поднятия с целью оценки их перспективности на нефть и газ. По результатам работ дана рекомендация на бурение глубокой скважины - до 5000 м на Каракумском поднятии.

Пробуренными скважинами был вскрыт разрез каменноугольных, пермских, триасовых, юрских, меловых и кайнозойских отложений. В

результате указанных работ установлены значительные глубины залегания фундамента (4000-6000 м) во внутренних частях Восточно – Илийского прогиба, где выявлены крупные структурные осложнения, а в юго-восточной его части бурением вскрыты мощные толщи угленосной юры и осадочные породы триаса, из которых наблюдались газопроявления, характеризующиеся высокой гелиеносностью.

В изучение территории существенный вклад внесли геологи: П.Я. Авров, М.И. Баренцев, В.И. Дитмар, А.Б. Ли, Ф.С. Рабкин, Ф.Е. Синицын, Г.П. Филиппев, Е.Л. Диденко-Кислицына и др.

Второе возрождение Восточно-Илийского прогиба началось во второй половине 60-х годов, возобновлением **поисковых работ на гелиеносные газы**, которые начаты с повторного обследования «ВИМСОМ» газирующих родников в районе поселков Чунджа и Дубун. Наиболее высокая гелиеносность газов установлена на двух участках, расположенных в районе восточной части южного борта прогиба и Джамбылбастау – Койбынском северном борту.

В период с 1960-по 1980 г. были опубликованы статьи, освещающие гидрогеотермию отдельных районов Илийского артезианского бассейна (авторы: У.М. Ахмедсафин, С.М. Шапиро, М.С. Садыков, В.С. Живаго). Ведущей организацией, занимающейся изучением гидродинамического режима Илийского бассейна является Алматинская гидрогеологическая экспедиция, результаты работ которой нашли отражение в схемах строения осадочного чехла, схематической карте гидрохимической зональности термальных вод, схеме распределения среднего геотермического градиента Илийского бассейна, оценке ресурсов и возможности практического использования термальных вод. В 1980 году Среднеазиатской экспедицией «Союзбургаз» в Илийском бассейне на Усекской и Педжимской площадях, с целью поисков термальных вод, пробурены глубокие скважины 1-Т - забой 2903 м, 2-Т - забой 3157 м, 4-Т - забой 3315 м, 5-Т остановлена на глубине 3495 м. При опробовании скважин 1-Т, 3-Т получен промышленный приток пресной горячей воды из меловых отложений.

Возобновление в 1980г. Илийской геофизической экспедицией сейсморазведочных работ (МОГТ) в Восточно-Илийском прогибе открывает новый этап в его изучении с той же ориентацией - поиски нефти и газа. Работы проводились на новом техническом и методическом уровне с применением невзрывных источников возбуждения. В результате этих работ получены новые данные, уточняющие строение Восточно-Илийского прогиба.

После более десяти лет «затишья» в 1980 году началось бурение Среднеазиатской экспедицией «Союзбургаз» глубоких скважин на термальные воды. Были пробурены скважины: 1-Т, 2-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т с забоями от 2903 до 3495м и из скважин 1-Т и 3-Т получены горячие воды из отложений мела.

В 90-е годы XX века были проведены сейсморазведочные работы методом ОГТ, по результатам которых выявлен ряд антиклинальных

структур: Педжимская, Панфиловская, Чарынская, Северо-Чарынская, Хоргосская, Южно-Педжимская и в 1996 году пробурена параметрическая скважина 1-П Жаркент с глубиной 3365 м, вскрывшая на забое вулканогенно-осадочные отложения нижней перми. Бурение скважины 1-П и опробование ряда коллекторских горизонтов не привели к успеху. Нефтегазонасыщенные горизонты отсутствовали, все опробованные интервалы оказались водоносными.

Таким образом, в пределах Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба пробурены 22 глубокие поисковые скважины, но почти половина из них – на геотермальные воды, но уточнившие геологическое строение бассейна. Необходимо отметить, что многие из них пробурены в 50-60-е годы, плохо изучены и плохо коррелируются между собой.

В 1981-1986 гг. ИГФЭ провела региональные и поисковые работы МОГТ в Илийском прогибе по крайне редкой сети профилей. Установлено, что юрские и триасовые отложения развиты в северо-восточной части впадины. На южном борту впадины они не выявлены. Структуры выявлены лишь на Педжимской ступени (северо-восток). В разные годы в Илийской впадине было пробурено около 22 скважин как нефтяного ряда, так и гидрогеологические на термальные воды.

Комплекс ядерно-физических методов, включающий углеродно-кислородный каротаж (С/О-каротаж), спектрометрический гамма-каротаж (СТК) и двухзондовый нейтронный гамма-каротаж (2ИНГК), выполнен в скважине 1-Т площади Усекская в интервале 2200-2720 м в отложениях нижнего мела, верхней, средней и нижней юры и верхнего триаса. Для данного типа разреза контрастно отмечаются пласти угля в отложениях верхней юры и углесодержащие породы в отложениях триаса, имеющие избыточное содержание углерода и отражающиеся аномалиями на показаниях С/О-каротажа. По результатам ядерно-физических методов решена задача изучения литологического состава горных пород, выделения коллекторов и оценки нефтенасыщенности коллекторов.

С целью изучения литологического состава горных пород рассчитана объемная модель с использованием следующих параметров: R_1C , Si, Ca, C_1 , U, Th, K. Объемная модель горной породы, кроме компонент скелета, включает в себя объемное содержание свободного флюида (КП) и связанной воды (Ксв) в объеме порового пространства. Суммарное содержание пластового флюида составляет общую пористость пород.

Выделение коллекторов проведено по граничному значению Кп, предварительно принятому равным 17%. Более точная и обоснованная информация для выделения коллекторов отсутствует. Также отсутствует информация о литологическом составе горных пород по изучаемому разрезу. Набор компонент задавался из общего описания геологического разреза по Усекской площади, петрофизические характеристики для различных компонент выбирались из среднестатистических табличных данных для горных пород различной литологии, что отразилось на достоверности полученных результатов по скважине.

В 1982-1985 гг. Илийской геофизической экспедицией проведены сейсморазведочные работы МОГТ в Восточно-Илийском прогибе, которые явились завершающим этапом региональных геофизических исследований глубинного строения его осадочного чехла. В результате тематических работ (отчет Панфиловской партии, авторы: Н.В.Осипин, Т.К.Аманжолов, 1985 г) здесь выявлены 4 антиклинальные структуры: Педжимская и Панфиловская на севере, Чарынская и Северо-Чарынская (на западе). Первые две структуры перспективны на нефть и газ, на них рекомендованы дальнейшие поисковые сейсморазведочные работы с целью подготовки их к глубокому бурению, а структуры, расположенные на западе, рассматриваются как второстепенные.

В 1985-1988 гг. той же Панфиловской партией были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ в пределах осевой зоны и первой ступени северного борта Восточно-Илийского прогиба, где отработано 466,2 пог.км. В результате работ построены структурные карты по 5 отражающим горизонтам, установлена серия ловушек неструктурного типа, подготовлены и рекомендованы под глубокое бурение на нефть и газ по юрским и триасовым отложениям структуры Педжимская, Хоргосская и Южно-Педжимская (отчет Осина Н.В., 1988 г.).

В 1996 году в соответствии с планом реализации Государственной программы регионального изучения осадочных бассейнов в пределах Восточно-Илийского прогиба рекомендовано бурение параметрической скважины 1-П Жаркент.

Согласно геологическому заданию целевым назначением скважины являлось: изучение нижнемеловых, триас-юрских и пермских отложений, стратификация опорных сейсмических границ, сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности. В круг решаемых параметрическим бурением геологических задач входило:

1) литолого-стратиграфическое расчленение разреза триасовых, юрских и нижнемеловых отложений, выявление в их разрезах региональных нефтегазоносных и перспективных коллекторских горизонтов, флюидоупоров и нефтегазоматеринских пород на основе исследования керна, комплекса ГИС (геофизические исследования скважин), выполняемых в процессе и по окончанию бурения, корреляции разреза скважина 1-П с разрезами ранее пробуренных на Жаркентской площади глубоких скважин;

2) изучение солевого и газохимического состава пластовых вод вскрытых продуктивных горизонтов для изучения гидрогазохимических показателей путем их опробования, как в процессе бурения, так и по окончанию бурения скважины;

3) увязка геологических материалов по исследуемой скважине с разрезами других глубоких и структурных скважин с целью изучения закономерностей изменения литолого-фациального и стратиграфического состава и толщин триасовых, юрских и нижнемеловых отложений, с составлением заключения о перспективах нефтегазоносности Жаркентской площади;

4) изучение физических свойств пород в разрезе скважины для геологической интерпретация геофизических материалов и опорных сейсмических границ, путем анализа данных ВСП (вертикальное сейсмопрофилирование) по окончанию бурения скважины.

Результаты бурения скважины 1-П Жаркент указали на широкое участие в геологическом строении моноклинали южного борта Восточно-Илийского прогиба всех названных выше литолого-стратиграфических комплексов. Вместе с тем анализ материалов ГИС, бурения и опробования ряда коллекторских горизонтов показал, что в разрезе скв. 1-П Жаркент отсутствуют нефтегазонасыщенные пласти, а все отмеченные коллекторские горизонты выделяются, как водоносные.

В 2002 году с целью разведки углеводородного сырья на площади Жаркентского прогиба Илийского бассейна была выдана лицензия ТОО «Еркин Ойл».

В 2006 году с целью оценки перспектив нефтегазоносности и выявления локальных участков, перспективных для дальнейших геологоразведочных работ, были проведены исследования по методике акустической низкочастотной разведки «АНЧАР» на отдельных участках Жаркентского прогиба.

Суть метода «АНЧАР» заключается в следующем: при возбуждении нефтегазовой залежи внешним искусственным или естественным полем упругих колебаний, в полосе частот эффективного взаимодействия поля с углеводородным веществом, заключенным в матрице породы-коллектора, либо в результате случайных флуктуаций параметров геологической среды, залежь переходит в режим генерации собственных инфразвуковых волн, причем режим генерации сохраняется некоторое время после прекращения действия источника возбуждения.

Работы были проведены на двух участках: южном и северном. На южном участке выполнено 891 физическое наблюдение, на северном участке (в районе структуры Педжимская) изучение микросейсмического фона проводилось по 109 точкам. По результатам проведенных работ были построены карты аномалий, а также карты микросейсмических низкочастотных шумов. Эти карты увязаны со структурной картой по кровле РЗ и с топографо-геодезическим картами масштаба 1:100 000.

Площадь северного участка составляет 117 кв.км. На северном участке отработано 109 точек. Большая часть участка покрыта сельхозугодьями с посевами кукурузы. Северный участок закрыт редкой съемкой по сети одно наблюдение на один кв.км. Участок отрабатывался системой с 1 пунктом возбуждения. В результате проведенных исследований выявлены 4 объекта перспективных для дальнейшего изучения. Первая аномальная зона расположена в северной и центральной части участка. Аномалия имеет самые большие размеры среди всех аналогичных объектов, обнаруженных на площади. Она выделена по 14 физическим точкам и имеет неправильную форму. Значения информационного параметра варьируют от 6 до 53 единиц.

В аномальную зону попадает скважина 41 с нефтяными загрязнениями вокруг устья.

В январе 2007 года была произведена расконсервация скважины №1-Т Усекская с целью проведения капитального ремонта скважины (КРС), для локализации потенциальных углеводородосодержащих интервалов и определения интервала детальных исследований в закрытом стволе, а также проведения работ ВСП и ГИС.

В скважине № 1-Т Усекская произвели испытание в интервале 2612-2655 м, через трубное пространство из которого был получен приток воды с пленкой нефтеподобной жидкости, плотностью $0,89 \text{ г/см}^3$ дебитом $288 \text{ м}^3/\text{сут}$. За период испытания со скважины получена пластовая вода в объеме 180 м^3 . Устьевое давление Ртр-25 атм, Рзтр- 0 атм, температура воды на устье $+40^\circ\text{C}$. Необходимо учесть, что данная скважина была ликвидирована в 80-е годы и сведения о причине ее ликвидации отсутствуют.

Согласно заключению о результатах общего физико-химического анализа пробы УВ флюида, составленного специалистами ТОО «Мунайгазсервис», плотность пробы УВ флюида, отобранного на устье скважины 1-Т Усекская, составляет $0,89 \text{ г/см}^3$, и судя по определенным физико-химическим свойствам похожа на мезозойскую нефть Туранской плиты

Таким образом, на основе геолого-геофизической информации, накопленной в разные годы и анализа материала бурения скважины 1-П Жаркент, 1-Т Усекская, 4-Т, 7-Т и других в пределах Восточно-Илийского прогиба можно отметить зоны, благоприятные для генерации углеводородов, связанные со всеми комплексами мезозойских образований, а также по результатам геохимических исследований горных пород не исключается возможность присутствия нефтегазоматеринских пород в верхней секции разреза пермских и каменноугольных отложений.

В 2007-2008 годах сейсмопартией АО «Казахстанкаспийшельф» в пределах осевой зоны и первой ступени северного борта прогиба на площади около 2800 кв.км. отработано порядка 1748 км полнократных профилей МОГТ. Поисковая сеть профилей отработана через 3-4 км, а в пределах Педжимской структуры -детальная сеть профилей 2x2 км. Повсеместно получен материал хорошего качества. На отдельных участках профилей па Педжимской структуре и южнее ее в барханных песках, получен материал удовлетворительного качества.

Проведенные поисковые сейсморазведочные работы МОГТ в Восточно-Илийском прогибе являются продолжением регионально-поисковых работ, начатых в 80-х годах в данном регионе по изучению геологического строения. В результате этих работ получен материал, который позволяет изучить структурный план наиболее погруженной части прогиба и первой ступени северного борта. Северный борт Восточно-Илийского прогиба издавна привлекал внимание многих исследователей и считается наиболее вероятной зоной, где возможны структуры, перспективные на нефть и газ.

Необходимо отметить, что литологический состав и стратиграфия осадочного чехла изучены слабо в связи с недостаточной изученностью площади глубоким бурением. Пробуренные в конце 50-х годов и первой половине 80-х годов глубокие скважины не дали однозначной оценки возраста осадков, залегающих в основании осадочного чехла. Имеющиеся по этим скважинам (4-Т, 5-Т, 6-Т) предварительные разрезы на сегодня не увязаны между собой и расчленение разреза по ним выполнено неоднозначно. Надежно определен только репер кровли палеозоя в скважине 4-Т по керну и материалам ГИС.

Верхняя часть геологического разреза по району работ изучалась по данным редкой сети глубоких и гидрогеологических скважин, которые дают общее представление об условиях залегания осадков в верхней части разреза (ВЧР) и их литологического состава. Скоростная модель ВЧР по району изучалась методом первых вступлений (МПВ). По литологическому составу и скоростным характеристикам ВЧР условно разделена на три зоны.

Для предгорной части северного борта (зона развития мощных валунно-галечниковых отложений) характерно поле выдержаных скоростей, ВЧР имеет два слоя. В первом слое от 5 до 20 м пластовые скорости выше, чем на юге площади и изменяются от 500 до 850 м/с, второй пласт мощный - от 50 до 100 м с $V_{пл}=1200$ - 2000 м/с. Юго-западная часть осевой зоны прогиба занята пойменными болотами, лугами и пашнями, для нее характерна редкая изменчивость скоростных зависимостей. Зона малых скоростей непостоянна и скорости изменяются в широких пределах от 300 до 800 м/с, нижележащий пласт по скоростным характеристикам выдержан $V_{пл}= 1700$ -2000 м/с. На пониженных участках рельефа местности ЗМС имеет небольшую мощность (1-5 м), близость грунтовых вод контролирует стабильность скоростей с $V_{пл}=1800$ -2000 м/с.

В северо-восточной части площади выделяется зона незакрепленных барханных массивов, где мощность ЗМС изменяется от 15 до 45 м с $V_{пл}=300$ -500 м/с. Под ЗМС залегают обводненные пласти песка, слабосцементированные прослои песчаников и суглинков. Пластовые скорости этих отложений изменяются в пределах 1200-2000 м/с.

Детальными сейсморазведочными работами опрошискована Педжимская структура, которая южной переклиналью заходит в пределы контрактной территории. Все приведенные геолого-геофизические построения, в том числе, структурные карты, построенные на основании сейсмических данных, подтверждают наличие крупной антиклинальной структуры (Педжимская) к северу от контрактной территории. В пределах которой были выделены зоны выклинивания триас-юрских отложений (эти же зоны являются границей прекращения распространения отложений осадочной перми). Главным типом ловушек в пределах района являются тектонически экранированные и антиклинальные структуры. Вероятно, основным нефтегазопроизводящим комплексом в прогибе являются триас-юрские угленосные сероцветные отложения. Формирование газовых и возможно нефтяных месторождений могло начаться не ранее миоцена, когда триас-юрские отложения были

погружены на глубины до 2 км. Как показывают материалы бурения дополнительным источником газа (в основном гелиевого) могут быть также пермские осадочные отложения. Залежи углеводородов возможны в триас-юрских, а также в меловых и палеогеновых отложениях, в которых имеются коллекторские горизонты.

Результаты пробуренных скважин подтвердили возможность открытия здесь месторождения углеводородов, так скважина 4-Т, пробуренная на термальные воды на западной периклинали Педжимской структуры, характеризуется наличием нефти, на устье скважины постоянно просачивается нефтеподобный флюид, соответствующий по удельному весу тяжелой нефти, но не являющийся горючим. Этот факт указывает на то, что скважина пробурена вблизи возможного нефтяного месторождения, и необходимо переосмыслить геологию этой части прогиба на возможные участки местоскопления углеводородов.

В связи с вышеизложенным, необходимо отметить крайне недостаточную буровую изученность Илийского перспективно-нефтегазоносного бассейна и по этой причине его нужно к категории слабоизученных.

Таблица 3.1.1. - Геолого-геофизическая изученность

№ №	Автор, название отчета, организация, производившие исследования и год издания отчёта	Вид исследо- вания	Основные резуль-
1	2	3	
1.	Н.П.Колпаков, Л.Я.Проводников, Г.Б.Рукавишников, 1942-43гг, 1949-50гг	ВЭЗ, площадная магнитная съемка, сейсмика	Было изучено геологическое строение Жаркентской палеозойского фундамента и дана положительная оценка
2.	Трест «Средазнефтеразведка», 1950-51гг.	геолсъемка (1:50 000)	Бестюбинская структура была рекомендована под глубокое бурение
3.	Южно-Казахстанская геофизическая экспедиция, 1957-58гг.	МОВ масштаб 1:100 000	Уточнены магнитные поля и форма аномалий Илийской глубинного строения, поисков и подготовки локальных скважин.
4.	Илийская геофизическая экспедиция, 1957-58гг.	сейсмические, гравиметрические и электроразведочные (ДЭЗ) работы	Получены новые данные о тектоническом строении Койбынских и Джамбульских структур. Оконтуриена площадь. Электроразведочными работами были выявлены две депрессии восточнее с.Коктал, а также определены глубины погребенных скважин . По данным электроразведки и КМПВ выявлено Карасайское месторождение юге, в центральной части и северном борту прогиба. В северо-восточной части площади по данным КМПВ определено поднятие, но, к сожалению, построить точный структурный план не удалось.
5.	Трест « Казахский геофизический», 1959-61гг.	Сейсмические и электроразведочные работы	Составлена уточненная схематическая карта по подошве мезозойской толщи масштабе 1:200 000, построены карты изопахит мезозойской толщи на территории левобережья р.Или, построены региональные схемы залегания мезозойской толщи. Выявлены крупные погребенные складки: в центре восточного Коктальского антиклиналя - в северо-западной части депрессии.
6.	Е.Дручинин, И.Курбатова, Центральная геофизическая экспедиция ЮКГУ, 1961-62гг.	детализационные сейсморазведочные и магниторазведочные работы	По результатам работ дана рекомендация на бурение в северо-западной части депрессии. Пробуренными скважинами был вскрыт рифовый комплекс меловых и кайнозойских отложений. В результате залегания фундамента (4000-6000 м) во внутренних зонах выявлены крупные структурные осложнения, а в юго-восточной зоне - крупные складки, погребенные складки: в центре восточного Коктальского антиклиналя - в северо-западной части депрессии.
7.	Илийская геофизическая экспедиция, 1982-85гг. Н.В.Осинин, Т.К.Аманжолов, Отчет Панфиловской партии, 1985 г	МОГТ	Получены новые данные, уточняющие строение Восточно-Коктальской зоны: Педжимская и Панфиловская на севере, Чимкентская на юге. Структуры перспективны на нефть и газ, на них рекомендованы геофизические работы с целью подготовки их к глубокому бурению.

3.2. Изученность глубоким бурением контрактной и прилегающих территорий

Скважина 1-П Жаркент- параметрическая, расположена юго-западнее от скважины 3-Т на сейсмопрофиле 30-80ПК 84. Пробурена с глубиной 3365 м, вскрыв эффузивную толщу нижней перми. Бурение скважины в интервале 2275-3288 м осуществлялось с поинтервальным отбором керна. Проходка с отбором керна составила 226 м, вынос 131,5 м или 58,2 % от проходки. Всего было исследовано 119 образцов керна для различных видов анализа: геохимического, минералогического, палинологического, петрографического с микроскопическим исследованием разрезов, рентгеноструктурных и физических свойств горных пород.

В скважине 1-П Жаркент проведено опробование пластоиспытателем на трубах объекта в интервале 2256-2290 м, получен приток пластовой воды температурой 40°C, с дебитом 5 л/с (432 м³/сут). Общая минерализация воды составила всего 456 мг/л, по химическому составу она гидрокарбонатно-сульфатно-натриевая. Опробовано на каротажном кабеле в инт. 2970-3055 м и 3095-3135 м, получен приток пластовой воды температурой 40°C, с дебитом 5 л/с (432 м³/сут).

В скважине 1-П Жаркент в предполагаемых продуктивных интервалах: 2256-2420 м, 2420-2730 м, 2730-3150 м, 3150-3365 м проведен полный комплекс ГИС методами: БКЗ, ПС, ИК, КС, БК, МБК, кавернometрия, ГК, НГК, ГГКп, АК, профилеметрия, инклинометрия, термометрия, газовый каротаж. Газовый каротаж выполнен в интервалах 2600-3040, 3040-3300, 3300-3365 м. Анализ результатов газового каротажа свидетельствует об отсутствии нефтегазоносных горизонтов в разрезе.

В скважине 1-П Жаркент термометрия проводилась в интервале глубин 2660-3180 м. Температура на глубине 2660 м равна 75°C, а на глубине 3160-90,2°C.

Анализ материалов ГИС, бурения и опробования ряда коллекторских горизонтов показал, что в разрезе скв. 1-П Жаркент отсутствуют нефтегазонасыщенные пласти, а все отмеченные коллекторские горизонты выделяются, как водоносные.

Конструкция скважины: направление d 426 мм на глубину 20,6 м ВПЦ до устья; кондуктор d 299 мм на глубину 642,5 м до устья; техколонна d 219 мм на глубину 2256 м до устья.

Скважина 1-Т пробурена в 1980 г, глубиной 2902 м. В скважине 1-Т проведены исследования ГИС – стандартный каротаж: ГК НГК, ПС, КВ, МКЗ, БКЗ. Провели испытания в интервалах: 2768-2740 (Т₃); 2670-2612 (J₁); 2376 – 2292- (J₂ -J₃); 2290–2250 (J₃ -K₁); 2784 – торпедирование; 2380 – торпедирование.

В скважине 1- Т водоносный комплекс меловых отложений опробован совместно с юрскими и триасовыми породами в интервалах глубин 2250-2290 м, 2640-2660 м и 2740-2760 м. При их испытании на самоизливе получен приток воды 28,4 л/с, в том числе из меловых толщ до 2,4 л/с. Избыточное

давление на устье скважины составило 25 атм, температура воды 72°С. Минерализация воды не превышала 2,7 г/л. Химический состав был определен как хлоридно-сульфатно-натриевый.

При опробовании скв. 1-Т инт. 2292-2376 м на самоизливе получены притоки воды 17,1 л/с. Избыточное давление на устье скважины 1-Т составило 19,6 атм, температура воды равна 62°С. Минерализация воды установлена в 2,17 г/л. Химический состав был определен как гидрокарбонатный натриевый.

При испытании в скв. 1-Т триасовых водоносных горизонтов в интервале 2670-2902 м приток не получен.

В январе 2007 года была проведена расконсервация скважины №1-Т Усекская с целью проведения капитального ремонта скважины (КРС), для локализации потенциальных углеводородосодержащих интервалов и определения интервала детальных исследований в закрытом стволе, а также проведения работ ВСП и ГИС.

В скважине № 1-Т Усекская провели испытание в интервале 2612-2655 м, через трубное пространство из которого был получен приток воды с пленкой нефтеподобной жидкости, плотностью 1,0 г/см³ дебитом 288 м³/сут. За период испытания со скважины получена пластовая вода в объеме 180 м³. Устьевое давление Ртр-25 атм, Рзтр- 0 атм, температура воды на устье +40 С°.

Конструкция скважины: направление d 426 мм на глубину 43,7 м я; кондуктор d 299 мм на глубину 603 м; техколонна d 219 мм на глубину 1355 м, эксплуатационная колонна d 146 мм на глубину 2902 м.

Скважина 2-Т пробурена в 1982г, глубиной 3160 м. Опробованы интервалы : 2830-2820, 2806-2788, 2780-2750, 2708-2656, 2632-2620 (Р-Т), 1738-1717, 1712-1706, 1701-1686 м (К).

При опробовании триасовых отложений в инт. 2620-2830 м на самоизливе получен приток воды до 55,5 л/с. Избыточное давление на устье скважины составляло 31 атм. Минерализация воды достигает 15,2 г/л при температуре 31°С. Химический состав вод в скв. 2- Т хлоридный натриево-кальциевый.

Конструкция скважины: направление d 426 мм на глубину 43 м; кондуктор d 299 мм на глубину 590,7 м; техколонна d 219 мм на глубину 2053 м, эксплуатационная колонна d 146 мм на глубину 3160-1741 м.

Скважина 3-Т пробурена в 1982 г в 4,5 км северо-западнее скважины 1-ТП. При глубине 3281 м вскрыла отложения триаса. В скважине 3-Т опробованы интервалы : 2990-2880, 2550-2450, 2344-2278, интервал 2990-2880 испытан в фильтровой колонне.

При опробовании скважины 3-Т инт. 2278-2344 м на самоизливе получен приток воды до 50 л/с. Избыточное давление на устье скважины составляло 19,5 атм. Минерализация воды не превышала 0,4 г/л при температуре 74°С сульфатно-гидрокарбонатно-натриевого химического составом.

По результатам анализа пробы воды свободно выделяющиеся газы характеризуются следующим составом (об.%): азот - 77,99; углекислый газ -

0,049; водород - 0,19; кислород - 20,45; аргон общий - 1,49; аргон воздушный - 0,90; гелий - не обнаружен. Состав растворенного газа (об.%): азот - 67,41; углекислый газ - 0,65; водород и гелий – не обнаружены; кислород - 30,53; аргон общий - 1,71; аргон воздушный - 1,68.

Помимо этого был также проведен анализ геохимических исследований водно-растворенной органики. В термо-минеральной воде обнаружены следующие компоненты (в мг/л): битумы нейтральные - 2,4; битумы кислые - 1,4; гуминовые кислоты - не обнаружены, другие гуминовые вещества - 3,3; сумма нелетучих УВ - 7,1; жирные кислоты 1,9; нафтеновые кислоты - не обнаружены; ароматические вещества - не обнаружены. Общая сумма УВ составила 9,0, а углерода органического - 7,5.

При опробовании скв. 3-Т инт. 2450-2550 м на самоизливе получен приток воды 15 л/с. Избыточное давление на устье скважины составляло 19,5 атм. Минерализация воды не превышала 2,6 г/л при температуре 72°C , химический состав принят как гидрокарбонатно-сульфатный натриевый.

При испытании триасовых водоносных горизонтов в интервале 2835-2995 м приток не получен.

Отобран керн из инт. 2810-2818м(J_1) ;2867-2868,5 м (T_3), проходка с отбором керна составила 9,5 м, вынос 5,7 м или 60 % от проходки.

Конструкция скважины: направление d 426 мм на глубину 43 м; кондуктор d 299 мм на глубину 592 м; техколонна d 219 мм на глубину 1999,53 м, эксплуатационная колонна d 146 мм на глубину 3003 м.

Скважина 4-Т пробурена в 1983г, глубиной 3318 м. Конструкция скважины: направление d 426 мм на глубину 49 м; кондуктор d 299 мм на глубину 407 м; техколонна d 219 мм на глубину 1979 м, эксплуатационная колонна d 146 мм на глубину 3318 м.

Скважина 5-Т пробурена в 1984 году до глубины 3495 м. Конструкция скважины: направление d 426 мм на глубину 23 м; кондуктор d 299 мм на глубину 408 м; техколонна d 219 мм на глубину 1997 м, эксплуатационная колонна d 146 мм на глубину 3495 м.

Скважина 1-ТП пробурена северо-западнее параметрической скважины 1-П Жаркент в 1985 г. до глубины 3020 м, вскрыла отложения палеозоя. Меловые отложения вскрыты в интервале глубин 2858-2908м, при их испытании получен фонтан воды дебитом 50 л/с с температурой 90°C на устье. Избыточное давление у поверхности земли составило 24 атм при минерализации воды 0,5 г/л. По химическому составу вода отнесена к типу сульфатно-гидрокарбонатно- натриевой.

Конструкция скважины: направление d 426 мм на глубину 43 м; кондуктор d 299 мм на глубину 592 м; техколонна d 219 мм на глубину 1999,53 м, эксплуатационная колонна d 146 мм на глубину 3003 м.

Скважина 2-ТП пробурена в 2 км юго-западнее скважины 1-ТП. На глубине 2933 м, вскрыла отложения палеозоя, меловые отложения - в интервале глубин 2672-2799м. При их испытании на самоизливе получен приток воды до 22 л/с с температурой на устье скважины 87°C. Химический

состав воды сульфатно-гидрокарбонатно- натриевый с минерализацией 0,5 г/л.

Конструкция скважины: направление d 426 мм на глубину 419 м; кондуктор d 299 мм на глубину 1992 м; эксплуатационная колонна d 146 мм на глубину 2993 м.

Скважина 9-Т пробурена до глубины 4200 м, вскрыла отложения кайнозоя. В скважине 9-Т произведена перфорация интервалов: 3990-4030 м, 3810-3840м. Вскрытие горизонтов производилось путем их перфорации зарядами КПРУ-60, ПКС-80 и ПКС-105 с количеством отверстий 400 на 40 пог.м в интервале 3990-4030 м и перфорация зарядами КПРУ-65 и ПКС-105 с количеством отверстий 450 на 30 пог.м в интервале 3810-3840м.

В скважине 9-Т отобран керн из инт. 1686 – 1689, 1798 – 1803, 1926 – 1929, 1990-1994, 2200-2204, 2100-2104, 2323-2327, 2585-2519, 2545-2449м. (N1) , проходка с отбором керна составила 35 м. Вынос керна варьируется – 20-52%.

Скважина 8-Т пробурена в 1968 г. до глубины 2333 м, вскрыла отложения палеозоя. В скважине 8-Т испытание проводилось в интервалах перфорации: 1990-2030 м, 1810-1840м. После бурения произведена (1968) перфорация интервалов снизу вверх: 2104-2080, 2015-2054, 1958-1966, 1540-1550, 1524-1530 м. Приток составил менее 2 л/мин. В 1969 г. произведена перфорация интервалов 924-927 и 1108-1119 м. получен приток термальной воды 25,0 л/с.

Техническое состояние и результаты бурения 10 скважин приведены в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1-Изученность территории глубоким бурением

№ № п п	№ скважин, наименование площади	Категория скважины	Дата бурения (начало/конец)	Проектная глубина (м) /горизонт	Фактическая глубина (м) / горизонт	Конструкция скважины
1	2	3	4	5	6	7
1.	1-П Жаркент	параметрическая	26.12.1996г.- 10.06.1998г.	3500/P	3365м/ Р	Направление 426 x 20,6м-ВПЦ до устья; Кондуктор 299мм x 642,5м-ВПЦ до устья; Тех.колонна 219мм x 2256 м. ВПЦ до устья.
2.	1-Т	-	17.08.1980г.- 21.12.1980г.	3200/-	2902/T ₃	Направление 426 x 43,7м; Кондуктор 299мм x 603м; Тех.колонна 219мм x 1355 м; Экс.колонна 146мм x2902 м.
3.	2-Т	-	14.06.81г.- 28.02.82г.	-	3160/C	Направление 426 x 43м; Кондуктор 299мм x 590,7м; Тех.колонна 219мм x 2053 м; Экс.колонна 146мм x3160-1741 м.
			15.06.1982г-			Направление 426 x 43м; Кондуктор 299мм x 592м;

7.	1-ТП	-	20.05.85г.- 05.11.85г.	-	3013/ PZ	Направление 426 x 23м; Кондуктор 299мм x 592м; Тех.колонна 219мм x 1999,3 м; Экс.колонна 146мм x3003 м.
8.	2-ТП	-	24.12.85г.- 30.06.86г.	-	2933/ PZ	Направление 426 x 419м; Кондуктор 299мм x 1992м; Экс.колонна 146мм x2993 м.
9.	8-Т		1968-		2333/ PZ	Направление 12 3/4" x 370м; Кондуктор 8 5/8" x 1773м; Экс.колонна 15 3/4" мм x2123 м.
10.	9-Т	-	18.09.1990г.- 21.11.1993 г.	-	4200/ f ³ ₂₋₃ K	Направление 426 x 50м; Кондуктор 324 мм x 598м; Промежуточная колонна 245мм x2970 м.

Таблица 3.2.2 -Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды

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

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Almaty Oil Ventures», который приступил к работам согласно Контракта №5502-УВС от 02.07.2025г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 02 июля 2031 года.

Проектом запланировано: бурение двух независимых поисковых скважин, глубинами 4000м и 3700м, гелиевая съемка (зависимый объем), пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем), проведение электроразведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем) и сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 1500 пог.км.

3.2.1.Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования скважин

На скважине **1-П** произведено опробование пластикомпрессы на трубах объекта в интервале 2256-2290м, получен приток пластовой воды температурой 40°C, с дебитом 5 л/с (432м³/сут). Общая минерализация воды составила всего 456 мг/л, по химическому составу она гидрокарбонатносульфатная натриевая.

Опробовано на каротажном кабеле в инт. 2970-3055м и 3095-3135 м, получен приток пластовой воды температурой 40°C, с дебитом 5 л/с (432м³/сут).

