

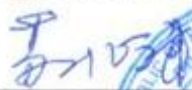
ЧАСТНАЯ КОМПАНИЯ «Kazakstan FengYuanXinMao Energy Ltd.»

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КЕН БАҒДАР»**

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ЧК «Kazakstan FengYuanXinMao Energy Ltd.»



ZHAOBIN SU
« 20 » 01 2025г.


ПРОЕКТ

**разведочных работ по поиску углеводородов
на участке Кендала Северный,
расположенного в Мангистауской области
Республики Казахстан**

Книга 1. Текст

**Директор
ТОО «Кен Бағдар»**




Ерболат А.

г. Астана, 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	ФИО
Заместитель директора по геологии		Битеуова С.А.
Ведущий геолог		Маушева М.К.
Ведущий инженер		Кожахметова Н.С.
Ведущий инженер		Шеруенов А.Е.
Старший инженер		Умбетов Е.К.
Старший инженер		Ермекбаева Г.
Инженер		Касымова Н.

«Утверждаю»
Генеральный директор
ЧП «Kazakhstan FengYuanXinMao Energy Ltd.»

_____ **ZHAOBIN SU**

«17» декабря 2024г.

Геологическое задание
на выполнение «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на
участке Кендала Северный и пред ОВОС к нему.

Основание выдачи геологического задания

Основанием выдачи геологического задания является Контракт Государственным регистрационным №5354-УВС от 02.07.2024 г. на разведку и добычу углеводородного сырья по участку Кендала Северный, расположенном в Мангистауской области Республики Казахстан и согласно Закону о недрах разработать Проект разведочных работ (поисковый этап).

Целевое назначение работ

Целью настоящего проекта является разработка и обоснование видов и объемов работ в пределах геологического отвода на участке Кендала Северный ЧП «Kazakhstan FengYuanXinMao Energy Ltd.» с целью выделения участков (структур) перспективных на наличие залежей нефти и газа и проведения на них буровых работ.

Задачи

Основными задачами проводимых работ являются:

- Анализ геолого-геофизической изученности и геологического строения района работ;
- Обоснование постановки сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ и размещение сейсмических профилей в объеме 1000 пог.км.;
- Обоснование точек заложения поисковых скважин с целью поисков залежей нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях;
- Обоснование конструкции скважин, параметров бурового раствора, бурового оборудования;
- Обоснование видов и объемов работ в скважинах: отбор керна, шлама, ГТС, ГИС, испытания перспективных на нефть и газ горизонтов в открытом стволе и в колонне;
- Разработка «Проекта Оценки воздействия на окружающую среду» (Далее-ОВОС).

Содержание проекта и виды работ

Проект должен содержать все главы и оформлен согласно действующим инструкциям и методическим указаниям.

Графические приложения Проекта должны включать:
схему геолого-геофизической и буровой изученности участка;
структурные карты по отражающим горизонтам (III, IV, V и Pz);
геологические разрезы в точках заложения скважин;
иные графические приложения.

2.3. Описать методики и техники проведения полевых сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ;

2.4. Обосновать точки заложения поисковых скважин и их задачи по результатам обработки геолого-геофизических данных;

2.5. Комплекс ГИС и ГДИС привести на основе современных методов и приборов с учетом новейших технологий;

2.6. Опробование/испытание скважин и отбор керна предусмотреть в соответствии с нормативными правовыми актами, инструкциями, методическими рекомендациями, действующими в Республике Казахстан.

3. Требования к оформлению и сдаче результатов

3.1. Проект должен быть составлен в соответствии с требованиями действующих инструкции и правил по составлению проектных документов и стандартов в Республике Казахстан.

3.2. На основании Договоренности, выданной Заказчиком, Исполнитель должен направлять самостоятельно Проекты на проведение и получение экспертизы в государственные органы Республики Казахстан.

Текст Проекта, таблицы и приложения в форматах *.doc, *.xls, *.pdf;

3.4. Графические приложения и рисунки в форматах *.pdf, *.jpg, *.cdr;

Геологические фонды Заказчика – 1 экз., МД «Запказнедра» - 1 экз., АО «Национальная геологическая служба» - 1 экз., с предоставлением оригиналов извещений о принятии отчета на хранение согласованию с Заказчиком. Отчетные материалы должны быть переданы в бумажном носителе (жестком переплете) и цифровом формате на компакт-диске (СД).

Отчетные материалы должны быть переданы Заказчику в двух экземплярах и один экземпляр для регистрации в территориальное управление межрегионального департамента «Запказнедра» на русском языке, в бумажном носителе (жестком переплете) и цифровом формате на компакт-диске (СД).

Сроки выполнения работ

Разработка проекта, его согласование и утверждение – 90 дней с момента подписания договора и получения исходных материалов
Исполнением от Заказчика.

По завершению разработки проекта разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ЧП «Kazakhstan FengYuanXinMao Energy Ltd.» на указанных структурах, проект с Экологическим заключением будет предоставлен в Министерство Энергетики Республики Казахстан.

Главный геолог

Кызырбек З.К.

Битеуова С.А., Маушева М.К. и др.
**Проект разведочных работ по поиску углеводородов
на участке Кендала Северный,
расположенного в Мангистауской Республики Казахстан
Договор № 52 от 17.12.2024 г**

состоит из одной книги и папки с графическими приложениями.
Текст отчета - 164 стр., в т.ч. 12 рис., 32 табл.; 5 текстовых приложений;
Папка с графическими приложениями - 56 графических приложений.
Компакт-диск – 1 шт.

Адрес исполнителя: ТОО «Кен Бағдар», 050013, г. Алматы, Бостандыкский район, микрорайон Нур Алатау, улица Нурлы Байкенов, дом 62

Государственная лицензия 13011325 от 18.07.2013 г.

Адрес Заказчика: ЧП «Kazakhstan FengYuanXinMao Energy Ltd.», 010000, г. Астана, район Есиль, улица Сауран, дом 3/1.

РЕФЕРАТ

Целью данного проекта является изучение геологического строения, обнаружение залежей углеводородов, определение перспективных ресурсов, предварительная геолого-экономическая оценка и обоснование объемов разведочных работ.

Участок Кендала Северный расположен в пределах Южно-Мангышлакского прогиба, административно находится в Каракиянском районе Мангистауской области Республики Казахстан.

В отчете приведены сведения о геолого-геофизической изученности участка и сопредельных площадей, проанализированы данные глубокого поисково-разведочного бурения.

В проекте планируется проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 1000 пог.км и бурение 18 поисковых скважин с проектной глубиной 4800м и проектным горизонтом – триас. Из них 12 скважин запланированы на основании результатов ранее выполненных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, а бурение 6 скважин – на основе планируемых сейсморазведочных работ МОГТ 2Д.

В проекте освещены вопросы геологического строения и нефтегазоносности района, цели и задачи разведочных работ, их методика и объем, объемы полевых сейсморазведочных и промыслово-геофизических исследований, рекомендации по отбору керна и шлама, пластовых флюидов, опробований и испытаний, виды аналитических исследований, основные технико-экономические показатели.

Ключевые слова: УЧАСТОК, СЕЙСМОРАЗВЕДКА 3Д, СКВАЖИНА, ИСПЫТАНИЕ И ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ, ЗАЛЕЖЬ, ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, КЕРН, ОТРАЖАЮЩИЙ ГОРИЗОНТ, БУРЕНИЕ, ГИС, НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ, ГАЗ.

Составитель реферата

Битеуова С.А.

СОДЕРЖАНИЕ

№ № глав	Наименование главы	Стр.
1	2	3
1	Введение	16
2	Географо-экономические условия	18
3	Геолого-геофизическая изученность	21
3.1	Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	21
3.2	Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	37
3.3	Геофизические и геохимические исследования скважин	50
3.4	Лабораторные исследования по керну	52
4	Геологическое строение площади	59
4.1	Проектный литолого-стратиграфический разрез	59
4.2	Тектоника	71
4.3	Нефтегазоносность	83
4.4	Гидрогеологическая характеристика разреза	94
5	Методика и объем проектируемых поисковых работ	101
5.1	Цели и задачи поисковых работ	101
5.2	Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований	103
5.3	Система расположения поисковых скважин	106
5.4	Геологические условия проводки скважин	111
5.5	Характеристика промывочной жидкости	112
5.6	Обоснование типовой конструкции скважин	114
5.7	Оборудование устья скважин	115
5.8	Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах	115
5.8.1	<i>Отбор керна и шлама в проектных скважинах</i>	116
5.8.2	<i>Геофизические и геохимические исследования</i>	119
5.8.3	<i>Опробование и испытание перспективных горизонтов</i>	121
5.8.4	<i>Лабораторные исследования</i>	125
6	Попутные поиски	128
7	Обработка материалов поисковых работ	129
8	Требования по ликвидации и консервации последствий деятельности недропользования по углеводородам.	130
8.1	Расчет затрат на ликвидацию скважин	130
8.2	Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства	131
8.3	Расчет рекультивации земли	131
9	Мероприятия по обеспечению рационального пользования и охране недр, природы и окружающей среды	133
9.1	Факторы негативного воздействия на геологическую среду	133
9.2.	Охрана недр при проведении разведочных работ	134

1	2	3
9.3.	Воздействия проектируемых работ на геологическую среду	138
9.4	Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду	139
10	Продолжительность проектируемых работ на площади	141
11	Предполагаемая стоимость проектируемых работ	144
12	Ожидаемые результаты работ	145
12.1	Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа	145
13	Основные технико-экономические показатели поисковых работ	150
14	Заключение	152
	Список использованных источников	153

СПИСОК РИСУНКОВ

№ п/п	№ рисунков	Наименование рисунков	Стр.
1	2	3	4
1	Рисунок 2.1	Обзорная карта	20
2	Рисунок 4.1	Тектоническая схема Южного Мангышлака и сопредельной территории	72
3	Рисунок 4.2	Курганбай. Структурная карта по ОГ IV1 (репер в оксфорде), 1967 г	76
4	Рисунок 4.3	Курганбай. Структурная карта по подошве J2k, 2017 г.	76
5	Рисунок 4.4 –	Байрам-Кызыладыр. Структурная карта по ОГ V ₂ ^{II} (кровля карбонатов T2), 1967 г	77
6	Рисунок 4.5 –	Байрам-Кызыладыр. Структурная карта по ОГ V ₂ ^{II} (кровля T2), 2017г	78
7	Рисунок 4.6	Демал, Алак, Кумак. Структурная карта по ОГ V ₂ ^{II} (кровля пласта А T2), 1991 г	80
8	Рисунок 4.7	Демал, Алак, Кумак. Структурная карта по ОГ V ₂ ^{II} (кровля T2), 2017 г.	80
9	Рисунок 4.8	Улькендале, Тучискен. Структурная карта по ОГ V ₂ ^{II} (кровля пласта А T2), 1991 г	82
10	Рисунок 4.9	Улькендале, Тучискен. Структурная карта по ОГ V ₂ ^{II} (кровля T2), 2017 г.	83
11	Рисунок 4.10	Месторождение Каунды. Изменение значений температуры и геотермической ступени с глубиной	97
12	Рисунок 5.1	Схема расположения профилей МОГТ 2Д на участке Кендала Северный	104

СПИСОК ТАБЛИЦ

№	№ таблиц	Наименование таблиц	Стр.
1	2	3	4
1	Таблица 2.1	Географо-экономические условия	18
1	Таблица 3.1	Геолого-геофизическая изученность площади	25
2	Таблица 3.2	Изученность площади глубоким бурением (Жазгурлинская депрессия)	35
3	Таблица 3.3	Изученность площади глубоким бурением (Большая Мангышлакская Флексура)	36
4	Таблица 3.4	-Характеристика коллекторов верхнее- и среднетриасовых отложений	43
5	Таблица 3.5	Выполненные геофизические исследования в открытом стволе пробуренных скважин	51
6	Таблица 3.6	Сведения по лабораторным исследованиям керна	58
7	Таблица 4.1	Отбивки стратиграфических границ (Жазгурлинская депрессия)	69
8	Таблица 4.2	Отбивки стратиграфических границ (Большая Мангышлакская Флексура)	70
9	Таблица 4.3	Результаты опробования пробуренных скважин	89
10	Таблица 4.4	Результаты исследований устьевых проб газа	93
11	Таблица 4.5	Результаты исследований устьевых проб конденсата	93
12	Таблица 4.6	Химический состав и физические свойства пластовых вод	98
13	Таблица 4.7	Газовый состав пластовых вод	100
14	Таблица 5.1	Основные параметры методики работ МОГТ 2Д	106
15	Таблица 5.2	Возможные виды осложнений в процессе бурения	111
16	Таблица 5.3	Интервалы возможных осложнений	112
	Таблица 5.4	Типы и параметры буровых растворов	114
17	Таблица 5.5	Рекомендуемая конструкция поисковых скважин проектной глубиной 4800 м (+250м)	115
18	Таблица 5.6	Спецификация устьевого противовыбросового оборудования	115
19	Таблица 5.7	Сведения по проектному отбору керна	116
20	Таблица 5.8	Проектируемый комплекс геофизических и геохимических исследований	121
21	Таблица 5.9	Сводные данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне	124
22	Таблица 5.10	Рекомендуемый комплекс стандартных исследований керна	126
23	Таблица 8.1	Количество операционных затрат при ликвидации одной скважины	130
24	Таблица 8. 2	Стоимость ликвидации одной скважины	131
25	Таблица 8. 3	Используемые материалы	131
26	Таблица 8. 4	Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на участке Кендала Северный	132
27	Таблица 10.1	Виды и объемы работ период разведки 2024-2030 г.г	141
28	Таблица 11.1	Исходные данные для расчета предполагаемой стоимости проектируемых работ	144
29	Таблица 12.1	Оценка ожидаемых ресурсов свободного газа Кендала Северный	147
30	Таблица 12.2	Оценка ожидаемых ресурсов нефти на участке Кендала Северный	149

1	2	3	4
31	Таблица 13.1	Основные показатели проектируемых поисковых работ на участке Кендала Северный	150
32	Таблица 13.2	Укрупненный сметно-финансовый расчет стоимости всех видов и объемов ГРП, 2024-2030 г.г.	151

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	№ приложений	Наименование рисунков	Стр.
1	2	3	4
1	1	Геологический отвод	154
2	2	Картограмма	156
3	3	Протокол заседания научно - технического совещания специалистов ТОО «Кен Бағдар»	157
4	4	Протокол геолога - технического совещания между Частной компанией «Kazakstan FengYuanXinMao Energy Ltd.» и ТОО «Кен Бағдар»	160
5	5	Лицензия ТОО «Кен Бағдар»	163

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	№ прило- жения	Кол-во листов	Масштаб	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
1	Кендала Северный. Обзорная карта	1	1	1:1 000 000	не секретно
2	Тектоническая схема Южного Мангышлака и сопредельных территорий Устюрта	2	1	1:500 000	не секретно
3	Карта геолого-геофизической изученности	3	1	1:500 000	не секретно
4	Карта локальных структур и месторождений	4	1	1:500 000	не секретно
5	Геолого-геофизический профиль	5	1	Гор:1:200 000 Верт:1:20 000	не секретно
6	Геолого-геофизический профиль	6	1	Гор:1:200 000 Верт:1:20 000	не секретно
7	Курганбай. Геологический профиль по линии I-I	7	1	Гор:1:25 000 Верт:1:10 000	не секретно
8	Байрам-Кызыладыр. Геологический профиль по линии I-I	8	1	Гор:1:25 000 Верт:1:10 000	не секретно
9	Демал, Кумак, Алак. Геологический профиль по линии I-I	9	1	Гор:1:50 000 Верт:1:10 000	не секретно
10	Улькендале-Тучискен. Геологический профиль по линии I-I	10	1	Гор:1:50 000 Верт:1:10 000	не секретно
11	Курганбай. Структурная карта по отражающему горизонту V ₃		1	1:25 000	не секретно
12	Курганбай. Структурная карта по отражающему горизонту V ₂ ^{II}	12	1	1:25 000	не секретно
13	Курганбай. Структурная карта по отражающему горизонту V	13	1	1:25 000	не секретно
14	Курганбай. Структурная карта по подошве J _{2b}	14	1	1:25 000	не секретно
15	Курганбай. Структурная карта по подошве J _{2bt}	15	1	1:25 000	не секретно
16	Курганбай. Структурная карта по подошве J _{2k}	16	1	1:25 000	не секретно
17	Курганбай. Структурная карта по подошве III	17	1	1:25 000	не секретно
18	Курганбай. Схема распределения продольного импеданса в перспективных отложениях байоса	18	1	1:50 000	не секретно
19	Курганбай. Схема распределения V _p /V _s в перспективном интервале бата	19	1	1:50 000	не секретно
20	Курганбай. Схема распределения продольного импеданса в отложениях келловоя	20	1	1:50 000	не секретно

1	2	3	4	5	6
21	Курганбай. Временной разрез по линии Inline 2035 через проектную скважину К-3	21	1	Гор:1:25 000 Верт:1см:100мс	не секретно
22	Курганбай. Временной разрез по линии Xline 10165 через проектную скважину К-3	22	1	Гор:1:25 000 Верт:1см:100мс	не секретно
23	Курганбай. Временной разрез по линии Inline 2400 через проектную скважину К-1	23	1	Гор:1:25 000 Верт:1см:100мс	не секретно
24	Курганбай. Временной разрез по линии Xline 10200 через проектную скважину К-1	24	1	Гор:1:25 000 Верт:1см:100мс	не секретно
25	Байрам-Кызыладыр. Структурная карта по отражающему горизонту V_3	25	1	1:25 000	не секретно
26	Байрам-Кызыладыр. Структурная карта по отраж. горизонту V_2^{II}	26	1	1:25 000	не секретно
27	Байрам-Кызыладыр. Структурная карта по отражающему горизонту V_2	27	1	1:25 000	не секретно
28	Байрам-Кызыладыр. Структурная карта по отражающему горизонту V	28	1	1:25 000	не секретно
29	Байрам-Кызыладыр. Структурная карта по подошве J_2b	29	1	1:25 000	не секретно
30	Байрам-Кызыладыр. Структурная карта по подошве J_2bt	30	1	1:25 000	не секретно
31	Байрам-Кызыладыр. Структурная карта по подошве J_2k	31	1	1:25 000	не секретно
32	Байрам-Кызыладыр. Структурная карта по подошве III	32	1	1:25 000	не секретно
33	Байрам-Кызыладыр. Временной разрез по линии Xline 10249 через проектную скважину БК-1	33	1	Гор:1:50 000 Верт:1см:100мс	не секретно
34	Байрам-Кызыладыр. Временной разрез по линии Inline 2036 через скважины Г-3, БК-1	34	1	Гор:1:50 000 Верт:1см:100мс	не секретно
35	Байрам-Кызыладыр. Временной разрез по линии Xline 10197 через проектную скважину БК-2	35	1	Гор:1:50 000 Верт:1см:100мс	не секретно
36	Байрам-Кызыладыр. Временной разрез по линии Inline 2212 через проектную скважину БК-2	36	1	Гор:1:50 000 Верт:1см:100мс	не секретно
37	Демал, Кумак, Алак. Структурная карта по отражающему горизонту V_3	37	1	1:50 000	ДСП
38	Демал, Кумак, Алак. Структурная карта по отражающему горизонту V_2^{II}	38	1	1:50 000	ДСП
39	Демал, Кумак, Алак. Структурная карта по отражающему горизонту V	39	1	1:50 000	ДСП
40	Демал, Кумак, Алак. Структурная карта по подошве J_2b	40	1	1:50 000	ДСП

1	2	3	4	5	6
41	Демал, Кумак, Алак. Структурная карта по подошве J ₂ k	41	1	1:50 000	ДСП
42	Демал, Кумак, Алак. Структурная карта по подошве III	42	1	1:50 000	ДСП
43	Демал, Кумак, Алак. Временной разрез по линии Inline 2860 через проектную скважину Д-1	43	1	Гор:1:50 000 Верт:1см:100мс	не секретно
44	Демал, Кумак, Алак. Временной разрез по линии Xline 10740 через скважины Д-1,1_Демал	44	1	Гор:1:50 000 Верт:1см:100мс	не секретно
45	Улькендале, Тучискен. Структурная карта по отражающему горизонту V ₃	45	1	1:50 000	не секретно
46	Улькендале, Тучискен. Структурная карта по отраж. горизонту V ₂ ^{II}	46	1	1:50 000	не секретно
47	Улькендале, Тучискен. Структурная карта по отражающему горизонту V	47	1	1:50 000	не секретно
48	Улькендале, Тучискен. Структурная карта по подошве J ₂ b	48	1	1:50 000	не секретно
49	Улькендале, Тучискен. Структурная карта по подошве J ₂ bt	49	1	1:50 000	не секретно
50	Улькендале, Тучискен. Структурная карта по подошве J ₂ k	50	1	1:50 000	не секретно
51	Улькендале, Тучискен. Структурная карта по подошве III	51	1	1:50 000	не секретно
52	Улькендале, Тучискен. Временной разрез по линии Inline 2217 через проектную скважину УТ-1	52	1	Гор:1:50 000 Верт:1см:100мс	не секретно
53	Улькендале, Тучискен. Временной разрез по линии Xline 10288 через проектную скважину УТ-1	53	1	Гор:1:50 000 Верт:1см:100мс	не секретно
54	Улькендале, Тучискен. Временной разрез по линии Inline 2317 через скважины Чукур-5, УТ-2	54	1	Гор:1:50 000 Верт:1см:100мс	не секретно
55	Улькендале, Тучискен. Временной разрез по линии Xline 10263 через проектную скважину УТ-2	55	1	Гор:1:50 000 Верт:1см:100мс	не секретно
56	Юж.Мангышлак. Карта распределения перспективных объектов и рекомендации по ГРП. Структурная карта по среднетриасовым отражающим горизонтам V ₂ ^{II}	56	1	1:200 000	не секретно

Всего 56 графических приложений, 56 - не секретно

1. ВВЕДЕНИЕ

Частная компания «Kazakstan FengYuanXinMao Energy Ltd.» обладает правом недропользования на разведку и добычу углеводородов на участке Кендала Северный в соответствии с Контрактом №5354-УВС от 02 июля 2024 г.

Контракт заключен на срок, равный 6 лет, состоящий из этапа поиска и действует до 2 июля 2030 г.

Площадь участка недр составляет 5036,01 кв.км, глубина – до кристаллического фундамента (текстовое приложение 1).

Перспективы нефтегазоносности Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры обосновываются территориальной близостью к Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, в пределах которой выделены крупные нефтяные и газовые месторождения Южного-Мангышлака.

Перспективными являются отложения верхнего, среднего триаса, средней юры. Глубины залегания триасового комплекса от 3800 до 5500 м. Прогнозный флюид – свободный газ. Глубины залегания юрского комплекса от 2300 до 3800м. Прогнозный флюид-нефть.

Геолого-геофизическую изученность рассматриваемой территории можно поделить на два этапа:

1) с 1950 г. по 1970 г. сейсмические исследования проводились регионального характера методами МОВ и КМПВ силами ВНИГРИ и Казнефтегеофизика.

2) в 70-е годы после внедрения в производство нового МОГТ началось изучение доюрских отложений силами МНГФ.

Рассматриваемый участок Кендала Северный расположен в пределах Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры, а также частично охватывает Жетыбай-Узеньскую и Сегендымысскую ступени.

В пределах Жазгурлинской депрессии региональными сейсморазведочными работами МОГТ 2Д, выполненными в прошлом, было выявлено порядка 25 структур: Тасмурун, Северное Полынное, Полынное, Степное, Такырное, Центральное, Северное Тематическое, Тематическое, Коктас, Токмак, Алак, Демал, Кумак, Кумбар, Каунды, Двойная, Ушбас, Учма, Акташ, Байрам-Кызыладыр, Тайбагар, Тогыз, Южный Чукурор, Молдабай, Курганбай.

В пределах Большой Мангышлакской флексуры аналогичными работами было выявлено около 9 структур: Нормаул, Восточный Нормаул, Саукудук, Восточный Саукудук, Баканд, Пионерская, Патлак, Северный Патлак, Улькендале-Тучискен.

В пределах части Жетыбай-Узеньской ступени, входящей в контур рассматриваемого участка, выявлена структура Тунграк, а в пределах Сегендымысской ступени выявлены структуры Чукурор, Восточный Тенге, Алак, Бет, Сена, Байтал и Тумгарашин.

В 2016–2017 годах предыдущий недропользователь, ТОО «Триасмунайгаз», выполнил значительный объем сейсморазведочных работ МОГТ 3Д на ряде структур, включая Байрам-Кызыладыр, Демал, Алак, Кумак, Курганбай и Улькендале-Тучискен. Общая площадь проведенных исследований составила 1141,34 кв. км, из которых 167,58 кв. км приходятся на Байрам-Кызыладыр, 492,34 кв. км – на Демал, Алак и Кумак, 313,37 кв. км – на Улькендале и Тучискен, а 168,05 кв. км – на Курганбай (14).

Однако вышеуказанные исследования проводились локально, только на четырёх участках и порядка 20 структур, где в советское время были пробурены скважины с признаками нефтегазопоявлений, остались неизученными.

Для решения указанных задач в период с 02.07.2024 по 02.07.2030 г.г. настоящим «Проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кендала Северный, расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан» предусматривается проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 1000 пог. км и бурение 18 поисковых скважин. Из них 12 скважин запланированы на основании результатов ранее выполненных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д:

- На поднятии Курганбай запланировано бурение 3 скважин: 1 независимой К-1 и 2 зависимых К-2 и К-3;

- На поднятии Байрам-Кызыладыр запланировано бурение 3 скважин: 1 независимой БК-1 и 2 зависимых БК-2 и БК-3;

- На поднятии Демал запланировано бурение 3 скважин: 1 независимой скважины Д-1 и 2 зависимых скважин Д-2 и Д-3;

- На поднятии Улькендале-Тучискен запланировано бурение 3 скважин: 1 независимой УТ-1 и 2 зависимых УТ-102 и УТ-103.

Бурение остальных 6 скважин запланировано на основе результатов планируемых сейсморазведочных работ МОГТ 2Д. Местоположение этих скважин будет уточнено после выполнения сейсморазведки МОГТ 2Д.

На поднятии Баканд запланировано бурение 1 независимой скважины Х-1.

На поднятии Учма запланировано бурение 1 независимой скважины Х-2.

Остальные скважины зависимые: Х-201 на поднятии Северное Тематическое, Х-202 на поднятии Тайбагар, Х-301 на поднятии Южный Чукурый, и Х-302 на поднятии Сакудук.

Настоящий «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кендала Северный, расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан» выполнен ТОО «Кен Бағдар» на основании договора №52 от 17 декабря 2024 года с частной компанией «Kazakstan FengYuanXinMao».

2. ГЕОГРАФО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Таблица 2.1 - Географо-экономические условия

п/п №	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Жазгурлинская депрессия и Большая Мангышлакская флексура
2	Место базирования НГРЭ	Каракиянский район Мангистауской области
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	слабоволнистая равнинная местность, наклоненная к западу, то есть в сторону Каспийского моря.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	гидрографическая сеть отсутствует, источники питьевого водоснабжения так же отсутствуют
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	-
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	лето с температурой до – 40°C, зимой температура воздуха – -30°C.
7	Количество осадков	126 мм, из них на осенне-зимний период приходится 43 мм, а на весенне-летний месяцы – 83 мм
8	Преобладающее направление ветров и их сила	в зимний период господствуют юго-восточные и восточные ветры; летом-северные и северо-западные
9	Толщина снежного покрова и его распределение	Снежный покров не превышает 15 – 20 см, обычно он ложится в ноябре и сходит в марте
10	Геокриологические условия	-
11	Продолжительность отопительного сезона	189 дней
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	растительность района характерна для пустынь-полынь, колючка, биюргун и др. Животный мир представлен сайгаками, волками, лисами, грызунами, пресмыкающимися и насекомыми. Часть территории входит в государственную заповедную зону Кендерли-Каясан.
13	Населенные пункты и расстояния до них	пос. Курык около 60км, до г. Жанаозен - 40 км.
14	Ведущие отрасли народного хозяйства	-
15	Наличие материально-технических баз	-
16	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	нефтепровод Актау – Курык.

продолжение таблицы 2.1

1	2	3
17	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	Дизель электростанция
18	Виды связи	Спутниковая, радиостанция
19	Пути сообщения. Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	-
20	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	Сведения о подъездных путях: протяженность -10км. Ширина-6м. Высота насыпи -20см. Характеристика дороги-грунтовая.
21	Условия перевозки вахт	-
22	Наличие зимников, срок их действия	-
23	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	-

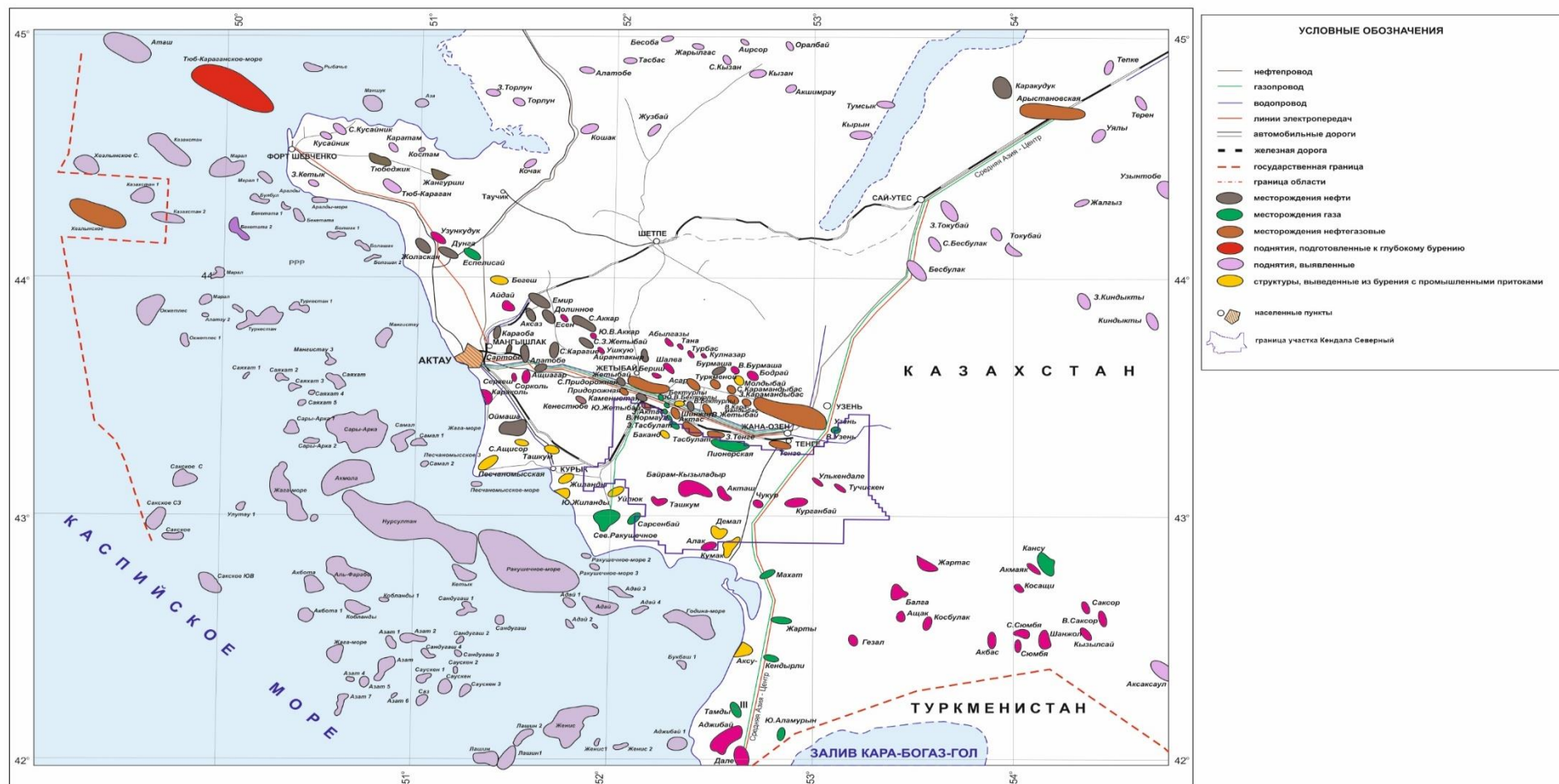


Рисунок 2.1 - Обзорная карта

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Широкое систематическое изучение территории Южного Мангышлака геофизическими методами исследований и картировочным бурением осуществлялось с 1950 года ВНИГРИ, трестами «Казахстаннефтегазразведка» (КНГР) и «Казахстаннефтегеофизика» (КНГФ).