В скважине **1-Т** испытано инт.: 2768-2740м (T₃); 2670-2612м(J₁); 2376 – 2292м(J₂ - J₃); 2290 – 2250м(J₃ - K₁); 2784м – торпедирование; 2380м – торпедирование. Водоносный комплекс меловых отложений опробован совместно с юрскими и триасовыми в интервалах глубин 2250-2290 м, 2640-2660м и 2740-2760 м. При их испытании на самоизливе получен приток воды 28,4 л/с, в том числе из меловых толщ до 2,4 л/с. Избыточное давление на устье скважины составило 25 атм, температура воды 72°C. Минерализация воды не превышала 2,7 г/л. Химический состав был определен как хлоридносульфатный натриевый.

При опробовании скв. **1-Т** инт.2292-2376м на самоизливе получены притоки воды соответственно в 17,1 л/с. Избыточное давление на устье скважины 1-Т составило 19,6 атм, температура воды равна 62°C. Минерализация воды установлена в 2,17 г/л. Химический состав был определен как гидрокарбонатный натриевый.

При испытании скв.1-Т триасовых водоносных горизонтов в интервале 2670-2902 м приток не получено.

В скважине № **1-Т** Усекская произвели испытание в интервале 2612-2655м, через трубное пространство из которого был получен приток воды с пленкой нефтеподобной жидкости, плотностью 1,0 г/см³ дебитом 288 м³/сут. За период испытания со скважины получена пластовая вода в объеме 180 м³. Устьевое давление Ртр-25 атм, Рзтр- 0 атм, температура воды на устье +40 С°.

В скважине **2-Т** опробованы интервалы : 2830-2820м, 2806-2788м, 2780-2750м, 2708-2656м, 2632-2620м, 1738-1717м, 1712-1706м, 1701-1686м. . При опробовании триасовых отложений в инт. 2620-2830 м на самоизливе получен приток воды до 55,5 л/с. Избыточное давление на устье скважины составляло 31 атм. Минерализация воды достигает 15,2 г/л при температуре 31°C Химический состав вод в скв.2- Т хлоридный натриево-кальциевый.

В скважине **3-Т** опробованы интервалы : 2990-2880м, 2550-2450м, 2344-2278м, интервал 2990-2880м испытан в фильтровой колоне. При опробовании скважины **3-Т** инт. 2278-2344 м на самоизливе получен приток воды до 50 л/с. Избыточное давление на устье скважины составляло 19,5 атм.

По результатам анализа пробы воды свободно выделяющиеся газы характеризуются следующим составом (об.%): азот - 77,99; углекислый газ - 0,049; водород - 0,19; кислород - 20,45; аргон общий - 1,49; аргон воздушный - 0,90; гелий - не обнаружен. Состав растворенного газа (об.%): азот - 67,41; углекислый газ - 0,65; водород и гелий – не обнаружены; кислород - 30,53; аргон общий - 1,71; аргон воздушный - 1,68.

Помимо этого был также проведен анализ геохимических исследований воднорастворенной органики. В термоминеральной воде обнаружены следующие компоненты (в мг/л): битумы нейтральные - 2,4; битумы кислые - 1,4; гуминовые кислоты - не обнаружены, другие гуминовые вещества - 3,3; сумма нелетучих УВ - 7,1; жирные кислоты 1,9; нафтеновые кислоты - не обнаружены; ароматические вещества - не обнаружены. Общая сумма УВ составила 9,0, а углерода органического - 7,5.

При опробовании скв. **3-Т** инт. 2450-2550 м на самоизливе получен приток воды 15 л/с. Избыточное давление на устье скважины составляло 19,5 атм. Минерализация воды не превышала 2,6 г/л при температуре 72°C , химический состав принят как гидрокарбонатно-сульфатный натриевый.

При испытании триасовых водоносных горизонтов скв. **3-Т** в интервале 2835-2995 м приток не получено.

При опробовании скв.**1-ТП** инт. 2858-2908м при испытании получен фонтан воды дебитом 50 л/с с температурой 90°C на устье. Избыточное давление у поверхности земли составило 24 атм при минерализации воды 0,5

г/л. По химическому составу вода отнесена к типу сульфатно-гидрокарбонатной натриевой.

В скв. 2-ТП при испытании глубин 2672-2799 м на самоизливе получен приток воды до 22 л/с с температурой на устье скважины 87°C. Химический состав воды сульфатно-гидрокарбонатный натриевый с минерализацией 0,5 г/л.

В скважине 9-Т произведена перфорация интервалов: 3990-4030 м, 3810-3840 м. Вскрытие горизонтов производилось путем их перфорации зарядами КПРУ-60, ПКС-80 и ПКС-105 с количеством отверстий 400 на 40 пог.м в интервале 3990-4030 м и перфорация зарядами КПРУ-65 и ПКС-105 с количеством отверстий 450 на 30 пог.м в интервале 3810-3840 м.

В скважине 8-Т испытание проводилось в интервалах перфорации: 2104-2080 м, 2015-2054 м, 1958-1966 м, 1540-1550 м, 1524-1530 м, 924-927 м и 1108-1119 м. После бурения произведена (1968) перфорация интервалов снизу вверх: 2104-2080 м, 2015-2054 м, 1958-1966 м, 1540-1550 м, 1524-1530 м. Приток составил менее 2 л/мин. В 1969 г. произведена перфорация интервалов 924-927 м и 1108-1119 м получен приток термальной воды 25,0 л/с.

Таблица 3.2.1.1. Результаты опробования скважин

№ скв	Дата опробования	Интервал опробов., м	Примечание
1-Т	1980	2250-2290, 2640-2660, 2740-2760	на самоизливе получен приток воды 28,4 л/с .
		2278-2344 м	на самоизливе получен приток воды до 50 л/с.
2-Т	1982	2620-2830	на самоизливе получен приток воды до 55,5 л/с.
3-Т	1982	2278-2344	на самоизливе получен приток воды до 50 л/с.
	1982	2450-2550	на самоизливе получен приток воды 15 л/с.
1-ТП	1985	2858-2908	фонтан воды дебитом 50 л/с с температурой 90°C на устье.
2-ТП		2672-2799	приток воды до 22 л/с с температурой на устье скважины 87°C
9-Т	1993	3990-4030	Вскрытие горизонтов производилось путем их перфорации зарядами КПРУ-60, ПКС-80 и ПКС-105 с количеством отверстий 400 на 40 пог.м в интервале 3990-4030 м и перфорация зарядами КПРУ-65 и ПКС-105 с количеством отверстий 450 на 30 пог.м в интервале 3810-3840 м.
		3810-3840	
8-Т	1968	2104-2080, 2015-2054, 1958-1966, 1540-1550,	Приток составил менее 2 л/мин.

		1524-1530	
	1969	924-927 1108-1119	Получен приток термальной воды 25,0 л/с.
1-П	1998 г.	2256-2290	Приток пластовой воды температурой 40°C, с дебитом 5 л/с
	1998 г.	2970-3055	Получен приток пластовой воды температурой 40°C, с дебитом 5 л/с (432м³/сут).
		3095-3135	

3.3. 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. На территории исследований начиная с 30-х годов прошлого века были проведены многочисленные сейсмические, гравиметрические, аэромагнитные и электроразведочные (ДЭЗ) работы. В 2000-х годах сейсмопартией АО «Казахстанкаспийшельф» в пределах осевой зоны и первой ступени северного борта прогиба на площади около 2800 кв.км. отработано порядка 1748 км полнократных профилей МОГТ. Поисковая сеть профилей отработана через 3-4 км, а в пределах Педжимской структуры - детальная сеть профилей 2x2 км. Повсеместно получен материал хорошего качества. На отдельных участках профилей на Педжимской структуре и южнее ее в барханных песках, получен материал удовлетворительного качества.

2. В пределах Контрактной территории и за ее пределами пробурено порядка 22 поисково-разведочных скважин глубиной от 2600 м до 4200 м. Буровыми работами выявлено строение основных элементов Жаркентского прогиба.

3. Результаты пробуренных скважин подтвердили возможность открытия здесь месторождения углеводородов. Так, на устье скважины 4-Т, которая была пробурена на термальные воды, постоянно просачивается нефтеподобный флюид, соответствующий по удельному весу тяжелой нефти, но не являющийся горючим. Этот факт указывает на то, что скважина пробурена вблизи возможного нефтяного месторождения, и необходимо переосмыслить геологию этой части прогиба на возможные участки местоскопления углеводородов.

4. Наличие газирующих источников Северного Тянь-Шаня и газирующие родники в районе сёл Дубун и Чунджа показывали на возможную газонефтеносность Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба. В результате многолетних маршрутных геолого-съемочных работ и геофизических исследований (ВЭЗ, магнитная, гравиметрическая съемки)

была прогнозирована глубина залегания отложений фундамента и в 1957-59 годы Южно-Казахстанской нефтегазоразведочной экспедицией была пробурена скважина 1-Г в качестве поисково-структурной в районе переправы Борохудзировской через р. Или.

В результате бурения на глубине 2753м вскрыты отложения фундамента, представленные порфиритами нижнепермско-каменноугольного возраста. Притоков нефти и газа получено не было.

5. Согласно последней геолого-геофизической и буровой информации, уточнены границы распространения и глубины залегания осадочного чехла пермских, юрских и меловых отложений, которые могли стать нефтегазогенерирующими. Это доказано получением углеводородосодержащих газов и примазок нефти при бурении ряда скважин.

6. Но, вместе с тем, необходимо отметить, что литологический состав и стратиграфия осадочного чехла изучены слабо в связи с недостаточной изученностью района исследований глубоким бурением. Пробуренные в конце 50-х годов и первой половине 80-х годов глубокие скважины не дали однозначной оценки возраста осадков, залегающих в основании осадочного чехла. Имеющиеся по этим скважинам (4-Т, 5-Т, 6-Т) предварительные разрезы на сегодня не увязаны между собой и расчленение разреза по ним выполнено неоднозначно. Надежно определен только репер кровли палеозоя в скважине 4-Т по керну и материалам ГИС.

7. Очень слабо изучены верхнепалеозойские отложения, которые считаются рядом исследователей квазиплатформенным комплексом и которые вполне могут быть поставщиками углеводородов. Скорее всего, эти отложения требуют детального изучения.

8. Широкое развитие грабен-синклиналей и горст-антиклиналей с глубокими разломами способствуют глубокому погружению осадочных отложений и образованию углеводородов из органического вещества в значительно жестких относительных термобарических условиях. Эти зоны необходимо картировать детальными сейморазведочными исследованиями 2Д с последующими детальными электроразведочными исследованиями на уточнение природы насыщающих пластов компонентов.

9. Геологическая история развития Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба обладает общими чертами развития, тектонического строения и стратиграфических разрезов с Жунгарским нефтегазоносным бассейном, породы которых на территории Китая являются продуктивными. Необходимо отметить что, в Жунгарской депрессии промышленная нефтеносность установлена на структурах Карамай, Тушандзы, Чийгу и ряда других в отложениях угленосной юры и нижнего мела.

10. Широкое развитие месторождений каменного и бурого угля на восточной границе Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба необходимо считать одним из показателей наличия углеводородов. Нижне+среднеюрские отложения в разрезах скважин 3-Г, 6-Г и 7-Г имеют мощность от 250 до 500м, что обеспечивает условия образования

углеводородов, так как в объеме этих отложений до 5 единиц пластов бурых углей и углистых глин.

11.Наиболее перспективным на нефть и газ необходимо считать Восточно-Илийский (Жаркентский) прогиб с рифовым строением верхнепалеозойских отложений. Наиболее глубокая часть Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба гипсометрически опущена на более 5км, породы на такой глубине становятся генераторами углеводородов.

Глубина залегания фундамента здесь не установлена на самой глубокой части и предполагается более 5км, согласно результатов бурения скважины 9-Т, которая пробурена вблизи города Жаркент. При глубине 4200м скважина не вышла из палеогеновых отложений, состоящих, преимущественно, из глин, аргиллитов и песчаников.

12.Основным нефтегазопроизводящим комплексом в прогибе являются триас-юрские угленосные сероцветные отложения. Формирование газовых и возможно нефтяных месторождений могло начаться не ранее миоцена, когда триас-юрские отложения были погружены на глубины до 2 км. Как показывают материалы бурения дополнительным источником газа (в основном гелиевого) могут быть также палеозойские осадочные отложения. Залежи углеводородов также возможны в триас-юрских, меловых и палеогеновых отложениях, в которых имеются коллекторские горизонты.

13.Таким образом, на основе геолого-геофизической информации, накопленной в разные годы и анализа материала бурения скважины 1-П Жаркент, 1-Т Усекская, 4-Т, 7-Т и других в пределах Восточно-Илийского прогиба можно отметить зоны, благоприятные для генерации углеводородов, связанные со всеми комплексами мезозойских образований, а также по результатам геохимических исследований горных пород не исключается возможность присутствия нефтегазоматеринских пород в верхней секции разреза палеозойских отложений.

14.Также по территории исследований отсутствуют современные кондиционные структурные карты по основным мезо-кайнозойским и палеозойским отражающим горизонтам.

15.Дальнейшее перспективное направление поисково-разведочных работ на контрактной территории связано с детальным изучением строения при-бортовых зон, а также отдельных поднятий юго-восточного простирания в пределах контрактной территории, которые могут являться ловушками углеводородов.

16.На основании вышеизложенного, участок Жаркент обладает высокими перспективами обнаружения средних по запасам многопластовых месторождений нефти, газа и гелия на имеющихся здесь структурах, что подтверждается нефтегазопроявлениями из отдельных скважин.

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

3.4. Геофизические и геохимические исследования

Исследования битуминозности пород люминисцентно-битуминологическим методом показали, что относительно повышенной битуминонасыщенностью обладают пермские отложения. Так, в пермских алевролитах скв. 3-Г выявлен битум «А» в количестве 0,19-0,39%. В триасовых отложениях отмечено содержание битума до 0,01%.

В скважине 1-П Жаркент проведен полный комплекс ГИС в предполагаемых продуктивных интервалах: 2256-2420м, 2420-2730м, 2730-3150м, 3150-3365м. По данным ГИС юрский разрез характеризуются пористостью 21-28% и насыщены водой ($Kv=0,69-0,95$). Минерализация юрских пластовых вод не превышает 10 г/л.

Слабоизмененная эфузивная толща пород нижней перми по геологическим данным вскрыта ниже глубины 3290м, начиная с которой в шламе наблюдалось присутствие эфузивной брекции до глубины 3365м. Но геофизические исследования полным комплексом проведены всего до глубины 3304м. Резкая граница увеличения записи НГК до уровня 2,8 усл. ед. отбивается на глубине 3298,5м. Это можно объяснить началом изменения здесь литологии вскрываемых пород, возможно, эфузивных разностей.

Нижне-верхнепермские отложения вскрыты в интервале 2576-3298,5м. С использованием всего проведенного комплекса ГИС здесь можно провести разбивку на два подинтервала 2841-3298,5м и 2576-2841м по признаку наличия (нижний интервал от забоя) и отсутствия (верхний интервал) коллекторов.

В пределах интервала 2841-3298,5м по комплексу методов ГИС было выделено и обработано 28 проницаемых пластов. Пласти имеют четкие отрицательные аномалии ПС, сужения ствола скважины на микрокавернограмме, положительные приращения записи потенциал-микрозонда над записью градиент-микрозонда.

Результаты количественной интерпретации подтверждают водонасыщенность пластов-коллекторов с $Kv=65-100\%$, $Kp=11-12\%$ (гравелитовые пласти) и $Kp=22-30\%$ (пласти песчаных пород), в пределах всего интервала 2841-3290м, где можно выделить проницаемые пласти. Для определения характера насыщения пластов-коллекторов и оценки их гидродинамических характеристик проводился отбор проб на каротажном кабеле в пределах интервалов 3095-3135м (57 точек) и 2970-3055м (61 точка).

Приток воды получен в 26-ти точках. Для 10-ти точек, где давление в пробоотборнике выходило на пластовое, рассчитан коэффициент проницаемости. Так как отбор проводился в режиме ГДК (слив отобранного флюида в одну камеру), то минерализация пластовой воды не определялась. При отборе проб в режиме ОПН отобрана проба воды только из пласта песчано-гравелитовых пород нижней юры на глубине 2537м. В остальных 27-ми точках приток не получен

Выполнен газовый каротаж в интервалах 2600-3040, 3040-3300, 3300-3365м. В интервале глубин 2600-3040 м определялись концентрации метана

и суммарное газовое содержание. Содержание метана по всему интервалу исследований изменяется от 0 до 0,04%. Несколько повышенные его концентрации от 0,03 до 0,04% отмечены в интервалах 2650-2655, 2670-2883, 2905-2910 м. Далее по разрезу содержание метана не превышает 0,01-0,02%. Суммарное содержание газов в интервале исследований изменяется от 0,05-до 0,1%. В интервале глубин 3040-3300 и 3300-3365 м определялось только суммарное газовое содержание, которое в среднем колеблется в пределах 0,1-0,15%. Анализ результатов газового каротажа свидетельствует об отсутствии нефтегазоносных горизонтов в разрезе.

В скважине 1-П Жаркент термометрия проводилась в интервале глубин 2660-3180 м. Интенсивность нарастания температуры с глубиной резко увеличивается. Геотермический градиент от 2660 м до глубины 2903 м составляет 2-2,9°C/100 м, далее ниже по разрезу он увеличивается от 5,1 до 41,7°C/100 м с некоторым уменьшением до 3,3-5,3°C/100 м в интервале 3172-3264 м. Вероятнее всего причины этого уменьшения кроются в технических неполадках. Температура на глубине 2660 м равна 75°C, а на глубине 3160 м - 90,2°C. Геотермический градиент в разрезе скв. 1-П Жаркент равен в среднем 5,5°C/100 м, а в скважинах всего 1-Т до глубины 2617 м - 2,81°C/100 м, 2-Т до глубины 2617 м - 2,86°C/100 м, 3-Т до глубины 2350 м - 2,85°C/100 м, 9-Т до глубины 4140 м - 2,44°C/100 м и 1-ТП до глубины 2800 м - 2,79°C/100 м.

По комплексу ГИС все пласти оцениваются водонасыщенными.

В скважине № 1-П Жаркент выполнено вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП), позволившее получить данные о распределении скоростей продольных и поперечных волн и сделана привязка основных структурных границ и лито-стратиграфических образований, в т.ч. до глубины 4000 м. К сожалению, из-за отсутствия финансирования не выполнен второй этап ВСП после завершения бурения скважины.

В скважине 1-Т проведены исследования ГИС – стандартный каротаж: ГК НГК, ПС, КВ, МКЗ, БКЗ.

Комплекс ядерно-физических методов, включающий углеродно-кислородный каротаж (С/О-каротаж), спектрометрический гамма-каротаж (СТК) и двухзондовый нейтронный гамма-каротаж (2ИНГК), выполнен в скважине 1-Т площади Усекская в интервале 2200-2720 м в отложениях нижнего мела, верхней, средней и нижней юры и верхнего триаса. Для данного типа разреза контрастно отмечаются пласти угля в отложениях верхней юры и углесодержащие породы в отложениях триаса, имеющие избыточное содержание углерода и отражающиеся аномалиями на показаниях С/О-каротажа. По результатам ядерно-физических методов решена задача изучения литологического состава горных пород, выделения коллекторов и оценки нефтенасыщенности коллекторов.

С целью изучения литологического состава горных пород рассчитана объемная модель с использованием следующих параметров: R₁C, Si, Ca, C₁, U, Th, K. Объемная модель горной породы, кроме компонента скелета, включает в себя объемное содержание свободного флюида (КП) и связанной

воды (Ксв) в объеме порового пространства. Суммарное содержание пластового флюида составляет общую пористость пород.

Выделение коллекторов проведено по граничному значению Кп, предварительно принятому равным 17%. Более точная и обоснованная информация для выделения коллекторов отсутствует. Также отсутствует информация о литологическом составе горных пород по изучаемому разрезу. Набор компонент задавался из общего описания геологического разреза по Усекской площади, петрофизические характеристики для различных компонент выбирались из среднестатистических табличных данных для горных пород различной литологии, что отразилось на достоверности полученных результатов по скважине.

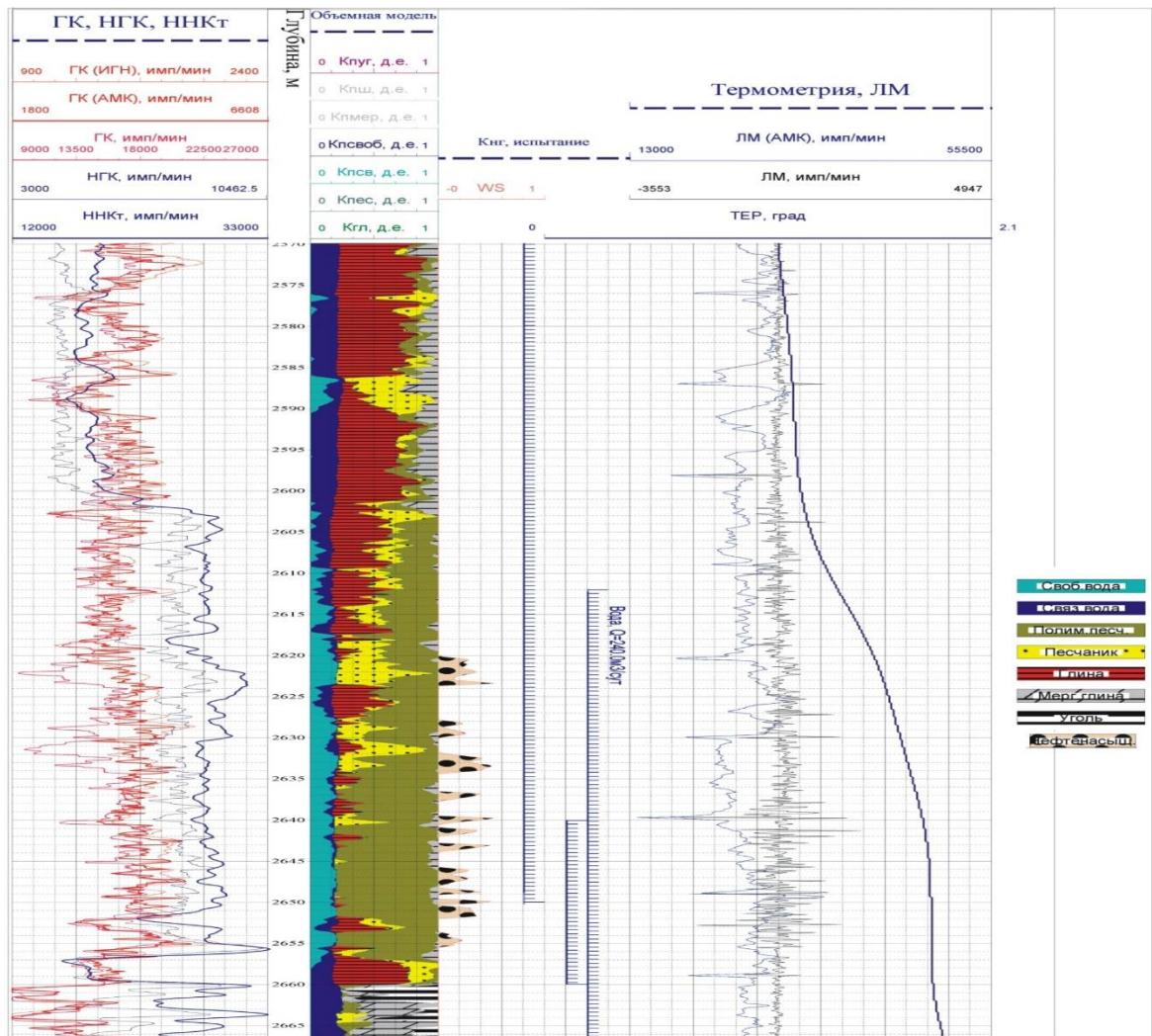


Рис. 3.4.1.Геофизические исследования в скважине Усекская 1Т

3.5. Лабораторные исследования

Лабораторные исследования керна.

Бурение скважины 1-П Жаркент в интервале 2275-3288 м осуществлялось с поинтервальным отбором керна. Проходка с отбором керна составила 226 м, вынос 131,5 м или 58,2 % от проходки. Всего было исследовано 119 образцов керна для различных видов анализа:

геохимического, минералогического, палинологического, петрографического с микроскопическим исследованием разрезов, рентгеноструктурных и физических свойств горных пород.

В скважине юрский разрез в инт. 2275-2281; 2281-2285; 2285-2290; 2299-2304; 2304-2310; 2310-2316; 2316-2330; 2330-2338; 2338-2345; 2345-2357; 2357-2370; 2370-2380; 2380-2390; 2390-2403; 2403-2416; 2442-2450; 2480-2485; 2538-2539 м(Ј) представлен аргиллитовой толщей с подчиненными пластами песчаников, толщиной от 1 до 8м, развитыми в основном в передней ее части, и мощной пачкой песчаников в основании. Суммарная толщина пластов-коллекторов более 60 м. По данным ГИС они характеризуются пористостью 21-28% и насыщены водой ($K_v=0,69-0,95$). Минерализация юрских пластовых вод не превышает 10 г/л.

В скважине инт.2575-2579(Т) сложен аргиллитом, в основном темно-серым до черных, горизонтально - слоистый, некарбонатный, участками слабо запесоченный. Также встречаются прослои алевролита. Алевролит кварц- полевошпатового состава, неслоистый, некарбонатный, цемент глинистый.

В разрезе скважины нижне-верхнепермские отложения в инт. 2603-2608, 2654-2658, 2681-2686, 2753-2766, 2816-2819, 2838-2848, 2887-2899, 2959-2964, 3028-3030, 3070-3071, 3111-3115; 3176-3184; 3231-3235; 3273-3275; 3285-3288 м представлены толщей терригенно-карбонатно-сульфатных пород. Они постепенно сменяют друг друга вверх по разрезу - от грубозернистых песчаников - мелкогалечных конгломератов через аргиллиты и карбонаты до завершающих пластов ангидритов. Интервал 2959-2964 представлен доломитом с крупными сферолитами и гнездами халцедона и кварца. Разрез скважины в инт. 3111-3115, 3176-3184, 3231-3235, 3273-3275, 3285-3288 м представлен чередованием лав риолитового и риодацитового состава с прослойми крупнообломочных литотуфов кислого состава. Прослои литотуфов этой пачки встречены на глубине 3231-3239 м и на глубине 3176-3184 м. Литокласти туфов (1-1,5 см) представлены всеми разновидностями кислых эфузивов.

В скважине 3-Т отобран керн из инт. 2810-2818 м(Ј₁) ;2867-2868,5 м (Т₃), проходка с отбором керна составила 9,5 м, вынос 5,7 м или 60 % от проходки.

В скважине 9-Т отобран керн из инт. 1686 – 1689, 1798 – 1803, 1926 – 1929, 1990-1994, 2200-2204, 2100-2104, 2323-2327, 2585-2519, 2545-2449 м. (N₁), проходка с отбором керна составила 35 м. Вынос керна варьируется – 20-52%.

Таблица 3.5.1- Проходка и вынос керна по скважинам

№ скв.	Проходка, м	Вынос керна		К-во анализов
		м	%	
1-П	131,5	47,5	58,2	119
3-Т	9,5	5,7	60	-
9-Т	35	-	-	-
Всего:	175	53,2		119

В скважине 1-П было исследовано 119 образцов керна для различных видов анализа: геохимического, минералогического, палинологического, петрографического с микроскопическим исследованием разрезов, рентгеноструктурных и физических свойств горных пород.

Таблица 3.5.2- Виды исследований и количество определений образцов керна скв.1-П Жаркент

№ пп	Наименование исследования	К-во образцов	интервалы
1	Литологическое описание пород	33	2275-2281;2281-2285; 2285-2290;2299-2304; 2304-2310; 2310-2316; 2316-2330; 2330-2338; 2338-2345; 2345-2357;2357-2370; 2370-2380; 2380-2390; 2390-2403; 2403-2416;2442-2450; 2480-2485; 2538-2539; 2575-2579; 2603-2608; 2654-2658;2681-2686; 2753-2766; 2816-2819; 2838-2848; 2887-2899; 2959-2964; 3028-3030; 3070-3071; 3111-3115; 3176-3184; 3231-3235; 3273-3275;3285-3288
2	Петрографическое описание пород (шлифов)	35	2275-2281; 2281-2285,2285-2290;2310-2316;2330-2338; 2345-2357; 2357-2370; 2370-2380;2380-2390;2442-2450;2575-2579; 2603-2608; 2654-2658;2681-2686, 2753-2766, 2753-2766, 2816-2819; 2838-2848;2887-2900;2959-2964;3028-3030; 3176-3184;3231-3235;3273-3275; 3285-3288
3	Палинологическое описание пород	104	2281-2285; 2285-2290; 2299-2304; 2310-2330-2338; 2345-2357;2357-2370;2370-2380-2390; 2390-2403; 2442-2450;2575-2603-2608, 2654-2658,2838-2848,
4	Геохимическое описание пород	145	2281-2285; 2285-2290,2345-2357; 2357-2370; 2370-2380; 2380-2390; 2390-2403; 2403-2416; 2442-2450;2753-2766
5	Минералогическое описание	32	2285-2290,2357-2370; 2442-2450; 3028-3030
6	Рентгеноструктурное описание	12	2281-2285; 2299-2304; 2310-2316; 2330-2338; 2380-2390; 2390-2403; 2442-2450; 2575-2579, 2603-2608
7	Анализ физических свойств коллекторов	140	2281-2285; 2285-2290, 2345-2357; 2357-2370; 2370-2380;2380-2390; 2390-2403; 2403-2416; 2442-2450; 2654-2658, 2681-2686, 2753-2766, 2816-2819,2887-2899,2959-2964, 3111-3115

В целях определения емкостно-фильтрационных свойств возможных пород-коллекторов были подвергнуты детальному анализу образцы керна скв. 1-П. Результаты анализа показали, что пористость юрско-пермских образований колеблется в очень широких пределах - от 2,3% объема породы до 27.84% при несколько меньших значениях открытой пористости

соответственно 2,2% и 27,75%. Анализ результатов исследований показал, что наиболее высокими значениями емкостно-фильтрационных свойств обладают породные ассоциации отложений средней юры. Наряду с этим было установлено, что близкими к ним значениями пористости обладают отдельные толщи пород эфузивно-осадочных образований нижней и верхней перми. В интервале 2760-2762 м общая пористость породы составила 27,1% от ее объема при открытой 22,96%, в интервале 2887-2900 м, соответственно 25,29% и 25,23%, а в низах данной толщи в интервале 3111-3115 м, соответственно 22,53% и 22,39%.

В скважине 1-П проведены детальные геохимические исследования кернового материала, отобранного из разреза скважины с глубины 2275 м и до забоя 3365 м. В юрской секции разреза по данным геохимических и геотермических исследований в интервале 2275-2520 м содержится большая часть нефтегазоматеринских пород со степенью катагенетической преобразованности, отвечающей в целом верхней половине главной фазы нефтеобразования (ПКЗ МК2) Результаты анализа показали на достаточно высокое содержание сапропелево-гумусовой и гумусовой органики в толщах верхнепермско-мезозойских отложений, позволяющих провести классификацию части их толщин в качестве нефтегазоматеринских пород. Кроме того, результаты геохимических исследований свидетельствуют о содержании в пермско-мезозойских отложениях значительных количеств как хлороформенных битумоидов А, так и спирто-бензольных битумоидов С.

Первый спорово-пыльцевой комплекс установлен в интервале 2575-2608 м из образцов 95,97,99. Миоспоры удовлетворительной сохранности, цвет желтый. В спектре содержится очень мало спор (0,5-2,5%), представлены они единичными экземплярами *Calamospora microrugosa* (1br.) Schopf. *Cyclosporites* sp., *Apiculatisporites* sp., *Granisporites* sp. Среди пыльцы господствуют ребристые формы *Vittatina* (27-65.5%) и *Striatosaccites* (35-53.5%), а также неребристая пыльца, напоминающая современные хвойные (4-11%). Среди пыльцы *Vittatina* преобладают *Vittatina striata* Lub., *V. vittifer* Lub., *V. Subsaccata* Sam., *V. costabilis* Wils, а среди *Striatosaccites*-*Striatohaploxynites* perfectus (Naum.) Sauer, *S. latissimus* Lub., *Striatodiploxylinites bullaeformis* (Sam.) Sauer., *S. eloungatus* (Lub.) Sauer., *Striatopodocarpidites nudus* (Lab.) Sauer., *Lueckisporites*. Встречена пыльца с одним воздушным мешком вокруг тела *Florinites* (1.5-4%) и кордайтовых *C. ordaitina* sp., *C. Uralensis* (Lub.) Sam., *C. Organata* Sam..., в небольшом количестве (1-25%) присутствует пыльца *Walchiites* и однобороздная *Cycadales* (0.5-3.5%), а также пыльца неопределенной систематической принадлежности *Azonoletes* (1-4.5%), не последнее место в комплексе занимает пыльца типа современных хвойных (7-12%) *Podocarpidites*, *Protohaploxihihinites*, *Piceites*.

Итак, приведенный спорово-пыльцевой комплекс характеризуется разнообразным составом. Многообразие и обилие пыльцы *Striatosaccites*, *Vittatina*, а также присутствие *Florinites*, *Cordaitina*, *Walchiites* характерно для комплексов пермского возраста Западного Приуралья, Актюбинского

Предуралья, Северо-Русской платформы и районов Казахстана. Приведенный спорово-пыльцевой комплекс отнесен к нижней-верхней перми.

Второй спорово-пыльцевой комплекс установлен в интервале 2316-2403 м. Второй спорово-пыльцевой комплекс характеризуется незначительным преобладанием пыльцы голосеменных растений (до 58,5%) над спорами папоротникообразных (до 41,5%).

Среди пыльцы голосеменных растений доминирует группа *Disaccites* с хорошо дифференцированными воздушными мешками: *Piceapollenites variabiliformis* (Mal.) Petr. - до 2,5-7,5%, *P.mesophyticus* (Bolch.) Petr. – до 4.5%, *P. Exilicides* (Bolch/) Petr. до 6.0 %, *Podocarpidites* - до 9.0%.

Для комплекса характерно также присутствие пыльцы древних хвойных: *Dipterella oblatinoides* Mal. - до 4.5%, *Paleoconiferus asaceatus* Bolch. - до 4.5%, *Protoconiferus funaris* Bolch. - до 2.0%, *Alisporites pergrandis* (Bolch.) Iljna - до 3.0%, а также единичных зерен ребристой пыльцы *S. Striatiti*. Наряду с пыльцой семейства Pinaceae большое место в комплексе занимает однобороздная пыльца *Ginkgocycadophytus* - до 7%, *Cycadopites* – до 4,5%, *Bennettites* - до 2.5%. Существенное участие принимает пыльца *Quadraeculina* - да 8.0%, (Q.sp., Q. Limbata Mal.) *Sciadd-Sciado-pityspollenites* sp. Меньше встречается безмешковой пыльцы *Araucarincites* - до 5.5%, *Inape turopollenites* - до 6.5% *Vitreisporites* до 4%. Единично и спорадически отмечается пыльца *Eucommiidites*, *Zonalapollenites* и *Classopollis*.

В споровой части комплекса доминируют гладкие трилетные споры (до 12%) с видами: *Cyathidites minor* Coup., *australis* Coup., C. Sp. Значительное место занимают осмундовые до 8,5% с видами: *Osmundacidites wellman* Coup., *O. Jurassica* (K.-M.) Kuz., *O.karatauensis* и *Marattiaceae* до 7%. Реже встречаются *Tripartina variabilis* Mal, до 2.5%, *Stereisporites* до 2,5%, *Obtusisporites* до 2.0%, *Lucopodiumsporites* до 2.0%, *Equisetites* sp. Единично и спорадически отмечены: *Densoisporites* sp., *Neoraistrick rotundiformis* (K.-M.) Taras., *Camptotriletes cerebriformis* Naum, Et Jarosch *Dictyophyllidites harrisii*.

Таким образом, характерной чертой данного комплекса является преобладание пыльцы *Disaccites* с участием крупных древних форм, что характерно для позднетриасовых отложений. Однако, в споровой части комплекса присутствуют омолаживающие его элементы - споры *Neoraistrickia rotundiformis* (K.-M.) Taras., *Tripartina Variabilis* Mal., -*Densoisporites*, *Equisetites*, присущие осадкам средней юры. Возраст данного комплекса датирован как тоар-аален.

В скважине 1-П отобраны пробы воды из меловых и юрских отложениях с глубин 2256-2290 м и 2237 м.

Пластовая вода с глубины отбора 2256-2290 м. пресная, хлоридно-гидрокарбонатно- сульфатного, кальций - натриевого состава. Общая минерализация составила 6816,9 мг/л. Содержания анионов и катионов следующие (в мг/дм³): хлориды – 50, гидрокарбонаты – 134, сульфаты – 129, кальций – 24, натрий – 115, калий – 2,4, магний – н/о. Общая жесткость – 1,2 мг-экв/дм³. Тип воды (по Сулину) – гидрокарбонатно-сульфатный.

Пластовая вода с глубины отбора 2237 м. сульфатно-гидрокарбонат-хлоридная, кальций - натриевого состава. Общая минерализация составила 478 мг/л. Содержания анионов и катионов следующие (в мг/дм³): хлориды – 2722,8, гидрокарбонаты – 1342,4, сульфаты – 223,1, кальций – 20,7, натрий – 2196, калий – 20,7, магний – 19,4. Общая жесткость – 12,40 мг-экв/дм³. Тип воды (по Сулину) – гидрокарбонатно-натриевый.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении Восточно-Илийского бассейна принимают участие отложения от верхнего палеозоя до четвертичной системы (граф.прил. 2). Эти отложения вскрыты скважинами практически во всех его частях. Фундамент бассейна и его горное обрамление имеют более сложное строение с широким участием более древних образований докембрия, кембрийского, ордовикского, девонского и каменноугольного возрастов. Представлены они разнообразным по вещественному составу комплексом пород: метаморфическим, вулканогенным, вулканогенно-осадочным, терригенным, а также магматическим (изверженным). По данным скважины 2-Т, вскрывшей породы фундамента в интервале 3154-3160 м, он представлен эфузивными породами от темно-коричневого до темно-сиреневого цвета и кварцевыми порфирами черного цвета. Породы сильно сцементированы, ожелезнены и кальцитированы.

Восточно-Илийский бассейн расположена в системе виргаций дуг Северного Тянь-Шаня, относящейся к зоне неустойчивой каледонской консолидации. Эта зона характеризуется растянутым во времени орогенным этапом, охватившим верхи девона, весь карбон до нижнего триаса.

Орогенный структурный комплекс образует ряд линейно ориентированных структур, в основном, субширотного простирания (Кетменьский хребет, Южная Жунгария), сформированный на месте обширного Центрально-Казахстанского палеозойского массива.

В палеозойской структуре Восточно-Илийский бассейн выделяется в виде крупного одноименного синклиниория, докембрийский фундамент которого выведен на дневную поверхность на востоке в пределах Китая. Элементы его нижнепалеозойской структуры выражены изолированными блоками в хребте Алтын-Эмель, в долинах рек Коксай и Кугалы. Несколько шире представлены породы низов верхнепалеозойского структурного этажа, образующие пологие брахискладки с углами падения на крыльях до 35-45°.

Наиболее широко распространены осадки верхнепалеозойского структурного этажа, сложенные средне-верхнекаменноугольными и пермскими, существенно эфузивными породами, толщиной до 3000м. Они широко развиты на крыльях Кетменьского и Южно-Жунгарского хребтов, полого погружающихся в Восточно-Илийский бассейн. Таким образом, Восточно-Илийский бассейн заложился на структурах верхнего палеозоя и в течение мезозоя и кайнозоя развивался унаследовано, заполняя своими осадками верхнепалеозойский Илийский синклиниорий.

Докембрий (PR)
Нижний-средний палеозой (PZ₁₊₂)

Докембрийские метаморфогенные образования в пределах Восточно-Илийского прогиба при производстве буровых работ не обнаружены. В горном обрамлении юга (г. Улькен-Бугутты и др.) они представлены кристаллическими сланцами, гранито-гнейсами, мраморами, кварцитами и сланцами.

Породы фундамента выведены на поверхность на западе близрасположенных Шу-Илийских гор и представлены гранито-гнейсами, зелено-цветными пироксеновыми амфиболитами и амфибол-полевошпатами, сланцами айдалинской свиты нижнепротерозойского возраста. Толщина метаморфических отложений 1000-1500м, сланцы часто содержат гранат.

В Заилийском Алатау наиболее древние метаморфические образования представлены актюзской и кеминской сериями, отнесенными к нижней части нижнего протерозоя – PR₁. В составе нижней актюзской серии преобладают биотитовые, биотит-мусковитовые, плагиоклазовые гнейсы, слюдистые кристаллические сланцы, послойные магматиты, амфиболиты, линзы кварцитов и мраморов, мелкие тела эклогитов и серпентинитов. Общая их толщина около 2000м. Вышележащая кеминская серия слагает небольшие участки. Они представлены амфиболитами, амфиболовыми, хлорит-эпидот-актинолитовыми, кварц-мусковит-хлоритовыми, слюдяными кварц-полевошпатовыми кристаллическими сланцами, магматитами, редкими горизонтами мусковитовых гнейсов, кварцитов и мраморов. Ориентированная толщина серии 2500м. Региональный метаморфизм пород соответствует эпидот-амфиболитовой фации.

Палеозойская группа – РZ

Представлена кембрийской, ордовикской, силурийской, девонской, каменноугольной и пермской системами.

Кембрийская и ордовикская система Еm - О

Представлена осадочно-метаморфической толщей метаморфизованных песчаников, хлоритовых, кварц-серцицитовых, кремнистых, филлитовидных сланцев с горизонтом конгломератов, известняков, андезитовых, диабазовых порфиритов и их пирокластов. Общая толщина нижнепалеозойских пород в горном обрамлении Восточно-Илийской впадины более 10 км, в пределах впадины эти породы не установлены.

Девонская система D

Девонские отложения представлены в Южной Джунгарии преимущественно вулканитами и при проведении буровых работ в Восточно-Илийской впадине не установлены.

Каменноугольная система С

Каменноугольная система представлена всеми тремя отделами.

Нижний отдел C₁ представлен Кетменьской и Кунгейской свитами, слагающими северный склон хребта Кетмень.

Кетменьская свита сложена базальтовыми, андезитовыми и дацитовыми порфирями и их туфами темно-серого и зеленовато-серого цвета, вверх по разрезу сменяющими эфузивами кислого состава. К югу от исследуемой площади в Текесской впадине и отрогах Заилийского Алатау в песчаниках и песчанистых известняках Кетменьской свиты найдены растительные остатки. Общая площадь свиты достигает 1500 м.

Кунгейская свита с трансгрессивным несогласием перекрывает вулканогенно-осадочные образования Кетменьской свиты и представлена массивными толстоплитчатыми известняками серого цвета с фауной брахиопод и фораминифер. Мощность ее достигает 700 м. На северном борту впадины выделяется нижнетурнейская толща красноцветных песчаников и конгломератов мощностью до 270 м, а также визе-серпуховскими образованиями, представленные, в основном, пирокластами с незначительным

Отложения кембрийской системы распространены в Центральном и Южном Казахстане и представлены лавами кислого и щелочного состава и горизонтами туфо-конгломератов, песчаников и алевролитов общей толщиной 1700 м.

Отложения **среднего карбона C₂** выявлены в крайнем северо-восточном углу депрессии и представлены морскими терригенно-карбонатными породами толщиной 300-600 м.

Образования *позднекаменноугольной* эпохи **C₃** вскрыты скважиной 4-Г на Койбынской структуре и представлены темноцветными эфузивами основного состава.

Верхний отдел каменноугольной системы - нижний отдел пермской системы нерасченные C₃-P. Отнесенные к пермо-карбону породы вскрыты скважиной 1-Г на глубине 2756-2800 м и представлены розовато-серыми кварцевыми порфирями. По своим физическим параметрам и по общей увязке геолого-геофизических данных указанный горизонт является опорным для всего Восточно-Илийского прогиба. Мощность его 400-800 м. В скважине 4-Г к этому возрасту пород в интервале 612-910 м отнесена толща миндалекаменных плагиоклазовых порфиритов, чередующихся с туфами и кварцевыми порфирями.

Верхний Палеозой Пермская система - P

Данная формация характерна для верхов нижней и всего разреза верхней перми и установлена практически повсеместно в пределах бортовых обрамлений Западно- и Восточно-Илийского прогибов. Помимо этого, породные ассоциации данной формации вскрыты рядом скважин, пробуренных на северной моноклинали Западно-Илийского, а в пределах центральных, северных бортовых и южных моноклинальных районов

Восточно-Илийского прогиба отложения верхней перми вскрыты скважинами 3-Г, 6-Г, 7-Г, 2-Т, 4-Т и 1-П Жаркент.

Коричневато-красная вулканогенно-осадочная формация уверенно расчленяется на нижнюю и верхнюю секции. В разрезах названных выше скважин она залегает на эфузивных образованиях нижней перми, представленных светло-розовыми, зеленовато-серыми и темно-серыми лавами андезитов, андезито-базальтов, базальтов и трахиандезитов.

Нижняя секция разреза данной формации сложена толщей, переслаивающихся грубозернистых туфов, туфопесчаников и эфузивов. В разрезе скв. 4-Т, пробуренной на северном борту Восточно-Илийского прогиба, толщина эфузивно-осадочной толщи немногим более 100 м. Максимальные мощности данной толщи главным образом связываются с центральными частями бассейна, где они по материалам сейсморазведки возрастают до 500 м.

В разрезе скв. 1-П Жаркент эта толща прослеживается от забоя скважины в 3365 м до глубины 2685 м. Вулканические породы толщи разделены, здесь на две пачки: нижнюю - эфузивную и верхнюю - пепловую.

Нижняя - эфузивная пачка (в интервале 3365-3020 м) - это чередование лав риолитового и риодакитового состава с прослойми крупнообломочных литотуфов кислого состава. Прослои литотуфов этой пачки встречены на глубине 3231-3239 м и на глубине 3176-3184 м. Литокласти туфов (1-1,5 см) представлены всеми разновидностями кислых эфузивов. Кроме того, в туфах встречаются крупные (до 2 см) обломки весьма неправильной формы шлаков, литотуфов и лав андезитового состава, свидетельствующие о разрушении более древних отложений, сформированных до проявления риолитового вулканизма. Судя по характеру обломочного материала (размер, состав), литотуфы так же, как и лавы нижней пачки накапливались вблизи источников их извержения.

В вулканических породах в интервале глубин от 3184-3028 м в разрезе скв. П-1 Жаркент встречаются свободные полости, похожие на поры, изометрической, овальной, неправильной формы с размерами от долей до 1,0 мм. Максимальное их количество (15-20% объема породы) отмечено в средней части этого интервала. В нижней и верхней частях данного разреза они составляют порядка 2-4%. Возникновение их, по-видимому, связано с неравномерным остыванием и раскристаллизацией вулканического стекла и прониканием газовых "струек".

Присутствие в разрезе скв. 1-П Жаркент пласта карбонатной (доломитовой) породы с крупными сферолитами и гнездами халцедона и кварца в интервале 2959-2964 м может свидетельствовать о том, что между формированием нижней эфузивной пачки (лавовые излияния) и верхней пепловой (взрывные процессы) существовал период затишья вулканической деятельности, во время которого в пониженных частях рельефа (низины, долины) возникали мелководные теплые бассейны с карбонатной средой, обогащенной кремнеземом.

Верхняя - пепловая пачка вулканогенной толщи прослеживается с глубины 2683 до 2900 м. Данная пачка в целом сложена спекшимися пепловыми туфами кислого состава, а в разрезе описываемой скважины мощность пепловой пачки более 200 м.

Верхняя секция разреза коричневато-красной вулканогенно-осадочной формации в пределах Восточно-Илийского прогиба распадается в целом на две толщи: нижнюю и верхнюю.

Нижняя толща литологически выражена главным образом разногалечными конгломератами и песчаниками при резко подчиненных прослоях алевролитов. Мощность нижней толщи данной секции разреза составляет порядка 180 м.

Верхняя толща, имеющая более разнообразный литологический состав, сложена хемогенно-терригенными образованиями, состоящими из разнообразных по составу песчаников, алевролитов и аргиллитов, переслаиваемых известняками, сульфатными породами и углистыми сланцами. Данная толща, датируемая, в основном верхнепермским возрастом и выделяемая как малайсаринская свита, выражена преимущественно озерными отложениями. В целом мощность верхней толщи по разрезам скважин 3-Г, 6-Г и ряда других достигает порядка 300 м.

Резюмируя вышеизложенное, необходимо отметить, что отложения нижней перми по своим литологическим особенностям четко подразделяются на две толщи: нижнюю - эфузивную и верхнюю - эфузивно-осадочную. Эфузивно-осадочная толща перми вскрыта скважиной 4-Г на Койбынской структуре, скважиной 1-Г в центральной части (Борохудзир) и на юго-восточном борту прогиба скважинами 3-Г, 6-Г, 7-Г. В этой толще по литологическим признакам выделяются три горизонта: нижний – грубослоистых, тонко - и грубообломочных туфов; средний - переслаивания эфузивов и туфов тонкой слоистости с более частыми и более мощными прослоями эфузивов; верхний - слоистых туфопесчаников, залегающих с угловым несогласием на туфах.

Верхнепермские отложения по литологическому составу можно также разделить на две толщи - нижнюю и верхнюю.

Нижняя толща сложена, преимущественно, мелко-галечными и разногалечными конгломератами и песчаниками, при резко подчиненных прослоях алевролитов. Мощность нижней толщи составляет порядка 180 м.

Верхняя толща, имеющая более разнообразный литологический состав, сложена хемогенно-терригенными образованиями, состоящими из песчаников, алевролитов, аргиллитов, переслаиваемых известняками, углистыми сланцами и сульфатными породами. Данная толща выделяется, как ма-лайсаринская свита и выражена, преимущественно, озерными отложениями. Суммарная мощность верхнепермских отложений сокращается по восстанию моноклинали с 330 м (в скв. 3-Г) до 170 м (в скв. 7-Г) при одновременном увеличении мощности конгломератов.

В разрезе скважины 1-П Жаркент верхнепермские отложения установлены в интервале 2683-2588 м.

Нерасчлененные толщи верхнего отдела пермской системы – нижнего отдела триасовой системы (P_2 -Т) изучены в естественных обнажениях гор Кетмень и Малайсары. Разрез отложений верхней перми и нижнего триаса вскрыт скважиной 2-Т в интервале 2849 -3154м. Они представлены слабосцементированными мелко-и средне-зернистыми, полимиктовыми, кварц-полевошпатовыми песчаниками коричневого цвета с включением гальки эфузивных пород, встречаются конгломераты и углистые сланцы. Мощность вскрытой толщи составляет 305м. В скважине 3-Г на глубине 2280-2446 м вскрыты отложения нижнего триаса, залегающие с угловым несогласием на верхнепермских.

Мезозойская группа – MZ

Данная формация стратиграфически объединяет всю толщу триас-среднеюрских отложений. Образования сероцветной угленосной формации установлены на многочисленных естественных обнажениях склонов хребта Борохоро и северного склона хребта Кетмень. Породы сероцветной угленосной формации вскрыты также рядом скважин - профильными 119, 120, 121 и 122, глубокими нефтепоисковыми 3-Г, 6-Г, 7-Г, глубокими водяными Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 и параметрической скважиной 1-П Жаркент.

В пределах Илийского бассейна сероцветная угленосная формация характеризуется довольно ограниченным распространением. Образования серо-цветной угленосной формации максимальное развитие получили на восточной половине Восточно-Илийского прогиба. Анализ данных сейсморазведки и бурения показывает, что к западу, толща пород сероцветной угленосной формации постепенно выклинивается. Граница ее распространения вероятнее всего проходит несколько восточнее опорной скважины Борохудзир, где в результате бурения в разрезе скважины на месте ее заложения отсутствуют породы данной формации и фундамент перекрывается песчаниками мелового возраста.

К сказанному необходимо добавить, что в южном направлении тоже происходит стратиграфическое выклинивание образований сероцветной угленосной формации. Это находит убедительное подтверждение в сокращении мощностей триасовых и юрских отложений в пределах Кетменьского хребта и хорошо просматривается на южной моноклинали Восточно-Илийского прогиба в разрезах скв. Т-1, Т-2, Т-3 и 1-П Жаркент. Напротив, в центральной части данного прогиба по материалам геофизических исследований мощности всех стратиграфических уровней, включая сюда и сероцветную угленосную формацию, резко возрастают.

Триасовая система - Т

В Илийском бассейне отложения триаса с размывом ложатся на палеозойский комплекс. По литологическому составу триасовые отложения делятся на три свиты, соответствующие нижнему, среднему и верхнему

отделам: песчано-конгломератовую, алевролито-глинистую и конгломерато-песчано-аргиллитовую. Скважиной 2-Т, вскрывшей полностью весь разрез, отложения песчано-конгломератовой толщи, приуроченной к нижнему триасу, вскрыты на глубине от 2622 м до 2845 м, мощность толщи 228 м, алевролито-глинистая толща среднетриасового возраста не выдержана по площади и мощность ее составляет 100 и более метров.

Конгломерато- песчано -аргиллитовая толща соответствует рэтскому ярусу верхнего триаса и с размывом залегает на породах среднего триаса. Минимальная мощность толщи отмечена в скважине 3-Т равная 160 м, в скважине 1-Т мощность составляет 232 м, а в скважине 1-П отложения верхнего триаса установлены в интервале 2588-2538 м.

Юрская система – J

Отложения юры изучены по керну буровых скважин 3-Г, 6-Г, 7-Г, пройденных в юго-восточной части Восточно-Илийского прогиба и вскрывавших наиболее полный их разрез, а к западу, они постепенно выклиниваются и граница их распространения проходит в районе Борохудзирской опорной скважины. Разрез представлен породами нижней (кайраганская свита), средней (джаркентская свита) и условно верхней юры.

Нижний отдел (J₁ –лейас–кайраганская свита)

Нижнеюрская кайраганская свита, залегающая на размытой поверхности верхнего триаса, установлена в разрезах скв. 3-Г, 6-Г, 7-Г, Т-1, Т-2, Т-4, 1-П Жаркент и выражена в основании грубозернистыми светло-серыми, серыми и темно-серыми песчаниками, сменяющимися вверх по разрезу алевролитами и аргиллитами с пропластками бурых углей. Мощность этих отложений в скв. 3-Г достигает 308м, а в сторону Кетменьского хребта, где отмечается его моноклинальное погружение, мощность отложений уменьшается до 70м.

Средний отдел (J₂ доггер–жаркентская свита)

Среднеюрская джаркентская свита со слабо выраженным угловым несогласием залегает на нижнеюрских отложениях. Мощность этой свиты достигает 227 м. Она сложена глинами с пропластками песчаников, аргиллитов и углей. Общая мощность отложений юры составляет 535 м, в скважине 3-Т на севере мощность среднеюрских отложений достигает 210 м до 240 м на юге (скв. 2-Т). В скв 1-П Жаркент нижне-среднеюрские отложения вскрыты с глубины 2538 до 2308 м.

Характерной особенностью разреза юрских отложений является обилие в них, обугленных растительных остатков.

Верхний отдел юры - меловая система J₃ - K

К этому возрасту отнесена пачка спорадически распространенных каолинизированных глин и алевролитов розовато-белого цвета, слагающих кору выветривания, мощностью до 20 м. К верхнеюрским отложениям в разрезе скв. 1-П Жаркент условно отнесена толща осадков интервала 2308-2274 м.

Меловая система – К

На сводном стратиграфическом разрезе Илийского бассейна её отложения представлены отдельно для южного и северного бортов: на южном борту она состоит из трех пачек, а на северном борту из двух. Для обоих бортов отложения сложены красноцветными песчанистыми и сероцветными песчанистыми глинами и красноцветными конгломератами. Общая их мощность колеблется от 220 до 250 м.

Также отложения меловой системы обнажаются в предгорьях гор Малайсары, Калкан, Актау, Усек, а вскрытые в разрезах скважин 2-Т, 3-Т и 1-П Жаркент расчленены и представлены нижним и верхним мелом.

Нижний отдел - К₁

Они согласно залегают на верхнеюрских отложениях. В разрезе скв. 1-П Жаркент они установлены в интервале 2160-2274 м. Литологически породы нижнего мела представлены коричневато-серыми глинистыми плохо сортированными песчаниками с прослоями песчаных глин, алевролитов и аргиллитов.

В основании разреза нижнего мела залегают слабо сцементированные разнозернистые гравелистые песчаники с включениями аргиллитовой гальки. Мощность отложений колеблется от 86 м (скв. 3-Т) до 117 м (скв. 2-Т). Мощность их в разрезе скважине 1-П Жаркент составляет 114 м.

Верхний отдел - К₂

К отложениям этого возраста в разрезе скв. 1-П Жаркент по материалам ГИС отнесены породы интервала 2085-2160 м, представленные грубо- и среднезернистыми кварцевыми песчаниками прослоями глинистыми, с подчиненными прослоями красноцветных глин, алевролитов и аргиллитов. В основании разреза встречаются прослои конгломератов. Мощность верхнемеловых отложений в скважине 2-Т составляет 108 м, в скважине 3-Т 85 м. В параметрической скважине 1-П Жаркент их толщины несколько меньше и не превышают 75 м.

Кайнозойская группа-К_Z Палеогеновая система **Р**

В Илийском бассейне кайнозойские отложения имеют широкое распространение и представлены красноцветной континентальной молассой,

в состав которой включены отложения от верхнего эоцена-олигоцена до современных осадков. Совокупность всех геологических признаков позволяет разделить разрез красноцветной континентальной молассы рассматриваемого бассейна на две толщи - нижнюю и верхнюю.

К нижней молассе можно отнести отложения, датируемые эоценом - олигоценом и миоценом, характеризующие начало активных дифференцированных движений, пришедших на смену процессам нивелирования и тектонического покоя.

В стратиграфическом плане нижняя молassa включает отложения **кайчинской и джамбылбастауской** свит, повсеместно распространенных как в бассейне, так и вдоль его горных обрамлений. По данным бурения суммарная их мощность колеблется от 320 до 360 м.

В разрезе скв. 1-П Жаркент отложения кайчинской свиты по материалам ГИС и сопоставлению с соседними скважинами выделены в интервале глубин 1975-2085м. Они несогласно залегают на меловых породах, характеризуются довольно однородным литологическим составом и представлены красноцветными аргиллитоподобными глинами с галечными включениями и прослоями плохо отсортированных песчаников и мергелей. Мощность отложений в скважинах 2-Т и 3-Т достигает 125 м.

Толщу средне-верхнепалеогеновых образований Восточно-Илийского прогиба продолжают литолого-фациальные комплексы джамбылбастауской свиты и (Φ_3). Ее отложения в низах разреза представлены толщей разнозернистых песчаников и алевролитов. Вверх по разрезу они сменяются красно- и пестроцветными глинами с прослоями алевролитов и песчаников. Мощность осадков джамбылбастауской свиты в разрезе скважины 2-Т составляет 125 м, в скважине 3-Т - 114м, а в параметрической скважине 1-П Жаркент 130 м.

В опорной скважине 1-Г породы палеогена встречены в интервале глубин 2680 -2470м, мощность их составляет 210 м, а в скв. 84 (Джамбылбастауская складка) вскрывает отложения палеогена в интервале 470 -73 м.

Неогеновая система - N

Неогеновые отложения имеют широкое распространение. Они вскрываются многочисленными глубокими, структурно-поисковыми и гидрогеологическими скважинами и хорошо изучены на северном борту Илийского бассейна в горах Актау и Ульгенкалкан. На подстилающих их осадках олигоцена они залегают с трансгрессивным несогласием и подразделяются согласно региональной стратиграфической шкале Казахстана на 4 свиты.

Аральская свита (чульадырская). Разрезы отложений этой свиты достаточно хорошо изучены в обнажениях гор Актау, хорошо сопоставляются с их аналогами, вскрытыми в погруженной части Илийского бассейна, что свидетельствует о выдержанности их литологического состава

по площади. В Борохудзирской опорной скважине отложения аральской свиты, вскрыты в интервале 2100 - 2470 м. В основании горизонта залегают красно-бурые, розовые и светло-коричневые глины, чередующиеся с бледно-зелеными глинами, алевролитами и песчаниками. Мощность толщи составляет 160 м. Разрез аральской свиты венчает толща серых и зеленовато-серых загипсованных глин, мергелей, алевролитов и песчаников мощностью 175 м. Общая мощность аральского горизонта достигает 400-500 м.

Павлодарская свита (сантамская) имеет такое же распространение, как и аральская, на которой залегает без видимого несогласия. В горах Актау она представлена полосчатой толщей переслаивания красно-бурых, красно-коричневых и зеленовато-серых глин с алевролитами.

В Борохудзирской опорной скважине павлодарская свита, вскрыта в интервалах глубин 2100-1600 м и представлена толщей от темно-коричневых до бурых глин с прослойями разнозернистых песчаников, алевролитов с включениями обугленных растительных остатков. Мощность павлодарской свиты составляет в горах Актау 125 м, увеличиваясь к центральной части бассейна, где в скважине 1-Г она достигает 500 м.

По мнению геологов, в частности Цирельсона Б.С, изучавших и участвовавших в составлении стратиграфической шкалы Казахстана породы аральского и павлодарского горизонтов, это нижняя толща молассы и по возрасту соответствует миоцен-палеогену.

Илийская свита (горизонт). Стратиграфический разрез этой свиты, обнажен в северных обрамлениях бассейна, на участке Усен-Койбын, где выделяются две литологические толщи: нижняя и верхняя.

Нижняя - пестро-полосчатая сложена голубовато-светло-розовато-зеленовато-серыми известковистыми глинами, с включениями разводов гидроокислов железа и марганца.

Верхняя толща представлена желто-бурыми, голубовато-серыми и розовыми, преимущественно песчанистыми глинами, переслаивающимися с мелко-, средне- и крупно-зернистыми песками и рыхлыми песчаниками.

В Борохудзирской опорной скважине илийский горизонт вскрыт в интервале 1600-800 м и также представлен 2-мя литологическими толщами.

Нижняя толща - глины известковистые коричневые и серые, чередующиеся с алевролитами, песчаниками с прослойями обуглившейся растительности.

Верхняя толща сложена аркозовыми песчаниками и песками, переслаивающимися глинами и алевролитами. Мощность илийской свиты также увеличивается к центральным частям бассейна. Общая мощность свиты в скважине 1-Г достигает 800 м.

Хоргосская свита (горизонт) налегает несогласно на осадки илийской свиты. Стратиграфический разрез ее можно наблюдать в северной части Илийского бассейна, на междуречье Хоргос-Усек. Хоргосская свита, представлена валунно-галечными конгломератами на карбонатно-песчанистом цементе, с прослойями гравелитов, песчаников и песчанистых глин, общей мощностью 600 м.

В центральной части Восточно-Илийского прогиба хоргосская свита, вскрыта скважинами 2-Г (Коктал), 3-Г, где представлена толщей рыхлых кварцевых песчаников, песков, алевролитов с прослоями коричневых глин. Мощности хоргосской свиты также уменьшаются от 1500 м (скв.2-Г) во внутренних районах, до 520 м (скв.3-Г) и полностью выклиниваются на южном борту прогиба (скв.7-Г). Отложения хоргосской и илийской свит соответствуют плиоценовому (N_2) возрасту пород. Мощность всей плиоценовой пачки составляет около 2300м.

Четвертичные отложения-Q

Отложения четвертичной системы представлены в нижней и средней частях разреза конгломератами, валунно-галечниками и разнозернистыми песками с редкими прослоями глин. Верхняя часть разреза мощностью до 30м представлена супесями и суглинками. Мощность отложений достигает 500м.

Таблица 4.1.1-Стратиграфические разбивки по скважинам

№ скважины		1-II Жаркент	1-Т	2-Т	3-Т	4-Т	5-Т
Абсолютная отметка (алтитуда) устья/ м		529,11	530,6	530,0	529,9	-	714
Четвертичная система - Q	глубина подошвы, м	290	260	222	274	210	330
	толщина, м	290	260	222	274	210	330
плиоцен – койбынская – N₂³ K	глубина подошвы, м	1345	1141	784	1270	756	773
	толщина, м	1055	881	562	996	546	443
плиоцен – верхнеактауская - N₂¹⁻² A₂	глубина подошвы, м	1585	1538	1214	1710	1230	-
	толщина, м	340	397	430	440	474	
миоцен – нижнеактауская свита N₁¹⁻³ A₁	глубина подошвы, м	1845	1814	1443	2026	2402	-
	толщина, м	260	276	229	316	1172	
олигоцен джамбыл-бастауская свита P₃²⁻³	глубина подошвы, м	1975	1908	1563	2140	2688	3410
	толщина, м	130	94	120	114	286	2637
эоцен кайчинская свита P₂₋₃³ K	глубина подошвы, м	2085	2026	1680	2264	2774	-
	толщина, м	110	118	117	124	86	
верхний мел K₂	глубина подошвы, м	2160	2114	1785	2349	2889	-
	толщина, м	75	88	105	85	115	
нижний мел K₁	глубина подошвы, м	2274	2286	1906	2435	2948	-
	толщина, м	114		121	86	59	
верхняя юра J₃	глубина подошвы, м	2308		1920	2455	-	-
	толщина, м	34	17	14	20		
средняя юра J₂	глубина подошвы, м		2530	2160	2665	3103	-
	толщина, м		227	240	210	155	
нижняя юра J₁	глубина подошвы, м	2538	2670	2330	2835	-	-
	толщина, м	264	140	170	170		
верхний триас T₃	глубина подошвы, м	2588	2902	2509	2995	-	-
	толщина, м	50	232	179	160		
средний триас T₂	глубина подошвы, м		-	2621	3105	-	-
	толщина, м			112	110		

4.2. Тектоника

Илийский бассейн находится на южном окончании Урало-Тянь-Шаньской складчатой системы, является типичным межгорным бассейном, протягивающиеся в субширотном направлении на расстояние порядка 450км. По палеозойскому фундаменту образовании бассейна разбиты многочисленными разломами различной ориентировки - от субширотной до меридиональной.

Фундамент погружается с запада на восток от выходов на дневную поверхность до глубин более 5 км на крайнем северо-востоке, разломами разбит на ряд разноуровневых блоков горсто- и грабенообразного характера. На западе фундамент перекрыт чехлом кайнозойских отложений, а на востоке - в разрезе появляются верхне-палеозойские и мезозойские образования.

Восточная часть бассейна ограничивается Казахско-Китайской границей, а геологически она соединяется с Джунгарским нефтегазоносным бассейном Китая. С южной части он ограничивается через Северо-Кетменьский разлом Кетменьским синклиниорием.

С севера Восточно-Илийский бассейн ограничен Жунгарским антиклиниорием.

С востока на запад Илийский бассейн подразделен на четыре элемента второго порядка: Восточно-Илийский (Жаркентский) прогиб, Богутинская седловина, Западно-Илийский (Алматинский) прогиб и Копинский грабен. В свою очередь, эти элементы подразделены на элементы третьего порядка, отличающиеся геологическим строением и тектоническими особенностями.

В целом, Илийский бассейн характеризуется горст-грабенообразным строением, которое четко прослеживаются с запада на восток. В Западной части располагается Копинский грабен, с поверхностью залегания фундамента (верхнего палеозоя) на глубине до 400м с уклоном на восток, далее следует Западно-Илийский (Алматинский) прогиб с приподнятым западным бортом и опущенным восточным до -1000м и более. Северный борт этого прогиба несколько приподнят, а южный – опущен от -800м до -2200м. К востоку расположена Богутинская седловина, которая в целом приподнята как горст с западного борта и также опущена со стороны восточного борта в зоне Чилик-Кеменского разлома. В свою очередь Богутинская седловина рассечена разломами на горст и грабены, именуемые Кату-Тауский горст, Южно-Жунгарская и Алтын-Эмельская моноклинали.

Далее эту цепочку крупных геоструктур продолжает Восточно-Илийский (Жаркентский) прогиб. Его предваряет грабень-синклиналь, расположенная восточнее Богутинской седловины. Она характеризуется сложным строением – приподнятым южным и опущенным северным бортами и относительно опущенным западным бортом по Чилик - Кеменскому разлому и северо-восточнее по Актау-Хоргосскому.

В свою очередь, Восточно-Илийский (Жаркентский) прогиб тоже имеет горст-грабеновое строение. Его южный борт приподнят как горст, а

Коктальская мульда – как грабен резко полосообразно опущена до отметки 5000м и далее к северу расположен горст, полосой параллельно протягивающийся к Коктальской мульде – грабену, характеризующемуся отметками залегания кровли палеозоя до - 4250м. От глубины -3500м этот горст несколько приподнят с северной стороны.

Восточно-Илийский (Жаркентский прогиб) представляет собой асимметричную отрицательную структуру с взбросово-надвиговым строением на севере в зоне Южно-Джунгарского разлома. Здесь необходимо отметить, что северная и южная части прогиба залегают моноклинально.

С юга данный прогиб отделен от Кетменьского синклиниория Северо-Кетменским разломом, с запада Чилик-Кеменским разломом, а с севера Южно-Джунгарским разломом от Джунгарского антиклиниория.

С юга на север Восточно-Илийский (Жаркентский) прогиб расченен на три элемента низшего порядка: Северо-Кетменская моноклиналь, Коктальская мульда и Педжимская мульда.

Северо-Кетменская моноклиналь наиболее крупная структура Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба с выходом палеозойских отложений на юге и постепенным их погружением к центру прогиба к Коктальской и Педжимской мульдам, где глубина залегания фундамента составляет более 5000 м. Территория Северо-Кетменской моноклинали охватывает около 70-75% территории Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба и необходимо этот район называть перспективным на нефть и газ, так как северное окончание границы с Коктальской мульдой лежит на глубине 4500м. Естественно опускание на такую глубину осадочных образований обогащенных органическим веществом, будет способствовать генерации углеводородов.