На начальном этапе изучения проведен большой комплекс поисково-разведочных работ, включающий региональную аэромагнитную и гравиметрическую съемки, сейсмическое профилирование МОВ (метод отраженных волн) и КМПВ (корреляционный метод преломленных волн), государственную геологическую съемку масштаба 1:200000. В дальнейшем проводились сейсморазведочные работы МОВ масштаба 1:50000, геологическое картирование масштаба 1:50000, структурно-поисковое, поисковое и разведочное бурение, детальная сейсморазведка МОВ и МОГТ 2Д.

В пределах Южно-Мангышлакского геоблока Жазгурлинская депрессия является наиболее крупным и сложно построенным структурным элементом II порядка. Размеры ее составляют 200x60 км. Депрессия разделена узким субширотно-ориентированным Байрам-Курганбайским валом на Западно - и Восточно-Жазгурлинские участки.

Степень геолого-геофизической изученности этих участков существенно отличается: так, весь объем глубокого бурения приходится именно на западную часть депрессии и здесь же выше плотность сейсмических исследований. Соответственно по-разному оцениваются перспективы этих районов (граф.приложение 3).

Систематические комплексные геолого-геофизические исследования Жазгурлинской депрессии проводятся с начала 50-х годов прошлого столетия. Ведущую роль при этом играет сейсморазведка.

В 1957-1958 годах Туркменской партией Московского Государственного Университета (МГУ) в пределах Жазгурлинской депрессии была проведена геолого-структурная съемка масштаба 1:50000 с применением картировочного бурения.

С целью усиления поисково-разведочных работ на Мангышлаке в 1957 г. был создан трест «Мангышлакнефтегазразведка» (МНГР), которым проводился основной объем структурно-поискового, поискового и разведочного бурения на Южном Мангышлаке.

В 1958-62 гг. сейсмическими партиями ВНИГРИ были проведены региональные сейсморазведочные работы МОВ и КМПВ, позволившие получить достаточно полное представление о геологическом строении центральной части Южно-Мангышлакского прогиба.

Западная часть Жазгурлинской депрессии характеризуется достаточно высокой степенью геолого-геофизической изученности.

В 1962-70 гг. в пределах Жазгурлинской депрессии трестом «Казнефтегеофизика» проводились рекогносцировочные площадные работы сейсморазведкой методом отраженных волн.

В результате исследований по отражающим горизонтам в верхней части платформенного чехла были выявлены поднятия Байрам-Кызыладырское, Каундинское, Курганбайское, Северо-Каундинское, Карабарахтинское.

В 1968-69 г.г. в пределах рассматриваемой территории Турланской геофизической экспедицией «Казгеофизтреста» и конторы «Спецгеофизика» проводились сейсмические работы методом (ОВ) и гравиразведка. В результате проведенных сейсмических исследований было выявлено крупное куполообразное поднятие Курганбай-Лагунное.

На базе результатов вышеперечисленных работ с 1967 по 1971 годы трестом МНГР проведено опорное и поисковое бурение на юрско-меловые отложения на площадях: Байрам-Кызыладыр (с 1967 по 1970 гг.), Курганбай (с 1967 по 1971 гг.) и Каунды (1970-1971 гг.). Следует отметить, что геолого-геофизические исследования этого периода целиком связаны с изучением геологического строения только юрско-мелового комплекса и с поисками в нем традиционных ловушек структурного типа, с которыми связаны залежи нефти и газа.

В 70-е годы прошлого века после внедрения в производство нового метода общей глубинной точки (МОГТ) началось изучение доюрских отложений Жазгурлинской депрессии. Сейсморазведочные работы на рассматриваемой территории проводились партиями треста «Мангышлакнефтегеофизика». В результате поисковых и детальных сейсмических исследований МОГТ были получены основные представления о глубинном геологическом строении триасовых отложений, построены структурные карты по отражающим горизонтам, выявлен и подготовлен к глубокому бурению ряд структур.

Из числа выявленных и подготовленных МОГТ поднятий с наиболее четкой выраженностью по основному отражающему горизонту V_2^{II} , соответствующему кровле карбонатов среднего триаса, следует назвать: Алак, Байрам-Кызыладыр, Акташ, Демал, Кокбахты, Кумак, Курганбай, Кумбар, Махат-Прибрежная, Сор-Батыр, Тасмурун, Токмак, Тематическая, Учма, Ушбас, Жарты, Каунды.

Следует отметить, что, кроме сейсмических исследований, на территории Жазгурлинской депрессии с 1982 года Мангышлакская опытно-методическая партия Киевского отдела ИГиРГИ проводила детальные и опытно-методические аэрокосмогеологические дистанционные исследования. Комплекс аэрокосмогеологических исследований включал ландшафтно-индикационное (геоиндикационное) дешифрирование космических и аэрофотоснимков различных масштабов, анализ структурно-геоморфологических особенностей рельефа топокарт, аэровизуальные наблюдения и наземные маршруты. Основной целью этих работ являлось:

- прогнозирование зон развития вторичных коллекторов в доюрской толще;
- изучение глубинного строения территории, выявление и трассировка разрывных нарушений;
- прогнозирование локальных объектов перспективных для поиска залежей нефти и газа.

Степень сейсмогеологической изученности Восточно-Жазгурлинского участка весьма неоднозначна. Северная и центральная части восточной центриклинали депрессии, покрытые сейсмосьемкой с 96-ти кратным накоплением в 1989-1992 годах, по качеству материала и достоверности закартированных объектов существенно превосходят восточный фрагмент южного борта, по которому работы проводились в 1978-1980 гг. менее совершенной методикой. Всего в пределах рассматриваемой зоны выявлено и подготовлено сейсморазведкой МОГТ в триасовых отложениях два десятка локальных поднятий, из которых особо следует выделить: на севере и в центральной части Жартас, Юж. Жарылгасын, Сев. Карабахты, Бель, Балга, Ащак и Косбулак, а на юге – Бесторткуль, Вост. Бесторткуль и Гезал (граф.приложение 2).

Жетыбай-Узеньская ступень сочленяется с Жазгурлинской депрессией через флексурную зону, осложненную многочисленными разрывными нарушениями, преимущественно субширотного простираения.

По отложениям триасового комплекса эта флексура рассматривается в качестве самостоятельного тектонического элемента II порядка. Размеры Большой Мангышлакской флексуры в целом, составляют 235х5 км.

Западная часть Большой Мангышлакской флексуры характеризуется достаточно высокой степенью геолого-геофизической изученности.

В 1967-75 гг. Илийской геофизической экспедицией в районе флексуры и к югу от нее проводились поисковые работы комплексом методов прямых поисков залежей нефти и газа, включающих высокоточную гравиразведку, профильную электроразведку и газохимическую съемку по шнековым скважинам (глубиной 25 м).

В результате сейсмических исследований МОГТ с.п. 1/76-77 треста МНГФ установлено наличие Бакандского поднятия, которое по отражающему горизонту V_2 в триасе представляет собой полусвод, примыкающий к разлому субширотного простираения.

В 1977 году тематической партией 7/77 треста МНГФ была проведена переинтерпретация материалов МОГТ на площади Саукудук, которая позволила оконтурить данное поднятие и установить структуры Западный и Восточный Саукудук.

В 1978 году сейсмопартия 1/78 треста МНГФ проводила детальные сейсмические работы по выявлению и картированную аномалий типа литологических (АТЛ). Результатом этих исследований явилось нанесение на структурные карты по V_2^{II} , V_2^{IV} отражающим горизонтам контуров рифовых тел. В выделенной на карте зоне распространения рифогенных образований

закартировано поднятие Пионерское, примыкающее с севера к региональному тектоническому разлому.

Работами с.п. 1/78 треста МНГФ была охвачена и площадь Баканд. В пределах Бакандской площади по отражающему горизонту V_2^{II} выявлено локальное брахиантклинальное поднятие субширотного простирания. Характер волновой картины на временных разрезах МОГТ позволил предположить, что Бакандская структура по триасовым отложениям также является рифогенной постройкой.

В 1979 году проведены переинтерпретация и обобщение сейсмического материала, полученного по северному борту Жазгурлинской депрессии. Структурные построения по триасовым отложениям в районе Баканда подтвердились и на основании сейсмического материала, Бакандское поднятие рассматривалось как комбинированная ловушка. На глубине свыше 4300 м предполагалось наличие рифогенной постройки, а вышележащие надрифовые отложения формируют складку облекания.

В 1980-81 гг. на площадях Саукудук и Баканд проводились детальные сейсморазведочные работы МОГТ 2Д, в результате чего были построены структурные карты по отражающим горизонтам в триасе и подтверждено наличие положительных структур.

Кроме того, в результате переинтерпретации сейсмических материалов МОГТ 2Д (с.п. 7/77) были установлены и закартированы структуры Западный и Восточный Саукудук.

Таким образом, следует отметить, это западная часть Большой Мангышлакской флексуры была изучена сейсморазведкой в большей степени, чем ее восточная часть и применение в то время новейших методов сейсморазведки как МОГТ 2Д, сыграло значительную роль в выявлении локальных структур на большой глубине.

Ранее участок Кендала Северный принадлежал ТОО «Триасмунайгаз», которое полностью вернуло Государству в 2022 году.

В период 2016-2017 гг. ТОО «Триасмунайгаз» провело значительный объем сейсморазведочных работ МОГТ 3Д на нижеперечисленных площадях общей площадью 1141,34 кв. км, включая:

- Байрам-Кызыладыр — 167,58 кв. км,
- Демал, Кумак, Алак — 492,34 кв. км,
- Улькендале, Тучискен — 313,37 кв. км,
- Курганбай — 168,05 кв. км.

В 2017 г. проведена динамическая и структурная интерпретация данных сейсморазведки МОГТ 3Д на площадях Курганбай, Байрам-Кызыладыр, Демал, Кумак, Алак, Улькендале, Тучискен с целью уточнения геологического строения по юрско-меловым, триасовым отложениям (14). Результаты структурной интерпретации более подробно описаны в разделе 4.2. *Тектоника*.

Характеристика проведенных работ (методика, краткие результаты) приведены в таблице геолого-геофизической изученности (табл.3. 1).

Таблица 3.1- Геолого-геофизическая изученность площади

№№ пп	Авторы отчета, Организации, проводившие работы	Годы работ	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования
1	2	3	4	5
Изученность Жазгурлинской депрессии:				
1	ВНИГРИ, трестами "Казахстаннефтегазразведка" (КНГР) и "Казахстаннефтегеофизика" (КНГФ)	1950	Региональная аэромагнитная и гравиметрическая съемка, сейсмическое профилирование МОВ и КМПВ, геологическая съемка масштаба 1:200000. В дальнейшем проводились сейсморазведочные работы МОВ масштаба 1:50000, геологическое картирование и детальная сейсморазведка МОГТ 2Д.	Систематические комплексные геолого- геофизические исследования
2	Туркменская партия Московского Государственного Университета (МГУ)	1957- 1958	Геолого-структурная съемка масштаба 1:50000	Проводился основной объем структурно-поискового, поискового и разведочного бурения на Южном Мангышлаке.
3	ВНИГРИ	1958- 1962	Региональные сейсморазведочные работы МОВ и КМПВ	Получили полное представление о геологическом строении центральной части Южно- Мангышлакского прогиба.
4	"Казнефтегеофизика"	1962- 1970	Сейсморазведка МОВ	Выявлены поднятия Байрам- Кызыладырское, Каундинское, Курганбайское, Северо- Каундинское, Карабарахтинское.
5	Турланская геофизическая экспедиция "Казгеофизтреста" и конторы "Спецгеофизика"	1968- 1969	Сейсморазведка ОВ и гравиразведка	Выявлено крупное куполообразное поднятие Курганбай-Лагунное.
6	Партия треста "Мангышлакнефтегеофизика"	1970	Сейсморазведка МОГТ	Построены структурные карты по отражающим горизонтам, выявлен и подготовлен к глубокому бурению ряд структур.
7	Мангышлакская опытно- методическая партия Киевского отдела ИГиРГИ	1982	Детальные и опытно- методические аэрокосмогеологические дистанционные исследования	Комплекс аэрокосмогеологических исследований включал ландшафтно-индикационное (геоиндикационное) дешифрирование космических и аэрофотоснимков различных масштабов, анализ структурно- геоморфологических особенностей рельефа топокарт, аэровизуальные наблюдения и наземные маршруты.

продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5
Изученность Большой Мангышлакской флексуры:				
8	Илийская геофизическая экспедиция	1967-1975	Сейсмические исследования МОГТ с.п.1/76-77 треста МНГФ	Установлено наличие Бакандского поднятия, которое по отражающему горизонту V ₂ в триасе представляет собой полусвод, примыкающий к разлому субширотного простирания.
9	Сейсморазведка 7/77 треста МНГФ	1977	Переинтерпретация материалов МОГТ на площади Саукудук	Оконтурировано и установлено структуры Западный и Восточный Саукудук.
10	Сейсморазведка 1/78 треста МНГФ	1978	Детальные сейсмические работы МОГТ 2Д.	Закартировано поднятие Пионерское и площадь Баканд. Характер волновой картины на временных разрезах МОГТ Бакандская структура по триасовым отложениям является рифогенной постройкой.
11	Сейсморазведка 7/77 треста МНГФ	1980-1981	Переинтерпретация сейсмических материалов МОГТ 2Д на площадях Саукудук и Баканд	Были построены структурные карты по отражающим горизонтам триаса
12	СП-1/16 АО "Азимут Энерджи Сервисес"	2016-2017	Сейсморазведочные работы МОГТ 3Д	Всего в объеме 1272,97 км ² , из них: на структуре Байрам-Кызыладыр - 184,46 км ² , на структурах Демал, Кумак, Алак - 433,74 км ² , на структурах Улькендале, Тучискен - 285,74 км ² , на структуре Курганбай - 176,03 км ² , на месторождении Махат-Прибрежная - 193 км ² .
13	ТОО "PGS Kazakhstan"	2017	Проведена динамическая и структурная интерпретация данных сейсморазведки МОГТ 3Д на площадях Курганбай, Байрам-Кызыладыр, Демал, Кумак, Алак, Улькендале, Тучискен,	Выполнены структурные построения по целевым отражающим горизонтам: V ₃ - кровля отложений индского и оленекского ярусов нижнего триаса; V ₂ ^{II} -кровля вулканогенно-карбонатных отложений среднего V ₂ - подошва верхнего триаса V-подошва нижней юры J _{2b} -подошва байоса J _{2bt} -подошва бата J _{2k} -подошва келловей III-подошва неокома.

Изученность Контрактной территории глубоким бурением
Результаты изученности Жазгурлинской депрессии глубоким бурением

Геолого-геофизические исследования того периода (1957-1969 г.г) целиком были связаны с изучением, в основном юрско-мелового комплекса и с поисками в нем структурных форм и связанных с ними залежами нефти и газа.

На базе выполненных сейсмических и гравиметрических исследований с 1957 по 1969 годы, трестом "Мангышлакнефтегазразведка" было проведено опорное и поисковое бурение на юрско-меловые отложения на площадях Байрам-Кызыладыр, Курганбай.

На площади **Байрам-Кызыладыр** за этот период было пробурено 6 скважин №№ 1, 2, 3, 6, 10, 11. Целевым назначением этих скважин являлось вскрытие продуктивного юрско-мелового комплекса.

Скважина №1, вскрыв батские отложения, была ликвидирована по техническим причинам из-за аварии.

Скважина №2, вскрыв ааленские отложения, также была ликвидирована по техническим причинам.

Скважин №3, вскрыв 60 м нижнеюрские отложения, была ликвидирована по геологическим причинам, так как по данным ГИС во вскрытом юрско-меловом разрезе продуктивные пласты отсутствовали.

Скважина №6, вскрыв ааленские отложения, была ликвидирована по техническим причинам.

Скважина №10 и 11 также вскрыв нижнеюрские отложения, были законсервированы в виду отсутствия химических реагентов.

Во всех скважинах проходка по юрско-меловым отложениям осуществлялась с отбором керна. По макроописанию - керн представлен терригенными породами, без признаков УВ. По комплексу данных ГИС во всех скважинах во вскрытом разрезе продуктивные коллекторы отсутствовали, и только в одной скважине №6 в интервале глубин 2720 - 3547 м (средняя юра) отмечались повышенные показания по газовому каротажу. Площадь по юрско-меловому комплексу была выведена из бурения с отрицательными результатами.

Отрицательные результаты бурения на данной площади объясняются отсутствием надежной высокоамплитудной ловушки, способной удерживать углеводороды, а также низкими коллекторскими свойствами пород юрско-меловых отложений.

В 1967 году трестом "Мангышлакнефтегазразведка" начато бурение на площади **Курганбай**. Всего на площади пробурено пять скважин №1, 3, 4, 6, 7 вскрыв юрские отложения.

Скважина №1 с проектной глубиной 4700 м, вскрыв разрез батских отложений, остановлена бурением на глубине 3300 м в связи сильным газопроявлением. При опробовании в колонне был получен слабый приток газа с нефтью из отложений бата и келловоя.

Скважины №3 и №4 пробурены до проектной глубины 4200 м и вскрыли разрез среднеюрских отложений. При опробовании в колонне в скважине №3 из отложений киммериджа и аалена были получены слабые притоки газа. В скважине №4 при опробовании в колонне из отложений аалена был получен слабый приток газа и воды, из отложений киммериджа - приток нефти.

Скважина №6 пробурена до глубины 3590 м и вскрыла отложения байоса. При проведении пластоиспытания в отложениях келловей-бата получен слабый приток фильтрата с растворенным газом. В результате опробования в колонне из отложения бата получено слабое выделение газа, а из отложения киммериджа – слабый приток нефти.

Бурением скважины №7 до проектной глубины 3935 м вскрыты отложения аалена. При опробовании в колонне из отложений аалена получен слабый приток воды и газа.

В результате бурения указанных скважин на площади **Курганбай** подтверждено наличие структуры по верхнеюрским отложениям. Слабые притоки газа, полученные в скважинах №№ 1, 3, 4, 6, 7 из батских и верхнеюрских отложений, обусловлены, по всей видимости, низкими коллекторскими свойствами пород.

Все скважины были ликвидированы по техническим и геологическим причинам.

Поисковые работы на площади **Каунды** начались в 1970 году. Были пробурены шесть скважин: №№ 1, 2, 3, 4, 5, 8, забои которых соответственно равны 4504, 3335, 3504, 3504, 3504, 4193 м.

Две скважины 1 и 8 на небольшую мощность вскрыли отложения верхнего триаса, остальные скважины вскрыли отложения байоса.

В параметрической скважине №1 полностью вскрывшей среднеюрские отложения и частично отложения верхнего триаса, по заключению ГИС газонасыщенные коллекторы выделялись в среднеюрских отложениях (Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X, Ю-XII, Ю-XIII горизонты) и в отложениях верхнего триаса.

При опробовании в колонне в интервале 4439-4435м из отложений верхнего триаса был получен слабый непромышленный приток газа, юрские горизонты оказались водонасыщенными.

В скважине №2 вскрыты отложения бата до глубины 3355 м. По комплексу ГИС в разрезе среднеюрских отложений отмечались пласты-коллекторы, как возможно, нефтенасыщенные. При опробовании в колонне в интервале 3182-3197 м (J_2b) получен слабый приток газа, в интервале 2934-2940 м(J_2k) -слабый приток разгаз.воды, 2682-2727м (J_3o)-тех.вода со слабым газом.

Скважина №3 при забое 3504 м вскрыла отложения байоса. Пластоиспытания при бурении скважины не проводились. При опробовании в колонне в интервале 3418-3425 м (J_2b) получена пластовая вода со слабым газом, в интервале 3044-3050 м (J_2bt) -слабый приток газа.

В скважине №4 вскрыты отложения байоса до глубины 3504 м. При проведении пластоиспытания в отложениях келловей в интервале 2565-2703 м (J₂к) была получена разгазированная пластовая вода. По комплексу ГИС во вскрытом разрезе продуктивные коллекторы отсутствовали и поэтому скважина была ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

В скважине №5 вскрыты отложения байоса до глубины 3504 м. При проходке скважины были выполнены мероприятия по пластоиспытанию на трубах в отложениях верхней юры и в отложениях средней юры. За время испытания притоков нефти и газа из пластов не получили, были получены притоки фильтрата бурового раствора. По комплексу ГИС в отложениях бата и келловей выделялись коллекторы, характер насыщения которых был неясен. В результате опробования в колонне из отложений бата в интервале 3144-3153 м (J₂b) были получены притоки пластовой воды. Скважина была ликвидирована по геологическим причинам как выполнившая свое целевое назначение.

В скважине №8, при забое 4193 м на небольшую толщину, порядка 30 м, вскрыты отложения верхнего триаса. Пластоиспытания в открытом стволе не проводились. По комплексу ГИС в отложениях байоса отмечались пласты-коллекторы с повышенным сопротивлением. При опробовании в колонне в интервале 3523-3529 м (J₂b) получена пластовая вода с раств.газом, в интервале 3353-3423 м (J₂b) -слабый приток газа, 3016-3046м (J₂bt) - пластовая вода с растворенным газом.

Поднятие **Кумак** введено в глубокое бурение в 1991 г. заложением поисковой скважины № 1, проектной глубиной 4700 м. Скважина №1 пробурена в северной части северо-западного блока до проектной глубины и вскрыла на 200 м разрез среднего триаса. В образцах керна признаков углеводородов не обнаружено. В процессе бурения проведены пластоиспытания в открытом стволе в отложениях нижней юры, верхнего и среднего триаса. Из отложений нижней юры и верхнего триаса притока получено не было, и только из среднетриасовых отложений получен слабый приток пластовой воды с газом.

После завершения бурения, в связи с отрицательными заключениями ГИС по скважине, было решено эксплуатационную колонну не спускать, а провести ИПТ селективным методом. Провели пластоиспытание в отложениях среднего триаса и в интервале 4537-4364 м и получили газ. Дебит газа в условиях испытания - 38,2 тыс.м³/сут.

Учитывая малую мощность газонасыщенных пластов, ухудшенные коллекторские свойства и недостаточную интенсивность притока газа, полученного при опробовании в открытом стволе среднетриасового объекта, на получение промышленных притоков в обсаженной скважине особых надежд не было и скважина была ликвидирована по геологическим причинам.

Сама площадь осталась с невыясненными перспективами промышленной нефтегазоносности из-за явно недостаточного количества пробуренных скважин.

Структура **Демал** введена в глубокое бурение на доюрские отложения по отражающим горизонтам V_3^2 и V_2^{II} .

В 1991 году в сводовой части структуры была заложена скважина №1 с проектной глубиной 4850 м. Достигнув глубины 4765 м, вскрыла 240 м отложений среднего триаса. На образцах керна прямые признаки углеводородов не обнаружены. При испытании кровельной части среднетриасовых отложений был получен приток газа дебитом 50 тыс.м³/сут. По комплексу ГИС в средней и нижней частях вулканогенно-карбонатной толщи среднего триаса выделены 13 маломощных нефтегазонасыщенных пластов с открытой пористостью 7,3-16,2%. Из-за негерметичности эксплуатационной колонны опробование в скважине не проводилось. Скважина №1 в 1996 году была введена во временную консервацию.

С целью прослеживания предполагаемой залежи в кровле вулканогенно-карбонатной пачки среднего триаса, в 1992 году в северо-западной части структуры начата бурением скважина №4 с проектной глубиной 4850 м.

При забое 4580 м (вулканогенно-карбонатная пачка среднего триаса) скважина была остановлена бурением и законсервирована в связи с отсутствием барита и химреагентов.

Таким образом, с невыясненными перспективами нефтегазоносности по среднетриасовым отложениям, площадь **Демал** с 1996 года находится во временной консервации.

Тематической партией 4/87-88 треста МНГФ к глубокому бурению была подготовлена площадь **Кумбар** по отражающим горизонтам триаса и юры.

Скважина №2, проектной глубиной 3150 м, заложена на южном крыле барового тела с целью поисков залежей нефти и газа. При фактическом забое 3150 м скважина вскрыла всю толщину батских отложений и на 130 м - отложения байосса. Пластоиспытания, проведенные в процессе бурения, и промыслово-геофизические исследования показали полную бесперспективность вскрытого разреза. Признаки нефтегазонасыщенности отсутствуют также в керновом материале. С учетом этих данных скважина №2 ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

Результаты изученности Большой Мангышлакской флексуры по данным глубокого бурения

Изучение глубоким бурением доюрских отложений на территории Большой Мангышлакской флексуры было начато на полуострове примыкания Баканд.

В 1981 году трестом "Мангышлакнефть" на площади Баканд было пробурено 2 поисковые скважины до глубины 4940 и 5500 м. При этом

скважина 1 не полностью вскрыла целевой горизонт – карбонатную толщу среднего триаса. В процессе бурения скважины №1, начиная с глубины 3440 м отмечалась нефтегазопроявление различной степени интенсивности из нижнеюрских и триасовых отложений. По керновому материалу прямые признаки УВ были обнаружены в среднетриасовых породах, отобранных из интервалов 4720-4730 м, 4830-4840 м и 4850-4860 м.

В процессе бурения скважины было проведено пластоиспытание интервала 3712-3732 м (верхний триас) и получены признаки газа. В соответствии с заключением ГИС в скважине опробовано несколько рекомендованных объектов. Первый объект был опробован открытым забоем в верхне-среднетриасовой толще в интервале 4007-4940 м.

В результате получен фонтан газа с конденсатом дебитом 118 тыс.м³/сут через 8 мм штуцер. При испытании четырех верхнетриасовых объектов в интервале глубин 3707-3871 м были получены слабые притоки газа.

Скважина №2 (фактический забой 5500 м) вскрыла отложения среднего триаса на глубине 5190 м. С глубины 3650 м (Т₃) до забоя бурение велось с постоянной дегазацией раствора и его обработкой, с глубины 3680 м отмечались нефтегазопроявление в виде пленок нефти в буровом растворе.

В образцах керна из интервалов 3480-3500 м (J₁), 4180-4188 м (Т₃) и 4703-4710 (Т₂) были обнаружены примазки битума и слабый запах УВ.

В результате пластоиспытания в открытом стволе среднетриасовых объектов в интервалах 4830-4880 м и 4939-5008 м получены незначительные притоки разгазированного бурового раствора. По заключению ГИС, к опробованию было рекомендовано два интервала в отложениях верхнего триаса: 4078,8-4082,8 м, 4129-4150,4 м.

Однако в результате опробования верхнетриасовых и нижнеюрских объектов притоков пластового флюида не получено.

Положительные результаты опробования триасовых отложений в скв №1, а также уточненные данные сейсморазведки (с.п. 1/80-81) обусловили необходимость продолжения поисковых работ на площади Баканд.

В этой связи в 1984 году был составлен "Проект поискового бурения на триасовые отложения площади Сакудук-Баканд". Проектом предусматривалась выделение верхнетриасовой толщи в качестве самостоятельного объекта поисковых работ.

По этому проекту на площади Баканд были пробурены скважины №№11 и 13.

Скважина №11 при забое 4450 м вскрыла разрез верхнего триаса. С глубины 3817 м (Т₃) и до забоя велось с постоянной дегазацией и обработкой раствора. В образцах керна признаки УВ не обнаружены. В процессе бурения проведено всего одно пластоиспытание в интервале 3797-3866 м (верхний триас), однако приток флюида не был получен. В остальных случаях ИПТ провести не удалось из за высокой кавернозности ствола. По комплексу ГИС в разрезе скважины продуктивных пластов-коллекторов не выявлено.

Скважина №11 была ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны, как выполнившая свое целевое назначение.

Скважина №13 при забое 4450 м вскрыла разрез верхнего триаса. С глубиной 3740 м (T_3) и до забоя бурение велось с постоянной дешазацией и обработкой раствора. В образцах керна признаки УВ не обнаружены.

В процессе бурения, из-за высокой кавернозности ствола, ИПТ не проводилось. По комплексу ГИС в разрезе скважины продуктивные пласты не выделены.

Скважина №13 ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

В 1977 году тематическими работами (т.п.7/77) проводилась переинтерпретация и уточнение всех имеющихся материалов МОГТ для площади **Саукудук**, на основании чего были установлены и закартированы структуры Западный и Восточный Саукудук.

В свде поднятия Саукудук была заложена скважина №10, законченная бурением по достижении проектной глубины 5100 м, вскрывшая палеозойские образования. В процессе бурения скважины отбирался керн и проводились пластоиспытания, но признаков нефтегазонасыщенности не было обнаружено. Скважину №10 ликвидировали по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны, а структуру Саукудук вывели из бурения с отрицательными результатами.