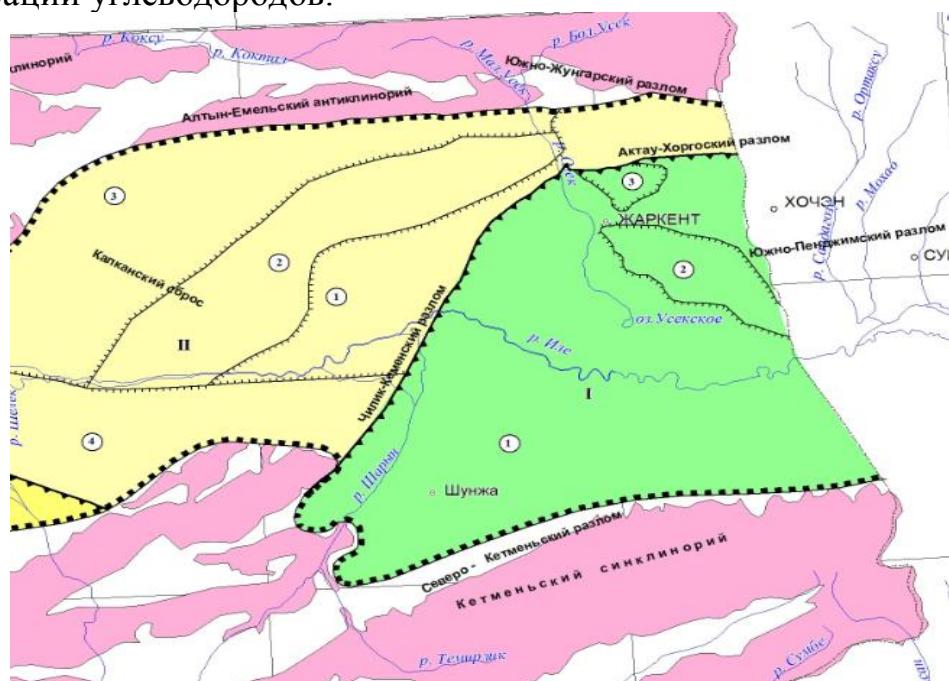


Рис.4.2.1. Тектоническая схема

1-Северо-Кетменская моноклиналь, 2-Коктальская мульда,
3- Педжимская мульда

Коктальская мульда по размерам в 4 раза уступает Северо-Кетменьской моноклинали. Вместе с тем эта корытообразная котловина с тремя более опущенными участками может являться очагом для генерации углеводородов, которые затем мигрировали в наиболее приподнятые участки, заполняя все ловушки на пути своего движения. На половину до центральной части с востока мульда прорезается Южно-Педжимским разломом, но пока плохо изучено её геологическое строение и о роли воздействия данного разлома в настоящее время нельзя судить однозначно.

Педжимская мульда расположена севернее Коктальской и на севере большей частью ограничена Актау-Хоргосским разломом. По размерам она самая маленькая. Между Коктальской и Педжимской мульд с восточной стороны оконтурено несколько антиклинальных структур, перспективных на обнаружение углеводородов.

К северу от Педжимской мульды картируется трапецеобразная по форме моноклиналь, наклоненная в сторону Педжимской мульды с некоторым приподнятым участком в центральной её части.

Богутинская седловина разделяет Восточно-Илийский (Жаркентский) и Западно-Илийский (Алматинский) прогибы и является относительно приподнятым участком фундамента.

Эта седловина разделена на четыре элемента более низкого порядка: Южно-Жунгарская моноклиналь, Кату-Тауский горст, Алтын-Емельская моноклиналь и Чиликская моноклиналь.

Все эти элементыстыкаются между собой глубинными разломами, и имеют неправильные формы, образованными секущими их разломами северо-западного и юго-восточного направлений. Глубина залегания отложений фундамента здесь варьирует от нуля до отметки - 1200м.

Кату-Тауский горст. Эту структуру необходимо считать отрогами Алтын-Эмельского антиклиниория. Его простирание юго-восточное, а палеозойские отложения на большей территории Кату-Тауского горста выведены на дневную поверхность. В отношении нефтегазоносности площадь данного горста вероятнее всего следует относить к категории малосперспективных.

Далее к северу установлен ещё один грабен – Педжимская мульда с глубинами залегания образований фундамента более - 4000м. Данная мульда примыкает к Актау-Хоргосскому разлому, протягиваясь вдоль него.

Данная грабен-мульда на севере ограничивается следующим горстом, располагающимся за Актау-Хоргосским разломом. Отметками залегания кровли его фундамента от нуля до -1000м, сводовая часть данного горста залегает моноклинально без каких-либо осложнений структурными элементами.

Анализ пространственного размещения тектонических элементов данного региона позволяет констатировать, что фундамент Илийского бассейна характеризуется блоковым строением. Его формирование обусловлено сочетанием систем крупных и мелких разломов. В целом фундамент данного бассейна представлен эфузивными образованиями

нижне – среднекаменноугольного возраста. Широтные и субмеридиональные разломы, осложняющие северный и южный борта Илийского бассейна, а также разделяющие прогибы, мульды и моноклинали имели особое значение при формировании бассейна, а в позднепалеозойское и мезозойское время, совместно с более мелкими разломами контролировали общий процесс осадконакопления.

В **Восточно-Илийском (Жаркентском)** прогибе на фоне общего погружения пород выделяются Коктальская и Педжимская мульды с глубиной залегания образований фундамента около 5 км.

Крупное Педжимское поднятие, располагающееся между Коктальской и Педжимской мульдами, ограничено тектоническими нарушениями субширотного направления. Оно разбито меридиональными оперяющими нарушениями, образующими грабен в районе скважины 7-Т. Размеры последнего по изогипсе минус 3400м равно 14x5км при амплитуде 800м.

Педжимская структура в пределах данного прогиба по изогипсе минус 2750м, имеет размеры 3,5x1,3 км и амплитуду 150м. С юга и севера данное поднятие ограничено субширотными разломами.

На Усекской моноклинали к югу от Северо-Кетменьского разлома наблюдаются пологое вздымание кровли палеозоя. На Усекской площади отложения палеозоя вскрыты пробуренными скважинами на глубине 2650м, в скв. 3-Т на минус 3251м, в скв. 1-Т на минус 3000м, в скв. 2-Т на минус 2819м. Здесь также широко развиты отложения триаса, юры, мела, палеогена и неоген+четвертичные.

Скважины 1-ТП и 2-ТП пробурены ближе к Чилик-Кеменскому разлому, где палеозойские отложения вскрываются на глубинах 2910 и 2800м соответственно, а мощность верхнемеловых отложений в их разрезах составляет 82 и 130м. Нижнемеловые породы здесь отсутствуют и верхнемеловые сразу, соответственно, залегают на палеозойских образованиях.

В разрезах скв. 3-Г, 6-Г и 7-Г возрастает мощность палеоген-неогеновых отложений, и появляются пермско – триас - юрские отложения, обогащенные органикой, отсутствующие в разрезах скв. 1-Г и 2-ТП, что подтверждает связь этой части Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба с Жунгарским нефтегазоносным бассейном Китая.

С юга на север Кетменьского синклиниория постепенно возрастает мощность неогеновых отложений, достигающие максимума в центральной части Коктальской мульды (скв. 9-Т) и фактически составляющие 4000м. Это характерно для многих регионов Туранской плиты (Ферганский и Сурхандарьинский межгорные бассейны). В Илийском бассейне данный процесс берет начало с палеогенового времени, так как скв. 5-Т и 9-Т имеют относительно большие мощности палеогеновых образований. Если в разрезах скв. 5-Т и 9-Т толщина палеогена составляет 700м, а по бортам бассейна они уменьшаются до 200-350м.

Согласно, материалам исследований притоков вод из разрезов глубоких скважин южной части Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба (скв. 7-

Г, 6-Г, 3-Г, 1-П, ТП-2, ТП-1, Г-2, 9-Т), пластовые воды пермо-триасовых и юрско-меловых отложений характеризуются небольшой минерализацией и гидрокарбонатно-натриевым составом, что говорит о промытости этих отложений.

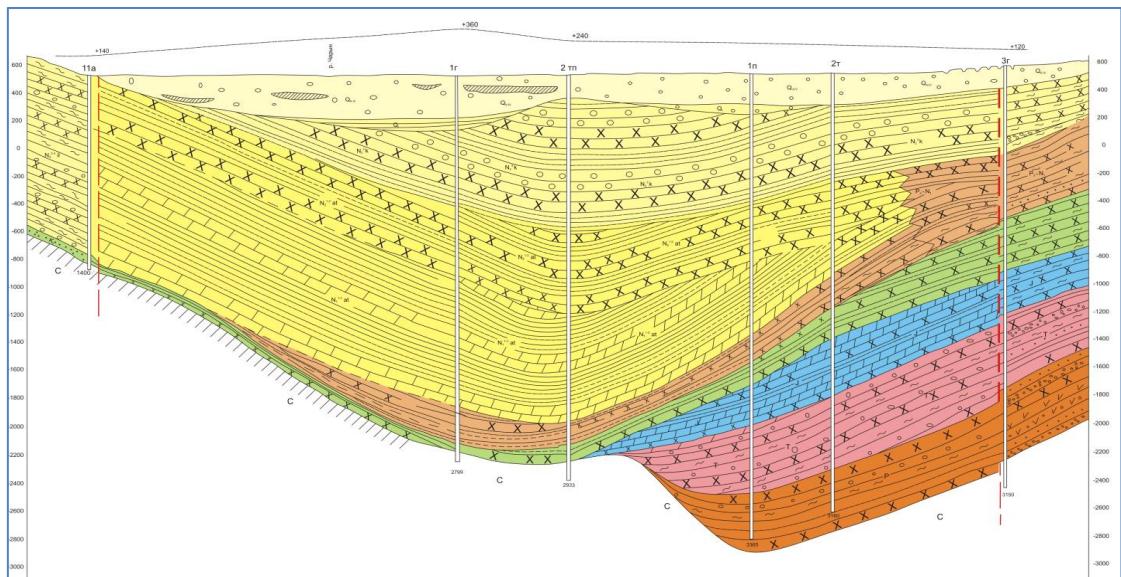


Рис. 4.2.2. Геологический профиль через скважины 11а-1Г-2ТП-1П-2Т-3Г

ТОО «Еркин Ойл» в 2008 году в результате интерпретации сейсмических данных 2Д Жаркентского прогиба выполнено построение структурных карт по целевым отражающим горизонтам осадочной толщи, но необходимо отметить, что эти карты охватывают не всю исследуемую территорию и требуют уточнения:

- I отражающий горизонт (подошва плиоцен -N2)
- II отражающий горизонт (подошва миоцен-палеогена N1 -Pg)
- III горизонт (подошва меловых отложений)
- IV отражающий горизонт (подошва юрских отложений)
- V отражающий горизонт (кровля палеозоя)

Учитывая различие поверхностных и глубинных сейсмогеологических условий, неоднородность физических свойств пород, слагающих геологический разрез, было выделено три участка - на юге Усек, на севере Педжим и на западе – Айдарлы, развитие которых повлияло на формирование участка исследований. В результате проведенной интерпретации построены структурные карты по I, II, III, IV и V отражающим горизонтам в масштабе 1:100 000.

На структурной карте по I отражающему горизонту (подошва плиоценовых отложений) в северо-восточной части прогиба севернее от контрактной территории отмечается крупная антиклинальная структура Педжимская, на юге Усекская моноклиналь и на западе структура Айдарлы.

Педжимская антиклиналь изучена сейсмическими профилями 64, 65, 66, 67, 68, 79, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 61, 21, 22 и профилем №69, который

протрассирован с юга (Усекское поднятие) на север. Данное поднятие вытянуто в широтном направлении с запада на восток, и ограничено с севера и юга разрывными нарушениями. Это крупная субширотного простирания структура на западе ограничена изогипсой минус 2500м. Её размеры достигают 15x 5.0 км, амплитуда 600м, а площадь 75 кв.км. Оперяющим Актау-Хоргосский разлом малоамплитудным нарушением меридионального направления структура разбита на два блока. В западной периклинальной части структуры пробурены скважины 4-Т и 7-Т, которые вскрыли отложения плиоцена соответственно на глубинах минус 2160 м и 2050 м. Структура восточной периклиналью уходит в КНР.

В южном направлении от Педжимской структуры происходит погружение осадочного чехла (Панфиловская мульда) и отложения плиоцена в центре мульды залегают на отметке минус 3600 м.

Усекская моноклиналь изучена сейсмическими профилями № 07_2, 07_1, 05a, 05, 01, 02, 03, 14, 15, 16 и профилем № 146, который трассирован через весь бассейн с юго-востока на северо-запад через скважины 1-Т-3-Т-1-Г. К крайнему юго-востоку происходит вздымание осадочного чехла (хр. Кетмень) и отложения плиоцена, по результатам пробуренных скважин 1-Г, 3-Т, 1-Т, 2-Т залегают на глубинах отминус1996 м до минус 1413 м и далее к югу на глубине минус 1100 м.

Айдарлинская структура изучена сетью профилей №72, 3253, 134, 126, 135 78, 20, 3282, 2282 и разбита на блоки параллельными тектоническими нарушениями. Отложения плиоцена здесь залегают на глубине минус 1900 м. На юго-восток от структуры Айдарлы пробурена глубокая скважина 1-Г, в разрезе которой отложения плиоцена вскрыты на глубине минус 2460м. К сожалению, из-за редкой сети профилей и невозможности получения информации в западном направлении, из-за гор Айдарлы, структура Айдарлы имеет незамкнутую изолиниями по I, II горизонту форму и оконтурены только по V горизонту по изогипсе минус 2450 метров в виде овального поднятия амплитудой 100 метров и площадью 6,25 квадратных километров.

На структурной карте по II отражающему горизонту, (подошва миоцен-палеогена) отмечается повторение геологического строения и унаследованный характер залегания пород.

Педжимская структура изучена сетью профилей, вытянута в широтном направлении и ограничена с севера и с юга разрывными нарушениями, размеры ее достигают 5.0 x14 км, а площадь 70 кв.км. при амплитуде 700 м. На западной периклинали структуры пробурены две скважины 4-Т и 7-Т, которые вскрыли породы миоцен-палеогена соответственно на глубинах минус 2321 м и 2220 м. Полусвод структуры оконтуривается замкнутой изогипсой минус 2000 м, общая её площадь оценена по изогипсе минус 2100 м, по которой она составляет 7.0 кв.км, при амплитуде 100 м и размерах 3.8 x 2.0 км.

В южном направлении от Педжимской структуры происходит погружение осадочного чехла (Панфиловская мульда) и миоцен-

палеогеновые отложения в мульде залегают на отметке минус 3850 м по замкнутой изогипсе, а на крайнем юге Восточно-Илийского прогиба происходит подъем фундамента до глубины минус 1250м.

Усекская моноклиналь изучено сетью пересекающихся сейсмических профилей, а профиль № 146 пересекает весь прогиб с юго-востока на северо-запад, проходя через скважины 1-Т-3-Т-1-Г. К крайнему юго-востоку происходит вздымание осадочного чехла (хр. Кетмень) и отложения миоцен-палеогена по результатам пробуренных скважин 1-П, 3-Т, 1-Т, 2-Т залегают на глубинах отминус2055 м до минус 1650 м.

Айдарлинская структура изучена сетью профилей №72, 3253, 134, 126, 135, 78, 20, 3282, 2282 и разбита параллельными тектоническими нарушениями субширотного направления. По редкой сети профилей на северо-западе изогипсой минус 2300м оконтуривается малоамплитудное поднятие площадью 3 кв.км. Отложения миоцена-палеогена здесь залегают на глубине минус 2300 м. На юго-восток от структуры Айдарлы пробурена глубокая скважина 1-Г, в разрезе которой отложения миоцен-палеогена вскрыты на глубине минус 2720 м.

На структурной карте **по III отражающему горизонту** (подошва меловых отложений) в северо-восточной части прогиба отмечается антиклинальная структура Педжимская, а на юге Усекская моноклиналь.

Педжимская структура изучена сейсмическими профилями 64, 65, 66, 67, 68, 79, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 61, 21, 22 и профилем №69, который направлен с юга (Усекское поднятие) на север. Она вытянута в широтном направлении, с севера и юга ограничена разрывными нарушениями, размеры ее по изогипсе минус 2650 м составляют 15x5 км, общая площадь 75 кв.км, а амплитуда 450 м. Полусвод структуры оконтуривается изогипсой минус 2150 м, а все поднятия изогипсой минус 2300 м, её амплитуда 150 м, размеры 3.6.x 2.5км, аплощадь 8.0 кв.км. На периклинали структуры пробурены скважины 4-Т и 7-Т, которые вскрыли отложения мела соответственно на глубинах минус 2500 м и 2320 м.

К югу от Педжимской структуры наблюдается погружение осадочного комплекса (Панфиловская мульда) и отложения мела залегают на глубине минус 4050 м.

Согласно данной структурной карте выклинивание меловых отложений начинается на севере с точки пересечения профилей 15 и 62 и заканчивается на юге в районе начальных пикетов профиля 7 и далее на запад на контрактной площади отложения мела отсутствуют.

Усекская моноклиналь изучена сейсмическими профилями №07-2, 07-1, 05a, 05, 01, 02, 03, 14, 15, 16 и профилем № 146 , который проложен через весь прогиб с юго-востока на северо-запад через скважины 1-Т-3-Т-1-Г. К крайнему юго-востоку происходит вздымание осадочного чехла (хр. Кетмень) и отложения плиоцена по результатам пробуренных скважин 1-П, 3-Т, 1-Т, 2-Т залегают на глубинах отминус2247 м до минус 1550 м.

На структурной карте по III отражающему горизонту отмечается, что меловые отложения распространены лишь в северо-восточной части Восточно-Илийского прогиба, далее уходят за границы РК.

На структурной карте по IV отражающему горизонту (подошва юрских отложений) в северо-восточной части прогиба отмечается крупная антиклинальная структура Педжимская, на юге Усекская моноклиналь (граф.прил. 3).

Педжимская структура изучена сетью сейсмических профилей, а профиль №69 проходит с юга (Усекское поднятие) на север. Она вытянута в широтном направлении с запада на восток, ограничена с севера и с юга разрывными нарушениями. По изогипсе минус 3100 м размеры ее составляют 14.0 x 5.0 км, при общей площадь 70 кв.км, и амплитуде 750 м. Полусвод структуры оконтуривается замкнутой изогипсой минус 2350 м, а всеподнятие – изогипсой минус 2550 м, её амплитуда 200м, а размеры ее 5.8 x 2.5 км. На периклинали структуры пробурены скважины 4-Т и 7-Т, которые вскрыли породы юры соответственно на глубинах минус 2789 м и 2630 м.

Южнее Педжимской структуры происходит погружение осадочного комплекса пород в Панфиловскую мульду, оконтуренную изогипсой минус 4450 м. Мощность юрских отложений от Педжимского разлома уменьшается в южном направлении к осевой зоне прогиба.

В пределах **Усекской моноклинали** юрские отложения имеют большую площадь распространения, чем отложения мела и залегают на глубине минус 2510м по скважине 1-П, по скважине 3-Т -2805м изучена сейсмическими профилями №07-2,07-_1, 05а, 05, 01, 02, 03, 15, 16 и профилем № 14, который проходит через весь прогиб с юго-востока на северо-запад через скважины 1-Т, 3-Т, 1-Г, 2-Г, в разрезе которых юрские отложения вскрыты на глубинах минус 2805 м в скв.3-Т, минус 2640м в скв.1-Т, 3920 м в скв. 2-Г. В западной части исследуемой площади происходит выклинивание юрских отложений ориентировано по профилям 129, 13 и на пересечении профилей 09 и 4214.

На структурной карте по V отражающему горизонту (кровля палеозоя) на севере Восточно-Илийского прогиба вырисовывается крупное Педжимское поднятие, заключенное между тектоническими нарушениями субширотного направления, разбитое меридиональными оперяющими нарушениями, образующими грабен в районе скважины 7-Т. Размеры его по изогипсе минус 3400 м равны 14,0 x 5,0 км, при амплитуде 800 м и площади 70 кв.км. (граф.прил. 4).

Педжимское поднятие оконтурено замкнутой изогипсой минус 2750 м. По изогипсе-2600 м, размеры его свода составляют 3,5x 1,3 км, амплитуда 150м, а площадь 4,75 кв.км. На северо-востоке примыкает она к Джунгарскому разлому. С юга структура ограничена широтным Актау-Хоргосским разломом, к северу от которого распространяются оперяющиеся разломы, образующие грабен в районе скв.7-Т. В южной переходной части также вырисовывается Панфиловская мульда, оконтуренная изогипсой минус 4850 м.

На Усекской моноклинали наблюдается пологое воздымание кровли палеозоя в направлении Кетменьского хребта. На Усекской площади отложения палеозоя вскрыты скважинами: 1-П на глубине минус 2650 м, 3-Т минус 3251 м, 1-Т минус 3000 м, 2-Т -2819 м.

В центре южной части площади в начале профиля 22 прослеживаются тектонические нарушения, образующие горст, простирающийся с юга-запада на северо-восток.

В западной части структурной карты по V отражающему горизонту в районе гор Айдарлы наблюдается серия тектонических нарушений, образующие грабен субширотного направления, к северу от которого расположено структурное поднятие Айдарлы, оконтуренное изогипсой минус 2450м, а его свод – изогипсой минус 2350м по которой его размеры составляют 3,0х3,0км, амплитуда 100м, а площадь 6,25 кв.км. С юга ограничено тектоническим нарушением. В геологическом отношении структура представляет интерес как антиклинальное поднятие, но требует проведения дополнительных работ, так как изучена редкой сетью сейсмических профилей.

В западной, северной и южных частях структурной карты по отражающему горизонту внутри палеозоя наблюдается серия тектонических нарушений (граф.прил 5). В разрезах скв. 3-Г, 6-Г и 7-Г появляются палеозойские отложения, обогащенные органикой, отсутствующие в разрезах скв. 1-Г и 2-ТП, что подтверждает связь этой части Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба с Жунгарским нефтегазоносным бассейном Китая.

По особенностям геологического строения и развития Илийский бассейн аналогичен Жунгарскому, где промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях юры, палеогена и неогена. Оба бассейна расположены к северу и к югу от складчатых сооружений Восточного Тянь-Шаня, контактирующих с впадинами по системе разрывных нарушений субширотной ориентировки. Эти разломы обуславливают резко асимметричный профиль бассейна со смещением зон максимального осадконакопления в Восточно-Илийском (Панфиловском) прогибе к северу, а в Жунгарском бассейне к югу. Сопоставление верхнетриасовых и юрских отложений обоих бассейнов в совокупности с данными структурного плана выявляет близкое сходство в литологии и стратиграфии этих образований, позволяющие судить о существовании единого юрского бассейна осадконакопления. Формирование единой структуры обусловило накопление примерно одинаковых литолого-стратиграфических комплексов с изменением мощности от 5200 м в Илийском до 8000 м в Жунгарском бассейне.

Сопоставление стратиграфических колонок также подчеркивает идентичность фациального и литологического состава пород. В составе мезойских и кайнозойских отложений Жунгарского бассейна развиты преимущественно озерные песчано-глинистые образования с включениями отдельных горизонтов бурого угля в триасе и юре.

Надо отметить, что по территории исследований нет кондиционных структурных карт по перспективным горизонтам, что затрудняет эффективную разведку участка.

4.3. Нефтегазоносность.

Краткая характеристика нефтеперспективного разреза

Наиболее актуальным вопросом является определение перспектив нефтегазоносности Жаркентской депрессии, проходили ли в ней достаточно интенсивные процессы нефтеобразования, способные привести к созданию промышленных скоплений углеводородов.

Исследования битуминозности пород люминисцентно-битуминологическим методом показали, что относительно повышенной битуминонасыщенностью обладают пермские отложения. Так, в пермских алевролитах скв. 3-Г выявлен битум «А» в количестве 0,19-0,39 %. В триасовых отложениях отмечено содержание битума до 0,01 %. Вышеуказанные толщи по своему литолого-фациальному облику и геохимическим показателям могут быть оценены газопроводящими.

Газопроявления установлены как на поверхности в родниках (Чунджинско-Дубунские), так и в разрезах скважин. В палеозойском комплексе газопроявления отмечались при вскрытии скважинами отложений перми (скв. 3-Г и 7-Г), где было разбурено несколько песчанистых коллекторов мощностью от 1.5-2.5 м до 10-15 м. Из пермских горизонтов был получен перелив сильно разгазированной солёной воды с дебитом 0.4-32 м/сут с газовым фактором до 18 м³/м³, относящейся к хлор-кальциевому типу с минерализацией 8.5-21 г/л и значительной примесью микрокомпонентов: йода 12 мг/л, брома 50 мг/л, бора 12 мг/л. Растворённый газ имеет состав в объёмных процентах: N₂ - 68.0-72,7 %; CH₄ - 14.0-24.0 %; He - 0.89 %; Ar - 0.4 %; H₂ - 12.8 %; H₂S - 1 %. В основном газ азотный с содержанием метана, гелия, аргона и водорода. По данным газового каротажа есть маломощные пласти до 1.5 м, насыщенные горючим газом. Газопоказания по сумме горючих газов составили от 2 до 5 % на фоне близком к нулю.

Триас-юрские отложения слагают толщу, которая в гидрогеологическом отношении представляет зону активного водообмена. Воды сульфатно-натриевые с минерализацией до 0.4 г/л. Растворённые газы, в основном азотного состава, несут лишь следы гелия. По газовому каротажу проявления горючих газов отмечены в интервалах развития угольных пластов, где сумма горючих составляет 0.1-0.4 % (в газово-воздушной смеси), а в скв. 6-Г (инт. 1390-1440 м) в алевролитово-аргиллитовой толще верхнего триаса - 0.2-5.0 %.

В восточной части северного борта в отложениях, отнесённых к мелу, высокими газопоказаниями (3.0-7.0 %) отмечен интервал 2260-2275 м в разрезе скважины 5-Г (Бестюбинская). Литологически, разрез представлен аргиллитами с прослоями средне- крупно-зернистых песчаников, характеризующихся открытой пористостью 12.6 %. Объект не опробовался.

Многочисленные газопроявления из кайнозойских отложений отмечены на ряде структур северного борта. На структуре Актау кратковременный выброс горючего газа наблюдался в одной из скважин при разбуривании песчаников олигоцена.

Проявления азотно-гелиевых газов с содержанием гелия от 1 до 6 % отмечены в палеогеновых и миоценовых отложениях. Изучение гидрогеологической обстановки и химического состава вод приводит к выводу, что высокая гелиенасыщенность обусловлена здесь разгрузкой глубинных растворов через тектонические нарушения. Выделенные объекты почти не дали притоков при опробовании либо дали слабые притоки пластовой воды. В составе растворённых газов обнаружено N_2 - 74 %; CH_4 -14 %.

Из отложений неогена поверхностных газопроявлений и повышенных показаний по их газовому каротажу в процессе бурения скважин не отмечено.

Мезозойские отложения характеризуются наиболее высокими коллекторскими свойствами во всём изучаемом разрезе. В нижнетриасовой толще природные резервуары составляют 60 % от её объёма. Преимущественно это мелкозернистые песчаники с открытой пористостью 18 - 23 %, карбонатностью 2 - 14 % и газопроницаемостью 8 - 45 мДарси.

В юрских отложениях коллекторские горизонты составляют до 70 % объёма разреза. Коллекторы характеризуются открытой пористостью 20 - 26 % и высокой проницаемостью. Дебит вод (скв. 3-Г и 6-Г) 1500 м³/сут и 4000 м³/сут (скв. 1-Г).

В кайнозойских отложениях коллекторские горизонты выявлены во всех стратиграфических подразделениях. Наиболее мощное развитие они получили в неогене, где составляют 40% от объёма толщи. Коэффициент пористости в среднем составляет 10 - 22 % и карбонатность 3 - 30 %. По данным электрокаротажа и опробования проницаемость коллекторов хорошая или удовлетворительная.

Флюидоупорами в перспективном разрезе являются: хемогенно-терригенная (карбонатно-алевролитово-аргиллитовая) толща верхней перми; алевролитово-аргиллитовая верхнего триаса и, повсеместно развитая, глинистая толща миоцена. Кроме того, во внутренних зонах прогиба по данным бурения установлено увеличение глинистости верхней части среднеюрского разреза. В нижнем - среднем миоцене относительно мощные прослои и пачки глинистых пород развиты в верхней части разреза, но они содержат значительную примесь песчаного материала.

Суммируя вышеизложенные данные, можно предположить, что Жаркентский прогиб может быть выделен как возможно газоносный бассейн, на что указывает отсутствие прямых признаков нефти и низкое содержание или практически полное отсутствие гомологов метана в составе газов. Газопродуцирующими толщами разреза могут быть осадочные пермские и триас-юрские отложения. Главным источником углеводородных газов, по-видимому, является мощная юрская угленосная формация.

В настоящее время установлена роль угленосных формаций в газогенерации и приуроченности к ним крупнейших газовых месторождений мира (Североморская провинция, Днепрово-Донецкая впадина, межгорные бассейны Скалистых гор). Следует отметить, что в соседней Джунгарской депрессии промышленная нефтеносность установлена на структурах (Карамай, Тумандзы, Чийгу) в отложениях угленосной юры и нижнего мела, которые рассматриваются как нефтепроизводящие.

Исходя из распределения в вертикальном разрезе флюидоупоров и коллекторов возможно наличие газопродуцирующих толщ, а также учитывая химический состав газов в пределах Восточно-Илийского прогиба, выделяется два перспективных комплекса: верхнепалеозойско-нижнетриасовый и мезозой-кайнозойский. Основным газоупором для первого комплекса является хемогенно-терригенная толща верхней перми, а для второго региональной покрышкой служит глинистая толща миоцена.

Нефтегазопроявления и признаки нефтегазоносности

Перспективы нефтегазоносности Илийского бассейна связываются с осадочными отложениями верхнего палеозоя и мезойским комплексом пород. При оценке перспектив нефтегазоносности использовались материалы глубокого бурения, газового каротажа, а также данные анализа химического и газового состава подземных вод.

Восточно-Илийский (Жаркентский) прогиб обладает общими чертами тектонического строения и стратиграфии с Жунгарским нефтегазоносным бассейном, который на территории Китая является продуктивным. Необходимо отметить, что в Жунгарской депрессии промышленная нефтеносность установлена на структурах Карамай, Тушандзы, Чийгу и ряда других в отложениях угленосной юры и нижнего мела.

Поверхностных нефтепроявлений на казахстанской территории данного бассейна не установлено. В районе Кульджи И.В. Мушкетов отмечал нефтепроявления в юрских отложениях в обрывах ручья Майлису (масляная вода). Вдоль Чунджинско-Кайралганской зоны разломов известны газирующие азотно-гелиевые водные источники.

Из анализа прямых и косвенных признаков нефтегазоносности (битуминозность и газопроявления) можно отметить, что Восточно-Илийский прогиб следует выделить как нефтегазоносный и газоносный. Газонасыщенными и нефтенасыщенными толщами разреза могут быть осадочные пермские и триас-юрские отложения, а основным источником газов является мощная юрская угленосная формация. Газопроявления и нефтепроявления установлены как на поверхности в родниках, так и в разрезах глубоких скважин.

В палеозойском комплексе пород газопроявления отмечались в скв. 3-Г из эфузивно-осадочной толщи перми, где вскрытая мощность пласта-коллектора составляла 10м. Судя по шламу, коллекторы представлены полимиктовыми песчаниками и конгломератами. При опробовании

интервалов 2992-2977 м и 2971-2969м из пермских горизонтов был получен перелив сильно разгазированной соленой воды дебитом $32 \text{ м}^3/\text{сут}$, с газовым фактором около $18 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Газ по составу азотный с содержанием гелия – 2,5 %, метана -0,15%, тяжелых углеводородов – 0,03%, углекислого газа - 2%. По-видимому, в эффузивно-осадочной толще перми могут быть встречены залежи азотно-гелиевого газа с более высоким содержанием углеводородов, так как в пробе газа, отобранной в процессе бурения из скважины 3-Г из глинистого раствора при прохождении глубины 3077м сумма горючих газов достигала 5,1 %. В толще слоистых песчаников нижней перми (скв. 3-Г) высокими показателями газового каротажа были отмечены интервалы 2880-2867м и 2842-2770м.

Верхнепермская хемогенно-терригенная толща опробовалась в скв. 7-Г в интервале 2208-2231м. Здесь получен самоизлив горько-соленой воды дебитом 400 л/сут, с газовым фактором $0,06 \text{ м}^3$. По газовому каротажу проявления горючих газов отмечены в интервалах развития угольных пластов, где сумма горючих компонентов составляет 0,1-0,4% (в газово-воздушной смеси), а в скв.6-Г в интервале 1390-1440м в алевролитово-аргиллитовой толще верхнего триаса сумма горючих компонентов составляет от 0,2 до 5 %.

В отложениях мела на северо-востоке северного борта прогиба высокими газопоказаниями 3-7 % отмечен интервал 2260-2275 м в разрезе скв. 5-Г на Бестюбинской структуре. Литологически указанный интервал представлен аргиллитами с тонкими прослойками песчаников, характеризующихся открытой пористостью 12,6 %. В процессе бурения при вскрытии этих песчаников наблюдалась дегазация глинистого раствора. Суммарное содержание горючих газов в пробах, отобранных из глинистого раствора с глубин 2263 м и 2272 м, соответственно составляло 63% и 23%.

Интересные данные о нефтегазоносности получены из палеогеновых отложений, вскрытых глубокими и структурными скважинами на северном борту Илийского бассейна. Газопроявления из неогеновых отложений наблюдались при бурении структурных скважин в Восточно-Илийском (Жаркентском) прогибе. Так, на Койбынской структуре расположенной в северо-западной части прогиба, в скважине К-55 с глубины 320-420 м отмечалось слабое выделение газа, который при поджигании горел бесцветным пламенем. Аналогичные газопроявления отмечались также при бурении мелких скважин на Актауской структуре. В скважине 5-Г при проходке интервала 2260-2270м газопроявления фиксировались разгазированием глинистого раствора и аномальными показаниями газового каротажа. Аномалия приурочена здесь к прослойям средне-крупнозернистых песчаников, залегающих в монотонной пачке известковистых аргиллитов буровато-красного цвета, обладающих пористостью до 12,7%. Суммарное содержание горючих компонентов по данным газового каротажа составляет 3-7%, содержание углеводородов в глинистом растворе составляет от 23 до 63%.

На Джамбылбастауской структуре газопроявления установлены в скважинах № 73, 78, 90, при испытании которых получены притоки минерализованной воды хлор-кальциевого типа с газом при газовом факторе 1.5-2 м³ на 1м³ воды.

На Хоргосской структуре в разрезе скв. 96 при проходке плохо отсортированных глинистых песчаников, в интервале глубин 300-417м имело место интенсивное газопроявление, четко выраженное на газокаротажной диаграмме. При испытании получен слабый приток сильно разгазированной воды гидрокарбонатно-натриевого типа. Газ содержал от 40 - 70% горючих углеводородов, в том числе 14.2% метана-этана и 0.6% тяжелых углеводородов.

Из мезозойских отложений наибольший интерес представляют триасовые и юрские образования. Полная мощность их вскрыта глубокими скв. 3-Г, 6-Г 7-Г. При вскрытии ими рассматриваемых пород наблюдались интенсивные газопроявления, выражющиеся разгазированием глинистого раствора и аномалиями газокаротажа.

В скв. 6-Г газопроявление приурочено к горизонту светло-серых мелкозернистых песчаников и к пласту угля (ант.1015-1023 м). Суммарное содержание горючих компонентов составило 3.5%. Газы, полученные в скважинах Восточно-Илийского прогиба, по составу являются азотно-гелиевыми, с небольшим содержанием метана.

Многочисленные газопроявления из кайнозойских отложений отмечены на ряде структур северного борта. На структуре Актау кратковременный выброс горючего газа наблюдался при проходке песчаной пачки олигоцена. Коллекторские свойства возможных нефтегазоносных толщ можно охарактеризовать, как хорошие. В эфузивно-терригенной толще перми относительно хорошими коллекторскими свойствами обладают пласти туфопесчаников (скв.4-Г Койбын, 3-Г). Коллекторские горизонты доминируют в разрезе толщи и суммарная их мощность может составлять несколько сот метров. По результатам опробования улучшение коллекторских свойств пород происходит в направлении центральных зон Восточно-Илийского прогиба (от скв. 6-Г к скв.3-Г).

Тем не менее, учитывая термо-гидродинамический режим, в Восточно-Илийском (Жаркентском) прогибе могут быть выделены два возможно нефтегазоносных суббассейна: с учетом согласного залегания толщ соответствующих стратиграфических подразделений - верхне-палеозойский и мезозой-кайнозойский нефтегазоносные комплексы. Первый из них характеризуется ограниченным распространением и развит только в пределах Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба и южной моноклинальной зоны. Мощность его может достигать 2000м. В составе отложений возможно нефтегазоматеринскими толщами являются пермская прибрежно-морская эфузивно-терригенная и юрская угленосная песчано-глинистая формации. По-видимому, они находятся в наиболее благоприятной для нефтегазообразования термодинамической обстановке. Основным флюидоупором для первого комплекса является хемогенно-терригенная

толща верхней перми, для второго региональной покрышкой служит глинистая толща миоцена.

Верхнепалеозойские толщи подстилаются нижнекаменноугольными образованиями, в которых в Жунгарском Алатау обнаружены угольные месторождения Сулубукан, Бурхан и другие с углами стадии ОС в зонах активного интрузивного магматизма.

Верхнепалеозойско-нижнетриасовый нефтегазоносный комплекс представляет интерес, главным образом, для поисков высокогелионосных и азотно-метановых газов. Перспективные площади, где указанный комплекс является единственным объектом поисковых работ, выделяются в центральной и юго-восточной частях прогиба.

Проведенные исследования свидетельствуют о наличии в этой зоне благоприятной гидрохимической обстановки и высокой газонасыщенности пластовых растворов, позволяющих прогнозировать открытие газовых залежей.

В мезозой - кайнозойский газоносный комплекс выделена мощная серия терригенных пород, заключенная между газоупорными толщами перми - нижнего триаса (нижние газоупоры) глинистой толщей миоцена. Этот комплекс пород развит на моноклинали южного борта и в центральной части бассейна, причем мощность его резко возрастает на северо-восток от скважины 3-Г. В гидрологическом отношении он представляет артезианский резервуар, питающийся в обнаженных частях и имеющий транзитную разгрузку через меловые песчаники в центральную часть бассейна.

Таким образом, газогенерационный потенциал не совсем утрачен даже складчатыми образованиями фундамента, где верхнепалеозойские толщи могут быть нефтепродуцирующими. Кайнозойский, возможно нефтегазоносный, суббассейн включает и меловые образования, региональный характер распространения которых и фациальные условия образования, в целом, соответствуют таковым в кайнозойском комплексе отложений.

Анализ геолого-геофизических материалов по Восточно-Илийской впадине позволяет заметить следующую последовательность формирования газоносных вод.

Образование вулканогенных газовых скоплений или значительное поступление вулканогенных газов в существующие уже залежи других генетических типов имеет место на ранних стадиях формирования наложенных впадин в связи с проявлениями вулканизма. С размытием процесса осадконакопления нижние газоносные комплексы испытывают глубокое погружение, вызывающее повышение в них пластовых давлений. Это приводит к сжатию ранее сформированных газовых залежей и фазовому перераспределению компонентов, отвечающему новым гидростатическим условиям. В результате легко растворимые компоненты (прежде всего CO₂, H₂S) выводятся из газовой фазы и последняя обогащается азотом и гелием.

При анализе истории геологического развития территорий с установленными глубинными залежами азотно-гелиевых газов во всех случаях они претерпели инверсионное погружение. Последнее является общим и, по-видимому, необходимым фактором для отчётливого проявления указанных процессов, хотя конкретная стадийность их развития могла оказаться существенно различной. В бассейнах плато формирование скоплений вулканогенных газов происходило, по существу, сопряжено с формированием прогибов. При этом, внедрение меловых и кайнозойских интрузий с образованием силлов на границе протерозойского фундамента и палеозойских пород чехла и в самих осадочных формациях должно было привести к мощнейшей мобилизации гелия, накопленного в предшествующие периоды стабильного тектонического развития. Быстрое же погребение газоносных комплексов создавало условия для надёжного сохранения формирующихся залежей и их обогащения упорными, труднорастворимыми компонентами (N_2 , He).

Таким образом, в бассейнах плато почти в идеальном виде проявились факторы формирования газовых залежей высокогелиеноносной вулканогенной ассоциации. С другой стороны, быстрое, в аспекте геологического времени, и в сущности однофазное течение процесса вулканогенного газообразования, вероятно, привело к рассредоточению массы газа по многим относительно небольшим месторождениям. Недаром американские геологи усматривают в качестве источников инертных газов конкретные интрузивные тела.

В противоположность этому процесс формирования вулканогенных газовых скоплений в Восточно-Илийской впадине был многостадийным и сильно растянутым во времени. Насыщение вулканогенно-осадочного комплекса вулканическими газами здесь имело место в перми. Кстати, значительно более ранняя генерация вулканогенных газов, по-видимому, обусловливает отсутствие в настоящее время скоплений углекислого газа, химически достаточно высокоактивного компонента.

Наилучшие структурные условия для формирования сводной фазы отмечаются в поздней перми и юре, сжатие газовой фазы происходило в кайнозойское осадконакопление. Длительность процесса должна способствовать наиболее полной реализации потенциала, большому «радиусу дренажа» газовызывающих пород и, в конечном счете, концентрации газа в немногих зонах с оптимальными условиями для формирования и сохранения залежей. В Восточно-Илийской впадине возможно наличие вулканогенных высокогелиеноносных газовых скоплений.

Нефтегазоносные толщи, коллектора и покрышки

Наиболее древними коллекторскими горизонтами, выделяемыми в разрезе бассейна, являются пласти трещиноватых, выветрелых эффузивов и туфопесчаников, вскрытых скв. Г-4 Койбын и 3-Г Кайралган, мощностью до нескольких сотен метров. В хемогенно-терригенной толще верхней перми выделяются горизонты песчаников и конгломератов, обладающих

удовлетворительными коллекторскими свойствами: открытой пористостью до 7-17 %, проницаемостью 0,6 мД и карбонатностью 7-11 %.

Главные коллекторские горизонты приурочены к мезозойскому комплексу. В нижнем триасе коллектора представлены мелководными песчаниками с открытой пористостью 18-23 %, проницаемостью 8-45 мД. Аналогичная по фильтрационно-емкостным свойствам песчано-конгломератовая толща выделяется в составе верхнего триаса. Пористость песчаников, занимающих до 70% объема отложений юрского периода, составляет 20-26%, проницаемость до 40 мД. Меловые песчаники характеризуются открытой пористостью 20-30%.

Для кайнозойского комплекса отмечается ухудшение коллекторских свойств в целом. Однако проницаемые толщи встречаются по всему разрезу. Например, плиоценовые песчаники обладают открытой пористостью 10-22%.

Основными региональными флюидоупорами Илийского бассейна для газоносной эфузивно-осадочной пермской толщи в восточной части являются горизонты хемогенно-терригенной толщи верхней перми, представленные карбонатными породами, алевролитами и аргиллитами. Выше по разрезу выделяется алеврито-аргиллитовая толща верхнего триаса. Экранирующими свойствами во внутренних районах бассейна могут обладать глинистые породы верхов среднеюрского разреза. Региональным развитием пользуются также глины миоцена.

В составе отложений возможно нефтегазоматеринскими толщами являются пермская прибрежно-морская, эфузивно-терригенная и юрская угленосная песчано-глинистая формации, где наблюдается чередование пластов угля с битуминозными сланцами. Очевидно, они находятся в наиболее благоприятной для преобразования органического вещества термодинамической обстановке. На выходах юрские угли, мощность пластов которых достигает 16м (скв. 6-Г), имеют стадию катагенеза ПК3-МК1 (Б3). Верхнепалеозойские породы подстилаются нижнекаменноугольными образованиями, включающими карбонатные отложения в вулканогенно-осадочной толще. На перспективность в нефтегазоносном отношении этих отложений указывает обнаружение пачек битуминозных известняков визейского возраста в восточной части хребта Кетмень. В одновозрастных отложениях Жунгарского Алатау обнаружены угольные месторождения Сулубукан, Бурхан и другие с углами стадии ОС в зонах активного интрузивного магматизма. Следовательно, в более стабильном блоке степень прогрева даже дислоцированных пород фундамента может быть, меньше МКи генерационный потенциал по газу мог сохраниться. Вышележащие отложения могут быть и нефтепродуцирующими.

Коллекторские свойства возможных нефтегазоносных толщ можно охарактеризовать как хорошие. В эфузивно-терригенной толще перми относительно хорошими коллекторскими свойствами обладают пласти туфопесчаников (скв.4-Г Койбынская, 3-Г). Коллекторские горизонты доминируют в разрезе толщи, и суммарная их мощность может достигать нескольких сотен метров. По результатам опробования улучшение

коллекторских свойств пород происходит в направлении центральных зон Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба (от скв. 6-Г к скв. 3-Г). В верхней перми коллекторскими свойствами обладают конгломераты и маломощные пропластки песчаников, а покрывающая их хемогенно-терригенная толща является флюидоупором.

Мезозойские отложения характеризуются высокими коллекторскими свойствами во всем исследуемом разрезе.

В нижнетриасовой толще природные резервуары составляют 60% от ее объема. Литологически они представлены преимущественно мелкозернистыми песчаниками с открытой пористостью 18-23%.

В юрских и меловых отложениях коллекторские горизонты составляют до 70% разреза. Коллекторы характеризуются открытой пористостью 20-26% и высокой проницаемостью.

В кайнозойских отложениях коллекторские горизонты выявлены во всех стратиграфических горизонтах.

В целом Восточно-Илийский (Жаркентский) прогиб имеет мощную толщу осадочных отложений (до 5000 м), а в разрезе прогиба отложения перми, триаса и юры достигают мощности 1200 м.

Косвенными признаками нефтегазоносности мезозойско-кайнозойских отложений данного прогиба являются типы подземных вод и их солевой состав. Как правило, общая минерализация вод увеличивается от периферии к центру бассейна и вниз по стратиграфическому разрезу. Воды представлены различными генетическими типами с суточным дебитом от 15.6 до 550 м³. Так, например если воды на Койбынской структуре сульфатно-натриевого состава, то на восток, на Джамбылбастауской структуре хлор-магниевые.

Гидрогеологические факторы учитывают тесную гидродинамическую связь подземных вод с условиями формирования нефтегазовых залежей. Подземные воды палеозойских и мезо-кайнозойских отложений Илийского бассейна относятся к типу хлор-кальциевых и гидрокарбонатно-натриевых с содержанием йода, брома, бора и других микроэлементов, являющихся косвенными показателями перспектив нефтегазоносности недр.

Высокое гипсометрическое положение обрамлений впадин, представляющих собой водосборную площадь, способствует образованию крупных артезианских бассейнов, в связи, с чем большинство возможных нефтегазовых залежей в Илийском бассейне связано с водонапорной системой.

На перспективы нефтегазоносности Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба указывают работы, проведенные по технологии АНЧАР. Наиболее интересным с точки зрения технологии АНЧАР является северный участок, где выявлено наибольшее количество аномальных объектов (зоны 1-10), которые в плане совпадают с перспективным Педжимским районом.

Совокупность приведенных данных показывает, что в Восточно-Илийском (Жаркентском) прогибе имеются все необходимые условия для

нефтегазообразования и формирования залежей. Выявленные ранее структуры Коктальская, Каракумская, Панфиловская складка, Хоргосская и Педжимская структуры расположены в зоне, характеризующейся наиболее благоприятными геолого-структурными условиями для выявления нефтегазовых залежей в отложениях триаса, юры и палеоген-неогена.

Оценка перспектив нефтегазоносности Жаркентской депрессии

В результате сравнительного геологического изучения регионов Джунгарского Алатау (Казахстан) и Борохоро (СУАР КНР), выполненного Управлением геологии и минеральных ресурсов СУАР и ПГО «Южказгеология» (исполнитель-Дубовский А.Г.) в 1989-1991 гг., получена информация, позволяющая существенно уточнить и конкретизировать перспективы нефтеносности Жаркентской депрессии.

Жаркентская или иначе Верхнеилийская межгорная впадина расположена на территории СУАР (40%) и Казахстана (60%). На территории СУАР нефтепоисковые работы не проводились, в пределах Казахстана проведены в конце 50-х - начале 60-х годов. Были выявлены косвенные признаки нефтеносности, перспективные структуры, не получившие оценки бурением. В последние годы предпринята попытка поисково-разведочного бурения, практически безрезультативная. По сути дела, упомянутыми работами только начато изучение нефтеносности данного района. Целесообразность продолжения нефтепоисковых работ может быть обоснована с привлечением информации по нефтеносности смежной территории КНР - Джунгарскому нефтеносному бассейну.

Джунгарский нефтеносный бассейн территориально соответствует одноименной межгорной депрессии в Пограничной Джунгарии. Эта депрессия по представлениям китайских геологов совпадает с Джунгарским «срединным массивом» - фрагментом рифейской платформы, окруженным зонами палеозойской складчатости Джунгаро-Балхашской и Северо-Тяньшанской систем. Северная, восточная и южная границы «срединного массива» выражены достаточно отчетливо и по геологическим, и по географическим признакам. На западе, точнее юго-западе граница «срединного массива» по этим признакам не может быть проведена. Если геологическим признаком принадлежности структур к «срединному массиву» является слабая деформированность толщ докембрийского субстрата, отсутствие на нем отложений нижнего девона - эйфеля, то западнее зоны Алаколь-Эбинорских сдвигов, как показано на прилагаемой схеме, указанным признакам соответствует территория Текели-Сайрамнорского антиклиниория или одноименной структурно-формационной зоны. Эта зона на севере ограничивается Бороталинским синклиниорием, который является вторичным эпиконтинентальным прогибом, возникшим в живете. Сбивка геологических карт по госгранице позволила убедиться, что Бороталинский прогиб и Текели-Сайрамский антиклиниорий переходят на своем восточном фланге в «Джунгарский срединный массив». Выпадение из ряда зональности окраинных структурно-формационных зон Саркандинской и

Центрально-Джунгарской к востоку от зоны Алаколь-Эбинорских сдвигов связано с шарьяжным перекрытием их офиолитовым меланжем Майли-Джаирской зоны.

В районе озера Сайрамнор структура «срединного массива» вовлечена в зону северо-западных сдвигов и испытала воздымание с существенной эрозией толщ палеозой-мезозойского чехла в позднем мелу и палеогене. Покровный комплекс чехла «срединного массива» представлен здесь фрагментами брахисинклиналей, сложенными отложениями от животских до пермских. В долине реки Боротала сохранились в виде фрагментов отложения юры (угленосные). В зоне Борохоро близ озера Сайрамнор палеозойский и мезозойский комплексы с эродированы почти полностью. Позднепротерозойские (рифейские) толщи в этом районе в отдельных блоках залегают почти горизонтально и практически не метаморфизованы. Западнее зоны Текели-Усекского сбросо-сдвига продолжением «Джунгарского срединного массива» является структура Жаркентской депрессии. Этот крайний западный фрагмент некогда единого «Джунгарского срединного массива» китайские геологи называют Илийской микроплитой. В Илийской микроплите наблюдаются все структурные и геологические особенности, характерные для «Джунгарского срединного массива»: мощный мезокайнозойский комплекс залегает на континентальных и морских отложениях от живота до перми. По периферии плиты в палеозойском комплексе развиты вулканические толщи того же возраста, поскольку южнее, западнее, частично севернее находились центры активного вулканизма. «Джунгарский срединный массив» представлял собой структуру плитного типа на вулканически активизированной континентальной окраине (палеозойский краевой вулканический пояс Казахстана). Глубинная граница плитной структуры по северо-западному контуру прослеживается люкальными участками пермской вулканической активизации - от гор Катутау на юго-западе до Сартогайского района в горах Барлык на северо-востоке. Юго-восточнее этой полосы в пределах рассматриваемой плиты развиты только континентальные пермские отложения.

Таким образом, Жаркентская депрессия является структурно обособленным фрагментом Джунгарского нефтеносного бассейна.

Нефтепроизводящими отложениями в пределах рассматриваемого бассейна являются морские и континентальные озерно-болотные сероцветные толщи. Для живота, являющегося базальной толщей чехла плиты, сероцветные, т.е. обогащенные органическим веществом отложения не характерны. В позднем девоне серо- и черноцветные алевролиты типичны для разрезов Бороталинского прогиба, в особенности в его восточной части. Весьма вероятно широкое развитие их в пределах эпиплитной депрессии. В нижнем карбоне углеродсодержащие породы развиты весьма широко. Органическое вещество становится в морских и терригенных континентальных отложениях таким же широкораспространенным, как и пирокластический материал. Это свиты карасайская, ацялэхэ, аксуская, хэйшаньтоу (нижняя часть), калагандэ. Содержание органического углерода

в целом в нижнекарбоновых отложениях эпиплитной депрессии не ниже 1-2%. Средне-нижнекарбоновые толщи также обогащены углеродом (свиты хэйшаньтоу верхняя, жаманбулакская, айоманбулак, наогайту, дунтуцэинхэ, батпакская, кугалинская). В максимальной степени, обогащены органическим веществом отложения визе - стратоуровень угленакопления. Пермские отложения на рассматриваемой территории представлены сероцветной угленосной молассой (свиты улан, цялебай, тимуликэ). В районе Карамая в пермских отложениях заключены залежи нефти.

В мезозойской серии отложений сероцветными являются триасовые. В юрских отложениях, при широком развитии угленакопления в верхах нижней и средней юры, типичными являются красноцветные глины и алевролиты. Красноцветные отложения возникают в окислительных условиях, исключающих накопление органического вещества, поэтому к нефтегенерирующему не относятся. Однако, угленосные уровни юрской толщи сконцентрировали колоссальные запасы богатых углеводородной компонентой каменных и бурых углей, которые могут иметь прямое отношение к нефтеносности. На глубинах выше 3 км угли находятся в главной зоне нефтеобразования - температуры здесь около 100°C. Угли являются уникальными по нефтегенерирующей способности - они могут давать до 200 кг/т жидких углеводородов. Реальный объем отсепарированных углеводородов зависит от времени пребывания углей в главной зоне нефтеобразования.

Характеристике нефтепроизводящих менее всего соответствуют палеогеновые и неогеновые красноцветные песчано-глинистые отложения.

Роль в нефтеобразовании толщи рифейского субстрата может быть весьма значительной, если не определяющей, что рассматривается ниже.

Слои и горизонты с коллекторскими свойствами имеются на любом возрастном интервале разреза комплекса чехла Илийской микроплиты, от живета до неогена. Гравелиты и песчаники присутствуют в большем или меньшем объеме во всех толщах. В меньшей степени песчаные отложения характерны для палеогена и неогена, но и на этом уровне они не являются редкими. Именно по этой причине Жаркентская депрессия представляет собой артезианский бассейн термальных вод в разной степени минерализованных. Количество водоносных горизонтов в мезозойской и кайнозойской толщах весьма значительно и точно не установлено. Воды высоконапорные, поскольку область питания их - высокогорные массивы обрамления депрессии, возвышающиеся над ней на 3-4 км.

Несомненно, водонасыщенной является неизученная в этом отношении верхнепалеозойская толща. Коллекторские свойства ее в связи с большей степенью литификации сравнительно с мезокайнозоем определяются не столько межгранулярной пористостью, сколько микро- и макротрешиноватостью.

Для термальных вод депрессии характерна большая изменчивость степени минерализации, что свидетельствует о существенном различии динамики конкретных горизонтов. Очевидно, при равных условиях питания

горизонтов соленость вод их определяется типом естественного расхода воды - инфильтрационным или диффузионным. В последнем случае солевая компонента накапливается. В деталях закономерности засолонения подземных вод Жаркентского артезианского бассейна не изучены, но они могут иметь важное практическое значение для направления поисков нефти. В принципе и накопление нефти, и накопление солевой компоненты подземных вод обусловлено крайне выраженным застойным гидродинамическим режимом горизонта-коллектора.

Типы структурных ловушек нефтяных залежей в Карамайском районе и Жаркентской депрессии различны прежде всего с геоструктурных позиций сравниваемых территорий. Район Карамая охватывает прибортовую часть Джунгарской депрессии. Нефтяные пласты перми воздымаются здесь в северо-западном направлении. Основное, значение для локализации нефтяных залежей имеют тектоническое или стратиграфическое выклинивание пластов-коллекторов. Уже столетия назад в районе были известны выходы нефтяных источников (Карамай - черное масло) и скопления на их выходах природных битумов. Эксплуатационные скважины имеют глубины до 1000 м. Подобная геологическая ситуация, но с исключением выхода нефти на поверхность, принципиально возможна и в Жаркентской депрессии, однако не может быть широко распространенной и единственно определяющей концентрации нефти. Поскольку экранирующая толща третичных глин, слагающих верхнюю часть разреза, имеет суммарную мощность около 2 км, возможность появления нефтяных залежей на глубине менее 2-х км крайне маловероятна. Сам факт наличия высоконапорных подземных вод артезианского типа при достаточно развитых дизъюнктивных и пликативных дислокациях в толще третичных отложений свидетельствует о высокой степени закрытости как бассейна подземных вод, так и жидких углеводородов. Если ловушки приразломного типа могут быть развиты в толщах любого возраста, вплоть до неогена, то стратиграфическое выклинивание пластов-коллекторов (водоносных горизонтов) имеет место на контакте палеозоя с триасом, юры (мела) - с палеогеном. По аналогии с Джунгарской депрессией, в рассматриваемой депрессии приразломные структуры-ловушки развиты в прибортовой части. Как правило, контакты третичных отложений с палеозоем сбросовые. В максимальной степени приразломные ловушки развиты в северном и северо-восточном бортовых секторах - здесь проходят зоны Южно-Джунгарского и Текели-Успенского разломов. Следует иметь в виду возможность появления в толщах палеозоя и мезозоя ловушек фациального типа. Поскольку депрессия, начиная с позднего палеозоя, заполнялась терригенным материалом ближнего сноса, то среди морских и озерных алеврито-глинистых отложений должны быть фации дельт или речных долин, представленные гравийно-песчаным материалом с хорошими коллекторскими свойствами. Эти фации к центральной части депрессии выклиниваются.

Для центральной части депрессии с точки зрения нефтенакопления наибольшее значение имеют, малоамплитудные локальные антиклинального

типа структуры, как конседиментационные, так и постседиментационные, вызванные движениями блоков рифейского субстрата. Предшествующими нефтепоисковыми работами такие структуры были обнаружены.

Концептуальной базой оценки нефтеносности района должно быть представление о том, что депрессия на Илийской микроплите формировалась с позднего палеозоя (живета). В Позднем палеозое и мезозое Жаркентская и Джунгарская депрессии принадлежали к единому эпиплитному (или эпиконтинентальному) бассейну аккумуляции. Морские отложения среднего карбона Жаркентского района могли принадлежать только бассейну, основная часть которого находилась в районе Пограничной Джунгарии. Иные варианты палеогеографической реконструкции исключаются. Кроме того, нужно иметь в виду, что сложившееся представление о развитии мезозойской депрессии на структурах вулканического пояса не соответствует действительности - северо-восточнее и восточнее Жаркентской депрессии так называемый Прибалхашско-Илийский вулканический пояс не продолжается. Вулканомиктовый материал в карбоне в указанных районах присутствует, но не доминирует, пермские отложения - сероцветная угленосная моласса. Позднепермские риолитовые туфы жалгызагашской свиты, весьма широко распространенные в южной Джунгарии, развиты в виде маломощного, но выдержанного горизонта и в Жаркентской депрессии, где он зафиксирован сейсморазведкой. Этот горизонт и принят в качестве граничного горизонта вулканогенного верхнего палеозоя, выше которого располагается «нефтепродуктивный мезозой».

Геологическая обстановка района Карамая показывает, что в данном случае к нефтеносности толща мезозоя отношения не имеет. В Жаркентской депрессии юрские угленосные отложения только вошли в главную зону нефтеобразования (температуры выше 60°C). Однако факт, что юрские угли как здесь, так и во всем Джунгарском нефтеносном бассейне относятся к классу бурых и весьма обогащены углеводородной газовой компонентой, свидетельствует о крайне низкой роли юрской толщи в генерации, нефти. И на Карамае, и в Жаркентской депрессии нефть генерировалась как толщей верхнего палеозоя, так и высокоуглеродистыми рифейскими или вендскими толщами субстрата депрессии. Эти нефтепроизводящие толщи оказались в главной зоне нефтеобразования в позднем карбоне-перми. Доказательством нефтегенерирующих процессов в вендских и среднерифейских толщах региона являются шунгиты - конечный продукт дебитуминизации и отгонки углеводородов, что имеет место в деформационных шовных зонах (Текели, Коксу, район озера Сайрамнор).

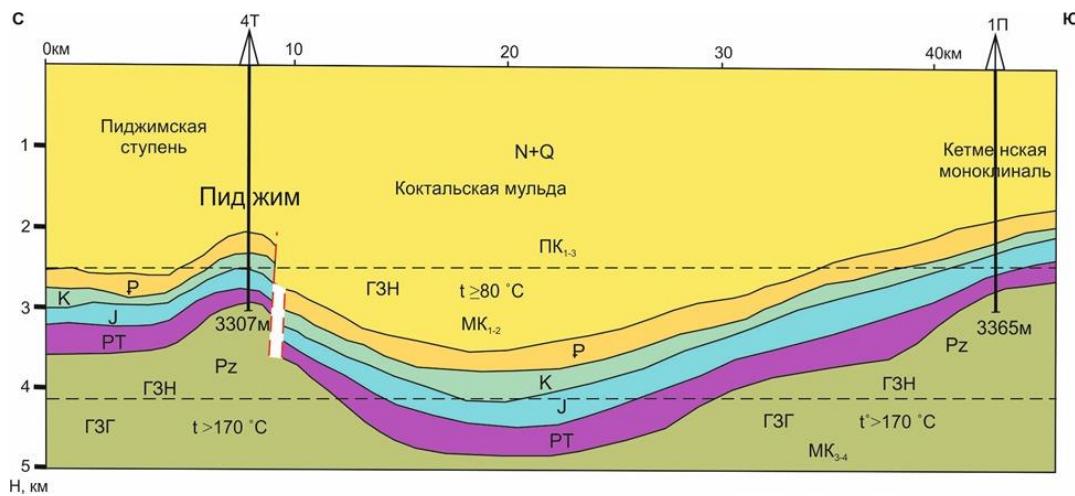


Рис. 4.3.1. Нефтегазоносные зоны Восточно-Илийской впадины

Суммарная мощность верхнего палеозоя в Жаркентской депрессии вряд ли превышает 3 км, следовательно изучение структуры депрессии сейсмическими методами должно вестись в центральной части до глубины 6 км - до рифейского субстрата. Результаты ранее выполненных исследований не могут быть использованы как из-за недостаточной глубинности, так и из-за неудовлетворительного технического уровня.

Перспективы нефтегазоносности Восточно-Илийской впадины связываются с осадочными отложениями верхнего палеозоя и мезойским комплексом пород. При оценке перспектив нефтегазоносности использовались материалы глубокого бурения, газового каротажа, а также данные анализа химического и газового состава подземных вод.

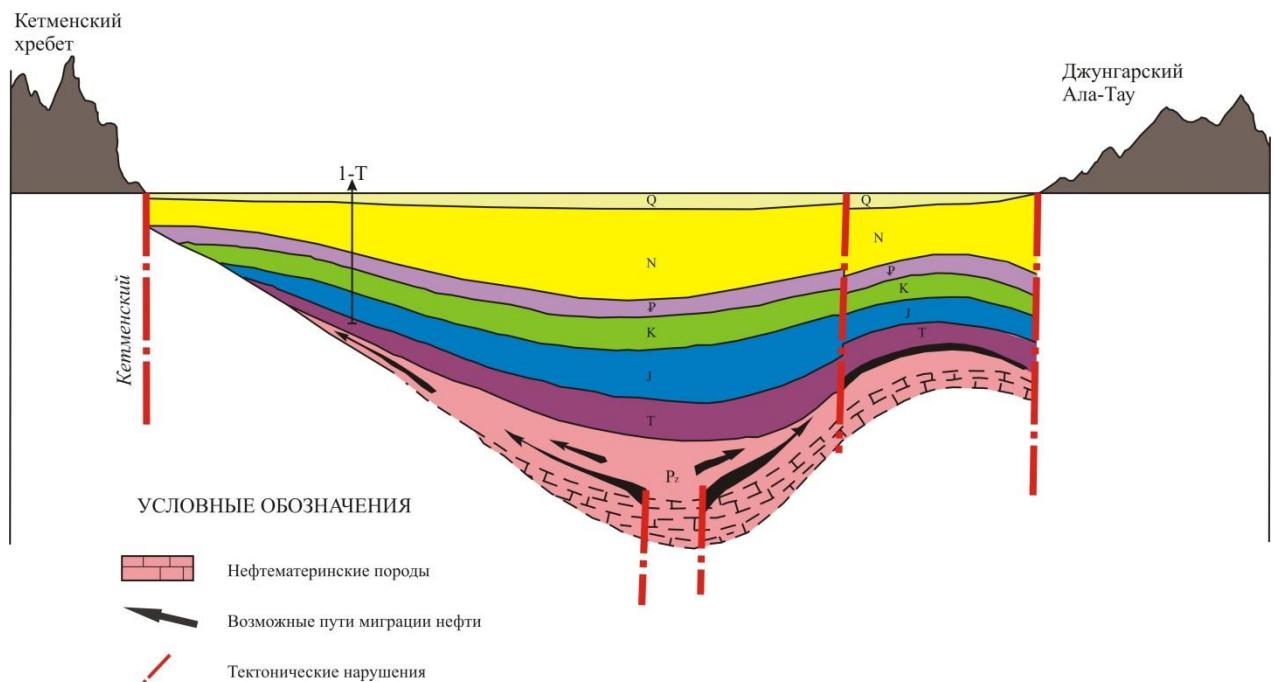


Рис. 4.3.2. Разрез Восточно-Илийского прогиба

В Восточно-Илийском (Джаркентском) прогибе нефте- и газопроизводящими толщами могут быть осадочные комплексы верхнего палеозоя и угленосные образования триаса и юры, которые преимущественно присутствуют в восточной части впадины.

4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

В гидрогеологическом отношении Восточно-Илийский (Жаркентский) артезианский бассейн является относительно крупным многоярусным бассейном, областями питания которого служит его горные обрамления с абсолютными отметками до 3500 м. На его территории выпадает большое количество осадков, широко развиты ледники, что способствует образованию постоянного подземного стока во впадину, где происходит формирование термальных вод. По данным гидрогеологических исследований выделяется семь водоносных комплексов: пермский, триасовый, юрский, меловой, палеогеновый, неогеновый и четвертичный.

В кайнозойских отложениях коллекторские горизонты выявлены во всех стратиграфических подразделениях.

Пермский термоводоносный комплекс (ТВК) вскрыт на крайнем юго-востоке Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба скв. 3-Г, 6-Г, 7-Г и приурочен к трещиноватым осадочно-эфузивным образованиям, залегающим на глубинах от 1200 м (скв. 7-Г) до 2700 м (скв. 3-Г). Температура воды колеблется от 56°C в интервале 1231 м до 102° С в интервале 2991 м, с увеличением ее к центру бассейна. В верхней перми коллекторскими свойствами обладают конгломераты и маломощные пропластки песчаников, а покрывающая их хемогенно-терригенная толща является водоупором (покрышкой). Воды нижнепермских отложений относятся к хлоридно-кальциевому типу с минерализацией 8,5 г/л. Состав растворенных газов позволяет предполагать присутствие залежей углеводородных газов в эфузивно-терригенной толще перми.

Триасовый термоводоносный комплекс вскрыт на глубинах от 1080 м (скв. 7-Г) до 2280 м (скв. 3-Г) и приурочен к песчаникам и конгломератам, изолированным водонепроницаемыми породами. В пределах Усекской площади он вскрыт на глубинах от 2620 м (скв. 2-Т) до 2990 м (скв. 3-Т), воды напорные, самоизливающиеся, температура их в погруженных местах достигает от 56°C (скв. 3-Г). Этот водоносный комплекс включает в себя два горизонта: нижнетриасовый и верхнетриасовый, разделенные между собой глинистым водоупором среднетриасового комплекса. Нижнетриасовый водоносный горизонт испытан в скважинах 7-Г, 3-Г, Г-2 на глубинах 1132-1150 м, 2215-2275 м, 2620-2830 м соответственно. В нижнетриасовой толще природные резервуары составляют 60% от ее объема. Литологически они представлены преимущественно мелковернистыми песчаниками и конгломератами с открытой пористостью 18-23%. Этот водоносный горизонт испытан в скв. 2-Т, в результате испытания получен приток воды с минерализацией 15,2 г/л. Верхнетриасовый разрез

испытывался в скв. 6-Г хоргосского профиля, а также в скв. 1-Т и 3-Т Усекской площади. По данным испытания скв. 6-Г был получен приток напорной воды с дебитом 2500 м³/сут. При испытании этого же горизонта в скважинах Усекской площади, удаленных от скважины 6-Г к северо-западу соответственно на 32 км (1-Т) и 40 км (3-Т) притоков воды не было получено. Это можно объяснить тем, что по направлению к осевой части депрессии одновременно с увеличением более чем вдвое глубины залегания верхнетриасовых пород, (интервал от 1273-1330 м скважине 6-Г, интервал до 2670-2902 м и 2835-2995 м в скважинах 1-Т и 3-Т), происходит фациальное замещение песчаных пород глинистыми с преобладанием последних.