Площадь **Пионерская** была введена в глубокое бурение в 1982 году, на площади пробурено шесть глубоких скважин 1, 2, 4, 8, 10, 12, которые вскрыли триасовые отложения.

Поисковая скважина № 1 была пробурена в свде структуры Пионерская до глубины 4700 м, вскрыв нижний триас.

С глубины 3468 м (T_3) и до забоя отмечались газопроявления. В поднятых образцах керна признаки нефтегазонасыщенности не обнаружены, за исключением керна из интервала 3520-3528 м (T_3). Из-за постоянного газопроявления удалось произвести только одно пластоиспытание в открытом стволе в интервале 3398-3453 м (T_3), однако притока не получено.

По результатам ГИС в триасовом разрезе скважины №1 выделен ряд предположительно нефтегазонасыщенных пластов, приуроченных к интервалам глубин 4190-4228 м (T_2), 3575-3580 м, 3554-3558 м, 3507-3517 м, 3456-3463 (T_3).

В колонне были опробованы восемь объектов и лишь из верхнетриасовых отложений получены слабые притоки газа с водой, вследствие чего скважина была ликвидирована по геологическим причинам.

Скважина №2, проектной глубиной 4450 м, вскрыла средний триас до глубины 4330 м и остановлена бурением из-за интенсивного газопроявления на забое скважины. По материалам керна признаки углеводородов обнаружены в отложениях верхнего триаса в интервале 3683-3689 м.

В скважине проведено три пластоиспытания, из них в интервале 4199-4166 м (T_2) получен приток газа.

В обсаженной колонне из опробованных семи объектов только из интервала 4218-4244 м (T_2B) получен фонтан газа и конденсата: дебитом 21 тыс.м³/сут и 7,2 м³/сут, соответственно на 9 мм штуцере. В верхнетриасовых отложениях из одного объекта получена вода с признаками газа и конденсата, а из другого – слабый приток нефти с водой.

Скважина № 4 была пробурена до глубины 4900 м, вскрыв отложения среднего триаса. В отобранных образцах керна признаков нефтегазонасыщенности не обнаружено. Из-за большой кавернозности ствола скважины проведено всего одно пластоиспытание в среднем триасе в интервале 4822-4898 м, однако притока не получено. По этой же причине информация большинства методов ГИС искажена. По заключению ГИС в разрезе скважины продуктивные пласты-коллекторы не выделяются. Скважина была ликвидирована без спуска эксплуатационной колонны по геологическим причинам.

Скважина № 8 пробурена до глубины 4700 м и вскрыла отложения нижнего триаса.

В процессе бурения в отложениях верхнего триаса наблюдались газопроявления, а с глубины 4585 м ($T_1Г$) началось водопроявление, что в других пробуренных скважинах не отмечалось. В скважине №8 из-за интенсивного газопроявления не удалось выполнить предусмотренные проектом пластоиспытания. В единственном объекте, испытанном при бурении ($T_2Б$) притока не получено. По данным ГИС в верхнетриасовых отложениях выделены как возможно продуктивные два проницаемых пласта -3361-3369 м и 3410-3422м.

В горизонте $T_2Б$ среднего триаса интервалы 4005-4029 м, 4031-4048 м, 4054-4065 м, 4075-4080 м представлены пористыми, возможно нефтенасыщенными, карбонатными породами.

В скважине №8 проведено шесть опробований в колонне. Из пачки $T_2Б$ получен слабый приток нефти, из пачки $T_2А+T_2Б$ – очень слабый приток газа и воды. Из верхнетриасовых отложений притоков из пласта не получено. Скважина была ликвидирована по геологическим причинам.

Скважина №10 пробурена до глубины 4850м, вскрыв отложения нижнего триаса. В процессе бурения с глубины 3618 м (T_3) и до забоя отмечалось газопроявление. В скважине ни по керну, ни по ГИС, ни по результатам пластоиспытания признаков нетегазонасыщенности отмечено не было. Скважина ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

Скважина № 12 пробурена до глубины 4464 м, вскрыв отложения среднего триаса. В результате аварии с глубины 4015 м скважина была забурена вторым стволом. В процессе бурения с глубины 3179 м и до забоя отмечалось газопроявление. В поднятых образцах керна признаки нефтегазонасыщенности отсутствуют. При ликвидации газопроявления путем задавки буровым раствором произошел прихват бурильной колонны.

Принятыми мерами освободить бурильную колонну не удалось. Скважина ликвидирована по техническим причинам.

В результате многочисленных испытаний и опробований на площади Пионерская зафиксирован единственный фонтан газа и конденсата в скважине №2 из отложений среднего триаса. Несмотря на открытие небольшой газовой залежи, запасы, которой по категории C_1 составляют 497 млн.м³, поднятие Пионерское следует считать недоразведанным.

В 1973 году на площади Чукурой (Улькендале) пробурена скважина № 5 до глубины 3852 м, вскрыв отложения в среднем триасе. По результатам ГИС нефтегазонасыщенные коллекторы не выделены и скважину ликвидирована по геологическим причинам.

Рассматриваемый участок Кендала Северный расположен в пределах Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры. По нашим данным, всего пробурено 30 скважин.

В пределах участка Жазгурлинской депрессии пробурено 17 скважин, из которых 12 вскрыли юрские отложения, 2 — меловые и 3 — триасовые.

В пределах участка Большой Мангышлакской флексуры пробурено 13 скважин, из которых 11 вскрыли триасовые отложения, 1 — юрские и 1 — палеозой.

Изученность участка глубоким бурением приведена в таблице 3.2

Самыми древними отложениями, вскрытыми скважинами непосредственно на рассматриваемой территории является породы верхнего палеозоя, предположительно отнесенные здесь к пермскому возрасту (скв.10, Саукудук)

Таблица 3.2 – Изученность площади глубоким бурением (Жазгурлинская депрессия)

№ п/п	№ скв.	Площадь	Категория скважины	Дата начала бурения	Дата окончания бурения	Глубина бурения		Горизонт		Конструкция скважины мм/м				Состояние скважин
						проект.	факт.	проект.	факт.	Кондуктор	Тех. колонна		Экс. колонна	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12	13	14
1	1	Демал	поиск.	29.05.91г	-	4850	4765	T ₂	T ₂	426х169	245х300	194х3200	146х4760	информация отсутствует
2	4	Демал	поиск.		-	-	4580		T ₂	Информация отсутствует				информация отсутствует
3	1	Кумак	поиск.	25.03.91г	03.08.92г	4700	4700	T ₂	T ₂	426х100	324х1378	245х3200	не спуск.	ликвидирована по геол. причинам
4	1	Курганбай	поиск.		-	4700	3300	-	J ₂	426х209	298х1738	222х1949	127х3280	информация отсутствует
5	4	Курганбай	поиск.		-	4200	4200	-	J ₁	426х87	272х1496	219х2712	-	информация отсутствует
6	7	Курганбай	поиск.		-	-	3935	-	J ₂	-	298х1160	219х2677	133х3806	информация отсутствует
7	3	Курганбай	поиск.		-	4200	4200	-	J ₂	информация отсутствует				информация отсутствует
8	6	Курганбай	поиск.		-	-	3590	-	J ₂					
9	2	Курганбай	поиск.					-	K _{1al}					
10	8	Курганбай	поиск.					-	K _{1ne}					
11	1	Байрам- Кызыладыр	поиск.		информация отсутствует				J ₂	информация отсутствует				ликвидирована по тех. причинам
12	2	Байрам- Кызыладыр	поиск.		информация отсутствует				J ₂	информация отсутствует				ликвидирована по тех. причинам
13	3	Байрам- Кызыладыр	поиск.		информация отсутствует				J ₁	информация отсутствует				ликвидирована по геол. причинам
14	6	Байрам- Кызыладыр	поиск.		информация отсутствует				J ₂	информация отсутствует				ликвидирована по тех. причинам
15	10	Байрам- Кызыладыр	поиск.		-	4900	3850	T ₂	J ₁	Информация отсутствует				законсервировано в виду отсутствия хим. реагентов
16	11	Байрам- Кызыладыр	поиск.		-	4900	3850	T ₂	J ₂	Информация отсутствует				законсервировано в виду отсутствия хим. реагентов
17	2	Кумбар	поиск.	29.12.92г	29.05.93г	3150	3150	J ₂	J _{2b}	324х60				245х1200

Таблица 3.3 – Изученность площади глубоким бурением (Большая Мангышлакская Флексура)

№ п/п	№ скв.	Площадь	Категория скважины	Дата начала бурения	Дата окончания бурения	Глубина бурения		Горизонт		Конструкция скважины мм/м				Состояние скважин
						проект.	факт.	проект.	факт.	Кондуктор	Тех. колонна		Экс. колонна	
											1	2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		13	14
1	1	Пионерская	поиск.	29.07.82г	14.10.83г	4700	4700	T ₁	T ₁	324х330	245х2208		не спуск.	ликвидирована по геолог. причинам
2	2	Пионерская	поиск.	15.10.82г	16.09.83г	4450	4330	T ₁	T ₂	324х180	245х2200		146х4322	ликвидирована по геолог. причинам
3	4	Пионерская	поиск.	24.11.83г	05.02.85г	4900	4900	T ₁	T ₂	324х198	245х2685		не спуск.	ликвидирована по геол. причинам
4	8	Пионерская	поиск.	20.08.83г	14.11.84г	4700	4700	T ₁	T ₂	324х202	245х2698		146х4694	ликвидирована по геол. причинам
5	10	Пионерская	поиск.	23.07.84г	18.10.85г	4850	4850	T ₁	T ₂	324х242	245х2700		не спуск.	ликвидирована по геол. причинам
6	12	Пионерская	поиск.	26.02.85г	04.87г	4750	4464	T ₁	T ₂	324х250	245х2698		не спуск.	ликвидирована по тех. причинам
7	1	Баканд	поиск.	27.09.81г	16.10.83г	5000	4940	T ₁	T ₂	426х72	324х801	245х3494	146х4007	ликвидирована по геолог. причинам
8	2	Баканд	поиск.	27.07.84г	20.09.88г	5500	5500	T ₁	T ₂	426х101	324х1459	245х3607	не спуск.	ликвидирована по геол. причинам
9	11	Баканд	поиск.	27.12.84г	01.08.85г	4450	4450	T ₂	T ₃	324х138	245х2702		не спуск.	ликвидирована по геол. причинам
10	10	Сакудук	поиск.		09.06.86г	5100	5100	T ₁	Pz	324х467	245х2727		не спуск.	ликвидирована по геол. причинам
11	11	Сакудук-Баканд	поиск.		-	-	4450	-	T ₃	-	-		-	ликвидирована по геол. причинам
12	13	Сакудук-Баканд	поиск.	26.06.85г	04.04.86г-	4450	4450	T	T ₃	324х93	245х1952		-	ликвидирована по геол. причинам
13	5	Чукурой (Улькендале)	поиск.	10.10.72г	18.07.73г	3750	3852	J ₁	J ₁	377х110	-		не спуск.	ликвидирована по геол. причинам

3.2 Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

В настоящей работе объектом поиска являются отложения юры и триаса на площадях Пионерская, Тучискен, расположенных в пределах Большой Мангышлакской флексуры и Курганбай, Байрам-Кызыладыр, Демал, Алак, Кумак в пределах Жазгурлинской депрессии.

Методика интерпретации материалов ГИС юрского комплекса пород

Юрские отложения представлены верхним, средним, нижним отделами.

Отложения верхней юры. Непромышленные притоки нефти и газа получены при опробовании кимериджского яруса на площади Курганбай. Характеристика яруса на диаграммах ГИС резко отличается относительно остальных ярусов и отделов юры, а также мела. Отложения яруса представлены толщей органогенно-обломочных, мелкокристаллических, нередко доломитизированных известняков с прослоями мергелей, глин и песчаных пород. Породы характеризуется высоким сопротивлением, минимальными значениями естественной радиоактивности, временем пробега продольных волн, максимальными значениями на диаграммах нейтронного каротажа. Коллекторские свойства карбонатного разреза верхней юры обусловлены развитием вторичных коллекторов. Предполагается, что емкостное пространство представлено порами, кавернами и трещинами.

Выделение потенциальных коллекторов выполнялось по количественным критериям, определённым по опробованным приточным интервалам верхнеюрских отложений: $K_{гг} \leq 20\%$, $K_{п} \geq 7\%$ 9.

Для расчета пористости привлекались кривые методов – НГК, АК, с использованием стандартных теоретических связей пористости с геофизическими параметрами и поправкой за глинистость.

Объемная глинистость определялась по кривой естественной радиоактивности по уравнению Ларионова В.В. для древних пород с использованием двойного разностного параметра ГК:

$$K_{гг} = 0,333 * (2^{(2 * \Delta GK)} - 1), \quad (3.2.1)$$

где: $\Delta GK = (GK - GK_{мин}) / (GK_{макс} - GK_{мин})$;

$GK_{мин}$ – минимальные показания ГК в карбонатном интервале разреза;
 $GK_{макс}$ – максимальные показания ГК в аргиллитах.

Окрытая пористость рассчитывалась по стандартным уравнениям связи пористости с параметрами АК, НК (20).

Коэффициент пористости по нейтронному каротажу ($K_{п_НК}$) рассчитывался с учетом глинистости:

$$K_{п_нк} = W - K_{гг} * W_{гг}, \quad (3.2.2)$$

W – общее водородосодержание, д.е., $W_{гг}$ – водородосодержание глин, принятое равным 0,27 д.е.; $K_{гг}$ – объемная глинистость, д.е.;

Определение пористости по акустическому каротажу выполнялось по уравнению среднего времени с поправкой за глинистость:

$$K_{п_AK} = (\Delta T_{пл} - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}) - K_{гл} * (\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}) \quad (3.2.3)$$

где, $\Delta T_{пл}$, $\Delta T_{ск}=155$ мкс/м, $\Delta T_{ж}=620$ мкс/м, – интервальное время пробега продольных волн по кривой АК в пласте, скелете породы, аргиллитах и пластовой воде соответственно.

Оценка коэффициента нефтенасыщенности ($K_{н2}$) выполнялась по методу сопротивления с использованием универсальных петрофизических связей Арчи-Дахнова

$$R_H = 1/K_v^2 \quad (3.2.4)$$

$$R_P = 1/K_p^2 \quad (3.2.5)$$

Значения коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) находили исходя из соотношения объемов пор, занятых водой и углеводородами:

$$K_g = 1 - K_v \quad (3.2.6)$$

Сопротивление интерпретируемого пласта определялось по данным сопротивлений БК, ИК, БКЗ.

Определённые по материалам ГИС геофизические параметры пластов карбонатных коллекторов верхней юры следующие.

- глинистость не превышает 19%;
- пористость варьирует в диапазоне 8-22%, среднее значение 14%;
- коэффициент нефтегазонасыщенности от 0,40 до 0,54, в среднем 0,48.

Оксфордский ярус верхней юры, средне- и нижнеюрские отложения представлены терригенными породами - песчаниками, алевролитами, глинами. Ёмкостное пространство коллекторов представлено порами.

Выделение коллекторов проводилось по качественным признакам, основанным на проникновении фильтрата в пласты и по косвенным, основанным на сопоставлении с характеристикой глин и плотных. Расчёт пористости, глинистости и коэффициента нефтегазонасыщенности осуществлялся по методам АК, НГК, ГК, БК. БКЗ по алгоритму описанному выше с использованием коэффициентов и констант соответствующих терригенным коллекторам: $\Delta T_{ск}$ в зависимости от уплотнения осадков (глубины) от 165 мкс/м до-175 мкс/м; время пробега в жидкости $\Delta T_{ж}$ от 580 мкс/м до 620 мкс/м.

Среднеюрские отложения (бат, байос, аален) составляют большую часть разреза. Представлены неравномерным переслаиванием песчаников и алевролитов с глинами и с редкими тонкими прослоями с повышенным содержанием карбонатного материала. Песчаники серые мелко- и среднезернистые, состоят из обломков кварца, кремнисто-слюдистых сланцев и полевых шпатов, крепко сцементированных глинистым цементом. Наиболее грубозернистые разности песчаников, нередко переходящие в гравелиты и мелкогалечные конгломераты, развиты в нижней части ааленского яруса. Вверх по разрезу происходит изменение состава в сторону уменьшения количества грубообломочного материала и увеличения глинистости.

Перспективность среднеюрских отложений в отношении наличия углеводородов подтверждается получением в скважине Курганбай 1 слабого притока нефти с газом при опробовании в колонне келловейских и батских отложений.

Отложения нижней юры сходны по литолого-фациальному составу ааленскому ярусу средней юры. Песчаники серые мелко-среднезернистые, полимиктовые известковистые, плохо отсортированные, крепкие с обильными вкраплениями слюды и углистого вещества.

Глины серые и темно-серые, аргиллитоподобные, тонкослоистые.

На диаграммах ГИС вид кривых средне и нижнеюрских отложений соответствует литолого-фациальной характеристики отложений. Песчаники и алевролиты на фоне глин отмечаются пониженными значениями ГК, преимущественно номинальным диаметром скважины с незначительными отклонениями в сторону увеличения и уменьшения, значениями НК незначительно выше уровня глин, временем пробега упругой волны преимущественно соизмеримой с временем в глинах и также отклонениями в сторону уменьшения и увеличения относительно глин. Сопротивление водонасыщенных коллекторов ниже или на уровне сопротивления глин.

Учитывая, что перспективными в отношении углеводородов на контрактной территории связаны в основном с триасовыми отложениями, им дана более развёрнутая характеристика.

Методика интерпретации материалов ГИС верхнетриасового комплекса пород

Отложения верхнего триаса литологически представлены породами терригенного состава: песчаники, туфопесчаники, гравелиты, алевролиты, аргиллиты участками с примесью туфогенного материала. Коллекторами являются песчаники средне- и крупнозернистые, по составу полимиктовые, тип строения пустотного пространства преимущественно поровый. В разрезе верхнего триаса выделяются три толщи: верхняя, средняя и нижняя (13), различающиеся по литолого-фациальной характеристике.

Геофизическая характеристика соответствует литологии разреза. Анализ результатов интерпретации ГИС верхнетриасовых отложений показал, что интервалы изменения по ГК близкие для всех трех толщ и составляют 6-27 мкР/ч, но нижняя толща характеризуется более высоким фоном ГК и повышенным удельным электрическим сопротивлением (УЭС), слабой дифференциацией кривой ПС.

По удельному электрическому сопротивлению (УЭС) наблюдаются следующие закономерности: по диаграммам БК, ИК, ПЗ в верхней толще диапазон изменения УЭС от 2÷5 до 35÷65 Омм; самые низкие значения -2-25 Омм, характерны для средней толщи, самые высокие – для нижней толщи. Диапазон изменения данных НГК и АК по толщам близкий.

Диапазон изменения геофизических параметров для песчаников, алевролитов и их туфогенных разностей месторождений, в основном, один и тот же. Пониженные значения естественной радиоактивности наблюдаются

против песчано-алевролитовых разностей, и повышенные (12-27 мкР/ч) против аргиллитов и туфогенных разностей.

В большей части вскрываемого разреза диаметр номинальный, но местами, чаще приуроченными к интервалам с повышенной глинистостью, наблюдается значительное разрушение ствола скважин.

Выделение поровых коллекторов в терригенном верхнетриасовом разрезе выполняется:

- по качественным прямым признакам (образование глинистой корки при фильтрации ПЖ в пласт; наличие радиального градиента по данным электрических методов с различным радиусом исследования - БМК, БК, МКЗ);

- по косвенным признакам (уменьшение естественной радиоактивности относительно вмещающих пород, отрицательная аномалия ПС; наличие аномалии КС относительно вмещающих пород на диаграммах методов ЭК и ИК);

- по количественному критерию – критической величине пористости $\geq 9\%$, обоснованной на керне.

Методически определение пористости, глинистости, коэффициента водонасыщенности соответствует для юрских коллекторов. Для расчета пористости привлекались кривые методов – НГК, АК, глинистость определялась по ГК, оценка коэффициента нефтенасыщенности ($K_{нг}$) выполнялась по методу сопротивления с использованием петрофизических связей Арчи-Дахнова. Отличие заключалось в выборе констант: параметров скелета по АК ($\Delta T_{ск}=160-170$ мкс/м), времени пробега в глине (индивидуально для каждой скважины), сопротивлении пластовой воды в соответствии с минерализацией 20,9 г/л равной 0,08 Ом.

Таким образом, полученные по материалам ГИС геофизические параметры пластов для коллекторов верхнего триаса следующие:

- глинистость не превышает 10%;

- пористость. варьирует в диапазоне 9-17%, среднее значение 13%

Методика интерпретации материалов ГИС среднетриасового комплекса пород

Породы, слагающие среднетриасовую толщу, в литологическом отношении представлены типичным для Южного Мангышлака комплексом терригенно- карбонатных пород: известняками, доломитами и переходными между ними разностями, с подчинёнными по толщине аргиллитами. Повсеместно отложения толщи осложнены туфогенным прослоями и пластами.

Коллекторы представлены карбонатными породами со сложной структурой порового пространства: поровые, каверно-поровые, трещинно-каверно-поровые.

Естественная радиоактивность карбонатных пород не высокая, повышенные и высокие показания гамма-каротажа характерны для пластов

содержащих примеси туфогенного материала и для собственно туфогенных пород и аргиллитов.

Удельное электрическое сопротивление в толще варьирует от 3 до 1000 Ом. Породы, имеющие высокие сопротивления, по комплексу ГИС характеризуются как плотные и имеют низкие значения интервального времени, высокие до максимальных показания нейтронного каротажа, диаметр скважины против таких интервалов чаще номинальный. Низкие значения сопротивлений отмечаются против каверн и участков с разрушенным стволом скважины.

По данным акустического и нейтронного каротажей разрез представлен довольно плотными породами, увеличение значений интервального времени и водородосодержания отмечается против туфогенных разностей, каверн и интервалов с увеличенным диаметром.

По данным кавернометрии ствол скважин напротив карбонатных пород часто разрушен, номинальный диаметр наблюдается только против аргиллитов, туфогенных разностей и плотных пород. Разрушенность ствола скважин оказывает существенное влияние на качество и информативность методов ГИС: понижение показаний на кривых электрических методов (БК, ИК), увеличение показаний интервального времени и водородосодержания.

Также низкие сопротивления, не связанные с насыщенностью, характерны для коллекторов с каверновым типом пористости, ввиду образования глубокой зоны проникновения.

Выделение каверно-поровых и поровых коллекторов в среднем триасе осложнено следующими факторами: кривая ПС не дифференцирована; на кривой ГК наблюдаются аномалии и повышенные значения, связанные как с наличием глинистого материала, так и повышенной радиоактивностью, вызванной присутствием вулканогенного материала; ствол скважины местами сильно разрушен, что затрудняет интерпретацию микрометодов, а также искажает показания методов БК, ИК, АК. При выделении каверно-поровых и поровых коллекторов опирались на качественные прямые признаки (радиальный градиент сопротивления по разноглубинным зондам БК, БМК ИК, положительное приращение на МК), окончательная принадлежность выделенного пласта к пластам-коллекторам устанавливалась по значению пористости выше граничной (8%) и объемной глинистости меньше 10%. Интервалы разреза с пористостью меньше 8% были отнесены к трещинным коллекторам.

Разделение пластов на нефте- и водонасыщенные осуществлялось по Кнг равному 0,40.

Как выше отмечалось, методически определение подсчётных параметров пористости, глинистости, коэффициента нефтегазонасыщенности выполнялось по схеме, описанной выше. Вместе с тем определение пористости пород продуктивной толщи осложнено такими факторами:

сложный литологический состав (сочетание известняков и доломитов, терригенного материала в разном соотношении, присутствие в разрезе

песчаника, алевролитоподобных туфов; сложная структура пустотного пространства (поры, каверны, трещины, с преобладанием первых).

Для расчета *пористости* привлекались имеющиеся в скважине кривые методов – НГК, АК, с использованием стандартных уравнений, связывающие показания нейтронного, акустического каротажа с характеристиками матрицы породы, пустотного пространства и пластовых флюидов, для определения коэффициента нефтенасыщенности – петрофизические зависимости, полученные на керне.

Используемые алгоритмы оценки глинистости, пористости, аналогичны (3.2.1-3.2.4). При расчётах использовать справочные данные матричных компонентов породообразующих минералов: плотность скелета и время пробега упругих волн в скелете для известняка принято равными – $\Delta T_{ск} = 155$ мкс/м; для доломита $\Delta T_{ск} = 143$ мкс/м; $\Delta T_{ж} = 610$ мкс/м;)

Соппротивление интерпретируемого пласта (рп) определялось по данным сопротивлений БК, УЭС пластовой воды при температуре пласта и минерализации 30 г/л, в среднем по расчетам составило 0.065 Ом. Коэффициент нефтегазонасыщенности рассчитывался по петрофизическим связям Юж.Жетыбая, построенных на керне месторождения:

$$R_{п} = 2,5 / K_{в}^{1,6} \quad (3.2.7)$$

$$R_{н} = 1 / K_{п}^{1,7} \quad (3.2.8).$$

Таким образом, полученные по материалам ГИС геофизические параметры пластов -коллекторов для среднего триаса следующие:

- глинистость не превышает 10%;
- пористость. варьирует в диапазоне 8-28, среднее значение 18%;
- газонасыщенность в диапазоне 45-98%, среднее значение 86%.

В таблице 3.3 приведены результаты интерпретации материалов ГИС по скважинам Кумак №1, Демал №1, Курганбай №№1,3,4,6,7, где было выполнено испытание в интервале среднего триаса и получены положительные результаты.

Таблица 3.4 - Характеристика коллекторов верхнее- и среднетриасовых отложений

Площадь	скв	Альт рот, м	Воз-раст	Интервал коллектора, м		Н, м	Дс, м	УЭС, Омм	Кгл, д.ед.	Кп, д.ед.	Кг	Характер насыщения	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Кумак	1	78,1	T3	4069,4	4184	51	0,195	2,0-8,0	0,05- 0,20	0,15	0,01	вода	
		78,1	T3	4187,9	4192	4,1	0,183	6,1	0,23	0,32	0,9	не ясно	
		78,1	T3	4200,3	4204,7	4,4	0,224	22	0,18	0,22	0,94	нефть	
		78,1	T3	4222,4	4229,5	7,1	0,178	15	0,07	0,18	0,87	нефть	
		78,1	T3	4232	4235	3	0,179	35,5	0,12	0,14	0,92	нефть	
		78,1	T3	4284,4	4287,8	3,4	0,183	520,5	0,26	0,1	-	не ясно	колл/неколл
		78,1	T3	4357,5	4359,4	1,9	0,168	28,6	0,19	0,17	0,93	нефть	
		78,1	T3	4420	4425,3	5,3	0,18	27,7	0,18	0,2	0,95	нефть	
		78,1	T2	4494,9	4499,6	4,7	0,226	13	0,24	-	-	не ясно	Дс увеличен
		78,1	T2	4540,3	4547	6,7	0,17	323,1	0,12	0,18	0,99	газ	Открытый ствол. Получен приток воды с газом.
		78,1	T2	4549,9	4559,9	10	0,165	46,2	0,08	0,25	0,98	газ	
		78,1	T2	4560,4	4571,8	11,4	0,163	74,9	0,06	0,2	0,98	газ	
		78,1	T2	4576,6	4579,4	2,8	0,174	220,1	0,04	0,24	0,98	газ	
		78,1	T2	4580	4586,1	6,1	0,173	359,5	0,04	0,22	0,98	газ	
		78,1	T2	4587,1	4600,1	13	0,173	190,4	0,04	0,28	0,98	газ	Расчётный дебит газа 38,2м3/сут
		78,1	T2	4601,2	4602,5	1,3	0,168	96,7	0,08	0,2	0,98	газ	
		78,1	T2	4607,8	4611,5	3,7	0,186	102,7	0,04	0,23	0,99	газ	
		78,1	T2	4612,3	4616,5	4,2	0,191	99,5	0,03	0,16	0,98	газ	
		78,1	T2	4618,1	4621,6	3,5	0,194	269,3	0,04	0,16	0,99	газ	
		78,1	T2	4622,5	4624,3	1,8	0,191	13,6	0,03	0,13	0,74	газ	
		78,1	T2	4625,1	4627,2	2,1	0,163	136,1	0,03	0,24	0,99	газ	
			T2	4555,4	4560,7	5,3	0,247	45	0,05	0,11	0,63	газ	4555-4570 м приток газа с дебитом 49,9 м3/сут
			T2	4561,5	4562,5	1	0,231	30	0,06	0,09	0,51	газ	
			T2	4564,1	4567,4	3,3	0,233	100	0,04	0,08	0,63	газ	
			T2	4606,4	4608,7	2,3	0,225	36,4	0,06	0,05	0,45	газ	
			T2	4612,5	4613,7	1,2	0,219	42	0,04	0,05	0,47	газ	
			T2	4615,8	4616,6	0,8	0,225	51	0,04	0,09	0,63	газ	
			T2	4619	4621,8	2,8	0,219	16,8	0,03	0,07	0,44	газ	
			T2	4622,8	4623,5	0,7	0,218	9,3	0,01	0,09	0,44	газ	
			T2	4639,7	4642,5	2,8	0,217	13,3	0	0,1	0,49	газ	
Демал	1												