На рисунке 4.4.1 показана корреляционная схема по скважинам 7-Г, 3-Г, 3-Т, 4-Т характеризующая изменение литолого-фациального состава и мощности мезозойского термоводоносного комплекса с юго-востока площади на север.

Юрский термоводоносный комплекс приурочен к разнозернистым песчаникам и включает два горизонта: нижнеюрский и среднеюрский, которые вскрыты и испытаны в скв. 7-Г хоргосского профиля, а также в 1-Т и 3-Т на Усекской площади. В юрских отложениях коллекторские горизонты составляют до 70% разреза.

Нижнеюрский горизонт в скв. 1-Т вскрыт на глубине 2612-2670 м, из которого получен приток воды дебитом 240 м³/сут, температурой на устье скважины 52°C вода сульфотно-натриевая с минерализацией 2,45 г/л. Глинами, развитыми в верхах нижней юры и в низах средней юры, общей мощностью от 220 м в скважине 2-Т до 250 м в скважине 3-Т, являющимися региональным водоупором между коллекторами нижнеюрского термоводоносного горизонта и среднеюрского.

Среднеюрский термоводоносный горизонт приурочен к пластам песчаников, залегающих в верхах разреза, и испытан в скважине 7-Г на глубине 689-707 м, и в скважине в 1-Т и 3-Т на глубине 2292-2376 м и 2450-2550 м соответственно. При перфорации в скважине 1 -Т этого горизонта были вскрыты также и породы верхней юры, представленные глинами. Минерализация, состав и температура воды меняются от юго-востока (скв. 7-Г) в сторону увеличения к Усекской площади. Коллекторами являются песчаники, характеризующиеся открытой пористостью 20-26% и высокой проницаемостью.

Меловой термоводоносный горизонт вскрыт в скважинах 3-Г, 6-Г хоргосского профиля, опорной скважиной Л-Г в восточной части бассейна, а также скважинами 1-Т, 2-Т и 3-Т на Усекской площади. Горизонт также состоит из двух водоносных горизонтов: иижнемеловой и верхнемеловой, разделенных водоупором, который представлен пачкой глин, венчающих разрез нижнего мела.

Нижнемеловой термоводоносный горизонт опробован на глубинах 782 м (скв. 6-Г) до 2290 м (скв. 1-Т). Причем, в скважине 1-Т нижнемеловые отложения были испытаны совместно со средне- нижнеюрским и верхнетриасовым горизонтами.

Верхнемеловой горизонт испытан в опорной скважине 1-Г, а также в скважинах 1-Т и 2 -Т на Усекской площади. В скважине 6-Г верхнемеловой горизонт испытан совместно с нижнемеловым. Воды в этих скважинах ультрапресные, от гидрокарбонатно-натриевых до хлоридно-натриевых, а в скважине 2-Т Усекская вода хлоридно-кальциевого состава.

Для вод меловых отложений характерна невысокая минерализация (0,35-0,9 г/л), но очень высокие дебиты (до 6,5 тыс.м³).

Палеогеновый термоводоносный горизонт вскрыт большим количеством скважин, локально развитые водоносные горизонты, которого залегают на глубинах от 50 м до 2600 м. Отмечается закономерное уменьшение водообильности пород и увеличение минерализации подземных вод по мере продвижения с юга на северо-запад бассейна. В осевой части Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба водоносный горизонт палеогеновый испытывался в скважине 1-Г на глубине от 2475 до 2509 м, в пределах моноклинали южного борта на глубине от 400 м до 1600 м встречены ультрапресные воды, а в пределах северного борта дебиты скважин совсем незначительные. Воды палеогена имеют резко дифференцированную минерализацию от 4,8 до 36,7 г/л.

Неогеновый водоносный комплекс детально изучен на всей территории Восточно-Илийского (Жаркентского) артезианского бассейна. Горизонт характеризуется уменьшением водообильности пород и увеличением минерализации подземных вод по мере удаления от горных массивов Жунгарского Алатау и хребта Кетмень к внутренним частям бассейна. Неогеновый комплекс, по существу представляет собой региональный водоупор. Подземные воды в нем встречаются спорадически, образуя порой изолированные резервуары с повышенным напором. Минерализация нарастает от бортов к центру бассейна - от 3 до 50 г/л, состав вод сульфатный, сульфатно-хлоридный и хлоридно-натриевый. Плиоцен-антропогенные отложения являются верхним гидрогеологическим этажом с артезианским режимом в осевой части. Этаж относится к зоне влияния инфильтрационных вод. Следует отметить, что подземные воды бассейна термальные. С глубины 2800-3600 м начинается геотермальная зона с температурой воды 75-100°C и более, достигая иногда 165°C.

Водоносные пласти неогена в предгорьях вскрыты на глубинах от 115 до 450 м, в центральной части они опробованы в скв. 1-Г на глубине от 968 до 2070 м. Минерализация воды с глубиной увеличивается от 0,6 до 18,8 г/л, а химический состав меняется от гидрокарбонатно-натриевого до сульфатно-натриевого. Температура воды возрастает от 20°C на устье скважин до 79°C на глубине 2015 м.

Четвертичный термоводоносный комплекс распространен в основном в предгорной зоне конусов выноса и приурочен к грубообломочным отложениям аллювиально-пролювиального генезиса, причем все водоносные горизонты гидравлически взаимосвязаны между собой. В пределах Усекской площади изучены три водоносных горизонта, приуроченные к аллювиальным образованиям древней долины р.Или.

Суммарная мощность водоносных горизонтов около 400 м, дебиты скважин достигают 6000 м³/сут. Воды пресные, хорошего качества.

Следует отметить, что воды Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба термальные. Здесь с глубины 2800-3600 м начинается геотермальная зона с температурой воды 75-100° С и больше (до 165° С), причем в южной его части эта зона залегает глубже до 3600 м, чем в центральной.

В скважине 1-П отобраны пробы воды из меловых и юрских отложениях с глубин 2256-2290 м и 2237 м.

Пластовая вода с глубины отбора 2256-2290 м. пресная, хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатного, кальций - натриевого состава. Общая минерализация составила 6816,9 мг/л. Содержания анионов и катионов следующие (в мг/дм³): хлориды – 50, гидрокарбонаты – 134, сульфаты – 129, кальций – 24, натрий – 115, калий – 2,4, магний – н/о. Общая жесткость – 1,2 мг-экв/дм³. Тип воды (по Сулину) – гидрокарбонатно-сульфатный.

Пластовая вода с глубины отбора 2237 м. сульфатно-гидрокарбонат-хлоридная, кальций - натриевого состава. Общая минерализация составила 478 мг/л. Содержания анионов и катионов следующие (в мг/дм³): хлориды – 2722,8, гидрокарбонаты – 1342,4, сульфаты – 223,1, кальций – 20,7, натрий – 2196, калий – 20,7, магний – 19,4. Общая жесткость – 12,40 мг-экв/дм³. Тип воды (по Сулину) – гидрокарбонатно-натриевый.

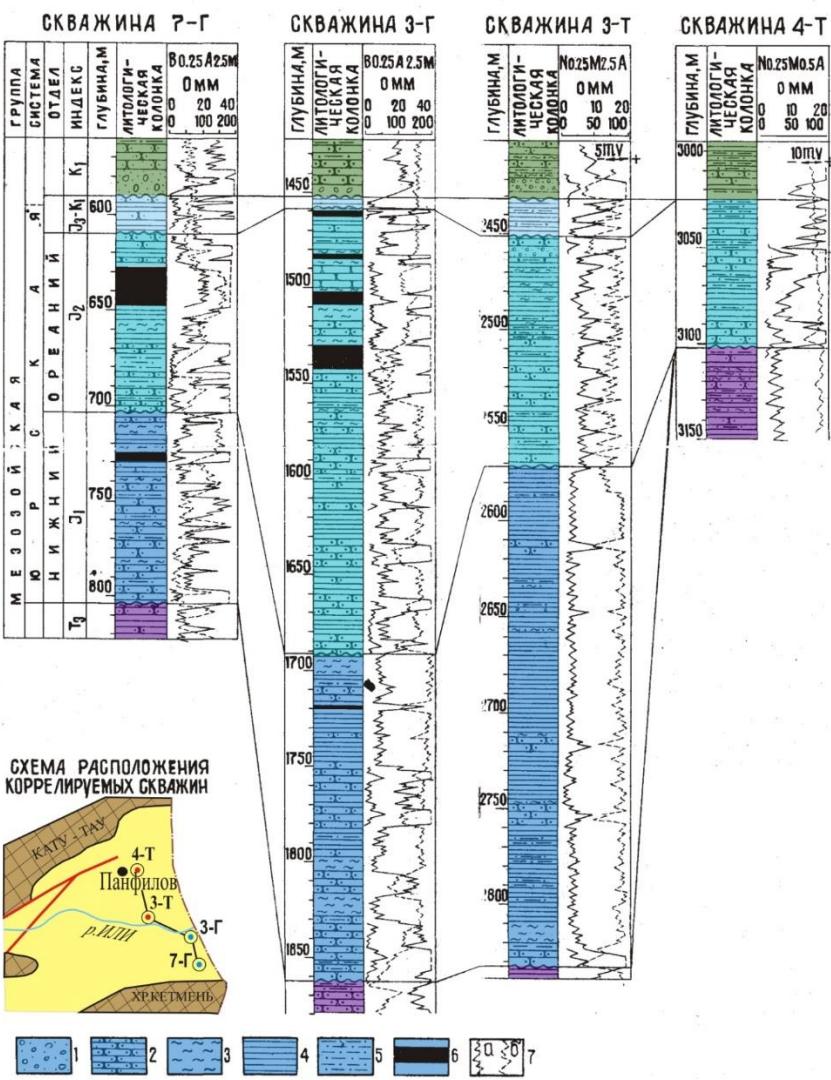


Рис. 4.4.1 - Корреляционная схема по скважинам 7-Г, 3-Г, 3-Т, 4-Т

Таблица 4.4.1 – Состав и свойства пластовых вод

№ скважины	Дата отбора пробы	Место отбора	рН среды	Плотность, г/см ³	Содержание, мг/л								Суммарная минерализация, мг/л	Тип воды по Сулинину	Общее содержание железа мг/л	Общая жесткость вод	Содержание йода	Содержание брома	Анализ выполнен
					Ca	Mg	K+Na	Cl	SO ₄	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ⁻²								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1-П	08.09.97г.	2256-2290	8,9	-	24,0	-	117,4	50	129,0	134,0	-	478	ГН	0,67	1,2	-	-	Экогидх имгео	
	26.03.98г.	2537	8,9		216,4	19,4	2216,7	2722,8	223,1	1342,4	60,0	6816,9	ГН	2,96	12,4	-	-		
3-Т	4.12.89г.	2278-2344	8,35		0,20	0,10	168,6	3,10	1,35	2,45	0,7							ГПУ «Каптаж минвод»	

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

5.1. Цели и задачи поисковых работ

Участок Жаркент в тектоническом отношении расположен в Жаркентском прогибе в пределах Восточно-Илийской впадины. Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие структуры, в пределах которой ранее были получены нефтегазопроявления из палеозойских и мезозойских отложений при бурении глубоких скважин. Структура представляет интерес в нефтегазоносном отношении.

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

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

- проведение пассивной сейсморазведки: метод микросейсмического зондирования (ММЗ) от Terravox (зависимый объем),
- площадная гелиевая 3D съемка Heologic (зависимый объем),
- проведение электроразведочных геофизических работ методом Adrok, (зависимый объем),
- проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, 1500 пог.км и обработка и интерпретация полученных сейсморазведочных данных с охватом глубины разреза до 5 км,
- после уточнения геологического строения по результатам обработки и интерпретации пассивной сейсмики и сейсморазведочных работ 2Д, предусматривается бурение поисковых независимых скважин, глубиной 4000 м и 3700м (+/- 250м).

5.2. Обоснование объемов и сроков проведения пассивных геофизических методов, сейсморазведочных и других видов полевых исследований

5.2.1. Объемы и методика проведения пассивных геофизических методов.

При проведении пассивных геофизических исследований, основанных на изучении волновых полей, наблюдаемых в геологической среде при

отсутствии источника искусственного возбуждения сейсмических колебаний, обычно используют новейшие передовые технологии: **Adrok**, **Heologic** и **Terravox**, которые при необходимости могут быть использованы Недропользователем в будущем, при проведении поисково-разведочных работ. Надо отметить, что все эти методы исследований являются экологичными для окружающей среды и при этом используется только сенсорное оборудование и компьютер.

5.2.1.1. Adrok

Adrok - это геофизические работы по обнаружению, идентификации и картографированию подземных природных ресурсов (минералов, нефти, газа и воды). Основная технология Adrok называется Атомно-диэлектрическим резонансом (ADR).

Технология ADR является более быстрой, экологичной, дешевой и, альтернативой традиционным методам предоставления геофизических услуг.

ADR используется в качестве геофизического метода для обеспечения высокоточного инструмента для точного геологического распознавания слоев горных пород и идентификации типов горных пород путем пропускания через горную среду, а также отражения от каждого подповерхностного слоя горных пород: сейсмические снимки; информация о характеристиках горных пород (например, каротажные данные скважин); и петрография горных пород (например, керн). Он измеряет подповерхностную диэлектрическую проницаемость; спектральную (энергия, частота и фаза) и резонанс материала, начиная с уровня земли, без физического бурения грунта. Эти измерения позволяют получить то, что компания Adrok назвала «виртуальными скважинами», они предоставляют геологическую информацию, эквивалентную той, что получают с помощью бурения. Технология ADR находит применение во множестве различных областей, от разведки полезных ископаемых, нефти и газа до обнаружения водных ресурсов и геотехнических целей.

Основы технологии ADR

Запатентованная технология атомного диэлектрического резонанса Adrok основана на принципе, согласно которому различные материалы будут отражать и поглощать электромагнитное излучение (радиоволны, микроволны) на определенных частотах и уровнях. Геофизическая система ADR передает энергетический импульс электромагнитной энергии, содержащий мультиспектральный сигнал волновой пакет, который резонирует и реагирует с подповерхностными материалами. Отражения от недр регистрируются как трассировка во временной области и предоставляют информацию о местоположении и составе встреченных материалов.

Когда горные породы различного состава и текстуры подвергаются воздействию пакетов волн ADR, подходящие приемники обнаруживают диапазон энергетических и частотных характеристик. Зарегистрированные данные описывают, как горные породы и минералы, включая углеводороды, взаимодействуют с электромагнитным излучением, когда оно проходит через

них, и точно определяют их состав. Технология измеряет диэлектрическую проницаемость недр, а также характеризует природу типов горных пород на основе анализа как спектроскопических, так и резонансных энергетических характеристик.

Adrok также можно применять при измерении температуры в скважине. Измерение температуры внутри скважин может быть чрезвычайно сложным и требует многих корректировок для учета перерывов, таких как подача буровых растворов, перекрестное загрязнение жидкостей с разных уровней, которое может как увеличить, так и уменьшить результаты измерений. Низкоэнергетический низкочастотный импульсный электромагнитный излучатель является относительно новым методом, который в настоящее время используется и разрабатывается нефтяной промышленностью для мониторинга температуры пластов с поверхности и без необходимости доступа к существующим скважинам или бурения новых скважин. Технология основана на генерации поляризованного, обусловленного импульса электромагнитной энергии начастотах от 1 до 70 МГц.

5.2.1.2. Heologic

Heologic - определение прямых углеводородных индикаторов (DHI) на основе гелиевой геодезической технологии.

Единая методология сбора, обработки и интерпретации гелиевых аномалий, основана на хорошо известном факте, что газообразный гелий на порядок более растворим в нефти и газе, чем в подземных водах, и имеет тенденцию накапливаться в залежах углеводородов. Постоянный восходящий поток гелия из недр земли к ее поверхности захватывается нефтяными и газовыми залежами, которые впоследствии дегазируются. Благодаря своим уникальным свойствам, таким как легкость, небольшой из-за размера молекул и инертности, гелий мигрирует, в основном, вертикально к поверхности, где образует аномалии. Высокие концентрации гелия в определенном месте на поверхности земли указывают на присутствие углеводородов в нижележащем разрезе. Из-за специфики газообразного гелия и невозможности его хранения и транспортировки в лабораторию измерение содержания гелия в недрах стандартными геохимическими методами неэффективно. В 2023 году компанией **Heologic** было представлено пятое поколение интегрированной гелиевой технологии с полностью автоматизированной высокочувствительной системой и фирменным программным обеспечением, которые позволили объединить сбор полевых данных и обработку в единое решение, полностью стандартизировать все процессы сбора данных в полевых условиях и применять современные алгоритмы машинного обучения для обработки и интерпретации данных с использованием собственной базы гелиометрических данных из различных нефтегазовых бассейнов мира. Измеряется быстрый процесс миграции гелия из резервуара на поверхность и регистрируется современный гелий, который

только что поступил из резервуара, принимая во внимание, что скорость миграции гелия составляет от 1 до 1000 м в сутки.

Гелиевое изображение создается для различных типов коллекторов, нефтяных и газовых скважин, что позволяет масштабировать бурение результатов успешных поисковых скважин в определенной геологической провинции. С помощью **Helium image** успех бурения будет предопределен заранее, что обеспечит прочную основу для ускоренных программ разведки, позволяющих исследовать большие территории в кратчайшие сроки и значительно увеличивающих прирост запасов. Стандартный подход к созданию гелиевого изображения нефтяных и газовых скважин заключается в следующем:

1) профилированная 2D- или крупно шаговая площадная 3D-съемка гелия, которая проводится во время поиска и разведки и перед бурением поисковой скважины;

2) неглубокая скважина для регистрации концентрации гелия в месте бурения для будущей корреляции с результатами бурения;

3) концентрации гелия, каротаж скважинных газов и результаты испытаний скважин. Площадная 3D гелиевая съемка с шагом 100 м вокруг планируемой скважины, которая будет проведена до начала бурения. Интеграция данных и генерация гелиевого изображения, которые будут выполнены с учетом площадной Концентрации гелия, каротаж скважинных газов и результаты испытаний скважин.

Задачи проекта:

а) Обследование района с получением надежных результатов-распределения концентраций гелия в районе исследования;

б) Обработка гелиометрических данных и картографирование областей, представляющих интерес;

в) Гелиометрическая съемка для снижения риска бурения в пределах областей, представляющих интерес;

г) Доступные геологические, гелиометрические данные и данные бурения скважин, соответствующая интерпретация и рекомендации по успешному расположению скважин.

Цели проекта

а) Составление карт и определение границ площадных гелиевых аномалий, интерпретируемых как зоны повышенной проницаемости и вероятное присутствие активных углеводородов в разрезе; ранжирование гелиевых аномалий в соответствии со степенью их перспективности и насыщенности;

б) Возможные перспективы, тектонические нарушения и участки карты с пониженными перспективами - низкая насыщенность флюидом, плохие коллекторские свойства;

в) Интеграция и корреляция данных по гелию для обновления и обогащения существующих геологических знаний. Связь гелиевых аномалий

с ловушками, насыщенными углеводородами, подготовка базы для дальнейшего формирования изображения гелия для региона

Геологический подход

а)Выявление зон повышенной проницаемости в потенциально продуктивных пластах и перспективных зон с вероятным присутствием углеводородов в районе путем измерения концентрации гелия в газовой фазе операторами месторождения (без хранения и транспортировки образцов) и интерпретации результатов для определения значимых параметров;

б)Некомпенсированные гелиевые аномалии - положительные аномалии, которые могут быть связаны с перспективными нефте-и газоносными объектами. Положительные гелиевые аномалии идентифицируются по высоким уровням концентрации гелия (более 1,0 единиц стандартного отклонения);

в)На изученных территориях определить и ранжировать перспективные зоны;

г)Выделение перспективных объектов - тел, насыщенных углеводородами.

Интеграция гелиометрических данных в существующие геологоразведочные данные для определения углеводородного потенциала

Рекомендации по местам бурения новых скважин в рамках выявленного АОИ на основе результатов G + G + He.

Содержание проекта на участке Жаркент.

Этап I. Сбор данных

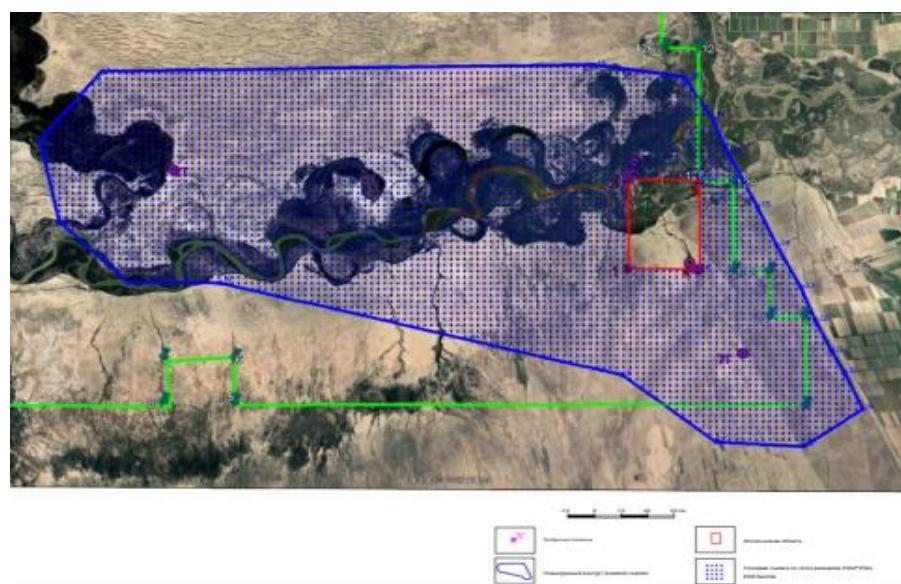


Рис.5.2.1.2.1. Схема размещения гелиевой съемки

Этап II. Обработка, картографирование и интерпретация данных – Статистическая обработка полевых данных- Карты параметров гелия Идентификация и ранжирование гелиевых аномалий.

1.Полученные значения содержания гелия в приземном воздухе и в почвенном газе (реальные значения гелия) позволяют построить карты распределения аномального содержания гелия с привязкой к координатам.

2.Гелиевая аномалия является многофакторной переменной, которая зависит от глубины залегания объекта, качества уплотнения над объектом, проницаемости и литологии разреза над объектом, концентрации гелия на единицу объема насыщенного углеводородами пласта, коллекторских свойств, количества слоев и пачек пород в разрезе и т.д.

3.Относительно происхождения(источника) гелиевой аномалии (активные разломы, залежи углеводородов, радиоактивные руды и т.д.) будут подготовлены предварительные предположения, основанные на морфологии и природе аномалий.

Этап III.Интеграция данных

-Интеграция параметров гелия в существующие геологические и геофизические данные.

-Интерпретация аномалий гелия и ранжирование аномалий со ссылкой на G & G.

1.До привлечения геологических и геофизических данных гелиевые аномалии ранжируются только по величине аномалии (интенсивности) и площади (линейным размерам).

2.На основе имеющихся геологических данных, геофизические материалы и результаты бурения скважин, гелиевые аномалии связаны геологически (генетически).

3.Гелиометрические данные, связанные с данными G&G, предоставляют точную и достоверную актуальную информацию о функциональном состоянии исследуемой территории с точки зрения подповерхностного гелионасыщения- повышенных концентрациях гелия в гелиевых ловушках. Это позволяет рационально разграничить границы гелия ловушек, связанных с УВ резервуаров и рекомендовать места с высокими значениями гелия как наиболее перспективные для бурения .

4.Конечным ожидаемым результатом работы является создание основы для гелиевой схемы - набора признаков и типичных карт, которые могут быть применены к другим участкам осадочного бассейна, обладающим сходными геологическими условиями, для распознавания перспективных зон для размещения поисково-разведочных скважин. Карты параметров гелия будут уточнены в будущем после успешного бурения первых скважин с использованием гелиометрических данных и будут основаны на интеграции G+G+He и результатов бурения скважин, которые помогут в успешном последующем бурении на территории.

Этап IV. Окончательный отчет

Окончательный отчет по проекту, включающий:

-Координаты проведенных измерений (на карте Google)

-Карта исследования концентрации гелия (шаг 250 м)

-Карта и описание гелиевых аномалий для исследуемой территории с ранжированным AOI

-Карта исследования концентрации гелия (шаг 100 м) для 5 AOIs, выявленных Helium Survey в пределах исследуемой территории

-Интегрированные карты геофизических данных для района - Рекомендации по постановке бурения скважин, выявленных с помощью гелиевой съемки в пределах исследуемого района

5.2.1.3.Terravox

Terravox - новаторская разработка пассивной микросейсмической методики зондирования фонового шума

Метод микросейсмического зондирования основан на амплитудном измерении. Это означает, что невозможно определить параметры среды между точками измерения так же, как другими методами пассивной сейсморазведки.

При использовании этого метода информация получается только непосредственно под точкой измерения, аналогично скважине. После проведения измерений в каждой точке площади строится интерполяционная модель между точками.

GEMS: геологическое разведочное микросейсмическое зондирование

-Пассивная разведка GEMS использует естественный микросейсмический фон Земли — без активных источников, взрывчатых веществ и вибраторов.

-Высокоразрешающая визуализация трещин измеряет мельчайшие изменения скорости сдвиговой волны для выявления зон трещиноватости и путей миграции, критически важных для углеводородных ловушек.

-Гибкое развертывание - Портативные, легкие датчики могут быть установлены в любой местности (горы, леса, болота) с минимальными логистическими затратами.

-Быстрая доставка данных - Двумерные разрезы за несколько дней; трехмерные интерпретированные модели за 2–4 недели.

-Расширенная интерпретация

Фирменное программное обеспечение **Terravox** обрабатывает большие данные с помощью моделирования на основе искусственного интеллекта для визуализации подземных структур на глубине до 8 км.

GEMS позволяет заблаговременно картировать зоны трещиноватости, избегая ненужных «сухих» скважин. Это позволяет сэкономить 20–40% бюджета на геологоразведку.

-Картирование путей миграции флюидов. **Terravox** может четко определять каналы миграции углеводородов, такие как антиклинальные керны и трещиноватые линзы, которые часто пропускаются при традиционной сейсморазведке.

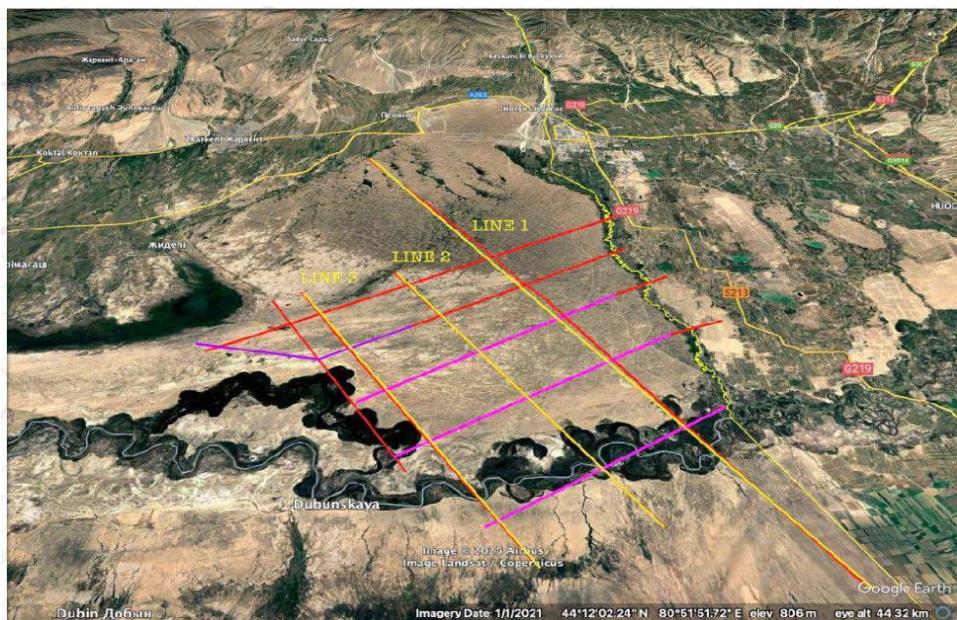
-Минимизация воздействия на окружающую среду - **GEMS** использует фоновый сейсмический шум (пассивную регистрацию), устранивая необходимость в мощных вибраторах, зарядах или взрывчатых веществах.

-Быстрая адаптация к новым участкам - **Terravox** может развернуть измерительные станции в течение нескольких дней и получить разрезы в течение 2–3 недель, по сравнению с месяцами при традиционной 3D сейсморазведке.

-Работа в сложных условиях

Для оптимизации затрат для участка Жаркент был предложен следующий трехэтапный подход:

•Этап 1—Три длинных профиля (отмечены желтым) - ориентированных с севера (запада) на юг (восток). Первый профиль пройдет через все контрольные точки, что также позволит получить данные, привязанные к скважинам. На этом этапе всего задействовано около 530 точек. Сначала надо завершить Профиль 1, а затем использовать результаты для корректировки местоположения Профилей 2 и 3 для оптимального покрытия.



• Этап 2 — Поперечные профили

После обработки данных этапа 1 добавляется пять поперечных профилей (отмечены синим). Что создаст «гибридную 3D» модель. Термин «гибридный» применяется, поскольку расстояние между профилями большое (несколько километров), поэтому интерполяция обеспечит лишь условный уровень точности. Количество точек здесь оценивается в 1000, но может быть скорректировано на основе результатов первого этапа. То же самое относится и к расположению профилей.

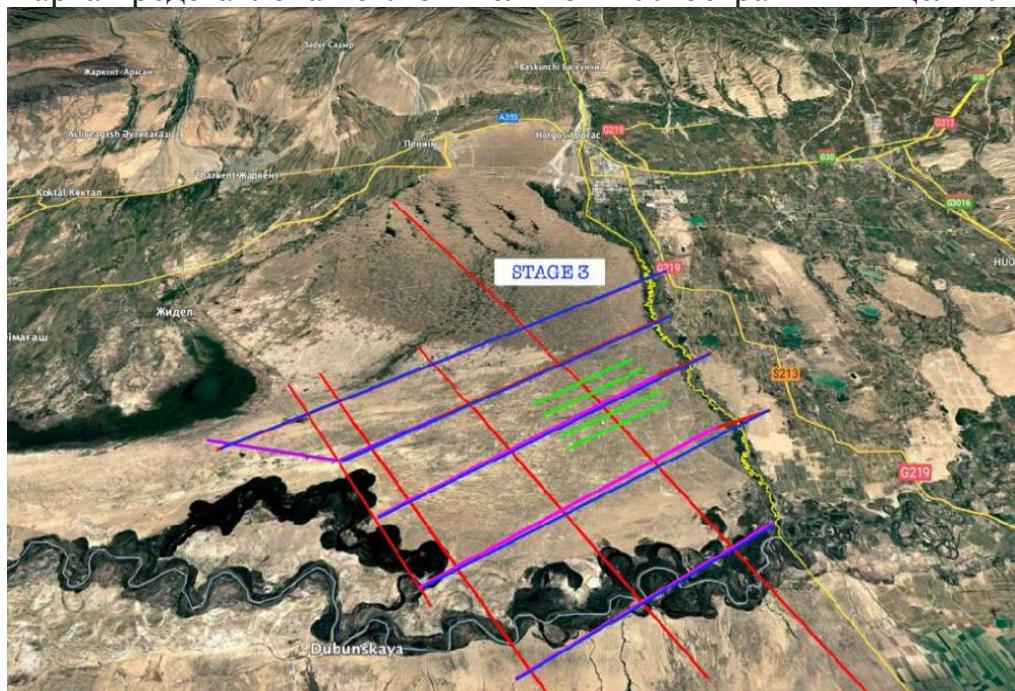


Этап 3 — Целевая плотная 3D-сетка

На основе профилей этапа 2 определяются наиболее перспективные участки.

В этих выбранных зонах проводится плотная 3D-сетка с близко расположеными профилями и точками. Этот целенаправленный подход обеспечит высокую точность в приоритетных зонах, избегая при этом ненужных затрат на полное 3D-покрытие.

Карта представлена исключительно в иллюстративных целях.



Данный метод позволяет оптимизировать затраты и финансовые, и технические, а также позволит получить практические результаты и сохранить гибкость для уточнения.

5.2.2. Объемы и методика сейсмических исследований.

Полевые 2Д сейсморазведочные работы

На контрактной территории планируется проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 1500 пог. км (рис. 5.2.2.1), при этом в Жетысуской области будет проводиться сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 1050 пог.км. и в Алматинской области - сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 450 пог.км.

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

Перед сейсморазведочными работами 2Д ставятся следующие задачи:

1.Разведка ловушек углеводородов в палеозойских и мезозойских отложениях;

2.Составление модели изучаемых природных резервуаров;

3.Оценка углеводородного потенциала участка исследований;

4.Определение оптимальных мест заложения поисковых скважин.

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 и мезозойских 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 палеозойскому и мезозойскому комплексам вырисовывается новая ловушка, то в процессе полевых работ могут быть внесены изменения в очередь 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

глубокозалегающих перспективных ловушек углеводородов.. 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 дизайном. 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.

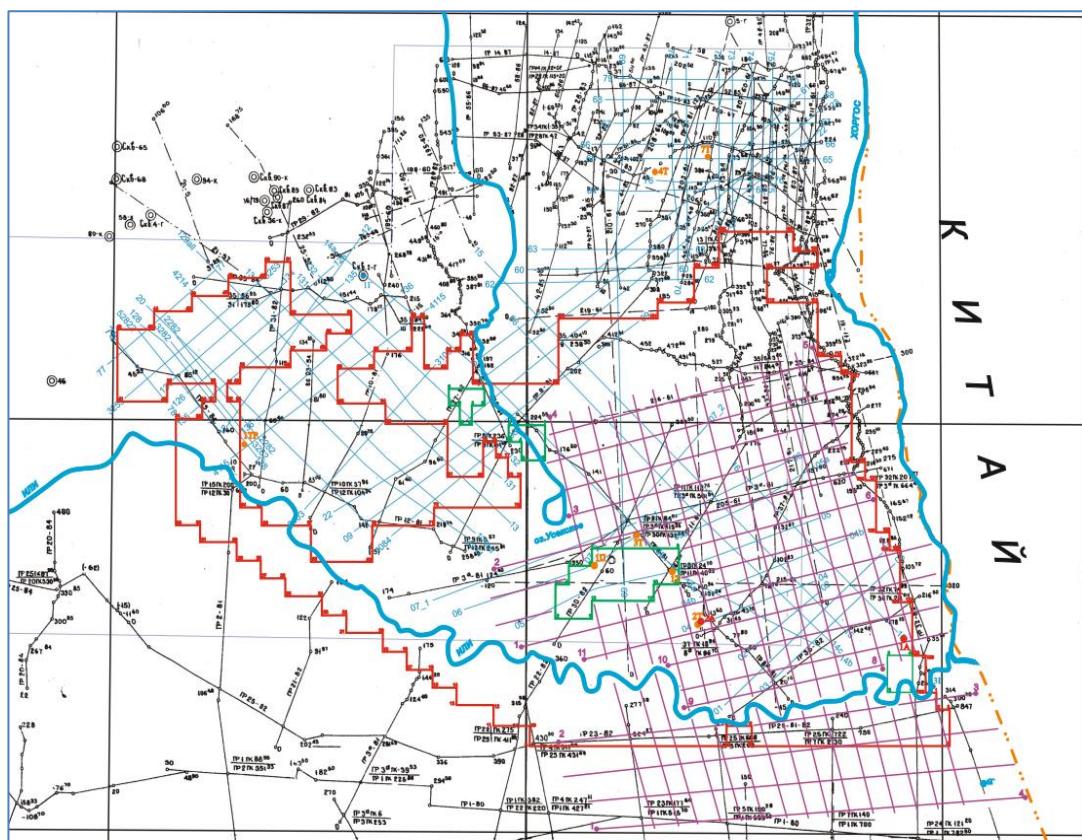


Рис.5.2.2.1. Схема размещения проектных 2Д сейсмопрофилей.