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Демал	1		T2	4642,5	4644,6	2,1	0,217	13,6	0,01	0,08	-	газ	
			T2	4646	4648	2	0,215	29,9	0,02	0,05	0,46	газ	
			T2	4654,8	4656,5	1,7	0,213	142	0,02	0,09	0,84	газ	
			T2	4656,5	4658	1,5	0,206	14	0,01	0,07	0,58	газ	
			T2	4678	4681	3	0,213	10,3	0	0,1	0,5	не ясно	
			T2	4689,9	4693,8	3,9	0,262	26	0,02	0,1	0,57	не ясно	
Курганбай	1	≈80	-	2380,0	2387,4	7,4	0,264	11,0	0,19	-	-	не ясно	
		≈80	-	2406,0	2414,6	8,6	0,260	7,6	0,15	-	-	не ясно	
		≈80	-	2414,6	2448,1	33,5	0,251	1,8	0,16	-	-	вода	
		≈80	-	2478,4	2480,2	1,8	0,254	11,3	0,25	-	-	не ясно	
		≈80	-	2481,8	2486,8	5,0	0,256	10,4	0,03	-	-	не ясно	
		≈80	-	2493,0	2498,5	5,5	0,264	13,3	0,16	-	-	не ясно	
		≈80	-	2505,2	2509,2	4,0	0,254	3,1	0,15	-	-	вода	
		≈80	-	2517,3	2533,7	16,4	0,253	5,6	0,16	-	-	не ясно	
		≈80	-	2533,7	2540,9	7,2	0,248	3,7	0,16	-	-	вода	
		≈80	-	2554,7	2566,6	11,9	0,251	18,8	0,14	-	-	не ясно	
		≈80	-	2575,1	2583,9	8,8	0,242	2,6	0,17	-	-	вода	
		≈80	-	2587,9	2598,0	10,1	0,242	4,6	0,23	-	-	вода	
		≈80	-	2611,1	2617,3	6,2	0,242	11,4	0,22	-	-	вода	
		≈80	J3	2683,0	2722,7	39,7	0,253	13,8	0,12	-	-	не ясно	
		≈80	J2	2881,3	2885,0	3,7	0,258	5,1	0,21	-	-	вода	
		≈80	J2	2888,8	2891,9	3,1	0,262	4,9	0,24	-	-	вода	
		≈80	J2	2910,1	2911,1	1,0	0,261	5,1	0,31	-	-	вода	
		≈80	J2	2923,3	2924,3	1,0	0,255	5,7	0,22	-	-	вода	
		≈80	J2	2925,1	2925,7	0,6	0,255	6,3	0,23	-	-	вода	
		≈80	J2	3010,2	3013,2	3,0	-	6,8	0,21	-	-	вода	При опробовании в колонне получен слабый приток газа с нефтью из отложений келловей и бата
		≈80	J2	3065,7	3068,7	3,0	-	7,3	0,23	-	-	не ясно	
		≈80	J2	3085,4	3115,8	30,4	-	9,0	0,11	-	-	Возможно нефть	
		≈80	J2	3120,8	3123,4	2,6	-	8,2	0,16	-	-	нефть	
		≈80	J2	3145,3	3150,3	5,0	-	8,7	0,31	-	-	глинистый	
		≈80	J2	3228,1	3229,0	0,9	-	--	0,22	-	-	не ясно	
	3		K1	1830,4	1836,6	6,2	0,270	1,4	0,31	0,15	0,01	вода	
			K2	1884,0	1890,9	6,9	0,270	2,2	0,29	0,18	0,01	вода	

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Курганбай	3		K3	2442,9	2466,2	23,3	0,278	11,7	0,05	0,16	0,01	вода	
			K4	2469,8	2485,4	15,6	0,270	6,5	0,10	0,19	0,01	вода	
			K5	2554,7	2580,6	25,9	0,272	11,5	0,08	0,17	0,01	вода	
			K6	2612,4	2640,5	28,1	0,260	3,9	0,16	0,21	0,01	вода	
			J3ox	2996,7	3000,1	3,4	0,209	8,9	0,26	0,16	0,35	вода	
			J3ox	3003,0	3010,7	7,7	0,207	11,4	0,19	0,18	0,45	не ясно	
			J3ox	3046,8	3051,0	4,2	0,221	9,3	0,13	0,22	0,54	нефть	
			J2	3053,4	3054,5	1,1	0,205	7,7	0,37	0,12	-	не ясно	
			J2	3059,4	3062,0	2,6	0,216	10,6	0,14	0,17	0,48	нефть	
			J2	3067,8	3071,4	3,6	0,224	7,6	0,31	0,14	0,20	вода	
			J2	3116,7	3120,0	3,3	0,243	10,1	0,15	0,14	0,49	нефть	
			J2	3127,2	3158,1	30,9	0,236	10,4	0,10	0,15	0,41	возможно слабо нефтенас	
			J2	3162,4	3165,3	2,9	0,230	11,8	0,14	0,13	0,41	возможно слабо нефтенас	
			J2	3197,6	3203,8	6,2	0,229	11,1	0,18	0,12	0,26	вода	
			J2	3242,3	3247,4	5,1	0,230	11,5	0,28	0,11	0,29	вода	
			J2	3252,6	3253,8	1,2	0,230	10,8	0,39	0,13	-	сильно глинистый	
			J2	3261,1	3266,4	5,3	0,232	11,9	0,11	0,14	0,43	нефть	
			J2	3281,0	3283,0	2,0	0,234	11,0	0,11	0,14	0,43	нефть	
			J2	3302,3	3303,6	1,3	0,234	-	-	-	-	уголь	
			J2	3307,3	3309,8	2,5	0,237	-	-	-	-	уголь	
			J2	3319,8	3322,0	2,2	0,237					сильно глинистый	
			J2	3324,3	3333,5	9,2	0,247	5,8	0,15	0,18	0,43	нефть	
			J2	3333,5	3343,7	10,2	0,249	4,7	0,11	0,16	0,09	вода	
			J2	3412,8	3414,4	1,6	0,246	-	-	-	-	уголь	
			J2	3431,2	3433,1	1,9	0,255	-	-	-	-	уголь	
			J2	3444,3	3446,1	1,8	0,249	-	-	-	-	уголь	
			J2	3453,9	3455,8	1,9	0,268	7,8	0,24	0,08	0,09	вода	
			J2	3458,1	3466,4	8,3	0,245	10,7	0,18	0,11	0,22	вода	
			J2	3506,0	3512,2	6,2	-	12,2	0,21	0,11	0,21	вода	
			J2	3535,7	3537,3	1,6	-	6,9	0,20	0,13	0,24	вода	
			J2	3543,8	3552,2	8,4	-	8,7	0,21	0,10	0,09	вода	

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Курганбай	3		J2	3556,4	3557,3	0,9	-	11,9	0,31	0,12	0,40	вода	
			J2	3565,2	3568,7	3,5	-	8,0	0,27	0,14	0,23	вода	
			J2	3611,5	3613,0	1,5	-	10,1	0,21	0,12	0,28	вода	
			J2	3725,5	3727,6	2,1	-	-	0,30	0,12	-	сильно глинистый	
			J2	3729,8	3731,1	1,3	-	-	0,33	0,11	-	сильно глинистый	
			J2	3734,3	3738,9	4,6	-	-	0,29	0,10	-	сильно глинистый	
			J2	3754,4	3761,7	7,3	-	7,9	0,11	0,15	-	не ясно	
			J2	3763,4	3767,5	4,1	-	9,3	0,27	0,11	-	не ясно	
			J2	3809,6	3831,1	21,5	-	10,0	0,12	0,13	-	не ясно	Слабый приток газа Испытание в колонне, интервал не известен
			J2	3843,1	3844,2	1,1	-	8,2	0,22	0,14	-	не ясно	
			J2	3847,3	3860,4	13,1	-	10,0	0,14	0,17	-	не ясно	
			J1	3887,0	3915,3	28,3	-	9,5	0,18	0,15	-	не ясно	
			J1	3916,3	3923,9	7,6	-	9,4	0,18	0,14	-	не ясно	
			J1	3925,2	3936,5	11,3	-	10,4	0,11	0,12	-	не ясно	
			J1	3940,3	3983,0	42,7	-	9,4	0,15	0,13	-	не ясно	
			J1	3985,3	4017,0	31,7	-	9,1	0,09	0,15	-	не ясно	
			J1	4019,0	4039,6	20,6	-	10,1	0,08	0,15	-	не ясно	
				4049,4	4080,6	31,2	-	9,7	0,05	0,16	-	не ясно	
			J1	4084,7	4100,1	15,4	-	8,9	0,14	0,11	-	не ясно	
			J1	4109,6	4115,8	6,2	-	12,1	0,09	0,09	-	не ясно	
Курганбай	4	-5,8	J2	3038,7	3041,3	2,6	0,309	13,1	0,11	0,12	-	возможно продукт	
		-5,8	J2	3044,0	3046,0	2,0	0,274	11,8	0,26	0,10	-		
		-5,8	J2	3057,9	3059,0	1,1	0,276	7,7	-	-	-		
		-5,8	J2	3068,3	3069,7	1,4	0,274	8,1	0,23	0,13	-		
		-5,8	J2	3083,5	3085,3	1,8	0,274	6,4	0,29	0,13	-		
		-5,8	J2	3091,0	3093,5	2,5	0,271	13,9	0,27	0,11	-		
		-5,8	J2	3095,9	3098,4	2,5	0,275	9,0	0,35	0,14	-		
		-5,8	J2	3113,5	3135,6	22,1	0,283	8,0	0,16	0,11	0,28	вода	
		-5,8	J2	3143,8	3148,3	4,5	0,258	14,8	0,13	0,11	0,45	возможно продукт	

Продолжение таблицы 3.4

Курганбай	4	-5,8	J2	3182,2	3191,6	9,4	0,274	7,8	0,21	0,10	-	низкие колл св-ва	
		-5,8	J2	3193,3	3197,6	4,3	0,284	10,0	0,18	0,14	0,42	возможно продукт	
		-5,8	J2	3205,8	3211,3	5,5	0,273	9,7	0,25	0,11	0,40	вода	
		-5,8	J2	3246,9	3254,0	7,1	0,281	9,8	0,35	0,08	-	вода	
		-5,8	J2	3259,3	3260,7	1,4	0,284	-	0,30	0,10	0,26	вода	
		-5,8	J2	3273,9	3278,0	4,1	0,279	10,0	0,18	0,13	0,56	возможно продукт	возможно зона проник, а насыщение вода, диаметр увеличен
		-5,8	J2	3287,0	3291,3	4,3	0,280	12,4	0,27	0,11	0,54		
		-5,8	J2	3295,3	3303,6	8,3	0,280	10,0	0,21	0,11	0,50		
		-5,8	J2	3312,4	3314,7	2,3	0,284	-	0,18	0,13	0,50		
		-5,8	J2	3316,9	3334,4	17,5	0,302	7,0	0,10	0,15	0,60		
		-5,8	J2	3710,5	3714,5	4,0	-	12,2	0,09	0,12	0,45	Низкие колл св-ва вода	
		-5,8	J2	3748,0	3758,0	10,0	-	10,6	0,23	0,07	-		
		-5,8	J2	3797,2	3802,6	5,4	-	9,7	0,22	0,13	-		
		-5,8	J2	3841,3	3858,5	17,2	-	8,4	0,10	0,14	0,30		
		-5,8	J2	3869,0	3870,7	1,7	-	8,9	0,28	0,14	0,01		
		-5,8	J2	3886,6	3899,5	12,9	-	10,6	0,26	0,10	0,30	вода	
		-5,8	J2	3899,5	3914,0	14,5	-	10,8	0,05	0,17	0,45	возможно продукт	
		-5,8	J2	3916,5	3934,1	17,6	-	8,6	0,09	0,15	0,49	возможно продукт	из аалена приток воды с газом интервал не известен
		-5,8	J2	3937,0	3944,4	7,4	-	9,6	0,16	0,08	0,22	вода	
		-5,8	J2	3946,0	3955,1	9,1	-	7,6	0,14	0,10	0,18	вода	
		-5,8	J2	3965,7	3975,9	10,2	-	7,9	0,08	0,11	0,25	вода	
		-5,8	J2	3978,2	3995,7	17,5	-	8,7	0,26	0,05	0,01	вода	
		-5,8	J2	3998,1	4017,0	18,9	-	8,1	0,13	0,13	0,32	вода	
		-5,8	J2	4020,5	4025,6	5,1	-	9,8	9,30	0,09	0,10	вода	
		-5,8	J2	4027,5	4034,2	6,7	-	7,0	8,00	0,15	0,40	вода	
		-5,8	J2	4035,6	4044,3	8,7	-	7,0	10,00	0,13	0,30	вода	
		-5,8	J2	4052,1	4108,6	56,5	-	9,4	0,10	0,11	0,05	вода	
Курганбай	6		K	2777,1	2783,6	6,5	0,284	11,0	0,18	0,12	0,48	возможно нефть	
			J3km+ox	2789,9	2793,7	3,8	0,284	11,3	0,19	0,12	0,40	возможно нефть	при испытании в колонне получен

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Курганбай	6	-	J3km+ox	2825,2	2829,6	4,4	0,283	16,4	0,17	0,10	0,47	возможно нефть	слабый приток нефти из киммериджа
		-		2835,0	2838,1	3,1	0,280	16,5	0,13	0,08	0,49	возможно нефть	
		-		2844,5	2846,9	2,4	0,282	12,8	0,18	0,08	0,51	возможно нефть	
		-	J2	3019,6	3024,3	4,7	0,290	6,1	0,23	0,15	0,50	возможно нефть	При испытании в колонне в интервале батского яруса получен слабый приток газа
		-	J2	3025,7	3028,7	3,0	0,310	7,5	0,18	0,21	0,61	возможно нефть	
		-	J2	3032,4	3034,5	2,1	0,300	6,8	0,25	0,13	0,46	возможно нефть	
		-	J2	3042,9	3045,2	2,3	0,319	5,3	0,22	0,11	0,20	вода	
		-	J2	3078,2	3080,3	2,1	0,277	7,2	0,21	-	-	возможно газ	
		-	J2	3081,2	3083,1	1,9	0,334	5,8	0,14	0,16	0,47	возможно газ	
		-	J2	3086,2	3087,4	1,2	0,255	9,1	0,29	0,13	0,42	возможно газ	
		-	J2	3094,2	3096,3	2,1	0,261	8,7	0,17	0,16	0,55	возможно газ	
		-	J2	3104,4	3107,5	3,1	0,264	8,0	0,22	0,18	0,58	возможно газ	
		-	J2	3110,9	3111,9	1,0	0,264	16,5	0,24	0,15	0,49	возможно газ	
		-	J2	3116,0	3118,0	2,0	0,257	10,0	0,05	0,15	0,60	возможно газ	
		-	J2	3131,8	3137,4	5,6	0,260	9,9	0,22	0,12	0,20	вода	
		-	J2	3165,2	3172,6	7,4	0,259	-	-	-	-	не ясно	
			J2	3179,6	3182,6	3,0	0,278	8,4	0,12	0,16	0,48	возможно нефть	
			J2	3185,5	3190,2	4,7	0,257	9,6	0,18	0,11	0,26	вода	
			J2	3191,4	3193,5	2,1	0,260	8,9	0,14	0,13	0,42	вода	
			J2	3210,7	3216,0	5,3	0,241	9,9	0,14	0,16	0,55	возможно нефть	
			J2	3217,6	3223,3	5,7	0,241	11,0	0,08	0,17	0,57	возможно нефть	
			J2	3231,1	3238,7	7,6	0,241	11,7	0,09	0,15	0,57	возможно нефть	
Курганбай	7		J2	3267,9	3274,6	6,7	0,237	14,3	0,09	0,16	0,60	возможно нефть	
			J2	3290,6	3315,5	24,9	0,239	8,7	0,16	0,12	0,18	вода	
			K1	2450,7	2515,2	64,5	0,251	13,7	0,07	0,26	0,01	вода	
			K1	2568,6	2601,7	33,1	0,238	10,5	0,09	0,25	0,01	вода	
			K1	2604,3	2622,1	17,8	0,237	38,7	0,06	0,25	0,01	вода	
			K1	2627,7	2653,0	25,3	0,227	3,9	0,20	0,25	0,01	вода	
			K1	2664,5	2667,7	3,2	0,230	4,5	0,27	0,22	0,01	вода	
			J3	2831,0	2833,0	2,0	0,250	38,6	-	-	-	уголь	
			J2	3074,2	3076,0	1,8	0,210	10,0	0,22	0,13	-	возможно нефть	
			J2	3093,0	3094,0	1,0	0,212	-	-	-	-	возможно нефть	
			J2	3097,0	3097,2	0,2	0,210	-	-	-	-	вода	
			J2	3135,2	3138,0	2,8	0,210	12	0,21	0,16	0,52	возможно нефть	
			J2	3146,2	3149,5	3,3	0,210	11,9	0,27	0,18	0,57	возможно нефть	

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Курганбай	7		J2	3159,6	3161,5	1,9	0,210	16,5	0,25	0,21	0,68	возможно нефть	
			J2	3162,6	3165,0	2,4	0,206	20,3	0,26	0,14	0,56	возможно нефть	
			J2	3170,1	3172,0	1,9	0,212	21,2	0,25	0,16	0,61	возможно нефть	
			J2	3177,5	3179,3	1,8	0,220	13,3	0,27	0,13	0,48	возможно нефть	
			J2	3181,8	3184,0	2,2	0,212	14,8	0,14	0,13	0,52	возможно нефть	
			J2	3213,1	3218,0	4,9	0,215	11,3	0,18	0,13	-	возможно нефть	
			J2	3221,6	3224,1	2,5	0,215	10,4	0,17	0,14	-	возможно нефть	
			J2	3237,9	3242,1	4,2	0,224	12,1	0,10	0,17	0,58	возможно нефть	
			J2	3288,0	3292,8	4,8	0,224	11,9	0,21	0,14	0,51	возможно нефть	
			J2	3316,5	3320,2	3,7	0,221	12,8	0,15	0,16	0,59	возможно нефть	
			J2	3322,4	3334,4	12,0	0,222	12,2	0,17	0,13	0,46	возможно нефть	
			J2	3334,4	3338,8	4,4	0,218	18,7	0,11	0,17	0,57	возможно нефть	
			J2	3343,7	3346,8	3,1	0,217	11,6	0,08	0,22	0,63	возможно нефть	
			J2	3349,4	3364,0	14,6	0,225	11,3	0,07	0,22	0,62	возможно нефть	
			J2	3415,3	3417,1	1,8	0,225	15,5	0,25	0,10	0,21	вода	
			J2	3484,6	3491,1	6,5	0,236	13,7	0,23	0,10	0,01	вода	
			J2	3605,8	3614,4	8,6	0,189	13,1	0,21	0,09	0,01	вода	
			J2	3620,9	3626,3	5,4	0,187	11,2	0,23	0,04	0,01	вода	

3.3 Геофизические и геохимические исследования скважин

В пределах Большой Мангышлакской флексуры в период 1983-1987г.г. были закончены бурением на площади Пионерская скважины 1, 2, 4, 8, 10, вскрывшие отложения триасового возраста и скважина Улькенде-Тучискен 1 (материалы ГИС утеряны)

Основной объём глубокого бурения в районе Жазгурлинской депрессии приходится на период с 1987 по 1992г.г. В этот период были пробурены и исследованы методами ГИС на площадях Демал скважины 1, 4, Кумак скважина 1.

Выполненный в скважинах комплекс промыслово-геофизических исследований, соответствует аппаратуре, оборудованию, способам регистрации, имевшихся на вооружении сервисных геофизических компаний на время проведения исследований. Регистрация показаний методов ГИС проводилась в аналоговом формате стандартной аппаратурой российского производства. К настоящей работе большая часть материалов ГИС оцифрована.

Комплекс ГИС состоял из методов сопротивления (измерение кажущегося сопротивления (КС) пород стандартными кровельным и подошвенным градиент-зондами с одновременным измерением потенциала естественного электрического поля (ПС), кавернометрии (ДС), пяти подошвенных и одним кровельным градиент-зондом (БКЗ), бокового (БК) и индукционного (ИК) каротажей, микрозондирования (МКЗ); радиоактивного каротажа - измерение естественной радиоактивности пород (ГК), вторичного гамма-излучения (НГК), двухзондового нейтрон –нейтронного (КНК) и акустического каротажа (АК).

Положение ствола скважины в пространстве контролировалось проведением поточечной инклинометрии. По выполненным замерам пробуренные скважины вертикальные.

После спуска обсадной колонны и цементирования качество цементирования определялось термометрией, гамма-гаммаметрией и акустической цементометрией АКЦ.

Исследования выполнялись в несколько этапов по мере углубления скважин и состояли из общих в масштабе глубин 1:500 (по всему разрезу скважины) и детальных (в интервале от башмака кондуктора до забоя) в масштабе глубин 1:200.

Общие исследования по всему стволу включали: КС, ПС, ДС, ГК инклинометрию; *детальные* дополнялись БКЗ, ПЗ, БК, ИК, МБК, МКЗ, РК, АК. Объём выполненных исследований приведен в таблице 3.3.

Продуктивные отложения в большинстве скважин вскрывались долотами диаметром 214 мм, в ряде скважин использованы долота диаметрами 190, 243, 296 мм.

Исследования выполнялись в скважинах, заполненных промывочной жидкостью, на которой вскрывался разрез. В качестве промывочных

жидкостей (ПЖ) использовался глинистый раствор на водной основе с полимерными добавками с технологическими параметрами: плотность 1,18-1,32 г/см³, вязкость 30÷70 сек, удельное электрическое сопротивление (УЭС) 0,13-0,44 Омм.

Температура по разрезу юрских и триасовых отложений изменяется от 50-60⁰ С до 120-130⁰С

Минерализация пластовых вод верхнего и среднего триаса 20-30 г/л, удельное электрическое сопротивление при температуре пласта равно 0,08-0,062 Омм.

Юрские воды высокоминерализованные, общая минерализация в пределах 150-170г/л, удельное электрическое сопротивление при температуре пласта равно 0,04-0,02 Омм.

Выполненные исследования в период 1981-92 гг позволяют стратифицировать разрез по аналогии с соседними территориями, расчленить на коллекторы и вмещающие, определить пористость по методам АК, НГК, НК, рассчитать коэффициент нефтегазонасыщенности – по методам сопротивления.

Таблица 3.5 - Выполненные геофизические исследования в открытом стволе пробуренных скважин

Таблица 3.3. Выполненные геофизические исследования в открытом стволе пробуренных скважин						
№№ скв.	Год проведения	Забой скважины/стратиграфия	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервал исследований, м	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Пионерская			Общие исследования (во всех скважинах всех площадей) КС (А2М0,5N, М0.5N2А), ПС, Кв, БК, ГК,: корреляция разрезов скважин, стратиграфическое расчленение, литологическая характеристика вскрытого разреза	1:500	От устья до достигнутого забоя	
1	1983	4700 Т1				
2	1983	4330Т1				
4	1985	4900 Т1				
8	1984	4700 Т1				
10	1985	4850 Т1				
12	1987	4464 Т1				
Курганбай						
1	-	3300 J				Нет АК
3	1969	4200 J2				
4	1970	4200 J2				
6	1970	3590 J2				
7	1970	3800				
Байрам-Кызыладыр			Детальные исследования (во всех скважинах всех площадей) КС (А2М0,5N, М0.5N2А), ПС, Кв, БКЗ, БК, МБК, ИК, ГК, НГК, ННК, АК-частично: расчленение разреза на потенциальные коллекторы и вмещающие породы, определение эффективных толщин, коллекторских свойств, характера насыщения, коэффициента нефтегазонасыщенности	1:200	От башмака кондуктора до забоя	Материалы ГИС утеряны
1	-	-				
2	-	-				
3	-	-				
6	-	-				
10	-	3800 J1				
11	-	3800 J1				
Демал						
1		4765 Т2				Нет АК,НК
4		4580 Т2				
Кумак						
1		4700 Т2				

3.4 Лабораторные исследования по керну

Физико-литологическая характеристика перспективной толщи *верхнетриасовых отложений* базируется на материалах изучения керна из скважин месторождений Южного Мангышлака (по детально изученным литолого-геофизическим разрезам верхнего триаса месторождений Ракушечное, Оймаша, Южный Жетыбай и Северное Карагие, Северо-Западный Жетыбай и др), обобщенных в работах 1986-1988 гг (11) и на данных работ 1993-2006 гг (13) по месторождениям Северное Карагие, Северо-Западный Жетыбай.

Наиболее изученным является Северное Карагие, где отбор керна из верхнетриасовых отложений производился во всех 10 пробуренных скважинах. Проходка колонковым долотом составляла от 6,9 % до 42,5 % по всей верхнетриасовой толще. Вынос керна по скважинам составлял от 31 % до 82,6 %, и в среднем составил 64,8 %.

Проанализировано 862 образца керна, причем по залежи выполнено 197 анализов керна из них представительных 37 образцов

Результаты детального макроописания, изучения вещественного состава структуры пустотного пространства, емкостно-фильтрационных свойств пород позволили установить петрофизические особенности, обосновать нижние пределы и оценить параметры коллекторов отложений верхнего триаса.

Результаты литолого-петрофизических исследований показали, что на изученных месторождениях Южного Мангышлака по характеру ритмичности отложений в совокупности с петрофизическими параметрами в разрезе верхнетриасовых отложений выделяются три толщи: верхняя, средняя и нижняя. В основании ритмов, как правило, лежат гравелиты и плохо отсортированные песчаники, реже туфопесчаники, сменяющиеся к кровле средне-и мелкозернистыми разностями. Верхняя часть ритмов представлена алевролитами, аргиллитами, участками с промесью туфогенного материала. Отдельные ритмы завершаются туфами.

Таким образом, песчаники *нижней и средней толщ* (вулканогенно-терригенной) имеют сходный состав кластического материала и цемента. Для них характерно серые цвета с различными оттенками зеленого, плохая сортировка, переходы к гравелитам в основании слоя. По составу полимиктовые, где основные составляющие компоненты варьируют в широких пределах: кварц (5-15 до 20%), полевые шпаты (20-40%), среди которых преобладают калиевые полевые шпаты, обломки пород (20-40%), представленные, в основном, стеклом кислого состава с присущими им структурами, с примесью отдельных зерен средних и основных эффузивов, микро кварцитов, слюдистых сланцев.

Цемент (10-20 до 30%, на локальных участках в пределах шлифа до 40%) типа выполнения пор, соприкосновения, редко базальный. По составу смешанного типа- кремнистый, гидрослюдистый, хлоритовый.

В *верхней толще* большая часть песчаников отличается хорошей сортировкой, преобладают средне-и мелкозернистые разности. В отдельных слоях наблюдаются переходы к плохо отсортированным гравелистым песчаникам и гравелитам. Отличие от нижележащих песчаников проявляется в уменьшении общего количества кварца и полевых шпатов (до 30-10%), которые находятся примерно в равном соотношении и лишь в отдельных слоях суммарное содержание кварца и полевых шпатов достигает 35-50%. Цемент (10-25%) по составу кремнисто-гидрослюдистый, кремнисто-гидрослюдисто-хлоритовый.

Аргиллиты, алевролиты темно-серые. Основная масса породы сложена гидрослюдисто-кремнистым агрегатом, с различными сочетаниями этих компонентов, участками с примесью хлоритового материала. Туфогенные разности отличаются присутствием пепловых частиц и большим количеством хлорита, обуславливающим зеленые оттенки пород.

Туфы серые, темно-серые с различными оттенками зеленого и голубого. По структуре алевролитовые, мелко- и среднеспамиттовые, участками обломочные, по составу в основном кристаллокластические и витрокластические, редко пепловые алевроитовой размерности. Основная масса пород крипто- и микрозернистая, гидрослюдисто-хлорит-кремнистая, карбонатизация (0-20 до 30%). Часто в карбонате фиксируются пустоты выщелачивания (до 0,05мм) неправильной формы с мелкоизвилистыми краями.

Коллекторами верхнего триаса Южного Мангышлака являются песчаники средне- и крупнозернистые, по составу полимиктовые.

Основными кластическими компонентами песчаников и гравелитов являются: кварц (10-25%), полевые шпаты (30-50%), обломки пород, преимущественно эффузивов (15-30%), единичные обломки микрокварцитов, слюдистых сланцев, чешуйки биотита.

Цементация типа соприкосновения и поровая. В большинстве случаев первичное межформенное пространство определялось пустотами на стыке между зернами. В последующем происходило вторичное неравномерное зарастание (от стенок к центру) пустот кварцем и альбитом, величины сохранившихся пустот от 0,02-0,15 до 0,3-0,4 мм.

Почти повсеместно черный окисленный битум образует примазки вдоль стенок пустот, окаймляет кристаллики кварца и альбита, реже полностью заполняет межформенное пространство. В последнем случае в битуме фиксируются микротрещины раскрытостью 3-10 микрон. Подобные микротрещины наблюдаются в разностях, где межформенное пространство (~25%) выполнено гидрослюдистым материалом. Иногда отдельные пустоты заполнены кальцитом, в котором фиксируются мелкие (0,02-0,06 до 0,1мм) пустоты выщелачивания, единичные пустоты залечены ангидритом.

Петрофизическое изучение пород в шлифах показало сложное строение *пустотного пространства* песчаников верхнего триаса, различное

соотношение пустот определяет развитие коллекторов порово-трещинного или порового типа.

В работе (10) обоснованы типы коллекторов и граничные значения пористости: (в соответствии с результатами эксперимента содержания хлоридов в водной вытяжке, зависимостям $K_{пр}=f(K_{п})$; содержание хлоридов в водной вытяжке от проницаемости $Cl=f(K_{пр})$; и проницаемости от среднего радиуса поровых каналов $K_{пр}=f(\tau_{ср})$):

- за нижний предел проницаемости приняты: для порово-трещинного $0,01 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, для порового $0,5 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$;

- за нижний предел пористости принято 6%.

Принят предел для поровых коллекторов 9%.

Среднее значение пористости поровых коллекторов составляет 14,0%, проницаемости $6,7 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Среднее значение пористости порово-трещинных коллекторов по приведенным месторождениям изменяется от 6,4 до 9,1%, проницаемости от 0,08 до $2,4 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Графики зависимости $R_{п}=f(K_{п})$, построенные для этих коллекторов, отличаются и описываются для поровых коллекторов уравнением $R_{п}=1,65 \cdot K_{п}^{-1,7}$, для порово-трещинных $R_{п}=K_{п}^{-1,7}$. Зависимость параметра насыщения от водонасыщенности для обоих типов коллекторов триаса описывается уравнением $R_{н}=K_{в}^{-1,7}$.

Коллекторские свойства отложений среднего триаса изучались в разные периоды, но наиболее интенсивно – в период 1986-1988-гг (11) по месторождениям (Оймаша, Уйлюк, Ракушечное, В. Норманула, Каменистая, Южный Жетыбай, Уйлюк) и четырем площадям. Анализ строения разрезов показал, наличие, в основном, четырех литофаций, характеризующихся спецификой литологического состава, обусловленного определенными условиями осадконакопления, схематически были намечены три зоны с присущим им типам разрезов: Оймашинским, Ракушечным и Южно Жетыбайским.

В отложениях среднего триаса (в зоне Ракушечного типа) выделено четыре фации, отличающиеся литологическим составом (сверху вниз): вулканогенно-терригенная (I), вулканогенно-известняковая (II), карбонатно-вулканогенная (III), вулканогенно-доломитовая (IV). Нижние три составляют вулканогенно-карбонатную толщу (ВК). Продуктивной является вулканогенно-доломитовая IV пачка. Наиболее ближе к этой зоне находятся структуры Махат, Жарты, Демал, Алак-Кумак.

Выделяется и пятая фация V (карбонатно-терригенная толща), распространение которой ограничено зоной развития Южно Жетыбайского типа разреза. На месторождениях Ю.Жетыбай и Тасбулат продуктивными являются вулканогенно-карбонатная и карбонатно-терригенная толщи. Наиболее близко к зоне с Южно Жетыбайским типом разреза находятся объекты проектирования Пионерская, Улькендале-Тучискен.

Вулканогенно-карбонатная толща (ВК) представлена неравномерным переслаиванием известняков, доломитов, туфов, терригенных пород. В

рассматриваемой толще каверно-поровые пласты-коллекторы представлены в основном карбонатными породами, редко песчаниками.

В карбонатно-терригенной толще (V) наряду с карбонатными присутствуют терригенные породы (песчаники в разной степени известковистые, глинистые) встречаются коллекторы каверново-поровые, поровые и трещинные.

Ниже приводится подробно литологическая характеристика пород потенциально продуктивных вулканогенно-карбонатной толщи (ВК и карбонатно-терригенной толщи (V).

Вулканогенно-карбонатная толща (ВК) представлена неравномерным переслаиванием известняков, туфов, терригенных пород, при обилии доломитов. В рассматриваемой толще *каверно-поровые* пласты-коллекторы представлены в основном карбонатными породами.

Известняки светло-коричневые, кремовые, преимущественно мелко- и среднекристаллические, слабоглинистые, средней крепости, иногда рыхлые, пористые, умеренно кавернозные, встречаются каверны до 2 см в диаметре, местами интенсивно пропитаны нефтью. Часто содержат многочисленные включения тонких прожилок кальцита, доломита. Иногда известняки песчанистые, содержание песчаной фракции доходит до 50%. Встречаются известняки органогенные желтовато-серые, мелко-, среднекристаллические, крепкие, массивные, местами со стилолитовыми швами и средней крепости, пористые до кавернозных, местами пропитаны битумоидами.

Доломиты оолитовые средне- и мелкопсамитовой структуры. Форменные элементы (оолиты и редкие обломки водорослевого и органогенного детрита) составляют 60-70%. Межформенное пространство выполнено кальцитом, меньше (до 5%) мелкозернистым кремнистым агрегатом. В кальците фиксируются неправильной формы с извилистыми краями пустоты выщелачивания, размерами 0,005-0,08 мм.

Обломочные разности отличаются неравномерным (10-50%) распределением обломков (до 1,5-3,0 мм) неправильной формы пелитоморфного и комковатого доломита.

Песчаники светло-серые до серо-коричневых, мелко-, среднезернистые иногда с кристаллами пирита, крепкие, цемент глинисто-карбонатный, пористые, слабопористые, иногда с запахом УВ.

К *трещинным коллекторам* отнесены породы представленные рядом от чистых известняков до доломитов. Известняки от светло-серых до темно-серых с коричневатым оттенком, массивные крепкие и в разной степени трещиноватые с включениями кальцита и прослойками доломита, иногда пиритизированные, встречаются графитизированные. Доломит темно-серый, чёрный, плотный с многочисленными мелкими порами и трещинами, заполненными кальцитом, иногда с включениями ангидрита. Песчаники известковистые, светло- и темно серые, мелко-, среднезернистые, с включениями кальцита в массе породы или по трещинам.

Отдельные прослои карбонатных пород, содержат значительную примесь туфового материала до перехода в туфодоломиты и туфоизвестняки, в которых обломки пелитоморфного доломита, оолиты, раковинный детрит цементируется пирокластическим материалом пелитовой и алевроитовой размерности.

Туфопесчаники и туфоалевролиты состоят из остроугольных, неокатанных зерен кварца, полевых шпатов, обломков эффузивов, кремнистых пород, листочков биотита и мусковита, сцементированных глинистым цементом хлорит-гидрослюдистого состава.

Карбонатно-терригенная толща (V) литологическая представлена наряду с карбонатными и терригенными породами (песчаников аркозовых, известковистых, полимиктовых при подчинённом содержании аргиллитов, туфов, туфоаргиллитов).

Коллекторы *каверново-порового* типа представлены чередованием доломитов плотных пелитоморфных, тонкокристаллических и мелкокомковатых разностей и мелко-, крупнокристаллических до гравийных оолитовых, оолитово-обломочных и обломочных доломитов, часто с видимыми порами и мелкими кавернами выщелачивания, иногда заполненными битумом, кальцитом, кварцем или, редко, ангидритом. Среди доломитов встречаются прослои органогенно-детритовых перекристаллизованных известняков. Во всех разностях доломитов присутствуют многочисленные горизонтальные сутуро-стилолитовые швы, заполненные черным глинисто-битумным материалом, по которым керн легко распадается на плитки.

Доломиты неравномерно нефтенасыщенны: пористые участки заполнены коричневым битумом, придающим породе пятнистый, полосчатый вид.

Окатанные обломки пелитоморфного доломита, оолиты (иногда частично выщелоченные), комочки водорослей, перекристаллизованные и гранулированные обломки раковин обычно сцементированы прозрачным мелко- и крупнокристаллическим кальцитом, образующим цемент базального и порового типов. В отдельных прослоях отмечается наряду с кальцитовым и кремнистый цемент. Пустоты фиксируются в центральных частях порового пространства, в мелких трещинах, иногда выщелачиванию подвержены форменные элементы.

К песчаникам аркозовым и известковистым приурочены коллекторы *каверно-порового и порового типа*. Песчаники средне- и мелкозернистые, плохой сортировки и низкой степенью окатанности обломочного материала. В составе зерен кварц (45-50%) и полевые шпаты (35-40%), с примерно равным соотношением плагиоклазов и калиевых полевых шпатов, с цементом типа соприкосновения и регенерационным. При частичном заполнении сохраняются первичные пустоты размерами 0,005-0,05мм, а в крупнозернистых и гравелистых разностях достигают 0,3мм.

В разностях, где присутствует примесь (5-10%) обломков пород появляются участки с цементацией порового типа, промежутки между зернами выполнены гидрослюдисто-хлоритовым агрегатом, в котором фиксируются неправильной формы с извилистыми краями пустоты от 0,005 до 0,1 мм.

Известковистые песчаники отличаются плохой сортировкой кластического материала (0,1-0,8 до 1 мм) с кварц-полевошпатовым составом и примесью растительного детрита. Цементом служит микро- и мелкокристаллический кальцит, по которому развиваются мелкие (до 0,02 мм) кристаллы доломита и желваки ангидрита (до 5%). В кальцитовой массе цемента и детритовых элементах отмечаются полости выщелачивания неправильных очертаний размерами 0,005-0,1 мм.

С песчаниками, доломитами, и известняками, переслаиваются туфы и туфоаргиллиты характеризующиеся развитием субвертикальных и разнонаправленных трещин, а по петрографическим данным разнонаправленными, реже кулисообразными микротрещинами раскрытостью от 7 до 15 мкм.

Для оценки емкостных и фильтрационных параметров пород-коллекторов отложений триаса использованы результаты всех лабораторных анализов керна по месторождению Тасбулат, продуктивные среднетриасовые пачки А и Б которого приурочены к ВК толще (вулканогенно-доломитовая пачка IV) и карбонатно-терригенной (V), общее количество которых составляет по триасовой толще 419 образцов.

Обоснованы типы коллекторов и граничные значения проницаемости:

- за нижний предел проницаемости принято $0,03 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ для каверново-поровых коллекторов вулканогенно карбонатной толщи и каверново-порового и порового типа для карбонатно-терригенной толщи;
- за нижний предел пористости принято 8%.

На основании принятых критериев проведена отбраковка образцов керна, диапазон изменения:

- пористости 9,2-21,0 и 8,2-18,1%;
- проницаемости $0,4-23,7 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и $0,3-72 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$

Емкость и проницаемость *трещинных* коллекторов, обусловленная системой разнонаправленных трещин, раскрытость которых изменяется от 7 до 15 мкм, по результатам опробования скв.10 и данным изучения шлифов по методике, изложенной (Голф-Рахт): емкость трещинного коллектора была оценена равной 0,6% (пачка Б), проницаемость – $0,34 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

В отложениях среднего триаса для определения коэффициента нефтегазонасыщенности использовались петрофизические связи установленные на керне каверново-поровых коллекторов Южного Жетыбая: $R_p = 2,5/K_v^{1,6}$ $R_n = 1/K_p^{1,7}$.

В таблице 3.5 приведены сведения по количеству образцов керна, на основе которого выполнена литолого-петрофизическая характеристика триасовых отложений.

Таблица 3.6 - Сведения по лабораторным исследованиям керна

№№ пп	Площадь	Наимено- вание анализа	Единица измерения	Количество образцов, (проб)			Организа- ция,
				Верхний триас	Средний триас	Нижний триас	
1	С.-Зап. Жетыбай	Стандартные анализы (Кл, Клр, Скар	образец	31	129	-	-
2	Зап. Жетыбай			30	15	8	-
3	Юж. Жетыбай			333	1388	202	-
4	Каменистое			145	223	100	-
5	В. Нормаул			91	167	15	-
6	Сев. Карагие			786	512	33	-
7	Пионерская			-	106	73	-
8	Тасбулат			10	154	113	-

4 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

4.1 Проектный литолого-стратиграфический разрез

На Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флекуре по данным поисково-разведочного бурения установлено присутствие в разрезах отложений, сформировавшихся в мезозой-кайнозойское время.

Ниже проводится описание литологии и стратиграфии вскрытого разреза поисковых и разведочных скважин, пробуренных непосредственно на тектонических элементах II порядка.

Палеозой Rz

Нерасчлененные отложения палеозойской группы представлены чередованием карбонатных песчаников, алевролитов и аргиллитов темного цвета. Вскрытая мощность палеозоя на площади Саукудук 227 м (скважина № 10).

Мезазой (Mz)

Триасовая система (T)

В исследуемом регионе сейсмические данные позволяют выделить по волновой картине в разрезе триасовых отложений все три отдела. В зоне сочленения Большой Мангышлакской флексуры с Кокумбайской ступенью мощности верхнего и среднего триаса сокращаются в северо-западном направлении, вплоть до полного срезания этих отложений предъюрской поверхностью размыва. На Тумгачинском вале и Кансуйском блоке установлено отсутствие пород верхнего и среднего триаса

На исследуемых территориях максимальная площади мощность вскрытых триасовых отложений составляет 1284 м (скважина Саукудук 10).

В составе триасового разреза выделяются пестроцветный, в основном, алевролито-аргиллитовый комплекс нижнего триаса, сформировавшийся в континентальной обстановке, вулканогенно-карбонатный морской среднетриасовый и вулканогенно-терригенный верхнетриасовый комплексы отложений.

Нижний отдел (T₁)

Отложения широко представлены практически на всей территории Южного Мангышлака, причем их толщина возрастает в северном направлении в сторону Беке-Башкудукского вала и Горного Мангышлака. Повсеместно разрез нижнего триаса сложен озерно-континентальными пестроцветными образованиями индского и оленекского ярусов.

Нижняя граница триаса с палеозойскими отложениями условно принимается по базальному слою в основании красноцветных терригенных пород, рассматриваемых как нерасчлененные верхнепермско-нижнетриасовые отложения. В нижней части отдела (индский ярус) залегают пачки кирпично-красных, буровато-коричневых, шоколадных разнотекстурированных песчаников и аргиллитов. Песчаники полимиктового, кварцево-полевошпатового состава с плохо окатанными, неотсортированными гравелитами и галькой с включениями туфогенного

материала. Аргиллиты тонкодисперсные, трещиноватые, оскольчатые, с зеркалами скольжения, слабо карбонатные (от 3 до 20%), склонные к осыпанию и кавернообразованию.

Разрез монотонный с преобладанием в средней части аргиллитов. Породы отличаются значительным уплотнением.

Максимальная мощность нижнего триаса на участке Кендала Северный по данным бурения зафиксирована в скважинах №8,10 на площади Пионерская и составляют 370 м.

Средний отдел (Т₂)

На отложениях нижнего триаса залегает вулканогенно-доломитовая толща среднего триаса. Характерной особенностью толщи является широкое развитие в её составе оолитово-комковатых и оолитово-обломочных доломитов, переслаивающихся с туфогенными прослоями, органогенно-детритовыми и микрозернистыми известняками.

В вышележащей известняково-вулканогенной толще важное значение приобретают вулканокластические породы, чередующиеся с известняками. Подчиненную роль играют песчаники, аргиллиты и доломиты.

Далее следует вулканогенно-известняковая толща, представленная, в основном, органогенно-детритовыми известняками черного цвета с прослоями, обогащенными вулканогенным материалом. Завершает разрез среднего триаса вулканогенно-аргиллитовая толща, представленная равномерно переслаивающимися туфоаргиллитами, аргиллитами с редкими прослоями кристалло-витрокластических туфов, единичными прослоями туфопесчаников и известняков. Преобладает черная окраска пород.

Максимальная мощность среднего триаса, в исследуемом регионе, составляет 924 м на площади Баканд в скв. №2.

Верхний отдел (Т₃)

Верхнетриасовые отложения развиты не повсеместно. В южном направлении рассматриваемой территории наблюдается заметное сокращение мощностей верхне-среднетриасовых отложений.

Верхнетриасовые отложения представлены аргиллитами темносерыми, крепкими, плотными и глинами аргиллитоподобными с прослоями алевролитов и песчаников с большим преобладанием первых по мощности.

Максимальная вскрытая мощность верхнетриасовых отложений зафиксирован на площади Баканд в скважине №2, которая составляет 969 м.

С размытой поверхностью доюрского комплекса связан условный сейсмический горизонт V.

Юрская система (J)

Отложения этого возраста залегают с угловым и стратиграфическим несогласием на триасовых отложениях и представлены тремя отделами, из которых средний и верхний разделены на ярусы.

Нижний отдел (J₁)

Породы нижней юры сформировались в континентальной обстановке при алювиально-озерно-болотных условиях и представлены переслаиванием

песчаников и глин. Песчаники серые мелко-среднезернистые, полимиктовые известковистые, плохо отсортированные, крепкие с обильными вкраплениями слюды и углистого вещества.

Глины серые и темно-серые, аргиллитоподобные, тонкослоистые. Отмечаются зеркала скольжения и косая слоистость под углом 15-30°.

В нижней части отдела прослеживается пласт-коллектор (базальный песчаник), который согласно поднятому керну представлен грубозернистым песчаником с включением зерен мелкозернистого гравия.

Отложения нижней юры вскрыты большинством пробуренных скважин, мощность их изменяется от 27 м (площадь Курганбай, скв. №4) до 286 м (площадь Кумак, скв. №1).

Средний отдел (J_2)

Породы среднеюрского отдела с размывом залегают на нижнеюрских отложениях и представляют собой второй крупный цикл юрского седиментогенеза. По палинологическим данным отдел расчленяется на ааленский, байосский, батский, келловейский ярусы.

Ааленский ярус (J_{2a}). Осадки ааленского яруса по литолого-фациальному составу сходны с нижнеюрскими и представлены песчаниками с прослоями глин и в меньшей степени, алевролитов. Песчаники серые мелко- и среднезернистые, состоят из обломков кварца, кремнисто-слюдистых сланцев и полевых шпатов, крепко сцементированных глинистым цементом. Песчаники залегают в виде крупных (до 40 м) пачек в нижней и средней частях разреза. Наиболее грубозернистые разности песчаников, нередко переходящие в гравелиты и мелкогалечные конгломераты, развиты в нижней части ааленского яруса. Вверх по разрезу происходит изменение состава в сторону уменьшения количества грубообломочного материала и увеличения глинистости. Для верхней трети ааленской толщи характерно чередование песчаников, алевролитов и глин с преобладанием последних. Отмечается косая слоистость с углами падения слоев от 5-10° до 50-60°. Глины темно-серые плотные, иногда аргиллитоподобные, в различной степени песчаные и алевроитистые, обычно тонкослоистые. В качестве примеси в породах аалена распространены мелкий обугленный растительный детрит или углистые примазки по плоскостям слоистости.

Максимальная мощность отложений ааленского яруса вскрыта в скважине №4 площади Курганбай и составляет 368 м.

Байосский ярус (J_{2b}). Отложения этого возраста составляют большую часть разреза средней юры. В литологическом отношении они довольно изменчивы как по разрезу, так и по площади, и представляют собой мощную толщу переслаивания песчаников, глин и алевролитов с единичными маломощными (до 1 м) прослоями известняков в верхней части разреза. Чередование пород, в отличие от нижележащих осадков, более тонкослоистое и снизу вверх по разрезу уменьшается роль глинистых пород и возрастает количество песчаников. Это объясняется тем, что породы нижней части яруса накапливались в континентальных условиях, а верхняя

часть разреза формировалась в период равномерного чередования морских и континентальных условий. Песчаники серые и темно-серые, средне- и мелкозернистые, полимиктовые. Глины темно-серые, иногда черные, известковистые, обычно с примесью песчано-алевритового материала, тонкослоистые. Алевриты серые, слоистые, глинистые, плотные. Постоянной примесью в породах является обугленная растительная органика, наиболее распространенная в этой части юрского разреза.

Для байосской толщи характерна невыдержанность по простираению и линзовидная текстура отдельных слоев и целых пачек. Не во всех скважинах удастся выделить более или менее крупные пачки пород однородного литологического состава.

Вскрытая мощность яруса в пределах рассматриваемых участков колеблется от 130 м в скважине №2 Кумбар до 496 м в скважине №4 Пионерское.

Батский ярус (J_2b). Представлен теми же литологическими разностями пород, что и байосский ярус. Отличие заключается в преобладании песчаников по всему разрезу яруса при возрастании роли алевритовых прослоев. По всему разрезу встречается обугленная растительная органика, преимущественно в виде тонкого детрита, рассеянного в породе. Осадки преимущественно морские. Накопление их происходило, в основном, еще в мелководных бассейнах. Для отложений батского яруса характерна выдержанность пластов песчаников и глинистых пачек по разрезу и площади.

Максимальная вскрытая мощность батских отложений составляет 270 м в скважине №10 площади Сакудук.

Келловейский ярус (J_2k). Отложения келловейского яруса представлены толщей глинистых образований с подчиненными прослоями песчано-алевритовых пород.

Глины темно-серые, зеленовато-серые с прослоями песчаников и алевритов.

Песчаники средне-мелкозернистые, полимиктовые. Окрашены они в серые, зеленовато-серые и реже темно-серые цвета. В породах присутствуют остатки обуглившейся флоры.

Алевриты серые, зеленовато-серые, мелко- и крупнозернистые, глинистые, сцементированные глинистым и карбонатным цементом базально-порового типа.

Мощность яруса варьирует от 88 м (скважина №1, площадь Демал) до 129 м (скважина №2, месторождение Пионерская).

Верхний отдел (J_3)

Верхнеюрские отложения венчают разрез юрской толщи и представлены оксфордскими и кимеридж-титонскими образованиями. Осадконакопление происходило в условиях прибрежно-морской обстановки и углубляющегося морского бассейна.

Оксфордский ярус (J_{3o}). Отложения оксфордского яруса залегают без перерыва и несогласия на осадках келловейского возраста и в связи с дальнейшим расширением морской трансгрессии представлены тонкоотмученными глинисто-карбонатными породами. В литологическом отношении характеризуется теми же типами пород, что и келловейский ярус, причем здесь глины резко преобладают над алевролитами и песчаниками. Существенным отличием является более высокое содержание карбонатов, которые, в основном, входят в состав цемента терригенных пород. По литологическим особенностям оксфордскую толщу можно разделить на две части, примерно равные по мощности: нижнюю алевроито-глинистую и верхнюю, преимущественно карбонатную.

Глины серые, зеленовато-серые, мергелистые, алевролитистые, плотные. По мере обогащения карбонатами кальция они переходят в мергели.

Мергели обычно имеют пелитоморфно-микрозернистое строение. Основная их масса глинисто-кальцитовая, со значительной примесью алевроитового материала. Изредка в разрезе оксфордского яруса встречаются прослои алевролитов и мелкозернистого песчаника. Песчаники имеют светло-серую, серую и темно-серую окраску с зеленоватым оттенком, массивные, полимиктовые.

Максимальная вскрытая мощность яруса 285 м (скважина №12, месторождение Пионерская).

Кимеридж-титонские отложения (J_{3km+t}). Породы этого возраста со слабым размывом залегают на подстилающих породах оксфорда и резко отличаются от них по своей литологической характеристике. Это объясняется тем, что в это время морской бассейн претерпевает заключительный этап своего существования. Отложения этого яруса представлены толщей органогенно-обломочных, мелкокристаллических, нередко доломитизированных известняков с прослоями мергелей, глин и песчаных пород.

Известняки представлены органогенными разностями, часто мелко кавернозными, на 35-55% состоящими из перекристаллизованных остатков иглокожих, брахиопод, мшанок и т.д. Очень часто породы разбиты трещинами, заполненными кальцитом. Доломиты часто известковистые с реликтовой органогенно-обломочной структурой.

На исследуемом участке мощность яруса варьирует от 116 м (скважина №12, площадь Пионерская) до максимального 280 м (скважина №13, площадь Баканд).

Меловая система (К)

Меловые отложения с размывом и несогласием залегают на осадках верхней юры, распространены повсеместно и представлены на рассматриваемой территории двумя отделами. В литологическом отношении они сложены тремя комплексами пород, имеющими различные структурные и литологические особенности: неокомским терригенно-карбонатным, апт-сеноманским терригенным и турон-маастрихтским-датским карбонатным.

Нижний отдел (K_1)

Нижний отдел системы подразделяется на неокомский надъярус (в составе валанжинского, готеривского, барремского ярусов) аптский и альбский ярусы.

Неокомский надъярус (K_{1ne})

Отложения неокомского надъяруса с размывом и со стратиграфическим несогласием залегают на юрских осадках. В основании надъяруса располагается монолитный пласт базального конгломерата, состоящий из фосфоритовых желваков и галек различных пород. Выше разрез сложен песчаниками, известняками с подчиненными прослоями глин, алевролитов, доломитов. Породы окрашены в светло-серые, зеленовато-серые, серые тона.

Песчаники мелко-, средне- и разномзернистые, кварцевые. Отмечается постоянное присутствие в породах пирита в рассеянном виде.

Глины алевролитистые, иногда однородные, плотные с оскольчатым изломом. В них присутствует рассеянный, мелкий, обугленный, растительный детрит.

Оолитовые известняки – комковатые с примесью глинистого материала.

Мергели – тонкослоистые с раковистым изломом, обогащены алевролитовым материалом.

Максимальная вскрытая мощность отложений неокомского надъяруса составляет 284 м (скважина №5, площадь Чукурлой (Улькендале)).

Валанжинский ярус (K_{1v}). Накопление осадков валанжинского яруса происходило в мелководном бассейне, так как начало валанжинского века ознаменовалось широкой морской трансгрессией, наступившей после кратковременного, но интенсивного подъема территории. Валанжинские породы залегают на верхнеюрских отложениях с резким стратиграфическим несогласием и представляют собой толщу переслаивания алевролитов, песчаников, глин, мергелей, известняков.

Готеривский ярус (K_{1h}). В готеривское время море несколько углубилось, но все же продолжало оставаться мелководным с нормальной соленостью. В литологическом отношении готерив представлен переслаиванием глин, песчаников, известняков. Глины темно-серые, зеленоватые, гидрослюидистые, карбонатные, с примесью алевролитового материала. Песчаники серые кварц-полевошпатовые с примесью обломков темноцветных, с глинисто-карбонатным цементом. Известняки светло-серые органогенно-детритовые и хемогенные, плотные, мелкослоистые. В породах часты включения обломков раковин моллюсков.

Барремский ярус (K_{1br}). Отложение осадков барремского яруса происходит в нижнемеловом мелководном море, переобразованный в замкнутый пресноводный бассейн, в который изредка проникали воды открытого моря. Отложения барремского яруса представляют собой толщу

глинисто-алевролитовых пород с прослоями песчаников, реже мергелей и известняков. В нижней части яруса выделяется пачка преимущественно глинистого состава, в верхней – пачка песчаников мощностью 15-20 м.

Аптский ярус (K_{1a}). В аптское время происходит значительное погружение и установление морского режима, остававшегося до конца нижнемеловой эпохи. Отложения яруса залегают с размывом на породах неокома и представлены чередованием темно-серых глин с песчаниками. В основании яруса залегают прослои фосфоритоносного конгломерата или песчаника, содержащего плохо окатанную гальку, кремний. Литологический разрез состоит из двух мощных глинистых пачек, расположенных в верхней и нижней частях яруса. В средней части отмечается наличие песчаных пластов, состоящих из песчаников и алевролитов. Аптские глины темно-серые до черного, жирные на ощупь. Песчаники темно-серые, мелко-среднезернистые, крепко-слабосцементированные.

На исследуемом участке мощность яруса варьирует от 43 м (скважина №2, площадь Пионерская) до максимального 139 м (скважина №5, площадь Чукурый).

Альбский ярус (K_{1al}). Альбские песчано-глинистые осадки отлагались в условиях открытого моря и на всех площадях представлены песчано-глинистой толщей. Отложения альбского возраста в литологическом отношении представлены терригенными породами, которые залегают на нижележащих породах апта со слабо выраженным размывом. Мощная толща альбских отложений порядка 500-600 м вмещает в себя не только пласты глин, составляющие по мощности 20-30 и более метров, но и отдельные песчаные резервуары. К основным коллекторам здесь относятся служат песчаники различной степени сцементированности, мелкозернистые, темно-серые. Альбские отложения являются основным источником водоснабжения в процессе проводки глубоких скважин на нефть и газ. Алевролиты также темно-серые, иногда зеленовато-серые, кварцево-полевошпатовые, крепко- и слабосцементированные

Глины темно-серые, алевритистые, слабокарбонатные с раковистым изломом. Мергели, встречающиеся вблизи основания яруса в виде прослоев, зеленовато-серые, плотные, тонко- и микрозернистые с крупными единичными кристаллами кальцита, с обломками раковин.

На исследуемом участке мощность яруса варьирует от 455 м (скважина №1, площадь Кумак) до максимального 591 м (скважина №12, площадь Пионерская).

Верхний отдел (K_2)

В верхнемеловую эпоху границы морского бассейна значительно расширились, резко сократилось поступление обломочного материала и создались условия, благоприятные для накопления мощной, относительно однородной толщи карбонатных пород. Верхний отдел меловой системы представлен практически всеми ярусами.

Верхнемеловые отложения представлены сеноманским ярусом, сенон-туронским надъярусом и датским ярусом.

На исследуемом участке мощность яруса варьирует от 283 м (скважина №10, площадь Саукудук) до максимального 523 м (скважина №1, площадь Кумак).

Сеноманский ярус (K_2c). Породы сеномана с размывом залегают на альбских осадках и по литологическому составу не отличаются существенно от альбских. Разрез начинается базальным горизонтом песчаников, над которым залегает толща переслаивания песчаников и глин с преобладанием последних. В верхней части разреза появляются мергелистые прослои. Заканчивается разрез пачкой глин.

Глины темно-серые, зеленовато-серые, алевроитистые с оскольчатым изломом, часто тонкослоистые, плотные, слюдистые, комковатые, иногда песчанистые с фукоидами, заполненными порошкообразным гипсом. В значительном количестве присутствуют обугленные растительные остатки.

Алевролиты зеленовато-серые и серые, разномзернистые и крупномзернистые, местами полимиктовые и кварцевополевошпатовые. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые, алевроитистые, средней крепости и крепкие, массивные, полимиктовые.

Турон-сенонский ярус (K_2t+sn). Отложения этого интервала разреза хорошо изучены по результатам структурно-поискового бурения на площади Кансу, расположенный в сопредельном тектоническом элементе. По микрофаунистическим данным выделяются турон и все ярусы сенонского надъяруса, кроме коньякского. Эта часть разреза рассматривается как единый турон-сенонский комплекс.

В основании надъяруса прослеживается пачка песчаников темно-серых плотных, мелкозернистых, карбонатных с фосфоритовыми желваками и фауной средней сохранности. По палеонтологическим данным возраст их определен как туронский.

Вышележащая часть разреза сложена мощной толщей переслаивания мелоподобных известняков, мергелей и писчего мела с редкими прослоями глин. Цвет пород светло-серый, белый. По составу различают известняки: органогенно-обломочные, хемогенные, реже обломочные. Среди органогенно-обломочных известняков отмечаются разности полидетритовые с терригенной примесью и без нее. Хемогенные известняки представлены пелитоморфными разностями с органогенным детритом или песчано-алевритовой примесью. Мергели пестроцветные или белые мелоподобные, очень плотные, участками трещиноватые с прослоями и желваками зеленовато-серых глин и отпечатками фауны. Встречаются также обугленные растительные остатки, кристаллы пирита и обломки фауны.

Мел белый, писчий, плотный, местами мягкий до рыхлого. Прослои мела отличаются от мергелей меньшим содержанием глинистого материала.

Кайнозой (Kz)

Палеогеновая система (P)

Отложения палеогена также с размывом залегают на породах датского яруса.

Палеоцен-эоценовые отложения (P_1+P_2)

Палеоцен-эоценовые отложения представлены чередованием песков, мергелей и глин. Цвет пород голубовато-серый, зеленовато-серый или буро-коричневый. Отмечается высокая карбонатность пород, обилие фаунистических остатков и растительного детрита.

В палеоценовую эпоху на территории Мангышлака существовали лишь отдельные погруженные участки, на которых накапливались терригенные осадки, представленные толщей песчаников с редкими прослоями глин. Начинается разрез мелкозернистым песком серого цвета. Иногда он представлен песчаником. В основании яруса залегает прослой с песчаниковой, местами фосфоритовой галькой.

В эоценовое время осадконакопление происходит в условиях открытого моря. Сложены отложения эоцена глинами, мергелями с многочисленными известковистыми вкраплениями, песчаниками с мелкими фосфоритовыми желваками. Глины коричневые известковистые с обилием рыбных остатков, над которыми располагаются светло-серые, мелоподобные мергели.

Датский ярус (P_1d)

Отложения датского яруса несогласно перекрывают карбонатную толщу сенон-туронских отложений. В разрезе датского яруса преобладают пелитоморфные и органогенно-обломочные плотные известняки с прослоями мергелей и глин. В основании прослеживается прослой меловых пород с галькой. Мергели серые с желтоватым оттенком, очень крепкие, плотные. Характерной особенностью является присутствие в них кремниевых конкреций. Возраст пород подтверждается фаунистическими комплексами.