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 миграции 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 палеозойских и мезозойских отложениях, анализа 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 палеозойских 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 сейсмофактической характеристики палеозойских 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 палеозойского разреза.

-обеспечение максимально точных изображений целевых горизонтов для дальнейших структурных построений.

-выделение на временных разрезах тектонических нарушений и разломов в осадочном разрезе.

Интерпретация данных 2Д сейсморазведки

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

Структурная интерпретация данных 2Д сейсморазведки

Будут выполнены следующие работы:

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

Динамическая интерпретация данных 2Д сейсморазведки

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

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

5.3. Система расположения поисковых скважин

Настоящим проектом разведочных работ по поиску углеводородов, предусматривается бурение двух поисковых скважин, глубиной 4000м и 3700 м (+/-250м).

Следует отметить, что местоположение проектных поисковых скважин АOV-1 и АOV-2 будет уточняться после проведения пассивных геофизических исследований и сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, их обработки и интерпретации, а также будут корректироваться их проектные глубины.

Поисковая скважина АOV-1 – независимая, проектируется как дублер скважины 2-Т, юго-западнее от нее на расстоянии 200м, местоположение будет уточнено в результате проведения пассивных геофизических методов и 2Д сейсморазведочных работ. Целью бурения скважины является детальное изучение геологического строения и поиски залежей нефти и газа. Проектная глубина 4000м, проектный горизонт - нижняя пермь-карбон.

Поисковая скважина АOV-2 – независимая, условно проектируется в юго-восточной части участка Жаркент северо-западнее скважины 3-Г на расстоянии 3000м. Местоположение скважины будет уточнено по результатам интерпретации новых данных пассивных геофизических методов и 2Д сейсморазведки. Целью бурения скважины является детальное изучение геологического строения и поиски залежей углеводородов. Проектная глубина 3700м, проектный горизонт- нижняя пермь-карбон.

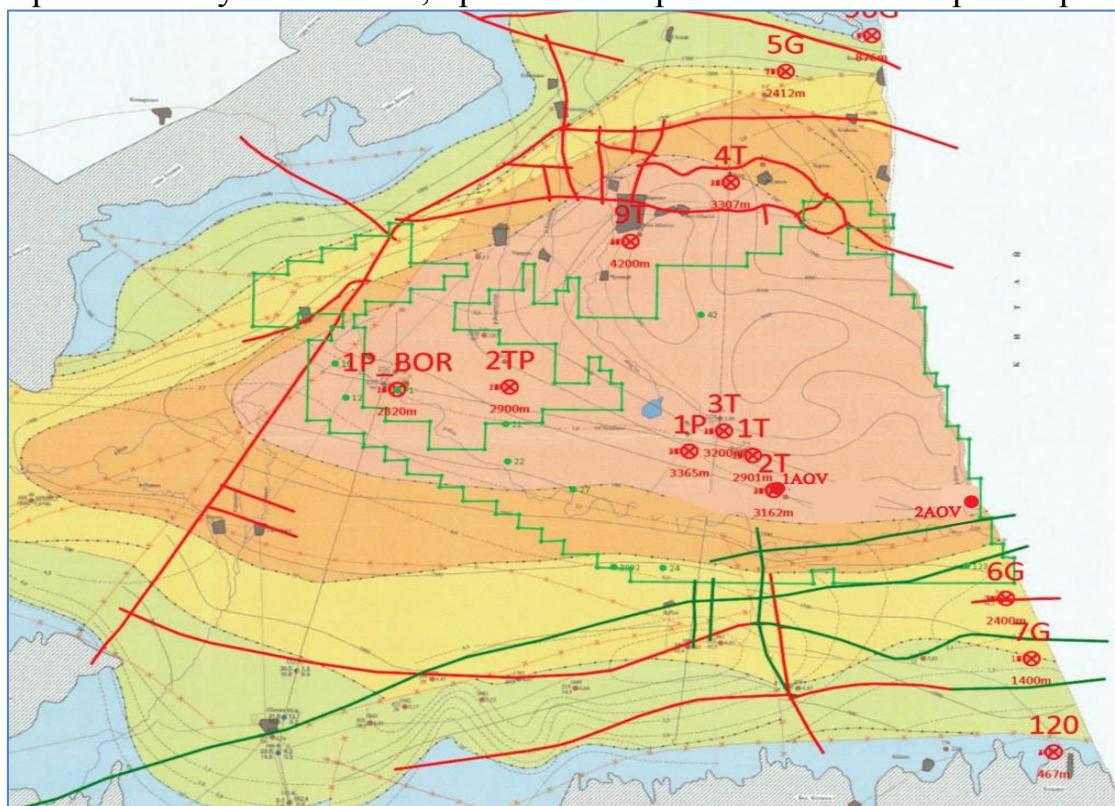


Рис.5.3.1. Схема размещения проектных скважин АOV-1и АOV-2

Координаты проектных скважин.

№ скв.	Координаты	
	X	Y
AOV-1	43° 50' 3,00 с.ш	80°12' 44 в.д.
AOV-2	43°49' 18.00 с.ш	80°27' 28 в.д

5.4. Геологические условия проводки скважин

Из опыта бурения скважин, ранее пробуренных на контрактной территории, можно сделать вывод, что геологические условия их проводки характеризуются различной сложностью.

В процессе бурения проектируемых на контрактной территории скважин ожидаются следующие осложнения:

- при проходке четвертичных отложений возможны поглощения бурового раствора и обвалы стенок скважины, размывы забоев.
- при проходке юрско-меловых отложений возможны сужения ствола скважины вследствие набухания глинистых частиц при воздействии фильтрата бурового раствора, а также образование глинистых корок против проницаемых пород, нефтегазопроявления
- при проходке триасовых отложений, возможны сужения ствола скважины вследствие набухания глинистых частиц при воздействии фильтрата бурового раствора.

Таблица 5.4.1
Геологические условия проводки скважины АOV-1

№ № пп	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза
	от	до	толщина		
1	2	3	4	5	6
1	0	222	260	Q	терригенные породы
2	222	784	1055	N ³ ₂ K	терригенные породы
3	784	1214	340	N ¹⁻² ₂ A ₂	терригенные породы
4	1214	1443	229	N ¹⁻³ ₁ A ₁	терригенные породы
5	1443	1563	120	P ²⁻³ ₃	терригенные породы
6	1563	1680	117	P ₃ ²⁻³ K	терригенные породы
7	1680	1785	105	K ₂	терригенные породы
8	1785	1906	121	K ₁	терригенные породы
9	1906	1920	14	J ₃	терригенные породы
10	1920	2160	240	J ₂	терригенные породы
11	2160	2330	170	J ₁	терригенные породы
12	2330	2509	179	T ₃	терригенные породы
13	2509	2621	112	T ₂	терригенные породы
14	2621	2849	228	P-T ₁	терригенные породы
15	2849	3154	305	P	терригенные породы
16	3154	4000	846	P-C	терригенные и эфузивные породы

Таблица 5.4.2 -Геологические условия проводки скважины АOV-2

№ № пп	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза
	от	до	толщина		
1	2	3	4	5	6
1	0	110	110	Q	терригенные породы
2	110	880	770	N	терригенные породы
5	880	1240	360	P	терригенные породы
7	1240	1455	215	K ₁₋₂	терригенные породы
9	1455	1860	405	J	терригенные породы
11	1860	2280	420	T	терригенные породы
12	2280	2440	160	P-T	терригенные породы
14	2440	2880	440	P ₂	терригенные породы
15	2880	3700	820	P ₁ -C	Терригенные, эфузивные (выветрелые дацит порфиры)

5.5.Характеристика промывочной жидкости

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех осложнений, которые базируются на геологической информации, полученной при бурении скважин на участке Жаркент.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважин на участке Жаркент, для которого характерны следующие осложнения:

- углеводородопроявления с присутствием углекислого газа;
- осьпи и обвалы стенок скважины;
- посадки, затяжки и прихваты из-за осипей стенок скважины, сужения ствола скважины и сальникообразования.

Так как продуктивные пластины приурочены к отложениям триаса, пермо-триаса, нижней перми и карбона, в разрезе которых отмечается наличие глин и аргиллитов, склонных к осипям стенок скважины, кавернообразованию и прихватоопасности, а также, учитывая глинистость самих продуктивных пластов, при использовании не ингибирированных систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно- механических показателей за счет обогащения водочувствительными глинами разреза. Это приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, поглощению бурового раствора, необоснованному увеличению расхода химических реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, и как следствие, к ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

При бурении под эксплуатационную колонну (интервал вскрытия продуктивных пластов), с целью максимального сохранения коллекторских характеристик и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение необходимо производить с использованием ингибирированного полимерного бурового раствора, который должен отвечать основным требованиям, предъявляемым к нему при вскрытии продуктивных пластов:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- минимально допустимая плотность бурового раствора (с целью недопущения необоснованного увеличения репрессии на продуктивные пласти);
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских характеристик и недопущения кольматации пласта в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители до плотности $1,36 \text{ г}/\text{см}^3$, при необходимости увеличения плотности бурового раствора выше $1,36 \text{ г}/\text{см}^3$ доутяжелять его баритом.

За 50 м до вскрытия продуктивных пластов и в процессе бурения предусмотреть ввод реагентов поглотителей или нейтрализаторов CO_2 .

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в объеме $6 - 7 \text{ м}^3$.

При подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны буровой раствор обработать смазывающим реагентом.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита с размерами ячеек для грубой и тонкой очистки, песко- и илоотделители, центрифуга (использовать при необходимости).

Выбор и обоснование перфорационной жидкости

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт в результате его высокой фильтрации рассол необходимо загущать специальными полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ). Для нейтрализации углекислого газа необходимо вводить поглотители или нейтрализаторы CO_2 .

В таблице 5.5.1. приведены предварительные параметры промывочных жидкостей, которые будут уточнены в техническом проекте на бурение скважин.

Таблица 5.5.1 – Характеристика промывочных жидкостей

Интервалы бурения, м	Тип промывочной жидкости	Параметры промывочной жидкости					Наименование (назначение) химических реагентов
		Плотность, г/см ³	Вязкость, сек	СНС, фунт/100фут ²	Водоотдача, см ³ /30 мин	pH	
1	2	3	4	5	6	7	8
0-15	Бентонитовый	1,08-1,10					
15-575	Полимер-калиевый	1,08-1,10	35-45	4-5/9-10	6-7	8-9,0	Понизители водоотдачи; КОН (NaOH) для поддержания pH; структурообразователи; инкапсуляторы; ингибиторы глин и аргиллитов разреза; разжижители;
575-2000/1500	Полимер-калиевый	1,14-1,19	35-50	5-7/9-12	менее 5	8,5-9	Понизители водоотдачи; структурообразователи; инкапсуляторы; разжижители; КОН (NaOH) для поддержания pH; регуляторы реологических и структурно-механических показателей; ингибиторы глин и аргиллитов разреза; биоцид; буровой детергент (ПАВ).

Продолжение табл. 5.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8
2000/1500- 4000/3700 Вскрытие продукти вных пластов.	Полимер- калиевый	1,17-1,23	30-65	6-8/10-16	3-4	8,5-9	Понизители водоотдачи; КОН (NaOH) для поддержания рН; структурообразователи - вводить при необходимости; разжижители; ингибиторы глин и аргиллитов разреза; регуляторы реологических и структурно- механических показателей; утяжелитель; биоциды; смазывающий реагент; поглотители или нейтрализаторы СО ₂ . Термостабилизаторы

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 АОВ-1 глубиной 4000м и принята следующая конструкция (таблица 5.6.1):

- Направление Ø508 мм спускается на глубину 15 м с целью создания циркуляции бурового раствора в скважине через желобную циркуляционную систему. Высота подъема цемента- до устья.
- Кондуктор Ø339,7 мм спускается на глубину 575 м с целью Перекрытия верхних неустойчивых пород. Башмак устанавливается в плотных глинах. Установка превентора. Высота подъема цемента- до устья;
- Техколонна Ø244,5 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 Ø177,8 мм спускается на глубину 4000 м с целью вскрытия и опробования продуктивных пластов. Высота подъема цемента – до устья.

Для скважины АОВ-2 глубиной 3700м и принята следующая конструкция (таблица 5.6.1):

- Направление Ø508 мм спускается на глубину 15 м с целью создания циркуляции бурового раствора в скважине через желобную циркуляционную систему. Высота подъема цемента- до устья.
- Кондуктор Ø339,7 мм спускается на глубину 575 м с целью Перекрытия верхних неустойчивых пород. Башмак устанавливается в плотных глинах. Установка превентора. Высота подъема цемента- до устья;
- Техколонна Ø244,5 мм спускается на глубину 1500м с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины. Установка превентора, противовыбросового оборудования (ПВО). Высота подъема цемента – до устья;
- Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается на глубину 3700 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 4000 м/3700м
(№№ АОВ-1,2)**

№ п/п	Наименование колонн	Диаметр, мм		Группа прочности стали	Глубина спуска колонн, м	Высота подъема цемента от устыя, м
		долота	колонны			
1	1	2	3	4	5	6
1	Направление	660.4	508	X52	15	0
2	Кондуктор	444.5	339.7	K-55	575	0
3	Промежуточная колонна	311.1	244.5	N-80, K-55	2000/1500	0
4	Эксплуатационная колонна	215.9	177.8	L-80	4000/3700	0

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

Технология и качество цементирования скважин

Программы цементирования обсадных колонн должны быть разработаны с учетом геологических условий и рекомендуемых конструкций проектных скважин (табл. 5.6.1), в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан (21, 28) и включать следующий комплекс мероприятий, обеспечивающих надежную герметизацию затрубного пространства.

Мероприятия по подготовке ствола скважины: шаблонирование и проработка ствола скважины; применение ингибированных буровых растворов; применение специальных буферных жидкостей, обеспечивающих максимальное вытеснение остатков бурового раствора; обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

Технология и способ цементирования обсадных колонн: использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференциированной плотностью и двухступенчатого метода цементирования для обеспечения проектной высоты подъема цемента и предотвращения возможных поглощений.

Тампонажные растворы и материалы: использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента типа G(HSR) или ПЩТ I-CC-100; для цементирования интервалов с температурой более 110 °C рекомендуется использование специальных термостойких цементов и смесей (ЦТТ-160, ШПЦС-120 и др.) или, в случае применения базового цемента, добавку тонкомолотого кремнезема в количестве 35-40 % для повышения термостойкости цементного камня; выбор реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости; использование эффективных химических реагентов и добавок

(облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня.

Технологическая оснастка обсадных колонн: выбор и расстановка элементов технологической оснастки (муфты ступенчатого цементирования, центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин; уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

5.7. Оборудование устья скважин

Тип бурового инструмента - Буровая установка: ZJ70 с верхним приводом, оснащённая 6 дизель-двигателями по 1200 кВт каждый. Дизельными генераторами мощностью 2 x 500 kW, обеспечивающими питание буровой установки и жилого лагеря.

В процессе проводки скважины на палеозойско-мезозойские отложения для предотвращения водонефтегазопроявлений и герметизации устья скважины предусматривается установить:

- на кондуктор $\varnothing 339,7$ мм - противовыбросовое оборудование на 35 МПа (ПУГ 13-5/8"»x5000psi, ППГ13-5/8"»x5000psi);
- на тех колонну $\varnothing 244,5$ мм - противовыбросовое оборудование на 70 МПа (ПУГ 9-5/8"»x10000psi, ППГ9-5/8"»x10000psi и один плашечный срезающей);
- после спуска эксплуатационной колонны $\varnothing 177,8$ мм на устье устанавливается фонтанная арматура АФК – 80x70.

Таблица 5.7.1 - Оборудование устья скважин (№№ АОВ-1,2)

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, Мпа	Ожидаемое устьевое давление, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
1	2	3	4	5
ПУГ 13-5/8"»x5000psi	35	-	1	Кондуктор $\varnothing 339,7$ мм
ППГ13-5/8"»x5000psi	35		1	
ПУГ 9-5/8"»x10000psi	70	9,0	1	Техколонна $\varnothing 244,5$ мм
ППГ9-5/8"»x10000psi и один плашечный срезающей	70		1	
АФ6 –80x70 ОКК2-35-178x245x340	70	11,5	1	Эксплуатационная $\varnothing 177,8$ 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 нефтегазоносности и описывать их характер (запах, пропитанность, интенсивность насыщения). Образцы с признаками углеводородов 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 скважинах, глубиной 4000 м. (№ АOV-1)

№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Отбор шлама
AOV-1	P-T	2740-2758	18	по всему разрезу скважины, с глубины 15м до проектной глубины 4000м через 5 м.
	P-T	2880-2898	18	
	P	3056-3074	18	
	P	3100-3118	18	
	P-C	3630-3648	18	
	P-C	3700-3718	18	
Всего: 108м				

Примечание: Интервалы отбора керна и шлама будут корректироваться геологической службой недропользователя во время выполнения буровых работ.

Таблица 5.8.1.2.

**Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скважинах, глубиной
3700 м. (№ АОВ-2)**

№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Отбор шлама
AOV-2	P-T	2430-2448	18	по всему разрезу скважины, с глубины 15м до проектной глубины 3700м через 5 м.
	P-T	2580-2598	18	
	P	2750-2768	18	
	P	2820-2838	18	
	P-C	3330-3348	18	
	P-C	3415-3433	18	
Всего: 108м				

Примечание: Интервалы отбора керна и шлама будут корректироваться геологической службой недропользователя во время выполнения буровых работ.

Шлам отбирается в количестве 200-300гр для литологических и биостратиграфических анализов из всех скважин. Необходимо предусмотреть подготовку небольших – 50г отмытых, сухих образцов для коллекции и для оперативного предоставления Заказчику и в исследовательскую лабораторию. При отборе шлама и его привязки к разрезу скважины необходимо учитывать время отставания подъёма шлама из скважины и вносить соответствующие поправки. Шлам отбирается в местах, максимально приближённых к устью скважины (если есть возможность, то из желоба). При описании шлама следует отделять обваленную 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 9м, 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 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 4000 м/3700м

№№	Наименование работ	Масштаб записи	Интервал записи, м
1	Каротаж: КС, БК, ПС, ГК, ННК, КВ, каверномер, термометрия. После спуска кондуктора АКЦ (CBL) с записью ФКД	1: 500	0-575
2	Каротаж ГТИ, БК, КС, ПС (SP), МБК (MLL), ГК (GR), ННК, ИК, КВ, ЛМ, ДСИ, термометрия, инклинометрия через каждые 200м, каверномер. замер пластового давления и отбор флюидов. После спуска промежуточной колонны АКЦ(CBL) с записью ФКД.	1:500	575-2000/1500
3	ГТИ, БК, КС, ПС (SP), МБК (MLL), ГК (GR), ННК, ГГК-П+Ре, ИК, КВ, ЛМ, ДСИ или зарубежные аналоги, термометрия, инклинометрия через каждые 200м, каверномер. Микроимиджер пласта (FMI), Отбор бокового керна. Замер пластового давления и отбор флюидов и керна. Пластиоиспытатель на кабеле (MDT) или на бурильных трубах. После спуска эксплуатац.колонны АКЦ (CBL) с записью ФКД. Интервалы и объем ГИС могут корректироваться в процессе бурения геологической службой заказчика. Комплекс ГИС или отдельные виды исследования могут быть заменены на аналогичные.	1:500 1:200	0-2000/1500 0-4000/0-3700

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

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

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

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

Оценка качества цементажа (акустический 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 спускопередъемной операции до забоя.

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

5.8.3.Геофизические исследования в обсадженном стволе

Контроль за техническим состоянием скважин должен осуществляться на протяжении всего периода разработки месторождения. Оценка качества цементирования колонн (после их спуска), определение высоты подъема цемента должно проводиться с применением акустической цементометрии (АКЦ).

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, интервалов затрубной циркуляции, проводятся повторные исследования АКЦ, исследования толщиномером-дефектометром (СГДТ), а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн – ГК, расходометрию (РГД. ТА), локатор муфт (ЛМ), термометрию (ТМ), причем термометрию проводят по всему стволу скважины.

При испытании объектов в обсаженных скважинах в условиях фонтанирования, для выделения работающих интервалов, проводится дебитометрия (РГД, ТА), высокоточная термометрия (ВТ), локатор муфт (ЛМ), ГК, манометрия (МН). В случае получения отрицательного результата, противоречащего промыслово-геофизическому заключению, в скважине необходимо выполнить полный комплекс ГИС-контроля.

Для исследований в обсаженных скважинах можно также рекомендовать новую технологию Quad Neutron, которая основана на использовании радиоактивных методов для исследования коллектора через одну или более обсадных колонн или буровой инструмент.

В соответствии с «Едиными правилами...» первые исследования методами ГИС по контролю проводятся после вызова притока и достижения устойчивого режима работы скважины. Последующие исследования проводятся после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважины, изменений состава добываемого флюида.

Анализ материалов геофизических исследований, наряду с промысловыми данными, позволит выделить работающие интервалы, определить профиль притока и характер поступающей из пласта жидкости, отбить водонефтяной контакт, контролировать глубину спуска башмака НКТ, следить за техническим состоянием колонн и выявлять интервалы межколонных перетоков.

В процессе эксплуатации каждой скважины комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от работы скважины и состава поступающего пластового флюида.

Геофизические исследования по контролю за разработкой (ГИС-к) в действующих скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

5.8.4. 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 пластикоиспытателей, спущенных на трубах, будет решаться геологической

службой недропользователя в процессе бурения исходя из геологических условий.

Испытание в эксплуатационной колонне

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

В таблицах 5.8.4.1, 5.8.4.2 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 5.8.4.1 - Предполагаемые интервалы опробования в скважине, глубиной 4000 м (№ АОВ-1) в обсаженном стволе

Геологический возраст	№ скважины	Интервал опробования и количество объектов
		в эксплуатационной колонне
P-T	AOV-1	2745-2904
P		3056-3138
P-C		3628-3737
Итого объектов:		3

Таблица 5.8.4.2 - Предполагаемые интервалы опробования в скважине, глубиной 3700 м (№ АОВ-2) в обсаженном стволе

Геологический возраст	№ скважина	Интервал опробования и количество объектов
		в эксплуатационной колонне
P-T	AOV-2	2439-2598
P		2750-2832
P-C		3322-3431
Итого объектов:		3

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

Таблица 5.8.4.3.

Прогнозные объемы добычи нефти и газа

Скважины	Количество объектов испытания	Горизонт	Дебит УВ, у. е.	Период испытания, сутки	Газовый фактор, м3/ м3	Плотность нефти, кг/м ³	Добыча УВ, тн. тыс.м3 р.г
1	2	3	4	5	6	7	8
AOV-1	3	P-T, P, P-C	10	270	180	800	2160 тн нф 388,8тыс.м3р.г.
AOV-2	3	P-T, P, P-C	10	270	180	800	2160 тн нф 388,8тыс.м3 р.г.
Всего							5320тн нф 777,6 тыс.м3 р.г

Суточная добыча не превышает 500т/сут

5.8.5. Лабораторные исследования

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

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

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

Сведения по лабораторным исследованиям керна, шлама, пластовых флюидов приводятся в таблице 5.8.5.1

Таблица 5.8.5.1 - 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	30
8	Определение нефтегазонасыщенности	Образец	20
9	Комплексное исследование глубинных проб пластового флюида или рекомбинированных проб (PVT) методом расширения постоянной массы, дифференциального разгазирования и определения условия сепарации	Проба	4
10	Анализ пластовой воды	Проба	2
11	Полный анализ газа и поверхностных проб нефти	Проба	4
12	Анализ проб почвы на содержание УВ и попутных газов,	Проба	4
ВСЕГО:			139

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 – 4000 м/3700м (скв. AOV-1, AOV-2)
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 мезозое и 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

№№ п.п.	Виды работ	Ед. изм.	Объем работ
	Пассивные геофизические методы (adrok, гелиевая съемка, terravox)	кв.км	в качестве опции
1.	Полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д, обработка и интерпретация	пог. км	1500
2.	Количество скважин	скв.	2
4.	Объем бурения	пог.м	7700
5.	Отбор керна	пог.м	216
6.	Исследования ГИС	пог.м	7700
8.	Опробование в колонне	объект	6
	Лабораторные исследования:	образец	139

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 АOV-1, АOV-2 на контрактном участке Жаркент, 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 скважин АOV-1, АOV-2, глубиной 4000м/3700м

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

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 металломусора 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 8.2

Сводная таблица затрат на ликвидацию скважин

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	Ликвидация скважин	тенге	
3	AOV-1	тенге	2 679 614,35
5	AOV-2	тенге	2 679 614,35
	Всего		5 359 228,7
	Комиссия по технической ликвидации (2%)	тенге	107 184,574
	Итого	тенге	5 466 413,274

Стоймость ликвидационных работ

Затраты на ликвидацию 2-х скважин составят **5 466 413,274**тенге.

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 человека 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 отдается предпочтение буровому раствору со следующими качествами:

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

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

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

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

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

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;

Этот этап характеризуется интенсивным водопотреблением. 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.

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.

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.

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 хозяйствственно-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 бутылях блоками. Воду будут поставлять согласно договору, подрядные организации. Качество питьевой воды будет соответствовать согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, хозяйствственно-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 предусмотрены резервуары емкостью 50 м³

Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септик с насосной установкой, где происходит грубая механическая очистка стоков. По мере его наполнения стоки будут 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, взрыв.

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

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

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

Планы должны согласовываться в областном территориальном управлении охраны окружающей среды. В планах предусмотрено комплексное решение проблем безопасности, в том числе противопожарной защиты за счет раннего предупреждения проливов и утечек, создания средств перехвата проливов для недопущения попадания нефтепродуктов в грунтовые воды, строго контроля опасных концентраций токсичных веществ на территории объекта, создание систем аварийного отключения.

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

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

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

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

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

Производится расчет надежности оборудования, сертификация рабочих мест.

Мероприятия по снижению загрязнения

Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

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

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

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

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

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

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Предусматривается укрытие мест хранения пылящих материалов и емкостей хранения ГСМ.

Предусматривается постоянное проведение контроля качества соединений и материала.

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

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

Обслуживающий персонал будут оснащен индивидуальными средствами защиты.

При выполнении мероприятий по сокращению выбросов рекомендуется:

- уменьшить, по возможности, движение транспорта на территории;
- упорядочить движение транспорта и другой техники по территории рассматриваемого объекта.
- С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:
 - Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.
 - Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.
 - Снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах (при необходимости, в установленных местах).
 - Своевременное проведение работ по рекультивации земель в соответствии с разработанными проектами.
 - Охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях.
 - Использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.
 - Все необходимые природоохранные мероприятия, связанные с ликвидацией скважин, будут учтены по окончании всех работ (по отдельному плану, составленному в соответствии с действующими Инструкциями).
- Основные мероприятия по минимизации отрицательного антропогенного воздействия на животный мир должны включать:
 - инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;
 - строгое соблюдение технологии;
 - запрещение кормления и приманки диких животных;
 - запрещение браконьерства и любых видов охоты;
 - использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;
 - работы по восстановлению деградированных земель.
 - для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на строительных площадках, необходимо:

- помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;
- обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;
- снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

Охрана недр

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

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

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

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

Основными источниками воздействия на геологическую среду «сверху» являются технологические продукты и отходы производства, циркулирующие накапливающиеся в поверхностных сооружениях. В случае негерметичности или переполнения этих сооружений жидкости растекаются и переносятся поверхностными водотоками. 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 непредвиденных 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 пассивной сейсмики, 300 кв.км;
- Проведение сейморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 1500 пог.км., с целью изучения особенностей геологического строения осадочного комплекса и подготовки их поисковому бурению;
- По результатам сейморазведочных работ МОГТ 2Д бурение поисковых скважин **AOV-1, AOV-2** с общим метражом 7700м;

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

Продолжительность бурения проектных скважин на мезо-палеозойский комплекс (**AOV-1, AOV-2**), с проектными глубинами 4000м и 3700 м, соответственно составляет 750 суток:

Продолжительность цикла бурения и испытания скважины AOV-1, проектной глубиной 4000м (+-250м), составит 375 суток и состоит из 3-х этапов:

- строительно-монтажные работы – 30 суток;
- бурение и крепление скважины – 75 суток;
- испытание: - в эксплуатационной колонне – 270 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток);

Продолжительность цикла бурения и испытания скважины AOV-2 проектной глубиной 3700м (+-250м), составит 375 суток и состоит из 3-х этапов:

- строительно-монтажные работы – 30 суток;
- бурение и крепление скважины – 75 суток;
- испытание: - в эксплуатационной колонне – 270 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.	AOV-1 (независимая)	4000	P-C	2026	2027
2.	AOV-2 (независимая)	3700	P-C	2028	2029

Таблица 10.2-План работ на период разведочных работ по поиску углеводородов

№№ п/п	Виды проектных работ	Период проведения работ
1	Масштабная гелиевая съемка (зависимый объем) Пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем) Проведение электроразведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем)	2026-2027 гг.
2	МОГТ 2Д сейсморазведка, 1500пог.км. Обработка и интерпретация результатов сейсморазведочных работ МОГТ 2Д. Увязка сейсмических данных разных лет и другие работы.	2026-2028гг
3	Разработка и согласование индивидуально-технических проектов на строительство поисковых скважин с глубиной 4000м(+250м) и 3700м (+250м) включая проект РООС.	2026-2027
4	Бурение скважины АOV-1, проведение обработки и интерпретации материалов ГИС, испытание продуктивных пластов, гидродинамические исследования скважины	2026-2027гг
5	Бурение скважины АOV-2, проведение обработки и интерпретации материалов ГИС, испытание продуктивных пластов, гидродинамические исследования скважины	2028-2029
6	Переинтерпретация сейсмических материалов, с учетом полученных фактических данных по скважинам	2029
7	Обобщение данных геологоразведочных работ, определение дальнейших направлений ПРР	2030-2031

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 Жаркент.

Объем капитальных вложений включает в себя:

- Масштабная гелиевая съемка (зависимый объем)
- Пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем)
- Проведение электроразведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем)
 - Проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ 2Д;
 - Обработка и интерпретация сейсмических материалов;
 - Подготовка индивидуально-технических проектов на строительство поисковых скважин
 - Стоимость строительства поисковых скважин;
 - 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 2025-2031г.г. представлены в таблице 11.1.

**Таблица 11.1
Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на период 2025 -2031 гг**

№ пп	Наименование работ	Объем работ	Стоимость работ, тенге
1	Сбор и анализ исторического геолого-геофизического материала по исследуемой территории	материалы	в качестве опции
2	Проект разведочных работ, включая ОВОС	проект	7 700 000
3	Масштабная гелиевая съемка (зависимый объем)		в качестве опции
4	Пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем)		в качестве опции
5	Проведение электроразведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем)		в качестве опции
6	Полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д. Обработка и интерпретация результатов сейсморазведочных работ	1500 пог км.	3 071 520 000
7	Индивидуальный Технический проект на строительство скважин АOV-1 и АOV-2, включая РООС	проекты	14 000 000
8	Бурение скважины АOV-1 и комплексные работы: - Газовый каротаж, отбор керна; - Геофизические исследования скважин; - Испытание и опробование	4000 м	1 595 594 805
9	Бурение скважины АOV-2 и комплексные работы: - Газовый каротаж, отбор керна;	3700м	1 475 925 195

	- Геофизические исследования скважин; - Испытание и опробование		
Уточнение плана дальнейших геолого-разведочных работ			
10	Переинтерпретация сейсмических материалов		в качестве опции
ИТОГО		6 164 740 000	

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

Оценка ожидаемых ресурсов углеводородов.

В результате выполнения проектируемых поисковых работ ожидается получение геологической информации о строении палеозойского и мезокайнозойского комплексов отложений участка Жаркент, опираясь на которые недропользователь сможет планировать дальнейшие виды геологоразведочных работ.

Данным проектом разведочных работ по поиску УВ предусматривается проведение пассивных геофизических методов исследований (adrok, гелиевая съемка, terravox) (зависимый объем) и сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, объемом 1500 пог.км, по результатам которых будет уточнено местоположение, глубина залегания перспективных объектов и пробурены независимые скважины, глубиной 4000м и 3700м (+/-250м) с целью вскрытия палеозойско-мезозойских отложений.

После разбуривания структур, ожидается открытие залежей углеводородов в разрезе указанного комплекса пород. После получения притоков углеводородов, в проектируемой скважине будет проводиться оценка запасов углеводородов с целью определения емкостно-фильтрационных свойств коллекторов, физико-химических свойств флюидов и гидродинамических условий разработки выявленных залежей.

Для количественной оценки ресурсов углеводородного сырья нами принят объемно-статистический метод.

Объемно-статистический метод основан на связи между величиной начальных геологических (потенциальных) ресурсов (НПР). При этом НПР (в пересчете на условные углеводороды) определяется следующей формулой:

$$Q=V \times qv, \text{ где}$$

Q - начальные геологические ресурсы;

V - объем осадочного выполнения;

qv - объемная плотность ресурсов.

Статистически обоснованная величина qv для седиментационных бассейнов всех типов- $13,435 \pm 1,184 \text{ тыс.т/км}^3$.

Площадь участка Жаркент составляет согласно геологического отвода равна 2528,24 кв.км. Следует отметить, что толщины перспективных комплексов могут быть установлены довольно приближенно, поскольку базируются, в основном, на устарелых данных сейсмических профилей. Принимая во внимание значительные изменения мощностей перспективного комплекса в разных частях Жаркентского прогиба, (более 5 км), нами были рассчитаны средневзвешенные толщины данного комплекса, данный метод относится к зональному прогнозу, при этом так как проектная скважина, рекомендуемая к бурению имеет глубину 4000м(+/- 250 м), при расчетах прогнозных ресурсов использована толщина комплекса – 1600м.

Величина объемной плотности прогнозных ресурсов (qv) для района работ принята равной $13,435 \text{ т/км}^3$. Коэффициент нефтеотдачи – 0,2 доли ед. Прогнозные ресурсы углеводородов оценены по категории D₂.