Олигоценовый отдел (Pg_3)

В олигоценовое время морской бассейн испытывает периодическое обмеление. Начавшееся в позднеэоценовое время накопление мелкодисперсных терригенных осадков в олигоцене еще более усиливается. Отложения представлены монотонной порядка 300-400 м толщей глин зеленовато-серых плотных, загипсованных, некарбонатных с фукоидами порошкообразного пирита. Глины жирные на ощупь, иногда слабопесчанистые. Среди глин отмечаются прослои мелоподобных мергелей, серых алевролитов и темно-серых песков. По всему разрезу отмечаются конкреции сидерита, пирита, гипса, включения обугленной растительной органики. В отдельных слоях глинистые породы имеют брекчиевидное строение. Характерно обилие костных остатков рыб. Максимальная вскрытая мощность 710 м (скважина №1, площадь Курганбай)

Неогеновая система (N)

Отложения неогена развиты повсеместно и с угловым несогласием ложатся на размытую поверхность подстилающих отложений палеогена. Мощность отложений уменьшается на север, северо-запад в сторону

Кокумбайской ступени и Узеньского валообразного поднятия. На территории сопредельной площади Кансу из-за глубокого эрозионного размыва отложения неогена отсутствуют.

В основании отложений залегает прослой мелкогалечного конгломерата, который иногда замещен крупнозернистым песком с включениями гальки.

Выше литологически разрез неогена представлен зеленовато-серыми и белыми мергелями, очень крепкими с включениями пирита, а также белыми и розоватыми оолитовыми и органогенными известняками, крепкими, массивными и зеленовато-серыми сильно загипсованными глинами. Максимальная вскрытая мощность 259 м (скважина №12, месторождение Пионерская).

Четвертичная система (Q)

Четвертичные отложения имеют широкое распространение и представлены эоловыми, делювиальными, пролювиальными образованиями: песками, суглинками и супесями темно-серыми, буровато-серыми, зачастую загипсованными с примесью щебнистого материала. Мощность четвертичных осадков составляет 0-5 м.

В итоге отметим, что пробуренными скважинами на рассматриваемой территории перспективные доюрские отложения вскрыты и изучены не на всех площадях, что необходимо учесть при заложения новых проектных поисково-разведочных скважин.

В региональном тектоническом отношении территория Мангышлака относится к западной части эпипалеозойской Туранской платформе, где крупные зоны с мощным чехлом осадочных отложений разделенные Мангышлакского-Центрально-устюртской системой поднятия и содержащие основные запасы УВ: Южно-Мангышлакскую и Северо-устюртскую.

Отбивки стратиграфических границ представлены в таблицах 4.1. и 4.2. Следует отметить, что данные об отбивках стратиграфических границ указаны не для всех пробуренных скважин, поскольку информация является устаревшей и не все удалось восстановить в полном объеме.

Таблица 4.1 – Отбивки стратиграфических границ (Жазгурлинская депрессия)

Стратиграфические подразделения					Площади	Демал	Кумак	Кумбар	Курганбай
Эраема	Система	Отдел	Надъярус	Индекс	Скважина	1	1	2	4
					Альтитуда, м	+102,8	+78,1	-80,5	+90
					Глубина с учетом кривизны, м	4762,5	4698	3149	-
					Забой, м	4765	4700	3150	4200
Кайнозойс кая	Неоген Палеоген			N	Каротаж.отм.	170	105	62	-
					Мощность, м	170	105	62	-
				P	Каротаж.отм.	1096	1040	1092	-
					Мощность, м	905	935	1030	-
Мезозойская	Меловая - К	верх ний- К ₂			Каротаж.отм.	1582	1563	1590	-
					Мощность, м	507	523	498	-
		нижний-К ₁	альб	K _{1al}	Каротаж.отм.	2080	2018	2062	-
					Мощность, м	498	455	472	-
			апт	K _{1a}	Каротаж.отм.	2172	2121	2165	-
					Мощность, м	92	103	103	-
		нижний-К ₁	неок	K _{1nc}	Каротаж.отм.	2343	2278	2330	-
					Мощность, м	171	157	165	-
		верхний-К ₃	киме	J _{3t+k}	Каротаж.отм.	2490	2420	2473	-
					Мощность, м	147	142	143	-
	Юрская - J	верхний - J ₃	юксф	J _{3o}	Каротаж.отм.	2730	2655	2712	3040
					Мощность, м	240	235	239	
		средний - J ₂	овей	J _{2k}	Каротаж.отм.	2818	2756	2801	3137
					Мощность, м	88	101	89	97
		средний - J ₂	батск	J _{2bt}	Каротаж.отм.	3065	3010	3020	3425
					Мощность, м	247	254	219	288
		средний - J ₂	байо	J _{2b}	Каротаж.отм.	3440	3390	н/в	3805
					Мощность, м	375	380	130	380
		нижний - J ₁	аале	J _{2a}	Каротаж.отм.	3780	3742		4173
					Мощность, м	340	352		368
		нижний - J ₁			Каротаж.отм.	4053	4028		н/в
					Мощность, м	273	286		27
Триас - T		верхний		T ₃	Каротаж.отм	4470	4435		
					Мощность,м	417	407		
		средний		T ₂	Каротаж.отм	4708	4640		
					Мощность, м	238	205		
		нижний		T ₁	Каротаж.отм				
					Мощность,м				

Таблица 4.2 – Отбивки стратиграфических границ (Большая Мангышлакская Флексура)

Стратиграфические подразделения					Площади	Пионерская										
Эратема	Система	Отдел	Надъярус ярус	Индекс	Скважина	1	2	4	8	10	12	1	2			
					Альтитуда, м	+149,1	+154,59	+141,1	+158,89	+153,6	+154,8	+132,6	+132,5			
					Глубина с учетом кривизны, м	4697,6	4329,2	4884,3	4698	4847,2	4457,7	4935	5498			
					Забой, м	4700	4330	4900	4700	4850	4464	4940	5500			
Кайнозойс кая	Неог ен			N	Каротаж.отм.	210	160	170		243	259	156	155			
					Мощность, м	210		170		243	259	156	155			
	Пале оген			P	Каротаж.отм.	528	520	654	462	597	507	667	655			
					Мощность, м	318	360	484	462	354	248	511	500			
Мезозойская	Меловая - K	верх ний- K ₂			Каротаж.отм.	960	885	1043	822	1002	860	1000	977			
					Мощность, м	432	365	489	360	405	353	333	322			
		нижний-K ₁	альб	K _{1al}	Каротаж.отм.	1513	1468	1619	1406	1552	1451	1567	1542			
					Мощность, м	556	583	576	584	550	591	567	565			
			апт	K _{1a}	Каротаж.отм.	1617	1511	1715	1509	1659	1548	1668	1642			
					Мощность, м	101	43	96	103	107	97	101	100			
			неок ом	K _{1nc}	Каротаж.отм.	1806	1760	1953	1687	1848	1756	1927	1904			
					Мощность, м	189	249	238	178	189	208	259	262			
		Юрская - J	верхний - J ₃	кимеридж	J _{3t+k} m	Каротаж.отм.	1932	1881	2091	1808	1973	1872	2064	2040		
						Мощность, м	126	121	138	121	125	116	137	136		
				оксфорд	J _{3o}	Каротаж.отм.	2192	2134	2365	2060	2235	2157	2332	2305		
						Мощность, м	260	253	274	252	262	285	268	265		
	келловей			J _{2k}	Каротаж.отм.	2304	2263	2491	2167	1347	2250	2431	2404			
					Мощность, м	112	129	126	107	112	93	99	99			
	средний - J ₂		батский	J _{2bt}	Каротаж.отм.	2527	2487	2707	2396	2560	2480	2684	2659			
					Мощность, м	223	224	216	229	213	230	253	255			
			байос	J _{2b}	Каротаж.отм.	2974	2915	3203	2841	3015	2970	3082	3066			
					Мощность, м	447	428	496	445	455	490	398	407			
			аален	J _{2a}	Каротаж.отм.	3225	3182	3466	3069	3257	3228	3413	3382			
					Мощность, м	251	267	263	228	242	258	331	316			
	нижн -J ₁					Каротаж.отм.	3410	3390	3650	3252	3436	3405	3618	3607		
						Мощность, м	185	208	184	183	179	177	205	225		
			Триас - T	верх ний			T ₃	Каротаж.отм	3870	3828	4642	3690	3900	4170	4584	4576
								Мощность,м	460	438	992	438	464	765	966	969
				сред ний			T ₂	Каротаж.отм	4474			4330	4480		н/в	н/в
								Мощность, м	604	502	258	640	580	294	356	924
	нижн -			T ₁	Каротаж.отм	н/в			н/в							
					Мощность,м	226			370	370						
		ниж ний- K _{1d}				Каротаж.отм										
						Мощность, м										

4.2 Тектоника

Рассматриваемый район приурочен к центральной части Южно-Мангышлакского прогиба и расположен в зоне сочленения различных тектонических элементов II порядка. На северо-западе граничит с Карагинской седловиной, с северо-запада на северо-восток с Жетыбай-Узенской и Кокумбайской ступенями, на юго-западе - с Песчаномыско-Ракушечной зоной, на юге - с Аксу-Кендырлинской ступенью, на востоке с Карынжарыкской седловиной (рис.4.1, граф.приложение 2).

На Южном Мангышлаке установлено, что по поверхности фундамента выделяются три протяженных геоблока (Северо-Мангышлакский, Южно-Мангышлакский и Карабогазский), имеющих западно-северо-западную ориентировку.

Жазгурлинская депрессия и Большая Мангышлакская флексура занимают всю восточную часть Южно-Мангышлакского геоблока, в центре которой кровля фундамента погружена до 9,5 км. В северо-западной части Жазгурлинской впадины изогипсой -6500 м обособливается Байрамская мульда. В пределах Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры сейсморазведкой МОГТ 2Д по отражающим горизонтам в платформенном чехле и переходном комплексе выявлен ряд локальных поднятий, краткая характеристика которых приводится ниже.

В целом на рассматриваемой территории повсеместно и однозначно прослеживаются опорные отражающие горизонты в юрско-палеогеновом комплексе: I (подошва олигоцена), II (подошва сенон-турона), III (подошва готерива) и IV₁ (репер в оксфорде), которым присущи динамическая выразительность и плавное поведение на временных разрезах. Менее уверенно следует отражающий горизонт IV₂ (репер в байосе). Отражения от горизонта V₁ (подошва юры) нередко имеют невысокую динамическую выразительность, но в целом, по площади прослеживаются с достаточной степенью надежности. Наиболее четко и динамично выделяется горизонт в пределах Кокумбайской ступени, в зонах отсутствия верхне-среднетриасовых отложений. Однозначная прослеживаемость его ухудшается в Жазгурлинской депрессии и, частично, на Большой Мангышлакской флексуре, где основным критерием опознавания горизонта являются косвенные признаки: эрозионное несогласие с нижележащими горизонтами и положение его на временных разрезах.

Волновое поле триасового комплекса отложений осложняется, что обусловлено, прежде всего, дислоцированностью пород, постепенным выходом их под предъюрский размыв и остаточным фоном регулярных и нерегулярных волн-помех.

Тем не менее, практически все отражения группы V горизонтов, в основном характеризуются высокой динамической выразительностью и надежной прослеживаемостью.

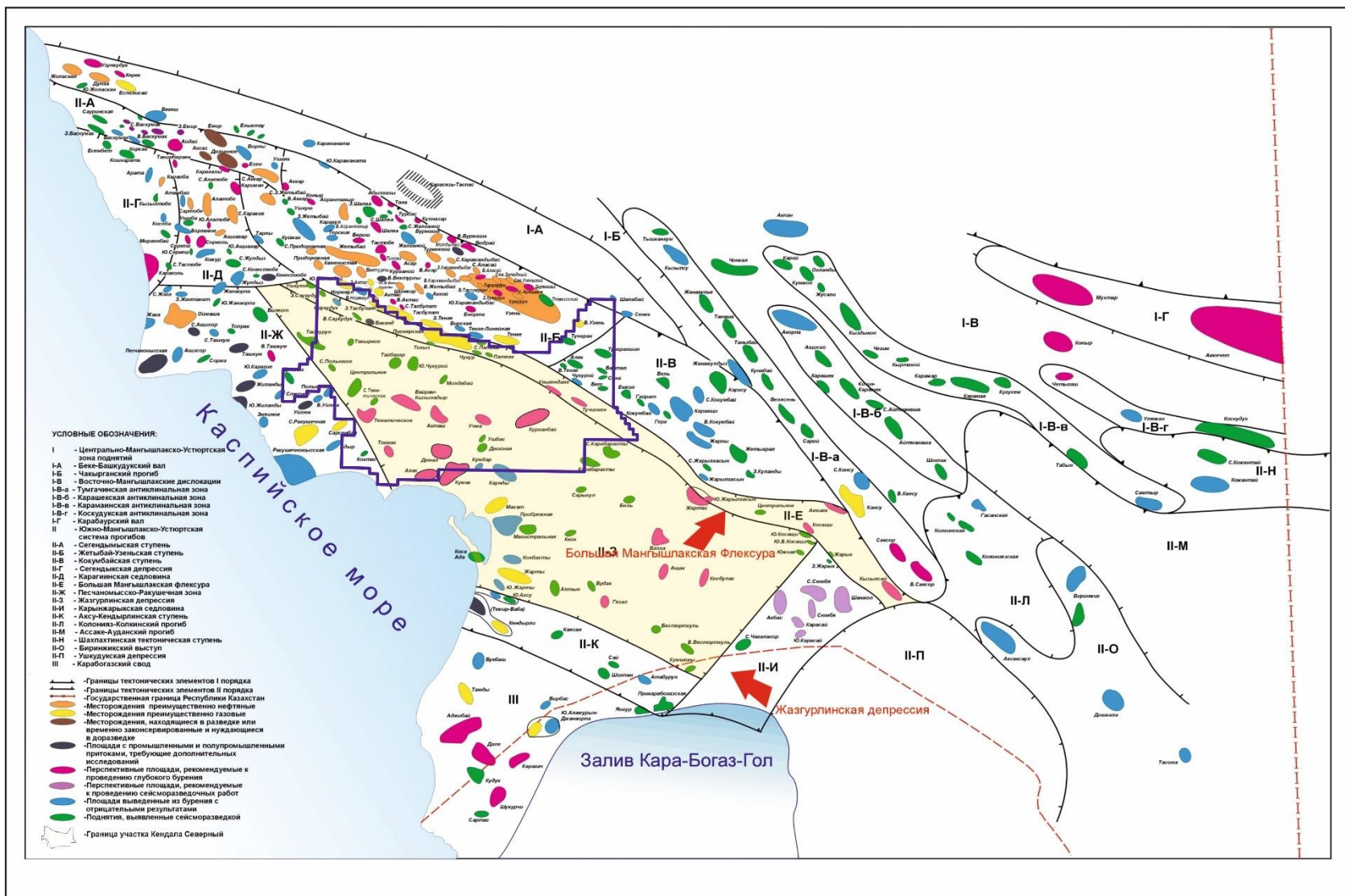


Рис 4.1 Тектоническая схема Южного Мангышлака и сопредельной территории

Отождествленная и фазовая корреляция их не вызывает затруднений, хотя на некоторых участках, отличающихся особой сложностью геологического строения (дизъюнктивная, блоковая тектоника) не исключена доля условности. К таким участкам можно отнести северный борт Жазгурлинской депрессии и сочленения ее с Жетыбай-Узенской и Кокумбайской ступенями (Большая Мангышлакская флексура).

В этих тектонических зонах прослеживаются отражающие горизонты V_1^2 , V_2^{II} , $V_2^?$ в верхне-среднетриасовых отложениях.

Рассматриваемый участок Кендала Северный расположен в пределах Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры, а также частично охватывает Жетыбай-Узенскую и Сегендымысскую ступени.

В пределах Жазгурлинской депрессии региональными сейсморазведочными работами МОГТ 2Д, выполненными в прошлом, было выявлено порядка 25 структур: Тасмурун, Северное Полынное, Полынное, Степное, Такырное, Центральное, Северное Тематическое, Тематическое, Коктас, Токмак, Алак, Демал, Кумак, Кумбар, Каунды, Двойная, Ушбас, Учма, Акташ, Байрам-Кызыладыр, Тайбагар, Тогыз, Южный Чукурор, Молдабай, Курганбай.

В пределах Большой Мангышлакской флексуры аналогичными работами было выявлено около 9 структур: Нормаул, Восточный Нормаул, Саукудук, Восточный Саукудук, Баканд, Пионерская, Патлак, Северный Патлак, Улькендале-Тучискен.

В пределах части Жетыбай-Узенской ступени, входящей в контур рассматриваемого участка, выявлена структура Тунграк, а в пределах Сегендымысской ступени выявлены структуры Чукурор, Восточный Тенге, Алак, Бет, Сена, Байтал и Тумгарашин.

На ряде структур, таких как Байрам-Кызыладыр, Демал, Алак, Кумак, Курганбай и Улькендале-Тучискен, в 2016–2017 г.г. предыдущий недропользователь ТОО «Триасмунайгаз» выполнил значительный объем сейсморазведочных работ МОГТ 3Д общей площадью 1141,34 кв. км, включая:

- Байрам-Кызыладыр — 167,58 кв. км,
- Демал, Кумак, Алак — 492,34 кв. км,
- Улькендале, Тучискен — 313,37 кв. км,
- Курганбай — 168,05 кв. км.

В рамках настоящего проекта приводится описание структурных построений, где были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д. Что касается остальных структур, выявленных в советское время, в рамках данного проекта будет изучено их геологическое строение с использованием современных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, которые запланированы для реализации.

В 2017 г. ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» совместно с ТОО «PGS Kazakhstan» проведена динамическая и структурная интерпретация данных сейсморазведки МОГТ 3Д на площадях Курганбай, Байрам-

Кызыладыр, Демал, Кумак, Алак, Улькендале, Тучискен с целью уточнения геологического строения по юрско-меловым, триасовым отложениям.

В результате этих работ выполнены структурные построения по целевым отражающим горизонтам:

- ✓ V_3 - кровля отложений индского и оленекского ярусов нижнего триаса;
- ✓ V_2^{II} -кровля вулканогенно-карбонатных отложений среднего триаса;
- ✓ V_2 - подошва верхнего триаса;
- ✓ V - подошва нижней юры;
- ✓ J_2b - подошва байоса;
- ✓ J_2bt - подошва бата;
- ✓ J_2k - подошва келловея;
- ✓ III - подошва неокома.

Поднятие Курганбай располагается в центральной части Жазгурлинской депрессии.

По отражающему горизонту V_3 (кровля отложений индского и оленекского ярусов нижнего триаса) структура Курганбай представляет собой крупную брахиантиклинальную складку субширотного простирания, осложненная рядом тектонических нарушений. Тектоническим нарушением основная площадь структуры разбита на два обширных блока. Южный, приподнятый блок разбит разломами на четыре свода, из которых два восточных опущены, а юго - западный и северо-восточный приподняты. Наиболее крупный западный свод в контуре изогипсы минус 5250 м имеет размеры 4,8х2,5 км, амплитуду 60 м. Размеры южного блока со всеми мелкими сводами составляют 7,8х1,6км.

В северный блок представляет собой полусвод, экранированный между тектоническими нарушениями F_1 и F_{15} . В пределах блока локализуется два полусвода, размеры западного полусвода по изогипсе минус 5380м составляют 3,2х1,3 км, амплитуда более 20м, восточный полусвод по замыкающей изогипсе имеет размеры 3,2х1,6км, амплитуда 30 м (граф. приложение 11).

По отражающему горизонту V_2^{II} (кровля вулканогенно-карбонатных отложений среднего триаса) структура Курганбай сохраняет структурный план отражающего горизонта V_3 со всеми тектоническими нарушениями и структурными особенностями. Западный свод в южном приподнятом блоке в пределах изогипсы минус 5080 м характеризуется размерами 4,3х4,0 км, амплитудой 100 м. Центральный блок по изогипсе минус 4980 м имеет размеры 2,2х1,5 км, амплитуду 30 м.

К северу от Западного свода также локализуется зона повышенного залегания с двумя сводами, по изогипсе минус 5130 м характеризуются размерами 5,0 х 1,8 км и амплитудой 50 м (граф. приложение 12).

По отражающему горизонту V (подошва нижней юры) структура Курганбай имеет разно ориентированные два свода, западный свод,

ограниченный изогипсой минус 4290 м сохраняет широтную ориентировку, восточный свод вытянут в северном направлении и оконтуривается изогипсой минус 4340 м. В целом структура Курганбай по замыкающей изогипсе -4340 м имеют размеры 9,0х3,3 км, амплитуда 75 м. По сравнению с нижними горизонтами здесь с меньшей интенсивностью фиксируется тектоническое нарушение (граф. приложение 13).

По отражающим горизонтам J_2a , J_2b , J_2bt , J_2k , III отмечается совпадение структурных планов, однако размеры поднятия вверх по разрезу немного увеличиваются. Своды по сравнению со структурным планом среднетриасовых горизонтов также смещаются в восточном направлении до 2,5-3,0 км. Структура Курганбай в юрской части разреза сохраняет все наиболее характерные черты подстилающих верхнетриасовых отложений, сглаживании морфологии структурных элементов и дальнейшем расширении площади структуры.

По отражающему горизонту J_2b (подошва байоса) свод осложняется с двумя вершинами, по замкнутой изогипсе минус 3775 м имеет размеры 9,4х3,5 км, амплитуду 75 м (граф. приложение 14).

По отражающему горизонту J_2bt (подошва бата) по замкнутой изогипсе минус 3375 м размеры составляют 10х3,9 км, амплитуда 85 м (граф. приложение 15).

По отражающему горизонту J_2k (подошва келловая) имеет четко выраженное двух купольное строение, разделенное небольшим прогибом. На структурной карте по данному горизонту впервые фиксируется дополнительное малоамплитудное поднятие на западе основного свода, которое ранее не было закартировано по данным сейсморазведки 2Д. Восточный, основной свод по замкнутой изогипсе минус 3025 м имеет размеры 11,7х4,1 км, амплитуду 90 м, второй, западный свод по оконтуривающей изогипсе 3010 м имеет размеры 3,0х2,0 км, амплитуду более 10 м (граф. приложение 16).

При сравнении карт, выполненных в советское время и в 2017 году, по отражающему горизонту J_2k впервые фиксируется дополнительное поднятие на западе основного свода. Это поднятие ранее не было закартировано по данным сейсморазведки 2Д прошлых лет (рис. 4.2-4.3).

По отражающему горизонту III (подошва неокома) структура Курганбай в плане смещается на восток, по замкнутой изогипсе минус 2510 м имеет размеры 10,3х3,0 км, амплитуду 45 м (граф. приложение 17).

Таким образом, можно уверенно констатировать, что структурные планы верхнетриасовых и юрских горизонтов совпадают, а своды средне-нижнетриасовых горизонтов смещены к западу относительно сводов вышележащих горизонтов на 2,5-3,0 км.

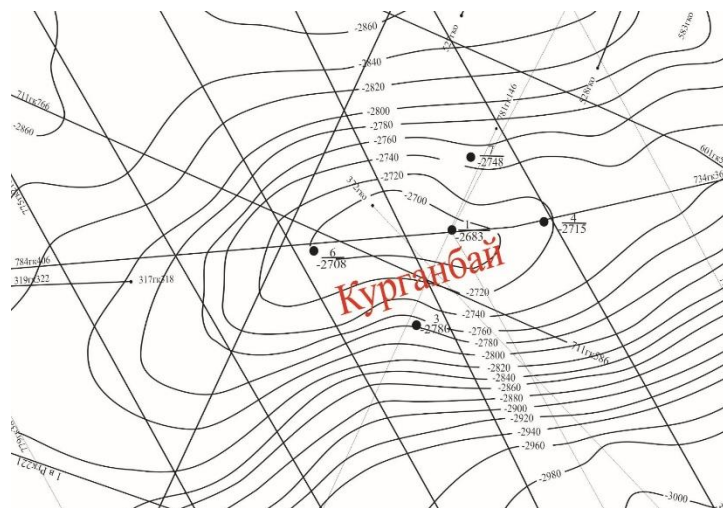


Рис. 4.2 – Курганбай. Структурная карта по ОГ IV1 (репер в оксфорде), 1967 г

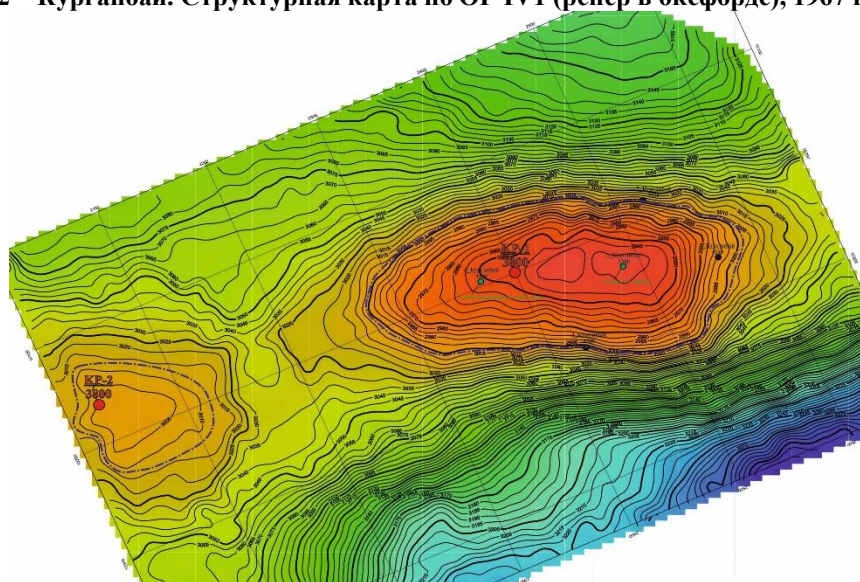


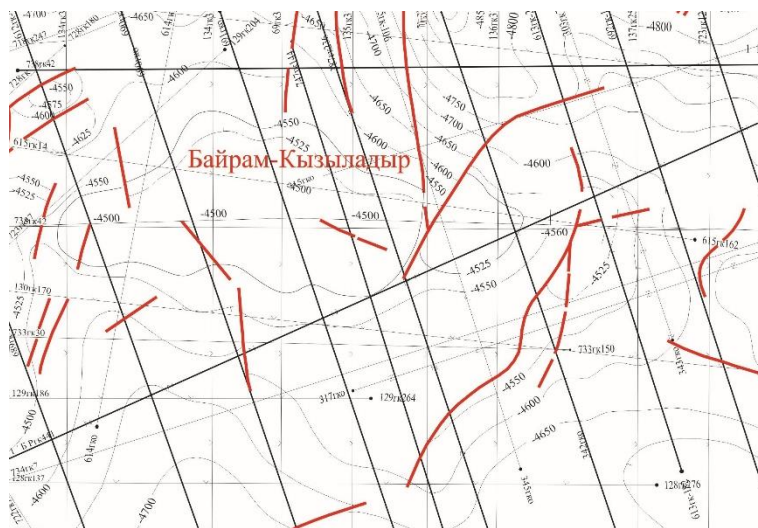
Рис.4.3 – Курганбай. Структурная карта по подошве J2k, 2017 г.

Поднятие Байрам-Кызыладыр располагается в центральной части Жазгурлинской депрессии.

По отражающему горизонту V_3 (кровля отложений индского и оленекского ярусов нижнего триаса) структура Байрам-Кызыладыр представляет собой брахиантиклинальную складку, которая разбита серией тектонических нарушений на ряд блоков, ступенчато погружающихся в юго-восточном направлении. Структура в основном состоит из трех полусводов примыкающей к поперечным разрывным нарушениям. Западный приподнятый полусвод поднятия имеет размеры 10,5x4,5 км, амплитуду 70 м по изогипсе минус 5310 м, центральный полусвод осложнен поперечным разломом, по замкнутой изогипсе минус 5350 м размеры его составляют 3,3x2,9 км, амплитуду 40 м. Восточный полусвод разделен узким прогибом от центрального свода, вытянут в субширотном направлении, осложнен с тремя вершинами, по замкнутой изогипсе минус 5350 м имеет размеры 6,7x2,1 км и амплитуду 40 м (граф. приложение 25).

По отражающему горизонту V_2^H (кровля вулканогенно-карбонатных отложений среднего триаса) сохраняет структурный план нижнего горизонта, так же представляет собой брахиантиклинальную складку из трех полусводов, разделенный серией тектонических нарушений, ступенчато погружающихся в юго-восточном направлении. Западный приподнятый полусвод имеет размеры 10х6,5 км, амплитуду 80 м по изогипсе минус 5100 м, центральный полусвод по замкнутой изогипсе минус 5140 м. Размеры - 3,3х2,9 км и амплитуда 20 м. Восточный свод вытянут в северо-восточном направлении, осложнен тремя мелкими вершинами в границах изогипсы минус 5150 м. Размеры – 5,5х6 км при амплитуде 50 м (граф. приложение 26).

При сравнении структурных карт по отражающему горизонту V_2^H , приуроченному к кровле карбонатной пачки среднего триаса, выполненных в 1967г. и 2017г. видим, что структурный план 1967года представляет собой крупный вал (Байрам-Кызыладырский) осложнен большим количеством тектонических нарушений различной протяженности, ориентировки и амплитуды по изогипсе минус 4550 м и имеет размеры 10,5*3,5 км и амплитуду 50 м. По современным сейсморазведочным работам МОГТ 3Д вал осложнен тремя полусводами, разделенный серией тектонических нарушений, каждый из которых представляет поисковый интерес (рис.4.4-4.5).



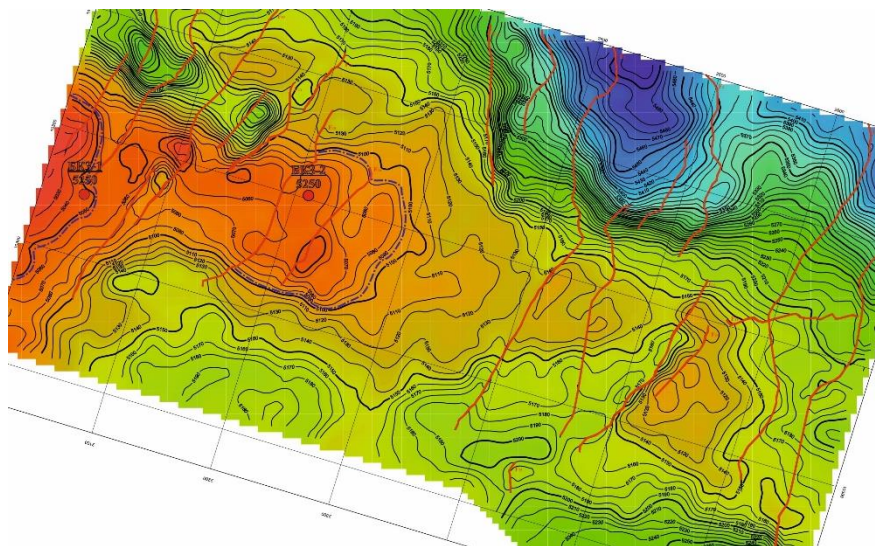


Рис. 4.5 – Байрам-Кызыладыр. Структурная карта по ОГ V_2^H (кровля T2), 2017г

По отражающему горизонту V_2 (подошва верхнего триаса) сохраняет структурный план нижележащего вулканогенно-карбонатного комплекса, вытянут в субширотном направлении, состоит из двух сводов. Приподнятый западный свод структуры, восточное крыло которой оконтуривается по замкнутой изогипсе минус 4600 м, а западное крыло структуры "обрезано" границей съемки ЗД и закрывается за ее пределами. Размеры по замкнутой изогипсе минус 4600м - 6х7 км, амплитуда 60 м.

Восточный свод, который осложнен тектоническими нарушениями F_{15} и F_{16} по замкнутой изогипсе минус 4610 м имеет размеры 5,5х10,5 км, амплитуда 30 м (граф. приложение 27).

По отражающему горизонту V (подошва нижней юры) приподнятый западный свод структуры разбит с субмеридиональными разломами на 6 блоков, которые ступенчато погружаются в юго-восточном направлении. По замкнутой изогипсе минус 4250 м имеет размеры 13х8км, амплитуда 50 м (граф. приложение 28).

По внутриюрским отражающим горизонтам J_2b , J_2bt , J_2k структурный план триасового комплекса не находит отражения и представляет с собой структурный нос, раскрывающийся в западном направлении (граф. приложения 29-31).

По отражающему горизонту III (подошва некома) структура Байрам-Кызыладыр представляет собой пологий структурный нос, раскрывающийся в западном направлении. Ловушки структурного типа по юрско-меловым горизонтам не выделяются (граф. приложение 32).

Поднятия Демал, Кумак, Алак в тектоническом отношении приурочены к южному склону Жазгурлинской депрессии.

По отражающему горизонту V_3 (кровля отложений индского и оленекского ярусов нижнего триаса) структура Демал представляет собой антиклинальную складку, ограниченную с юго-востока и с севера -запада

тектоническими нарушениями F_7 и F_{29} . По замкнутой изогипсе минус 4610 м размеры структуры составляют 5,0x2,5 км, амплитуда 10 м.

Структура Кумак *по отражающему горизонту V_3* представляет собой антиклинальную складку, вытянутую в юго-западном направлении, ограниченная с юго-востока и северо-запада тектоническими нарушениями. Восточное крыло разбито серией тектонических нарушений на блоки, ступенчато погружающихся в юго-восточном направлении. В пределах съемки 3Д структура полностью не замыкается с юго-запада. В пределах замкнутой изогипсы минус 4560 м северо-западный приподнятый блок структуры имеет размеры 5,4x2,5 км, амплитуду 50 м. В целом структура Кумак в пределах съемки 3Д имеет размеры 10,9x3,3 км, амплитуду 70 м.

Структура Алак *по отражающему горизонту V_3* представляет собой брахиантиклиналь, вытянутая в юго-западном направлении, в пределах съемки 3Д также структура не замыкается с юго-запада. Свод ориентирован северо-восточном направлении, имеет узко вытянутую форму. По замкнутой изогипсой минус 4570 м в пределах съемки 3Д размеры структуры Алак составляют 4,5x4,9 км, амплитуда 20м (граф. приложение 37).

По отражающему горизонту V_{II}^2 (кровля вулканогенно-карбонатных отложений среднего триаса) структура Демал так же представляет собой антиклинальную складку, ограниченную с юго-востока и с северо-запада тектоническими нарушениями F_7 и F_{29} . Свод осложнен с тремя небольшими вершинами, в одной из которых проектируется поисковая скважина Дл-1. По замкнутой изогипсе минус 4520 м размеры структуры составляют 5,4x3,5км, амплитуда 30 м.

Структура Кумак *отражающему горизонту V_{II}^2* представляет собой вытянутую в юго-западном направлении брахиантиклиналь, ограниченная с обеих сторон тектоническими нарушениями, ширина структуры сужается в юго-западном направлении. Восточное крыло разбито серией тектонических нарушений на блоки, ступенчато погружающихся в юго-восточном направлении. Северо-западный приподнятый блок по замыкающей изогипсе минус 4460 м имеет размеры 7,3x3,0 км, амплитуду 50м. В целом размеры структуры Кумак в пределах съемки 3Д изогипсе минус 4480 м составляют 11,6x3,4 км, амплитуда 70 м.

Структура Алак *отражающему горизонту V_{II}^2* представляет собой брахиантиклиналь, вытянутую в юго-западном направлении. Свод осложнен малоамплитудными тремя вершинами небольшого размеров. В целом размеры структуры Алак в пределах съемки 3Д изогипсе минус 4480 м составляют 6x5 км, амплитуда 30 м (граф. приложение 38).

При сравнении структурных карт по отражающему горизонту V_{II}^2 , приуроченному к кровле карбонатной пачки среднего триаса, выполненных в 1991г. и 2017г. видим, что структурный план 1991 года поднятие Демал осложнено одним сводом, ограниченным с юго-востока тектоническим нарушением. Поднятие оконтурено изогипсой -4600 м, размеры 9x6,3 км,

амплитуда -125 м. Площадь 42,5 км². В 1991 году свде поднятия пробурена скважина Демал-1 (рис.4.6-4.7).

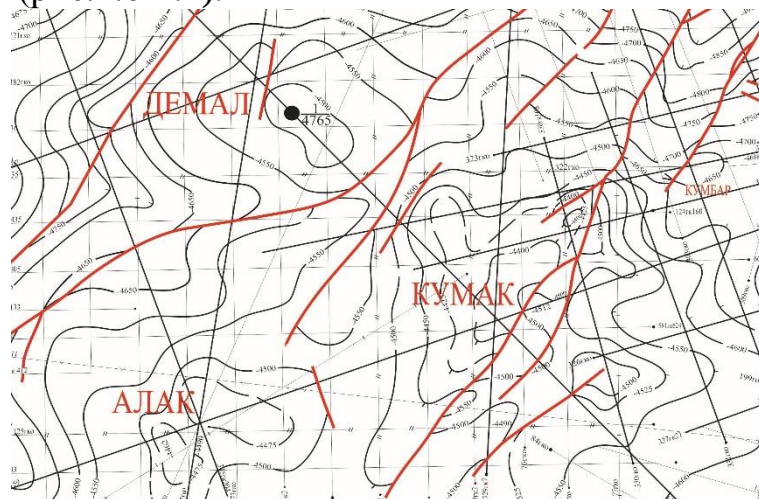


Рис.4.6 – Демал, Алак, Кумак. Структурная карта по ОГ V₂^{II} (кровля пласта А Т2), 1991 г

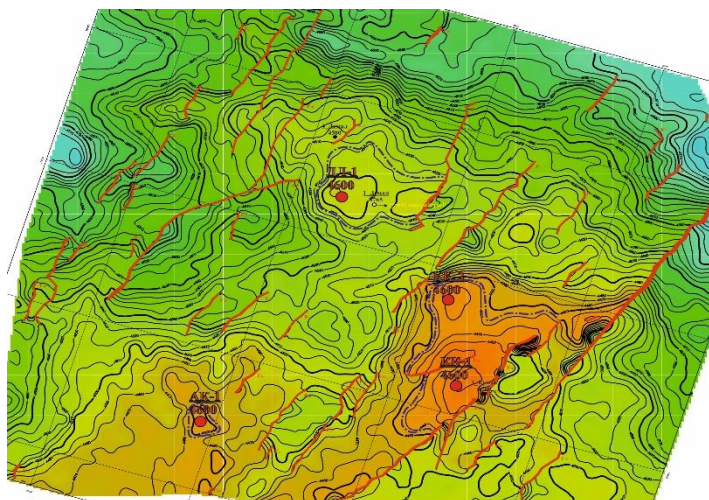


Рис.4.7 - Демал, Алак, Кумак. Структурная карта по ОГ V₂^{II} (кровля Т2), 2017 г.

По отражающему горизонту V (подошва нижней юры) структуры Демал, Кумак, Алак сохраняет структурный план нижележащего вулканогенно-карбонатного комплекса, региональная структура верхнетриасовой части разреза сохраняет все наиболее характерные черты подстилающих среднетриасовых отложений.

Структура Демал по отражающему горизонту V структура Демал представляет собой антиклинальную складку, размеры которой по замкнутой изогипсе минус 3960 м составляют 5,7х2,6 км, амплитуда 20 м.

Структура Кумак по отражающему горизонту V вытянута в меридиональном направлении, крылья структуры осложнены непродолжительными разломами, свод имеет форму полуантиклинали, южная переклираль структуры выходит за пределы съемки 3Д. В целом размеры структуры Кумак в пределах съемки 3Д изогипсе минус 3940 м составляют 9,5х3,3 км, амплитуда 30 м.

Структура Алак по отражающему горизонту V вытянута северо-восточном направлении, имеет брахиантиклинальную форму, свод осложнен

многочисленными вершинами небольшой амплитуды. В целом размеры структуры Алак в пределах съемки 3Д изогипсе минус 3945 м составляют 8,0х3,8 км, амплитуда 20 м (граф. приложение 39).

По внутриюрским отражающим горизонтам J_2b , J_2k структура Демал сохраняет структурный план, а структуры Кумак и Алак представлены пологим структурным носом, вытянутый в северо-восточном направлении.

Структура Демал по внутриюрским горизонтам теряет свое многосводовое строение и представляет собой структуру, вытянутую в меридиональном направлении, размеры его сокращаются до 3,5х1,3 км, амплитуда составляет 5-10 м (граф. приложения 40,41)

*По отражающему горизонту **III** (подошва некома)* практически все структуры Демал, Кумак, Алак относятся к группе, локальных структур прекратившей свое развитие к началу мелового времени (граф. приложение 42).

Поднятия Улькендале, Тучискен расположены в пределах Большой Мангышлакской флексуры, рассматриваемой в качестве самостоятельного тектонического элемента II порядка.

По отражающему горизонту V_3 характеризует строение нижнетриасового комплекса отложений, где абсолютные отметки горизонта изменяются от -3900 м на северо-востоке до -5700 м на юго-западе.

Структура Улькендале по отражающему горизонту V_3 по результатам интерпретации новой сейсмике МОГТ 3Д представляет собой грабен, вытянутый в северо-восточном направлении. Северное и южное крылья его срезаны тектоническими нарушениями.

Структура Тучискен расположено восточнее структуры Улькендале, занимая более высокое гипсометрическое положение, и имеет четко выраженное двухкупольное строение с небольшим прогибом. Поднятие осложнено дизъюнктивными нарушениями незначительной амплитуды в основном, субмеридиональной ориентировки. Западный купол, экранированный с севера тектоническим нарушением, по замкнутой изогипсе минус 4700 м и имеет размеры 3х2,2 км, амплитуда около 50 м. Восточный купол немного вытянут в широтном направлении, по изогипсе минус 4500 м размеры составляют 2,0х2,5 км, амплитуда около 50м.

Кроме ранее выявленных структур Улькендале, Тучискен в наиболее опущенной южной ступени площади, в её юго-восточной части выделяется крупный полусвод, вытянутый в широтном направлении, состоящих из ярко выраженных двух сводов, восточный периклиналь срезан тектоническим нарушением, размеры по замыкающей изогипсе минус 5750 м составляют 11,0х1,35 км.

К северу от описанной структуры, в юго-восточной части следующей ступени также выделена тектонически экранированная структура, состоящая из двух сводов, вытянутая в широтном направлении. Размеры западного свода структуры по примыкающей изогипсе минус 5000 м составляют 6,9х1,2 км, амплитуда -150 м. Восточный свод с юга и севера ограничен разрывным

нарушением, размеры по замыкающей структуры нарушениям составляют 3,2х1,6 км, амплитуда более 250м.

В северо-восточной части площади отмечаются два полусвода, ограниченные изогипсами минус 6250 м и 5150 м, вытянутые в широтном направлении, с примерно одинаковыми размерами 4,5х0,9 км, амплитуда 300 м и 150м соответственно.

В самой приподнятой южной ступени площади, в центральной её части отмечается полусвод, по замыкающей изогипсе минус 4400 м размеры составляют 5,9 х0,9 км, амплитуда -250 м (граф. приложение 45).

По отражающему горизонту V_2^{II} (кровля вулканогенно-карбонатных отложений среднего триаса) структурный план Улькендале – Тучискенской тектонической линии практически унаследует нижележащий горизонт.

Поднятие Улькендале по замкнутой изогипсе минус 4640 м имеет размеры 1,3х0,6 км, амплитуду 70 м.

По V_2^{II} отражающему горизонту структура Тучискен представлена двухсводовым поднятием. Западный купол локализуется изогипсой минус 4080 м, восточный – минус 3990 м, в пределах которых проектируются поисковые скважины Т-1 и Т-2. Размеры, соответственно, 2,25х1,13 км и 1,64х1,4 км. Амплитуды – 70м и 100м соответственно.

По горизонту V_2^{II} также выделяются все структуры примыкания, выделенные горизонту V_3 .

На юго-востоке от структуры Тучискен выделен полусвод примыкания к тектоническому нарушению F_1 , размеры которого составляют по замыкающей изогипсе минус 5470 м 14,5х1,5 км, амплитудой 330м. Севернее от этой данного полусвода, выделяется еще один полусвод примыкания к тектоническому нарушению F_2 по замыкающей изогипсе минус 4350 м размерами 12,5х1,3 км, амплитуда поднятия 240 м (граф. приложение 46).

Пересмотр геологического строения площади на основании материалов объемной сейсморазведки МОГТ 3Д позволил получить новые данные, как о строении основных структур, так и выявить новые перспективные объекты в пределах триасового и юрского комплексов.

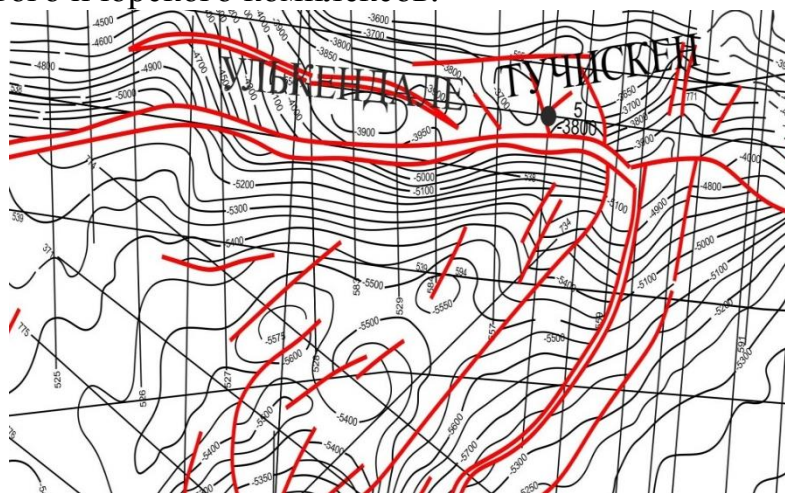


Рис.4.8 – Улькендале, Тучискен. Структурная карта по ОГ V_2^{II} (кровля пласта А Т2), 1991 г

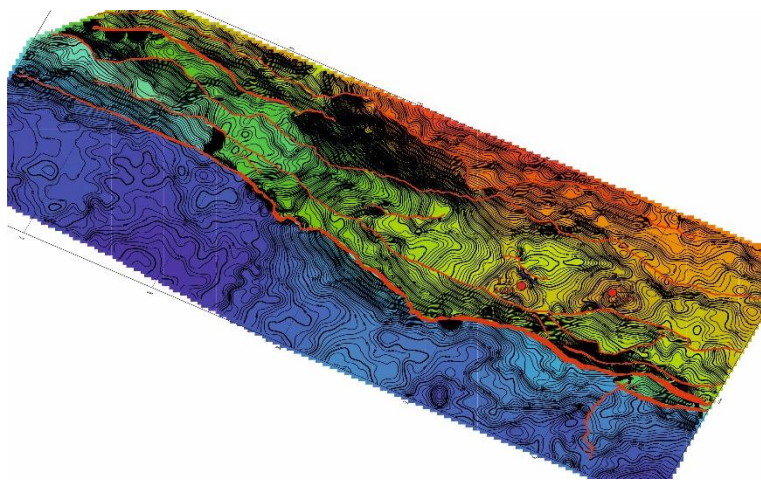


Рис.4.9 - Улькендале, Тучискен. Структурная карта по ОГ V_2^H (кровля T2), 2017 г.

По отражающему горизонту V (подошва нижней юры) структурный план Улькендале – Тучискенской тектонической линии также имеет унаследованный характер от нижележащих горизонтов. Все поднятия по отражающему горизонту V, по сравнению с нижележащим комплексом отложений, менее выражена, размеры и амплитуды заметно уменьшаются (граф. приложение 47).

По отражающим горизонтам J_2b , J_2bt , J_2k , III флексура представляет собой моноклираль, на фоне которой отмечаются террасовидные участки повышенного залегания пород. Локальные структуры Улькендале, Тучискен, отмеченные в отложениях триаса трансформируются в террасовидные отложения в юре и проявляется в виде расширения изогипс. Тектонических нарушений по внутриюрским поверхностям не выявлено (граф. приложения 48-51).

4.4 Нефтегазоносность

В пределах участка Кендал Северный были установлены залежи газа в средне-верхнетриасовых отложениях на месторождении Пионерское, на площадях: Кумак, Демал, Прибрежная, Кокбахты, Баканд получены прямые признаки газоносности. При опробовании в колонне верхнеюрских отложений в поисковых скважинах 3 и 4, на площади Курганбай получены непромышленные притоки нефти.

Промышленная продуктивность установленных месторождений Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры генетически связана с зонами развития вторичных коллекторов в карбонатах среднетриасового возраста (месторождение Пионерское). За исключением площади Курганбай, нефтегазопроявления при бурении поисковых скважин, при вскрытии юрско-меловых отложений отсутствуют, что также подтверждают материалы керна.

Ниже приводятся данные по площадям Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры.

Месторождение **Пионерское** установлено в пределах Большой Мангышлакской флексуры на основании материалов сейсморазведки и структурно-поискового бурения поднятие в 1982 году было введено в глубокое поисковое бурение. На площади было пробурено шесть скважин (№№ 1,2, 3, 4,8,10,12), вскрывшие отложения триасового возраста.

Скважина № 1 пробурена на глубину 4700 метров и вскрыла отложения нижнего триаса. В поднятых образцах керна признаки нефтегазонасыщенности не обнаружены, за исключением интервала 3520-3528 м (T_3). Проведено пластоиспытание в открытом стволе в интервале 3398-3453 м (T_3), но притока получено не было. По результатам ГИС в триасовом разрезе скважины выделен ряд предположительно нефтегазонасыщенных пластов, приуроченных к интервалам глубин 4190-4228 м (T_2), 3576-3580 м, 3554-3558 м, 3507-3517 м, 3456-3463 м (T_3). В колонне были опробованы восемь объектов и лишь из верхнетриасовых отложений получены слабые притоки газа с водой. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Скважина 2 вскрыла кровлю горизонта T_2B на глубине 4330 и остановлена из-за интенсивных газопроявлений на забое скважины. В процессе бурения из интервала 3683-3689 м (верхний триас) поднят керн, представленный нефтенасыщенным песчаником. В скважине проведено три пластоиспытания, из них в интервале 4199-4166 м (T_2) получен приток газа. Из опробованных семи объектов только из интервала 4218-4244 м (T_2B) получен фонтан газа и конденсата дебитом соответственно 21 тыс.м³/сут и 7,2 м³/сут. на 9 мм штуцере. В верхнетриасовых отложениях из одного объекта была получена вода с признаками газа и конденсата, а из другого – слабый приток нефти с водой.

Скважина 4 пробурена до глубины 4900 м и вскрыла кровлю горизонта T_2-B . В отобранных образцах керна признаков нефтегазонасыщенности не обнаружено. Из-за большой кавернозности ствола скважины проведено всего одно пластоиспытание в среднем триасе в интервале 4822-4898 м, однако притока получено не было. По этой же причине информация большинства методов ГИС искажена. По заключению комплекса ГИС в разрезе скважины продуктивные пласты-коллекторы не выделяются. Скважина 4 без спуска эксплуатационной колонны ликвидирована по геологическим причинам.

Скважина 8 пробурена до глубины 4700 м, вскрыв отложения нижнего триаса. В процессе бурения в отложениях верхнего триаса наблюдались газопроявления, а с глубины 4585 м ($T_1-Г$) началось водопроявление, что в других пробуренных скважинах не отмечалось. В единственном объекте, испытанном при бурении (T_2B), притока не получено. По данным ГИС в верхнетриасовых отложениях выделены как возможно продуктивные два проницаемых пласта - 3361-3369 м и 3410-3422 м; в горизонте T_2B среднего триаса интервалы 4005-4029 м, 4031-4048 м, 4054-4065 м, 4075-4080 м представлены пористыми, возможно нефтенасыщенными, карбонатными породами. В скважине проведено шесть опробований в колонне. Из пачки T_2-

Б получен слабый приток нефти (столб 480 м), из пачки T_2A+AB - очень слабый приток газа и воды. Из верхнетриасовых отложений притоков не получено. В связи с отсутствием промышленных притоков скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Скважина 10 пробурена до глубины 4850 м, вскрыв отложения нижнего триаса. В процессе бурения с глубины 3618 м (T_3) и до забоя отмечалось газопроявление. В поднятых образцах керна признаки нефтегазонасыщенности отсутствуют. В процессе бурения в средне-нижнетриасовом разрезе проведено одиннадцать пластоиспытаний, не давших положительных результатов. По заключению ГИС в триасовом разрезе скважины нефтегазонасыщенные пласты-коллекторы не выявлены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

Скважина 12 пробурена до глубины 4464 м (T_2B). В результате аварии с глубины 4015 м скважина забурена вторым стволом. В процессе бурения с глубины 3179 м и до забоя отмечалось газопроявление. В поднятых образцах керна признаки нефтегазонасыщенности отсутствуют. В процессе бурения в скважине проведено два пластоиспытания в отложениях верхнего триаса. При испытании "базальной пачки" верхнего триаса был получен приток газоконденсата. На глубине 4464 м (T_2B) началось интенсивное газопроявление, в виде выходящего разгазированного раствора. При ликвидации газопроявления путем задавки буровым раствором произошел прихват бурильной колонны. Принятыми мерами освободить бурильную колонну не удалось. Скважина ликвидирована по техническим причинам.

По результатам опробования скважины №2 на площади Пионерская установлена небольшая газовая залежь в отложениях среднего триаса. Балансовые запасы газа оценены по категории C_1 и составляют 497 млн. м³ и утверждены в ЦКЗ МНП СССР.

Оперативная оценка запасов газовой залежи в среднем триасе проведена по состоянию на 1.01.86 г. На указанную дату на площади было пробурено 5 скважин (1, 2, 4, 8, 10), из которых две (4 и 10) находятся за пределами разведанной залежи. Скважина 8 находилась в опробовании. На начало 1986 года глубина скважины №12 была 4341 м.

Газоводяной контакт условно принят на отметке -4088 м – нижней отметке получения газа в скважине 2. Согласно принятого положения ГВК, высота залежи составляет 170 м. По типу природного резервуара залежь пластовая тектонически-экранированная.

Запасы газа подсчитаны объемным методом, по формуле, учитывающей затрудненную связь с законтурной областью в связи с тектоническим экранированием на севере структуры. Площадь газоносности определялась на западе и юге в пределах продуктивного контура, на севере ограничивалась зоной потери корреляции, отождествляемой с разрывным нарушением, а на востоке – линией разведанности, проведенной на

расстоянии 1500 м от скважин №8 и №1, т.е. на половине расстояния между пробуренными скважинами.

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина определялась по карте эффективных газонасыщенных толщин и составила 24,7 м. Коэффициенты пористости и газонасыщенности приняты по аналогии с трещинными коллекторами месторождения Ракушечное и равны соответственно 0,008 и 0,85.

Газ состоит, в основном из метана (86,4%моль) и его гомологов. Конденсат плотностью 0,765 г/см³ содержит высокомолекулярные парафиновые УВ в количестве 11,3% и застывает при температуре -1-+3°C.

Месторождение Пионерское считается не доразведанной.

Кроме открытых в результате глубокого поисково-разведочного бурения месторождений нефти и газа, имеющих запасы, утвержденные в ЦКЗ МНП СССР, в пределах Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры на некоторых объектах, получены притоки углеводородов с различными дебитами, не получившие в силу ряда обстоятельств официального статуса месторождений.

В сводовой части поднятия Демал году была пробурена поисковая скважина №1 до глубины 4765 м и вскрыла нижнетриасовые отложения. В поднятых образцах керна признаков углеводородов не обнаружено. Пластоиспытания проведены в среднетриасовых отложениях. Из верхней части вулканогенно – карбонатной толщи (интервал 4557-4587 м) был получен газ с дебитом 49,9тыс.м³/сут.

По данным ГИС в среднетриасовых отложениях в интервале 4556-4567 м выделены пласты с пористостью 9,8-19 %, в средней и верхней частях вулканогенно – карбонатной толщи среднего триаса в интервале 4613,2-4660,6 м выделено 13 маломощных нефтегазонасыщенных пластов пористостью 7,3-16,2 %. Опробование в скважине № 1 не проводилось из-за негерметичности эксплуатационной колонны.

С целью уточнения предполагаемой залежи в среднем триасе в 1992 году в северо-западной части поднятия была заложена скважина № 4 с проектной глубиной 4850 м.

При забое 4580 м (вулканогенно-терригенная пачка среднего триаса) скважина была остановлена бурением и законсервирована в связи с отсутствием барита и химреагентов.

В керне признаков нефти и газа не отмечалось. По всем видам исследований перспективные объекты в разрезах скважины отсутствуют. Начиная с байосских отложений средней юры в скважине отмечалась дегазация бурового раствора.

Таким образом, с невыясненными перспективами промышленной нефтегазоносности по триасу, с 1996 года площадь Демал находится во временной консервации. На площади **Кумак** на северо-западном блоке была пробурена поисковая скважина №1 до глубины 4700 м вскрывшая среднетриасовую толщу. В керновом материале признаков углеводородов не

обнаружено. При испытании интервалов в вулканогенно-карбонатной толще среднего триаса был получен слабый газ с пластовой водой. В связи с отрицательным заключением ГИС по скважине, эксплуатационную колонну не спускали, а провели пластоиспытания селективным методом. При пластоиспытании в отложениях среднего триаса в интервал 4574-4615 м получен излив доливной воды, а в интервале 4537-4564 м получен газ с дебитом 38,29 тыс. м³/сут.

В связи с недостаточным количеством пробуренных скважин площадь Кумак осталась недоразведанной.

На площади **Баканд** были пробурены четыре скважины №№ 1, 2, 11, 13 до глубины 4940 и 5500 м, 4500 м соответственно.

В образцах керна скважины №1 признаки углеводородов отмечены в среднетриасовых породах, отобранных из интервалов 4720-4730 м, 4830-4840 м и 4850-4860 м. При пластоиспытании интервала 3712-3732 м в верхнем триасе были получены признаки газа. В скважине № 1 при опробовании рекомендованных геофизикой пластов в верхне – среднетриасовой толще в интервале 4007-4940 м получен фонтан газа с конденсатом дебитом 89,8 тыс. м³/сут через 8 мм штуцер. При испытании четырех верхнетриасовых объектов в интервале 3707-3871 м были получены слабые притоки газа.

Скважина № 2 вскрыла отложения палеозоя на глубине 5190 м. В процессе бурения отмечена постоянная дегазация раствора с глубины 3650 м (верхний триас) до забоя, а с глубины 3680 м отмечались нефтегазопроявления в виде пленок нефти в буровом растворе. В поднятых образцах керна из интервалов 3480-3500 (нижняя юра), 4180-4188 м (верхний триас) и 4703-4710 м (средний триас) были обнаружены примазки битума и слабый запах углеводородов.

При пластоиспытании в отложениях среднего триаса в интервалах 4830-4880 м и 4939-5008 м получены притоки разгазированного бурового раствора. В скважине №2 по данным ГИС в верхнетриасовых объектах выделяются два интервала: 4078,8-4082,8 м, 4129-4150,4 м, рекомендованных к опробованию. Объекты оказались бесприточными.

Получение промышленного притока газа в скважине 1, с учетом результатов испытания в процессе бурения по скважине 2, где из карбонатной пачки нижнего триаса в интервале 4830-4880 получены притоки газа и разгазированной смеси глинистого раствора с нефтью, позволяют предположить наличие залежи в этой пачке. Однако установить положение залежи в разрезе и оценить ее запасы невозможно из-за недостаточного объема геолого-геофизической информации.

В процессе бурения скважин №№11, 13 отмечалось интенсивные газопроявления в отложениях триаса, осложнившие проводку скважин. Из – за повышенной кавернозности ствола скважин, особенно в отложениях верхнего триаса, результаты пластоиспытаний оказались малоэффективными. При опробовании ощутимых притоков получено не было.

Несмотря на интенсивные газопроявления в процессе бурения скважин, положительные результаты опробования в отложениях верхнего и среднего триаса в скважине №1, поисковые работы на площади Баканд были прекращены.

В 1967 году трестом «Мангышлакнефтегазразведка» начато бурение на площади **Курганбай**. Всего на площади пробурено семь скважин, из них пять скважин №1, 3, 4, 6, 7 вскрыли юрские отложения, и две скважины №2 и 8, вскрыли меловые отложения альба и неокома, соответственно.

Скважина №1 с проектной глубиной 4700 м, вскрыв разрез батских отложений, остановлена бурением на глубине 3300 м в связи сильным газопроявлением. При опробовании в колонне был получен слабый приток газа с нефтью из отложений бата и келловея.

В таблице 4.3 представлены результаты опробования пробуренных скважин в пределах участка Кендала Северный.