Результаты количественной оценки по тектоническим зонам прогнозных ресурсов углеводородов без раздельной оценки ресурсов углеводородов приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1.1- Количественная оценка перспективных ресурсов

Оцениваемые объекты	Возраст перспективного комплекса	Площадь, км ²	Толщина комплекса, км	Объемная плотность ресурсов УВ, т/км ³	Прогнозные ресурсы УВ категории D ₂ , тыс.т
Участок Жаркент	Pz-Mz	2528,24	1,6	13 435	54 347,047

Прогнозные геологические ресурсы углеводородов по категории D₂ на участке Жаркент составляют **54 347,047**тыс.т.

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

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

Таблица 13. 1-Основные технико-экономические показатели

№№	Показатели	Единица измерения
1	Масштабная гелиевая съемка (зависимый объем) Пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем) Проведение электроразведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем)	в качестве опции
2	Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д, обработка и интерпретация, пог.м.	1500
3	Количество проектных поисковых скважин	2 шт.
4	Проектные глубины	4000 м, 3700м
5	Суммарный метраж	7700 м
6	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины 1-AOV	1 595 594 805
7	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины 2-AOV	1 475 925 195
8	Продолжительность проектируемых работ	6 лет
9	Прирост ожидаемых геологических запасов, тыс.т	54 347,047

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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. На территории исследований начиная с 30-х годов прошлого века были проведены многочисленные сейсмические, гравиметрические, аэромагнитные и электроразведочные (ДЭЗ) работы. В 2000-х годах сейсмопартией АО «Казахстанкаспийшельф» в пределах осевой зоны и первой ступени северного борта прогиба на площади около 2800 кв.км. отработано порядка 1748 км полнократных профилей МОГТ. Поисковая сеть профилей отработана через 3-4 км, а в пределах Педжимской структуры - детальная сеть профилей 2x2 км. Повсеместно получен материал хорошего качества. На отдельных участках профилей на Педжимской структуре и южнее ее в барханных песках, получен материал удовлетворительного качества.

2. В пределах Контрактной территории и за ее пределами пробурено порядка 22 поисково-разведочных скважин глубиной от 2600 м до 4200 м. Буровыми работами выявлено строение основных элементов Жаркентского прогиба.

3. Результаты пробуренных скважин подтвердили возможность открытия здесь месторождения углеводородов. Так, на устье скважины 4-Т, которая была пробурена на термальные воды, постоянно просачивается нефтеподобный флюид, соответствующий по удельному весу тяжелой нефти, но не являющийся горючим. Этот факт указывает на то, что скважина пробурена вблизи возможного нефтяного месторождения, и необходимо переосмыслить геологию этой части прогиба на возможные участки местоскопления углеводородов.

4. Наличие газирующих источников Северного Тянь-Шаня и газирующие родники в районе сёл Дубун и Чунджа показывали на возможную газонефтеносность Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба. В результате многолетних маршрутных геолого-съемочных работ и геофизических исследований (ВЭЗ, магнитная, гравиметрическая съемки) была прогнозирована глубина залегания отложений фундамента и в 1957-59 годы Южно-Казахстанской нефтегазоразведочной экспедицией была пробурена скважина 1-Г в качестве поисково-структурной в районе переправы Борохудзировской через р. Или.

В результате бурения на глубине 2753 м вскрыты отложения фундамента, представленные порфиритами нижнепермско-каменноугольного возраста. Притоков нефти и газа получено не было.

5. Согласно последней геолого-геофизической и буровой информации, уточнены границы распространения и глубины залегания осадочного чехла

permских, юрских и меловых отложений, которые могли стать нефтегазогенерирующими. Это доказано получением углеводородосодержащих газов и примазок нефти при бурении ряда скважин.

6. Но, вместе с тем, необходимо отметить, что литологический состав и стратиграфия осадочного чехла изучены слабо в связи с недостаточной изученностью района исследований глубоким бурением. Пробуренные в конце 50-х годов и первой половине 80-х годов глубокие скважины не дали однозначной оценки возраста осадков, залегающих в основании осадочного чехла. Имеющиеся по этим скважинам (4-Т, 5-Т, 6-Т) предварительные разрезы на сегодня не увязаны между собой и расчленение разреза по ним выполнено неоднозначно. Надежно определен только репер кровли палеозоя в скважине 4-Т по керну и материалам ГИС.

7. Очень слабо изучены верхнепалеозойские отложения, которые считаются рядом исследователей квазиплатформенным комплексом и которые вполне могут быть поставщиками углеводородов. Скорее всего, эти отложения требуют детального изучения.

8. Широкое развитие грабен-синклиналей и горст-антиклиналей с глубокими разломами способствуют глубокому погружению осадочных отложений и образованию углеводородов из органического вещества в значительно жестких относительных термобарических условиях. Эти зоны необходимо картировать детальными сейсморазведочными исследованиями 2Д с последующими детальными электроразведочными исследованиями на уточнение природы насыщающих пластов компонентов.

9. Геологическая история развития Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба обладает общими чертами развития, тектонического строения и стратиграфических разрезов с Жунгарским нефтегазоносным бассейном, породы которых на территории Китая являются продуктивными. Необходимо отметить что, в Жунгарской депрессии промышленная нефтеносность установлена на структурах Карамай, Тушандзы, Чийгу и ряда других в отложениях угленосной юры и нижнего мела.

10. Широкое развитие месторождений каменного и бурого угля на восточной границе Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба необходимо считать одним из показателей наличия углеводородов. Нижне+среднеюрские отложения в разрезах скважин 3-Г, 6-Г и 7-Г имеют мощность от 250 до 500м, что обеспечивает условия образования углеводородов, так как в объеме этих отложений до 5 единиц пластов бурых углей и углистых глин.

11. Наиболее перспективным на нефть и газ необходимо считать Восточно-Илийский (Жаркентский) прогиб с рифовым строением верхнепалеозойских отложений. Наиболее глубокая часть Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба гипсометрически опущена на более 5км, породы на такой глубине становятся генераторами углеводородов.

Глубина залегания фундамента здесь не установлена на самой глубокой части и предполагается более 5км, согласно результатов бурения скважины

9-Т, которая пробурена вблизи города Жаркент. При глубине 4200м скважина не вышла из палеогеновых отложений, состоящих, преимущественно, из глин, аргиллитов и песчаников.

12.Основным нефтегазопроизводящим комплексом в прогибе являются триас-юрские угленосные сероцветные отложения. Формирование газовых и возможно нефтяных месторождений могло начаться не ранее миоцена, когда триас-юрские отложения были погружены на глубины до 2 км. Как показывают материалы бурения дополнительным источником газа (в основном гелиевого) могут быть также палеозойские осадочные отложения. Залежи углеводородов также возможны в триас-юрских, меловых и палеогеновых отложениях, в которых имеются коллекторские горизонты.

13.Таким образом, на основе геолого-геофизической информации, накопленной в разные годы и анализа материала бурения скважины 1-П Жаркент, 1-Т Усекская, 4-Т, 7-Т и других в пределах Восточно-Илийского прогиба можно отметить зоны, благоприятные для генерации углеводородов, связанные со всеми комплексами мезозойских образований, а также по результатам геохимических исследований горных пород не исключается возможность присутствия нефтегазоматеринских пород в верхней секции разреза пермских и каменноугольных отложений.

14.Также по территории исследований отсутствуют современные кондиционные структурные карты по основным мезо - кайнозойским и палеозойским отражающим горизонтам.

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

16.На основании вышеизложенного, участок Жаркент обладает высокими перспективами обнаружения средних по запасам многопластовых месторождений нефти, газа и гелия на имеющихся здесь структурах, что подтверждается нефтегазопроявлениями из отдельных скважин.

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

В процессе исследования были проанализированы все имеющиеся фондовые материалы прошлых лет и геолого-геофизические материалы и материалы бурения поисковых скважин на нефть, газ и на термальные воды, проведенные в разные годы, а также новейшие геолого-геофизические материалы. Исходя из распределения в вертикальном разрезе флюидоупоров и коллекторов, возможно, нефтегазопродуцирующих толщ, а также учитывая химический состав газов, полученных при газопроявлениях, в разрезе осадочного чехла Восточного-Илийского прогиба могут быть выделены два перспективных на углеводороды комплекса верхнепалеозойско-нижнетриасовый, с возможным включением в него во внутренних зонах прогиба нижнетриасовых образований, и мезозой – кайнозойский.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Almaty Oil Ventures», который приступил к работам согласно Контракта №5502-УВС от 02.07.2025г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 02 июля 2031 года.

Проектом запланировано: бурение двух независимых поисковых скважин, глубиной 4000м и 3700м, пассивные геофизические методы исследований (adrok, гелиевая съемка, terravox) (зависимый объем) и сейсморазведка МОГТ 2Д в объеме 1500 пог.км.

При этом надо отметить, что основной объем работ будет проводиться в Жетысуской области, а именно: бурение двух независимых поисковых скважин, глубинами 4000м и 3700м, гелиевая съемка (зависимый объем), пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем), проведение электро-разведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем) и сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 1050 пог.км, и в Алматинской области - сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 450 пог.км.

Прогнозные ресурсы УВ составили – 54 347,047тыс.т.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Изданная литература:

1. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.12.2023 г.).
2. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых РК (Утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018 г. №239) (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024 г.).
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. Экологический кодекс РК от 02.01.2021 г №400-VI ЗРК.
5. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и газ. Алматы, 2002г.
6. Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е. и др. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник, 1999 г.
7. Акчулаков У.А., Таскинбаев К.М. и др. Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан за 2009-2011гг. Илийский бассейн, Астана, 2012г.
- 8 Нефтяная энциклопедия Казахстана, Казахойл, 1999.
9. Рабкин Ф.С. и др. Газогелиеносные бассейны Южного Казахстана и их прогнозные запасы, 1968-1971гг.
10. Вялов В.Д. Оценка перспектив нефтегазоносности Восточно-Илийской впадины, 2025г.

Фондовые источники:

1. Корсаков Ф.П. Отчет о геофизических исследованиях в Илийской депрессии в 1951 году по работам Чу-Илийской геолого-съемочной партии, 1952г.
2. Филиппев Г.П. Отчет о результатах структурно-поискового бурения за 1955-56 г.г. в Илийской впадине, 1957г.
3. Филиппев Г.П. Отчет о результатах структурно-поискового бурения всеверо-западной части Джаркентской депрессии в 1957, 1958 и 9 м-цев 1959 года, 1959г.
4. Каторча Г.А. Геологическое строение и полезные ископаемые северо-западной части Джаркентской депрессии, 1961г.
5. Ершова С.В. Отчет по теме: районирование юго-восточной части Южного Казахстана по условиям ведения геохимических работ (в пределах Заилийского Алатау, Кетменя, Джунгурского Алатау и С.В. Прибалхашья) в масштабе 1:200000, 1970г
6. Рабкин Ф.С. Закономерности формирования и размещения месторождений гелиеносных газов в связи с проблемой их поисков во

впадинах Южного и Юго- Восточного Казахстана. (Результаты исследований 1966-1970 гг.), 1970г.

7. Рабкин Ф.С. Газогелиеносные бассейны Южного Казахстана и их прогнозные запасы, 1972г.

8. Синицын Ф.Е. Отчет по теме нефтегазоность эпигеосинклинального палеозоя межгорных и платформенных впадин южного и юго-восточного Казахстана, 1973г.

9. Дубовский А.Г., Барчан Г.Н Сопоставление и изучение металлогенической и геологической характеристики меднпорфирового и свинцово-цинкового оруденения районов Джунгарского Алатау и Борохоро Китая и СССР. Отчет по теме 627 за 1990 - 92 гг.,01.01.1992г.

10. Осинин Н.В. Отчет о результатах региональных сейсморазведочных работ МОГТ Панфиловской сейсмопартии в Восточно-Илийском прогибе за 1980-1981 гг., 1982г.

11. Поляков А.Н., Токушев К.Т., Масурманова Д.З Отчет по комплексной геолого-гидрологической съемке масштаба 1:50000 в пределах листов К-44-І6-А и К-44-І6-В (по работам 1980-1982 г.г.), 1982г.

12. Акишев Т.А. Отчет по сейсмотектоническому районированию Алма-Атинского сейсмоактивного района и сейсмическому микрорайонированию Синегорского участка за 1976-77 гг. 1979г.

13. Акишев Т.А. Отчет по сейсмотектоническому районированию Алма-Атинского сейсмоактивного района и сейсмическому микрорайонированию г.Алма-Аты за 1973-1976 гг. Кеминская партия. 1977г.

14. Торгунаков С.Н. Отчет о ревизионно-оценочных работах Центральной геохимической партии в 1970году. 1971г.

15. Соколов А.А., Нурбаев А.М., Карепов С.В., Никитченко В.И. Отчет до детальным поискам золота на площади Безымянного рудного поля в пределах Кетменского хребта (по работам Кегенской партии за 1979-1981г.г.) 1982г.

16. Ким В.Т., Ровенский М.И., Ветренцев А.Ф. Отчет о результатах поисков подземных вод для водоснабжения хозцентров совхозов и колхозов Алма-Атинской области за 1980 год., 1981г.

17. Олонцев В.Н. Отчет по комплексной геолого-гидрологической и инженерно-геологической съемке масштаба 1:50000 на массиве орошения в бассейне реки Усек (по работам 1972-75 гг). 1975г.

18. Малмыгин Г.В. Отчёт по комплексной инженерно-геологической съёмке масштаба 1:200000 на Карадалинском массиве орошения. (по результатам работ Чарынской инженерно-геологической партии за 1969-71 гг.). 1971г.

19. Галицкий В.В. и др. Отчет Дувантауской партии о работах 1933 года. 1933г.

20. Клейнберг В.Г. Геологическое исследование в Юго-Западных отрогах Джунгарского Алатау, лето 1930 г.

- 21.Юдичев М.А. Предварительный отчет Джунгарской геологической партии.1935г.
- 22.Шульц С.С. и др. Отчет о работах Джаркентской геологической партии летом 1931 г. В Кетменском хребте.1932г.
23. Колов С.Н. Материалы для геологии Кетменского хребта. Отчет Кунгейской геологической партии о работах 1933 г. 1934г.
- 24.Нехорошев Г.В. Стратиграфия и магматизм верхнего палеозоя южных склонов Джунгарского Ала-Тау. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. 1957г.
- 25.Александрова М.И. Отчет о геологических, гидрогеологических и почвенных исследованиях по маршрутам в Юго-Восточном Казахстане, произведенных летом 1945 года., 1946г.
- 26.Платонова Л.И., Малышев Е.Г. Отчет о геолого-геоморфологических работах, проведенных в средней части долины р. Или летом 1953 года. (в районе водохранилища проектируемой Капчагайской ГЭС) 1954г.
27. Мурсалимов Х. Геологический отчет Текелийской геологоразведочной партии за 1951 год. 1952 г.
- 28.Семенов А.И. Объяснительная записка к металлогенической карте Джунгарского Ала-Тау. Отчет по теме: «Составление металлогенических карт масштаба 1:500000».1954г.
- 29.Волосников И.И. Отчет Панфиловской поисково-разведочной партии по работам 1959 года на южных склонах Джунгарского Алатау. 1960г.
30. Майрин С.Е. Геологическое строение Южных склонов Джунгарского Алатау листы L-44-XXXII, K-44-11, L-44-124, 135, 136 и K-44-3, 4. Отчёт промежуточный Западно-Джунгарской ПСП за 1959 г.1960г.
31. Блинов Б.П. Геологическая карта листов K-44-III и восточной части K-44-II. Отчёт Кетменской ПСП за 1959 г.1960 г.
32. Диценко-Кислицина Л.К.Геологический отчет Джунгарской группы по геоморфологической и геологическим съемкам рыхлых отложений масштаба 1:500 000 листа L-44-B, южной и юго-западной части Джунгарского Алатау (листы: L-44-XXXI, XXXII, XXXXIII, XV и XIX) в 1959 г.1960 г.
33. Злавдинов Л.З. Отчет о работах Тематической партии ЮКГУ за 1962 год. 1962г.
34. Стеркин В.Д. Геологическая карта СССР м-б 1:200000. Серия Джунгарская. Лист L-42-XXXIII. Объяснительная записка. Отчет Западно-Джунгарской редакционной партии по работам 1962 г.1963 г.
35. Розенкранц А.А. Геологическая карта СССР масштаба 1:200000. Серия Чингиз-Саурская. Лист L-44- IX.1962 г.
36. Чабдаров Н.М. Геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Серия Джунгарская. Лист K-44-II.1967г.

37. Ахметов К.С. Геологическое строение Кызылчар-Киландинского рудного поля. (Отчет по результатам поисково-съемочных работ Аркаиской ГРП за 1958-1962 гг.) 1964г.
38. Стеркин В.Д. Геологическая карта СССР масштаба 1:200000. Серия Джунгарская. Лист L-44- XXXII. 1965г.
39. Стеркин В.Д Геологическая карта СССР масштаба 1:200000 L-44- XXXIII, 1965 г.
40. Буль В.Ф. Обобщение материалов с целью оценки перспектив выявления промышленных месторождений алюминиевого сырья на территории деятельности Южно- Казахстанского геологического управления. 1967г.
41. Хитрунов А.Т. Гранитоидные интрузивные комплексы хребта Джунгарский Алатау (отчет по теме №12 Сравнительная характеристика интрузивных комплексов различных структурно-формационных зон Центрального и Южного Казахстана), 1967г.
42. Топорский В.Б. Объяснительная записка к карте размещения нефтяных и газовых месторождений и разведочных площадей в СССР. 1968г.
43. Ершова С.В. Отчет по теме: районирование юго-восточной части Южного Казахстана по условиям ведения геохимических работ (в пределах Заилийского Алатау, Кетменя, Джунгурского Алатау и С.В. прибалхашья) в масштабе 1:200000, 1970 г.
44. Синицын Ф.Е. Отчет по теме: Геологическое обоснование методики и направления работ на нефть и газ в Южном и Юго-восточном Казахстане. 1971г.
45. Рабкин Ф.С. Закономерности формирования и размещения месторождений гелиеносных газов в связи с проблемой их поисков во впадинах Южного и Юго- Восточного Казахстана. (Результаты исследований 1966-1970 гг.) 1970г.
46. Горяев С.М. Отчет по теме Б.I.4-64-3/832 Комплексная прогнозная оценка территории южного Казахстана на хромиты в м-бе 1:500000 (с разрезами 1:200000), 1972г.
47. Синицын Ф.Е. Отчет по теме нефтегазоность эпигеосинклинального палеозоя межгорных и платформенных впадин южного и юго-восточного Казахстана, 1973 г.
48. Акишев Т.А., Кувшинов Г.В., Лубковский В.А. Отчет Кеминской партии Илийской геофизической экспедиции по составлению геолого-геофизической основы карты сейсморайонирования Юго-Востока Казахстана и по микросейсморайонированию Алма-Атинского промрайона за 1973-75 гг., 1975г.
49. Дубовский А.Г., Отчет тематической группы Джунгарской ГРЭ по геологическому изучению Джунгарского Алатау в м-бе 1 200000 и теме № 214 «Разработка перспективного плана поисковых и поисково-съемочных работ в Джунгарском Алатау в м-бе 1 200000» (1974-76 гг.), 1976 г.

50. Нурмагамбетов А.А., Антоненко Н.И. Оценка опоискованности Южного Казахстана на золото с выделением перспективных, слабоизученных площадей для поискования 01.01.1982

51. А.И. Радченко, Э.С. Кичман, О.А. Космухамедов, Г.А. Злобин. Отчет по объекту "Составление специализированной аэрокосмофотоструктурной карты масштаба 1:200000 Текелийского и Коксуйского рудных районов на основе комплексной интерпретации аэрокосмофотоматериалов с аэровизуальными наблюдениями и наземной проверкой за 1979-1982 г.г. 01.01.1982г.

52. Абишев В.И. Геологическое доизучение масштаба 1:50 000 территории листов М-43-34-В, М-43-34-Г, М-43-46-А, М-43-46-Б, М-43-46-В, М-43-46-Г. 01.01.1984г.

53. Абишев В.И. Геологическое доизучение масштаба 1:50 000 территории листов М-43-34-В, М-43-34-Г, М-43-46-А, М-43-46-Б, М-43-46-В, М-43-46-Г. 01.01.1984г.

54. Дубовский А.Г., Барчан Г.Н Сопоставление и изучение металлогенической и геологической характеристики меднородильного и свинцово-цинкового оруденения районов Джунгарского Алатау и Борохоро Китая и СССР. Отчет по теме 627 за 1990-92 гг. 01.01.1992г.

55. А.Ш. Нажметдинов Разработать модель строения и дать сравнительную оценку перспектив нефтегазоносности межгорных впадин. 1993г.

56. А.Е. Авдеев Геодинамическая карта Южного Казахстана масштаба 1:500000, 01.01.2000г.

57. А.Ф. Ковалевский Металлогеническая карта Южного Казахстана масштаба 1:500 000

58. Отчет Прогнозно-ревизионной партии в 13 книгах по проекту работ Составление металлогенической карты Южного Казахстана в масштабе 1:500 000 на 1992-1995 г.г., 01.01.2000г.

59. Ким Е.Е., Хайрулинов Р.Н. Отчет о результатах работ «Параметрическое бурение на Жаркентской площади» (по работам за 1997-1998 гг.), 2002г.

60. В.Ф. Чурилов Отчет о результатах работ, выполненных в 2009-2011 гг. по программе 013 Региональные, геолого-съемочные, поисково-оценочные и поисково-разведочные работы, 2012г.

Приложение 1

**Заключение о
Метрологической экспертизе на**

Отчет «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан согласно Контракта № 5502-УВС от 02 июля 2025 года», 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 04.12.2025 г.

Метролог



А.Воздвиженская

Приложение 2

Протокол Научно-Технического Совета ТОО «Смарт Инжиниринг»

г. Алматы

5.12.2025 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;

Туреханов Н.Т. – ведущий инженер-геолог;

Ерболат А.Б. - инженер-геолог

Повестка дня

Обсуждение Отчета «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан согласно Контракта № 5502-УВС от 02 июля 2025 года», выполненного ТОО « СМАРТ Инжиниринг».

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

Отчет «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан согласно Контракта № 5502-УВС от 02 июля 2025 года» разработан согласно Договора № AOV-TSA005-25 от «10» октября 2025г. между ТОО «СМАРТ Инжиниринг» и ТОО «Almaty Oil Ventures».

Контрактный участок Жаркент располагается на территории двух областей: Жетысуской и Алматинской, в 34 км от города Жаркент от центра контрактной территории.

В тектоническом отношении участок приурочен к Восточно-Илийской впадине (Жаркентской депрессии).

Площадь участка недр, согласно выданному геологическому отводу, составляет 2528,24 кв. км (Контракт №5502-УВС на разведку и добычу углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан заключен между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «Almaty Oil Ventures» 02.07.2025г). Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Восточно-Илийский бассейн географически расположен между горными хребтами Кетмень на юге и отрогами Жунгарского Алатау на севере и представляет вытянутую с востока на запад впадину протяженностью до 150 км с общей площадью около 10 000 км. кв. На востоке бассейн переходит в пределы КНР, восточной границей является государственная граница Республики Казахстан.

Изучение Илийского бассейна началось еще с 30-х годов прошлого столетия. Илийская впадина привлекала внимание геологов, как возможный объект нефтепоисковых работ, что обосновывалось близостью расположения и определенным сходством в геологическом строении с Джунгарской и Ферганской впадинами, нефтеносность которых была подтверждена.

На контрактной территории проводились исследовательские работы (сейсморазведочные работы методом ОГТ, электроразведка, аэромагнитная съемка, ВЭЗ, площадная магнитная съемка и др.) различными организациями: трестом «Средазнефтеразведка», Южно-Казахстанской геофизической экспедицией, Илийской

геофизической экспедицией, Казахским геофизическим трестом, Алматинской гидрогеологической экспедицией, АО «Казахстанкаспийшельф», Актюбинской нефтеразведочной экспедицией.

В пределах Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба в разные годы на территории контрактной территории и за ее пределами пробурены 22 глубокие поисковые скважины, уточнившие геологическое строение бассейна, но почти половина из них – на геотермальные воды. Необходимо отметить, что многие из них пробурены в 50-60-е годы прошлого столетия, плохо изучены и плохо коррелируются между собой.

Пробуренными скважинами был вскрыт разрез каменноугольных, пермских, триасовых, юрских, меловых и кайнозойских отложений.

В результате указанных работ установлены значительные глубины залегания фундамента (4000-6000 м) во внутренних частях Восточно – Илийского прогиба, где выявлены крупные структурные осложнения, а в юго-восточной его части бурением вскрыты мощные толщи угленосной юры и осадочные породы триаса, из которых наблюдались газопроявления, характеризующиеся высокой гелиеносностью.

Результаты отдельных пробуренных скважин подтвердили возможность открытия здесь месторождения углеводородов. Так, на устье скважины 4-Т, которая была пробурена на термальные воды, постоянно просачивается нефтеподобный флюид, соответствующий по удельному весу тяжелой нефти, но не являющийся горючим. Этот факт указывает на то, что скважина пробурена вблизи возможного нефтяного месторождения, и необходимо переосмыслить геологию этой части прогиба на возможные участки местоскопления углеводородов.

Но, вместе с тем, необходимо отметить, что литологический состав и стратиграфия осадочного чехла изучены слабо в связи с недостаточной изученностью района исследований глубоким бурением. Пробуренные в конце 50-х годов и первой половине 80-х годов глубокие скважины не дали однозначной оценки возраста осадков, залегающих в основании осадочного чехла.

Очень слабо изучены верхнепалеозойские отложения, которые считаются рядом исследователей квазиплатформенным комплексом и которые вполне могут быть поставщиками углеводородов. Скорее всего, эти отложения требуют детального изучения.

Геологическая история развития Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба обладает общими чертами развития, тектонического строения и стратиграфических разрезов с Жунгарским нефтегазоносным бассейном, породы которых на территории Китая являются продуктивными. Необходимо отметить что, в Жунгарской депрессии промышленная нефтеносность установлена на структурах Карамай, Тушандзы, Чийгу и ряда других в отложениях угленосной юры и нижнего мела.

Широкое развитие месторождений каменного и бурого угля на восточной границе Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба необходимо считать одним из показателей наличия углеводородов. Нижне+среднеюрские отложения в разрезах скважин 3-Г, 6-Г и 7-Г имеют мощность от 250 до 500м, что обеспечивает условия образования углеводородов, так как в объеме этих отложений до 5 единиц пластов бурых углей и углистых глин.

Исследования битуминозности пород люминисцентно-битуминологическим методом показали, что относительно повышенной битуминонасыщенностью обладают пермские отложения. Так, в пермских алевролитах скв. 3-Г выявлен битум «А» в количестве 0,19-0,39 %. В триасовых отложениях отмечено содержание битума до 0,01 %. Вышеуказанные толщи по своему литолого-фациальному облику и геохимическим показателям могут быть оценены газопроводящими.

Газопроявления установлены как на поверхности в родниках (Чунджинско-Дубунские), так и в разрезах скважин. В палеозойском комплексе газопроявления отмечались при вскрытии скважинами отложений перми (скв. 3-Г и 7-Г), где было разбурено несколько песчанистых коллекторов мощностью от 1.5-2.5м до 10-15 м. Из пермских горизонтов был получен перелив сильно разгазированной солёной воды с

дебитом 0.4-32 м³/сут с газовым фактором до 18 м³/м³, относящейся к хлор- кальциевому типу с минерализацией 8.5-21 г/л и значительной примесью микрокомпонентов: йода 12 мг/л, брома 50 мг/л, бора 12 мг/л. Растворённый газ имеет состав в объёмных процентах: N2 - 68.0-72,7 %; CH4 - 14.0-24.0 %; He - 0.89 %; Ar - 0.4 %; H2 - 12.8 %; H2S - 1%. В основном газ азотный с содержанием метана, гелия, аргона и водорода. По данным газового каротажа есть маломощные пласты до 1.5 м, насыщенные горючим газом. Газопоказания по сумме горючих газов составили от 2 до 5 % на фоне близком к нулю.

Триас-юрские отложения слагают толщу, которая в гидрогеологическом отношении представляет зону активного водообмена. Воды сульфатно-натриевые с минерализацией до 0.4 г/л. Растворённые газы, в основном азотного состава, несут лишь следы гелия. По газовому каротажу проявления горючих газов отмечены в интервалах развития угольных пластов, где сумма горючих составляет 0.1-0.4 % (в газово-воздушной смеси), а в скв. 6-Г (инт. 1390-1440 м) в алевролитово-аргиллитовой толще верхнего триаса - 0.2-5.0 %.

Основным нефтегазопроизводящим комплексом в прогибе являются триас-юрские угленосные сероцветные отложения. Формирование газовых и возможно нефтяных месторождений могло начаться не ранее миоцена, когда триас-юрские отложения были погружены на глубины до 2 км. Как показывают материалы бурения дополнительным источником газа (в основном гелиевого) могут быть также пермские осадочные отложения. Залежи углеводородов также возможны в триас-юрских, меловых и палеогеновых отложениях, в которых имеются коллекторские горизонты.

Таким образом, на основе геолого-геофизической информации, накопленной в разные годы и анализа материала бурения скважины 1-П Жаркент, 1-Т Усекская, 4-Т, 7-Т и других в пределах Восточно-Илийского прогиба можно отметить зоны, благоприятные для генерации углеводородов, связанные со всеми комплексами мезозойских образований, а также по результатам геохимических исследований горных пород не исключается возможность присутствия нефтегазоматеринских пород в верхней секции разреза палеозойских отложений.

Дальнейшее перспективное направление поисково-разведочных работ на контрактной территории связано с детальным изучением строения прибортовых зон, а также отдельных поднятий юго-восточного простирания в пределах контрактной территории, которые могут являться ловушками углеводородов.

На основании вышеизложенного, участок Жаркент обладает высокими перспективами обнаружения средних по запасам многопластовых месторождений нефти, газа и гелия на имеющихся здесь структурах, что подтверждается нефтегазопроявлениями из отдельных скважин.

В процессе исследования были проанализированы все имеющиеся фондовые материалы прошлых лет и геолого-геофизические материалы и материалы бурения поисковых скважин на нефть, газ и на термальные воды, проведенные в разные годы, а также новейшие геолого-геофизические материалы. Исходя из распределения в вертикальном разрезе флюидоупоров и коллекторов, возможно, газопродуцирующих толщ, а также учитывая химический состав газов, полученных при газопроявлениях, в разрезе осадочного чехла Восточного-Илийского прогиба могут быть выделены два перспективных на углеводороды комплекса верхнепалеозойско-нижнетриасовый, с возможным включением в него во внутренних зонах прогиба нижнетриасовых образований, и мезозой – кайнозойский.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Almaty Oil Ventures», который приступил к работам согласно Контракта №5502-УВС от 02.07.2025г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 02 июля 2031 года.

Проектом запланировано: бурение двух независимых поисковых скважин, глубинами 4000м и 3700м, гелиевая съемка (зависимый объем), пассивная

сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем), проведение электро-разведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем) и сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 1500 пог.км.

После обмена мнениями ПОСТАНОВИЛИ:

- 1.Представленный отчет «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан согласно Контракта № 5502-УВС от 02 июля 2025 года», выполненный ТОО «СМАРТ Инжиниринг», составлен в соответствии с геологическим заданием.
- 2.Направить отчет – «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан согласно Контракта № 5502-УВС от 02 июля 2025 года», выполненный ТОО «СМАРТ Инжиниринг» в ТОО «Almaty Oil Ventures» для согласования.

Председатель НТС

Майлыбаев Р.М.

Секретарь НТС

Жамикенов А.А.

Приложение 3

Протокол

**Совместного заседания Научно-Технического Совета
ТОО «Смарт Инжиниринг» и ТОО «Almaty Oil Ventures »**

Приложение 4

СПРАВКА о рассылке отчета

Отчет «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан согласно Контракта № 5502-УВС от 02 июля 2025 года», выполненный по Договору № Договор № АОВ-TSA005-25 от «10» октября 2025 года направляется в следующие организации:

№№ пп	Организация	Количество экземпляров	Адрес
1	ТОО «Almaty Oil Ventures»	2	г. Алматы, БЦ Нурлы Tay, здание 17, блок 4б, офис 1602



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/см² и температурой теплоносителя выше 115С, сосудов и турбопроводов, работающих под давлением выше 0.7 кг/см² 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

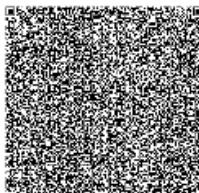
Место выдачи

г.Астана

Дата перевода в электронный формат: 01.10.2025

Ф.И.О. подписавшего:

Бердиев Нурлыбек Орнигалиевич





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/помощью 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.

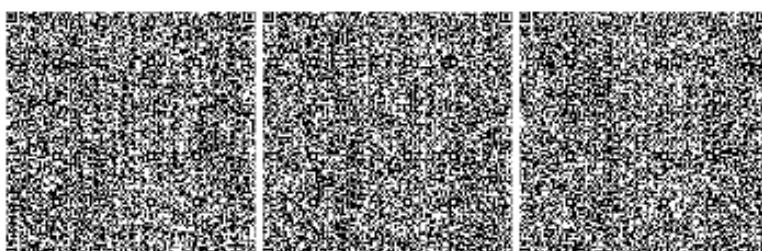
(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель

(уполномоченное лицо)

-

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



Осын күркін «Электрондың күркін және электрондық цифровық мемлекеттік тұрағызы» 2003 жылдың 7 наурызының 7 байланыс 1 тармалық сабакынан тасылғынтының күркіннен берілді. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗДК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" разрешен к документу на бумажном носителе.

Номер приложения

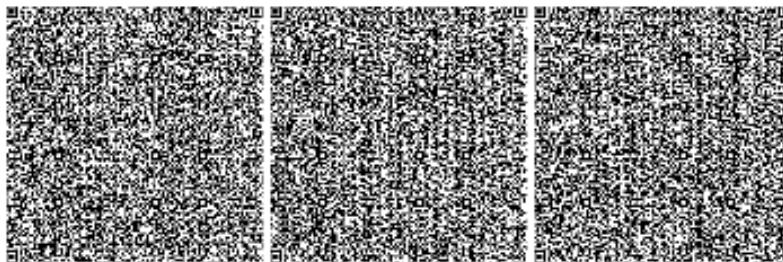
Срок действия

Дата выдачи 28.07.2011
приложения

Место выдачи г.Астана

Дата перевода в электронный формат 01.10.2025

Ф.И.О. подписавшего: Берднев Нурлыбек Орингалиевич



Осы құрал «Электронды құрат және электрондық цифровық кодтамбы туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылды 7 наурыздағы Зәңгір 7 байының 1 тармымында сабжыңыздың тасымалтатын күршінниң негізін берді. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗПК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подпись" разрешает документу из бумажного носителя.