Таблица 4.3. Результаты опробования пробуренных скважин

№ п/п	№ скв.	Площадь	Категория скважины	Дата окончания бурения	Глубина бурения		Горизонт		Конструкция скважины мм/м				Результаты опробования
					проект.	факт.	проект.	факт.	Кондуктор	Тех. колонна	Экс. колонна		
Жазгурлинская депрессия													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12	13
1	1	Демал	поиск.	1991	4850	4765	T ₂	T ₁	426x169	245x300	194x3200	146x4730	ИПТ Из интервала 4557-4587 м (T ₂ A) был получен приток нефти; Из интервала 4559-4611м (T ₂ A+Б) - вытесн.2м ³ доли нефти; Из интервалов 4638-4691м, 4672-4709м, 4677-4732м, 4691-4709м (T ₂) - притока нет;
2	4	Демал	поиск.	1991	4850	4580	T ₂	T ₂	Информация отсутствует				Законсервировано в связи с отсутствием барита и химобработкой
3	1	Кумак	поиск.	03.08.92г	4700	4700	T ₂	T ₁	426x100	324x1378	245x3200	не спуск.	ИПТ Из интервалов 3805-3871м. 3958-3985 (J ₁) - притока нефти; Из интервала 4195-4250м (T ₃) - разгазирование буровой жидкости; Из интервала 4348-4371м (T ₃) - притока нет; Из интервалов 4533-4586м, 4537-4564м, 4544-4568м, 4564-4593м (T ₃) - притока нет; Из интервалов 4593-4641м, 4638-4672м (T ₂) - притока нет;
4	1	Курганбай	поиск.	-	4700	3300	T ₁	J ₂	426x209	298x1738	222x1949	127x3280	Опробование в колонне Из интервалов 2630-2635,2662-2668,2681-2685,2690м (J ₃ km) получен слабый приток нефти γ_b с забоя = 1,02 г/см ³ . Из этих же интервалов (J ₃ km) получен слабый приток нефти; Из интервалов 2635-2636,2637-2638,2656-2657,2658-2659м (J ₃ km) получен слабый приток нефти. При опробовании в колонне был получен слабый приток воды и газа из келловея
5	4	Курганбай	поиск.	-	4700	4200	T ₁	J ₂	426x87	272x1496	219x2712	-	Слабые притока газа из отложений аалена и киммериджской системы; Опробование в колонне Из отложений аалена был получен слабый приток газа; Из интервалов 2657-2663, 2667-2680, 2684-2693, 2693-2698м (J ₃ km) получен слабый приток нефти и газа.
6	7	Курганбай	поиск.	-	4700	3935	T ₁	J ₂	-	298x1160	219x2677	133x3806	Опробование в колонне Из отложений аалена получен слабый приток воды и газа; Из интервалов 2645-2664, 2684-2690, 2698-2707 м (J ₃ km) получен слабый приток нефти и газа.
7	3	Курганбай	поиск.	-	4700	4200	T ₁	J ₂	информация отсутствует				Опробование в колонне Из интервалов 2672-2700 м (J ₃ km) получен слабый приток нефти и газа.
8	6	Курганбай	поиск.	-	4700	3590	T ₁	J ₂					ИПТ При проведении пластоиспытания в отложениях аалена получен слабый приток газа и нефти с фильтрата с растворенным газом. В результате опробования отмечено слабое выделение газа, а из отложений киммериджской системы - притока нет.
9	2	Кумбар	поиск.	29.05.93г	3150	3150	J ₂	J ₂	324x60	245x1200	не спуск.		Пластоиспытания, проведенные в процессе бурения и исследования показали полную бесперспективность скважины по нефти и газу. Нефтегазонасыщенности отсутствует также в керновых образцах.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12	13
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----

[illegible]

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12	13
38	2	Баканд	поиск.	20.09.88г	5500	5500	T ₁	T ₂	426х101	324х1459	245х3607	не спуск.	ИПТ Из интервала 3592-3602м (J ₁) - притока нет; Из интервала 4750-4788м (T ₂) - сухо; Из интервала 4830-4850 (T ₂) - разгаз.смесь бурового раствора с нефтью; Из интервала 4762-4817 (T ₂) - бур.раствор; Из интервала 4830-4880 (T ₂) - разгаз.бур.раствор (в теч.2-х часов на выходе Из интервала 4830-4913 (T ₂) - слабый газ, пластовая вода с бур.раствором; Из интервала 4925-4944 (T ₂) - притока нет; Из интервала 4939-5008 (T ₂) - разгаз.бур.раствор; Опробование в колонне Из интервалов 4238-4252 м (T ₃) получен слабый газ; Из интервалов 4129-4159м (T ₃) получен слабый газ; Из интервалов 4078-4083м (T ₃) притока нет;
39	11	Баканд	поиск.	01.08.85	4450	4450	T ₃	T ₂	324х138	245х2702		не спуск.	ИПТ Из интервала 3866-3797м (T ₃) - притока нет;
40	13	Баканд	поиск.	-	-	4450	-	T ₃	-	-		-	По данным ГИС нефтегазонасыщенные пласты-коллекторы не выделены.
41	10	Саукудук	поиск.	09.06.86г	5100	5100	T ₁	Pz	324х467	245х2727		не спуск.	информация отсутствует
	5	Чукурой (Улькендале)	поиск	18.07.73г	3750	3852	J ₁	T ₂	377х110				ИПТ Из интервала 2796-2836м (J ₂ k+ J ₂ bt) - сухо;

Скважины №3 и №4 пробурены до проектной глубины 4200 м и вскрыли разрез среднеюрских отложений. При опробовании в колонне в скважине №3 из отложений киммериджа и аалена были получены слабые притоки газа. В скважине №4 при опробовании в колонне из отложений аалена был получен слабый приток газа и воды, из отложений киммериджа – приток нефти.

Скважина №6 пробурена до глубины 3590 м и вскрыла отложения байоса. При проведении пластоиспытания в отложениях келловей-бата получен слабый приток фильтрата с растворенным газом. В результате опробования в колонне из отложения бата получено слабое выделение газа, а из отложения киммериджа – слабый приток нефти.

Бурением скважины №7 до проектной глубины 3935 м вскрыты отложения аалена. При опробовании в колонне из отложений аалена получен слабый приток воды и газа.

В результате бурения указанных скважин на площади **Курганбай** подтверждено наличие структуры по верхнеюрским отложениям. Слабые притоки газа, полученные в скважинах №№ 1, 3, 4, 6, 7 из батских и верхнеюрских отложений, обусловлены, по всей видимости, низкими коллекторскими свойствами пород.

Все скважины были ликвидированы по техническим и геологическим причинам.

Состав и свойства газа и конденсата

В пределах участка Кендала Северный притоки газа с конденсатом были получены на месторождении Пионерское из триасовых отложений. Газ и конденсат охарактеризованы по пробам, отобраным с устья скважин. Состав газа приведен в таблице 4.4, физико-химические свойства и фракционный состав конденсата с устья скважин в таблице 4.5.

На месторождении Пионерское при испытании скважин 2 и 8 в нижней части среднего триаса получены притоки газа, а из скважины 12 (Т₂) – притоки газа и конденсата.

Газ по пробам из скважин 2 и 12 схож по составу, а по скважине 8 отличается несколько утяжеленным составом за счет меньшего содержания метана и большего – тяжелых углеводородов. В целом газ месторождения Пионерское по соотношению компонентов схож с газом месторождений Жарты и Махат. Содержание метана составило 77,5-86,9 % об., этана – 9,3-12,2 % об. Содержание пропана и высших, а также неорганических компонентов (углекислый газ и азот) незначительно. Плотность газа – 0,838-1,001 г/л.

Конденсат плотностью 0,7652 г/см³ и вязкостью 1,89 мПа*с при 20 °С, содержит высокомолекулярные парафиновые углеводороды в количестве 11,3 % и застывает при температуре от -1 °С до +3 °С. Асфальто-смолистые вещества отсутствуют. Конденсат начинает выкипать при температуре в среднем 112 °С, количество фракций, выкипающих до 300 °С составило 79 % об.

Таблица 4.4 – Результаты исследований устьевых проб газа

№ скв.	Гори-зонт	Интервал перфورا-ции, м	Дата отбора	Компонентный состав газа, % мольные										C ₃ +высш., г/м ³	Удельный вес при 20 оС, г/л	Относитель-ная плотность
				Углекис-лый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	i-бутан	n-бутан	i-пентан	n-пентан	Гексан +высш.			
Пионерское																
2	T ₂	4218-4244	08.1983	сл.	0,8	86,4	9,3	2,1	0,3	0,4	0,2	0,2	0,3	85	0,840	0,697
8	T ₂	4196-4209	04.1986	сл.	сл.	77,5	12,2	4,5	0,7	1,6	0,5	0,8	2,2	280	1,001	0,831
12	T ₂	4148-4171	04.1986	0,6	сл.	86,9	9,3	1,8	0,4	0,5	0,2	0,2	0,1	77	0,838	0,696

Таблица 4.5 – Результаты исследований устьевых проб конденсата

№№ скв.	Горизонт	Интервал перфорации, м	Место отбора проб	Дата отбора/ дата анализа	Плотность при 20°С, г/см ³	Вязкость динамическая, мПа*с, при °С				Содержание, % масс				Температура застывания, оС	Выход фракций, % об., до температуры, °С					
						20	30	40	50	воды, до/после обезвож. % об	парафина	смол	асфальтенов		начало кипения	100	150	200	250	300
Пионерское																				
12	T2	4148-4171	устье	12.11.1985	0,7633	1,66	1,4	1,19	-	4,0/отс	11,3	отс	отс	-1	56	9	35	51	64	74
12	T2	аварийн.		26.04.1986	0,7670	2,12	1,75	1,44	-	1,0/отс				+3	167	-	-	22	61	84
Среднее по скважине 12					0,7652	1,89	1,58	1,32	-	2,5/отс	11,3	отс	отс	1	112	9	35	37	63	79

4.4 Гидрогеологическая характеристика разреза

Основным гидрогеологическим элементом рассматриваемого региона является Южно-Мангышлакский артезианский бассейн, распространяющийся в пределах Южно-Мангышлакского прогиба. Северной границей бассейна служат горно-складчатые сооружения Центрально-Мангышлакской системы дислокаций, а южной – Карабогазский свод.

Регионально выделяются три гидрогеологических этажа – меловой, юрский и триасовый. В меловом этаже выделяют альб-нижнетуронский и неоком-аптский водоносные горизонты.

На структурах и площадях южной прибортовой зоны Южно-Мангышлакского прогиба, Карабогазского свода и Жазгурлинской депрессии установлен нормальный гидрохимический тип разреза, характеризующийся постепенным и постоянным нарастанием минерализации подземных вод с глубиной.

Подземные воды **альб-нижнетуронских отложений** приурочены к прослоям песков и песчаников, мощность которых изменяется от 5-10 до 30-50 м. По мере погружения водоносных горизонтов в сторону Южно-Мангышлакского прогиба воды становятся напорными. Пьезометрические уровни устанавливаются в зависимости от гипсометрических отметок устья скважин от 10-40 м выше поверхности земли до 140 м ниже устья скважин.

Минерализация вод комплекса повышается по направлению к югу (Жазгурлинская депрессия, Аксу-Кендырлинская ступень): от 49,7 г/л – Курганбай и до 145 г/л – Аксу, тип вод - хлоркальциевый. По гидрохимическому облику воды почти не отличаются от юрских вод нефтегазовых месторождений. Степень метаморфизации вод (коэффициент $r_{Na/rCl}$) составляет 0,76, содержание сульфатов невысокое (457 мг/л). В ионно-солевом комплексе начинают преобладать хлориды кальция, а содержание аммония достигает 120 мг/л (Аксу, скв. 7, интервал 1842-1808 м) (13).

Водоносный комплекс **неоком-аптских отложений**, так же как и рассмотренный выше альб-нижнетуронский, в рассматриваемом регионе имеет практически повсеместное распространение. Флюидоупорной крышкой комплекса служит глинистая толща верхнего апта, мощность которой достигает 130 м. Подземные воды приурочены к прослоям песчаников и алевролитов, реже – к известнякам.

На площадях Жазгурлинской депрессии, Аксу-Кендырлинской ступени, Карабогазского свода гидрохимическая характеристика вод свидетельствует об условиях затрудненного водообмена и высокой закрытости недр. В частности на это указывает высокая степень метаморфизованности вод ($r_{Na/rCl} = 0,77$), повышение минерализации до 144-148 г/л (Курганбай, Каунды). Далее на юг минерализация вод возрастает еще больше до 160-186 г/л (Букбаш, Кудук). Воды заметно обогащены

бромом (более 300 мг/л), аммонием (около 120 мг/л) и по гидрохимическому облику и микроэлементному составу близки к юрским пластовым водам (13).

Для **юрского водоносного комплекса** характерна высокая закрытость и восстановительная гидрохимическая обстановка, что приводит к распространению и формированию высокометаморфизованных рассолов с повышенной минерализацией.

В рассматриваемом регионе воды юрского водоносного комплекса исследованы на площади Каунды.

В целом анализы вод Каундинской площади показывают, что в приосевой зоне Южно-Мангышлакского прогиба развиты сильно газонасыщенные хлоркальциевые рассолы, сходные по составу с водами юрских комплексов Жетыбай-Узеньской ступени. Среди особенностей в составе вод Каундинской площади по сравнению с другими площадями Южного Мангышлака можно отметить сравнительно более низкую минерализацию (124,1-129,7 г/л). Кроме того, обнаружены повышенные концентрации аммония, составляющие 134-155 мг/л (таблица 4.6). Обычно для этого компонента концентрации не достигают 100 мг/л.

Главным же отличием вод юрских горизонтов Каундинской площади является их самая высокая газонасыщенность для Южного Мангышлака, составляющая около 3-4 м³/т. Давления насыщения вод практически равны пластовым давлениям, что говорит о предельной газонасыщенности вод в условиях высокотемпературного режима.

Растворенный газ практически полностью состоит из углеводородов (на 95-97 %). Среди них заметно повышены концентрации тяжелых углеводородов (этана и высших), составляющих 10-14 %. Обычно их содержание равно 6-10 %. Довольно низки содержания углекислоты – 0,2-1,64 % и азота – около 2-3 % (таблица 4.7).

Высокая газонасыщенность юрских вод указывает на повышенную растворимость газа в пластовых водах при очень высоких пластовых температурах. Это обстоятельство может рассматриваться как неблагоприятный фактор, могущий в какой-то мере препятствовать формированию газовых и газоконденсатных залежей (13).

Пластовые воды **триасовых отложений** в рассматриваемом регионе характеризуются минерализацией, равной 108-216 г/л. Жазгурлинская депрессия характеризуется, в отличие от Жетыбай-Узеньской ступени, нормальным типом гидрохимического разреза, где отмечается постепенный рост минерализации подземных вод с глубиной и в отложениях триаса вскрыты хлоркальциевые рассолы, типичные для залегающих выше юрских горизонтов.

Пластовые воды верхнетриасовых отложений исследуемого региона вскрыты на структурах Каунды и Жарты.

В скважине Каунды-1 из верхнетриасовых отложений получен хлоркальциевый рассол, отношение $r_{Na/rCl}=0,73$, минерализация – 157,3 г/л. Содержание сульфатов незначительно, а гидрокарбонаты отсутствуют.

По пробе из скважины 3 площади Жарты обнаружена наиболее высокая минерализация – 204,8 г/л. По типу и соотношению компонентов вода схожа с верхнетриасовыми водами площади Каунды, относится к хлоркальциевому типу по Сулину и содержит невысокие концентрации сульфатов и гидрокарбонатов.

На месторождении Пионерское, расположенном в пределах Большой Мангышлакской флексуры, отобрано и проанализировано 19 проб воды из средне- и нижнетриасовых отложений, отобранных как на устье (переливающие притоки), так и с глубины 3400-4100 м. По результатам анализов проб отмечается увеличение минерализации пластовых вод вверх по разрезу с 5,9 до 81 г/л. При этом тип вод изменяется с сульфатно-натриевого и гидрокарбонатно-натриевого на хлоркальциевый. По пробам с невысокой минерализацией, в отличие от проб с высокоминерализованной водой, установлены значительные концентрации микроэлементов, таких как йод (5,1-6,3 мг/л), бор (до 112-122,5 мг/л) (таблица 4.5).

Также была обнаружена и гидродинамическая зональность. В интервалах, из которых получены притоки маломинерализованных вод, установлены контрастные гидродинамические аномалии, когда Кнг (коэффициент негидростатичности, $R_{пл}/R_{усл.гидр.}$) достиг 1,34 (скв. 1, интервалы 4640-4662 м, 4540-4569 м) (13).

Геотермические условия

Геотермические условия триасовых отложений зависят от приуроченности анализируемых разведочных площадей к тем или иным тектоническим элементам региона. Осевая зона Южно-Мангышлакского прогиба характеризуется высокими температурами, достигающими в юрском комплексе 150-190 °С и в триасовом комплексе 200 °С и выше. Зона максимальных температур локализуется в пределах Жазгурлинской депрессии, где уже на глубине 20-30 м температура недр поднимается до 35-37 °С (Каунды, Курганбай). Здесь же зафиксированы самые высокие температуры по Южному Мангышлаку – более 200 °С на глубине 4502 м (Курганбай) (13).

Температурные замеры на площади Каунды показали, что геотермическая аномалия, установленная первоначально на Курганбайской площади, прослеживается на всей приосевой зоне Южно-Мангышлакского прогиба. На рисунке 4.10 приведены данные об изменении температуры с глубиной по площади Каунды. По кривой зависимости температуры от глубины можно предположить температуры на глубинах 5 км, достигающие в 200 °С.

Геотермический режим на больших глубинах имеет существенное значение для прогноза газоносности триасовых отложений, которая зависит от условий разгазирования водных растворов углеводородных газов. В интервалах температур 200-300 °С газовые факторы пресных вод достигают величин, сопоставимых с газовыми факторами нефтей. Для минерализованных вод Южного Мангышлака растворимость метана составляет 8-10 л/л. Такая высокая растворимость углеводородных газов в

пластовых водах является неблагоприятным условием для сохранения залежей газа в триасовых отложениях. Вместе с тем, в данных условиях вполне реально существование залежей газа, сформированных ранее, при менее жестком температурном режиме. Особенно благоприятными условиями сохранения углеводородов отличаются залежи пластового типа, контактирующие с водой на небольшой площади.

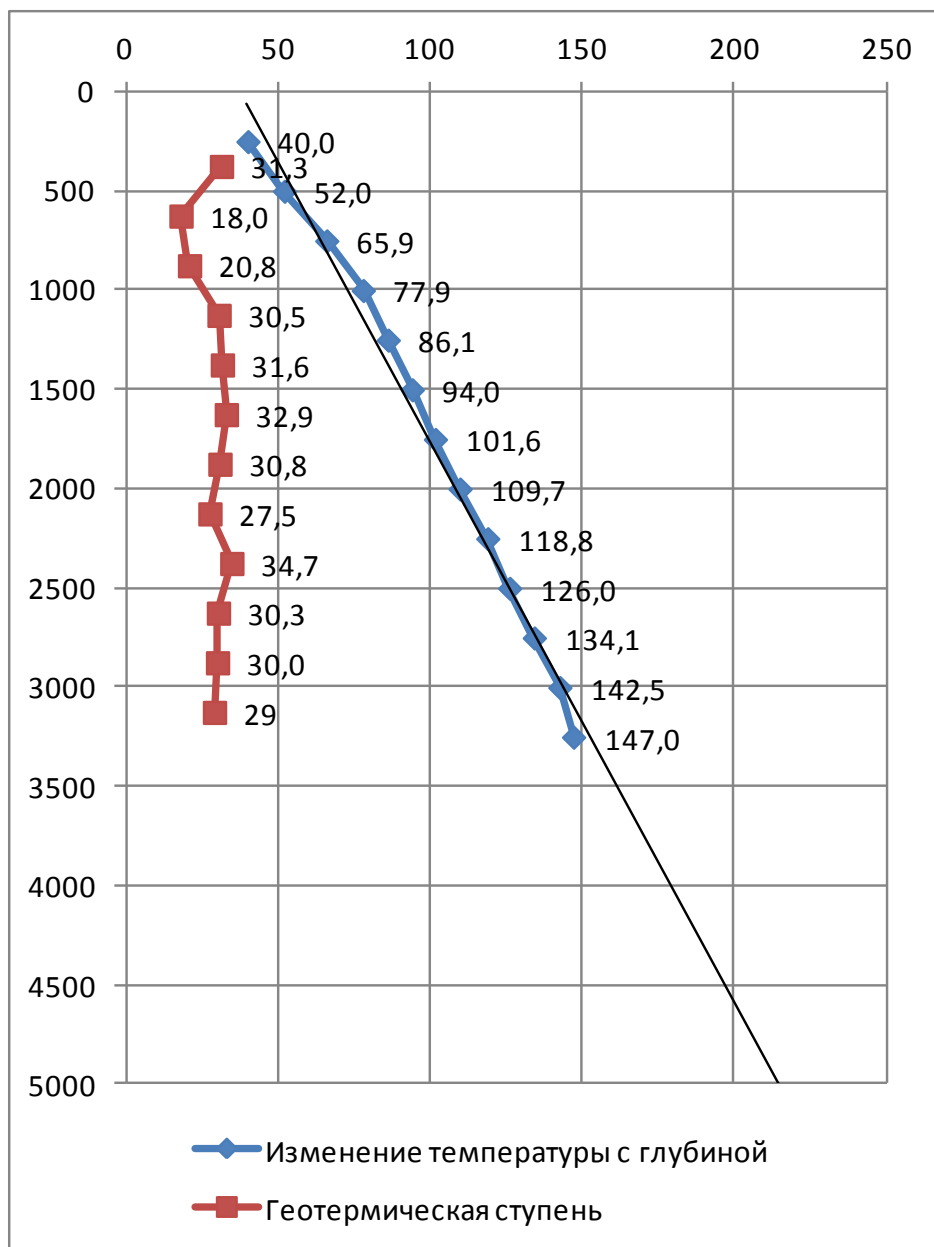


Рис. 4.10 - Месторождение Каунды. Изменение значений температуры и геотермической степени с глубиной

Таблица 4.6-Химический состав и физические свойства пластовых вод

№№ п/п	№ скв., площадь	Интервал опробова- ния, м	Воз- раст	Дебит, м³/сут.	Устьевое давление статичес- кое, МПа	Плас- товое давление, МПа	Плотность воды, г/см³		Темпе- ратура плас- товая, °С	Мине- рали- зация, г/л	Содержание ионов (мг/л)					
					Статичес- кий уровень, м		в плас- товых усло- виях	в стан- дарт- ных усло- виях			Na'	K'	Ca''	Mg''	Cl'	SO₄''
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	5, Каунды	2940-2944	J₂					1,0859	140,0	124,1	40323,14	1300,00	5693,08	668,32	74976,37	268,2
											1753,18	33,25	284,09	54,96	2114,39	5,59
											41,24	0,78	6,68	1,29	49,74	0,13
2	5, Каунды	2993-3009	J₂					1,0913	137,5	129,7	42154,86	1455,00	5940,60	668,32	78556,39	3,29
											1832,82	37,20	296,44	54,96	2215,35	0,07
											41,25	0,84	6,67	1,24	49,86	0,00
3	1, Каунды	4272-4439	T₃					1,1004		157,3	46752,0		10400,0	2400,00	97696,00	33,70
											2032,7		520,00	200,00	2752,00	0,70
											36,92		9,45	3,63	49,99	0,01
4	3, Жарты	4123-4138	T₃					1,125		204,8	64719,7		12400,0	1140,0	125936,2	242,8
											2813,9		620,0	95,0	3547,5	5,1
											39,73		8,75	1,34	50,09	0,07
5	1, Пионерское	3454-3464 3476-3486	T					1,035		53,2	5444,1		12400,0	1080,0	31985,5	1981,
											236,7		620,0	90,0	901,0	41,3
											12,50		32,75	4,75	47,59	2,18
6	1, Пионерское	3505-3518	T					1,0052		13,7	3128,0		990,0	654,0	7526,0	1026,
											136,1		49,5	54,5	212,0	23,5
											28,22		10,27	11,30	43,97	4,87
7	1, Пионерское	3505-3518	T₁					1,0018		6,6	1400,7		820,0	90,0	2916,3	1209,
											60,9		41,0	7,5	82,1	25,2
											27,85		18,75	3,43	37,54	11,52
8	1, Пионерское	4280-4330	T					1,0185		27,0	5296,9		3780,0	720,0	16467,0	661,7
											230,3		189,0	60,0	463,9	13,8
											24,03		10,73	6,26	48,30	1,13

продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
13	1, Пионерское	4540-4552 4562-4569	Т ₁					1,0046		6,9	2019,4		100,0	54,0	1562,0	493,0
											87,8		5,0	4,5	44,0	10,3
											45,12		2,57	2,31	22,61	5,28
14	1, Пионерское	4540-4552 4562-4569	Т ₁					1,0048		6,9	2093,0		90,0	12,0	1483,9	415,6
											91,0		4,5	1,0	41,8	8,7
											47,16		2,33	0,52	21,66	4,49
15	1, Пионерское	4540-4552 4562-4569	Т ₁					1,0044		6,7	2003,3		90,0	12,0	1313,5	286,4
											87,1		4,5	1,0	37,0	6,0
											47,04		2,43	0,54	19,98	3,22
16	1, Пионерское	4640-4662	Т ₁					1,001		6,3	1950,4		20,0	отс	1236,8	50,2
											84,8		1,0	-	34,8	1,0
											49,39		0,58	-	20,29	0,61
17	1, Пионерское	4640-4662	Т ₁					1,001		5,9	1718,1		50,0	42,0	1128,9	42,8
											74,7		2,5	3,5	31,8	0,9
											46,28		1,55	2,17	19,70	0,55
18	2, Пионерское	3428-3434 3460-3470 3490-3502	Т ₂					1,0072		16,8	4190,6		610,0	858,0	7337,8	3357,0
											182,2		30,5	71,5	206,7	69,9
											32,05		5,37	12,58	36,36	12,30
19	2, Пионерское	3685-3694 3700-3706 3761-3769 3779-3782	Т ₂					1,0487		81,5	11035,4		18200,0	660,0	50424,0	1027,0
											479,8		910,0	55,0	1420,4	21,4
											16,60		31,49	1,90	49,16	0,74
20	2, Пионерское	3938-3965	Т ₂					1,0191		28,4	5805,2		3400,0	984,0	17038,0	1068,0
											252,4		170,0	82,0	479,9	22,3
											25,02		16,85	8,13	47,58	2,21
21	8, Пионерское	4006-4048	Т ₂					1,0153		24,8	8397,3		500,0	384,0	13660,4	1409,0
											365,1		25,0	32,0	384,8	29,4
											43,25		2,96	3,79	45,58	3,48
22	8, Пионерское	4196-4209	Т					1,0046		10,1	3590,3		80,0	24,0	4703,8	155,6
											156,1		4,0	2,0	132,5	3,2
											48,23		1,24	0,62	40,94	1,00
23	8, Пионерское	4580-4627	Т					1,0023		10,1	3516,7		70,0	24,0	4423,3	88,9
											152,9		3,5	2,0	124,6	1,9

Таблица 4.7 - Газовый состав пластовых вод

№ п/п	№ скв., площадь	Интервал опробования, м	Возраст	Газосо- держание, м ³ /т	Содержание, % мол. (г/см ³)									
					метана	этана	пропана	бутана	пентана +высших	серово- дорода	гелия	аргона	угле- кислого газа	азота
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	5, Каунды	3144-3153	J2	2,87	87,10	6,75	2,14	0,88		-	0,014	0,048	0,20	2,66
2	5, Каунды	2993-3009	J2	3,88	82,50	8,67	3,46	1,70		-	0,025	0,022	1,64	1,95
3	5, Каунды	2940-2944	J2 (Ю-IV)	2,68	84,91	7,72	2,21	0,53		-	0,042	0,043	0,18	2,39

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

5.1 Цели и задачи поисковых работ

Перспективы нефтегазоносности Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры обосновываются территориальной близостью к Жетыбай-Узенской зоне нефтегазонакопления, к которой относятся основные нефтяные и газовые месторождения Южного-Мангышлака, приуроченные как к юрским, так и к триасовым отложениям, а также к Песчаномысско-Ракушечной зоне (С.Ракушечное, Жиланды, Сарсенбай, Оймаша и др.), и Карагинской седловине (С.Карагие, Долинное, Кариман, Алатобе и др.).

Кроме того, промышленная газоносность триасовых отложений установлена на южном борту Жазгурлинской депрессии (месторождения Махат и Жарты – верхний триас) и в пределах Большой Мангышлакской флексуры (месторождение Пионерское- средний триас).

Рассматриваемый участок Кендала Северный расположен в пределах Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры, а также частично охватывает Жетыбай-Узенскую и Сегендымысскую ступени.

В пределах Жазгурлинской депрессии региональными сейсморазведочными работами МОГТ 2Д, выполненными в прошлом, было выявлено порядка 25 структур: Тасмурун, Северное Полынное, Полынное, Степное, Такырное, Центральное, Северное Тематическое, Тематическое, Коктас, Токмак, Алак, Демал, Кумак, Кумбар, Каунды, Двойная, Ушбас, Учма, Акташ, Байрам-Кызыладыр, Тайбагар, Тогыз, Южный Чукурор, Молдабай, Курганбай.

В пределах Большой Мангышлакской флексуры аналогичными работами было выявлено около 9 структур: Нормаул, Восточный Нормаул, Саукудук, Восточный Саукудук, Баканд, Пионерская, Патлак, Северный Патлак, Улькендале-Тучискен.

В пределах части Жетыбай-Узенской ступени, входящей в контур рассматриваемого участка, выявлена структура Тунграк, а в пределах Сегендымысской ступени выявлены структуры Чукурор, Восточный Тенге, Алак, Бет, Сена, Байтал и Тумгарашин (граф.приложения 2,4).

На ряде структур, таких как Байрам-Кызыладыр, Демал, Алак, Кумак, Курганбай и Улькендале-Тучискен, в 2016–2017 г.г. предыдущий недропользователь ТОО «Триасмунайгаз» выполнил значительный объем сейсморазведочных работ МОГТ 3Д общей площадью 1141,34 кв. км.

В советское время, в ходе ревизии старых материалов, по имеющимся данным, было пробурено 30 скважин. На тот момент, в связи с открытием крупных месторождений, таких как Узень, Тенге, Жетыбай, советские геологи делали основной упор на юрские горизонты, по аналогии с вышеупомянутыми месторождениями.

В этой связи скважины, пробурённые на перспективных поднятиях, таких как Курганбай и Байрам-Кызыладыр, не вскрыли целевой горизонт триаса.

Результаты сейсморазведочных работ МОГТ 3Д показали, что в карбонатных триасовых отложениях выявлены объекты, представляющие поисковый интерес.

Основной целью поисковых работ является разведка и открытие залежей газа в верхне- и среднетриасовых отложениях, а также залежей нефти в юрских отложениях на вышеуказанных перспективных площадях.

Анализ геологического материала, полученного в результате проведенных поисково-разведочных работ на триасовые отложения, позволяет большинству исследователей сделать вывод о том, что основной нефтематеринской толщей в пределах Южного Мангышлака является доюрский осадочный комплекс, обеспечивающий формирование основных запасов нефти и газа в юрско-меловых отложениях. При этом генерационная возможность триасовых отложений оценивается на порядок выше, чем юрской толщи.

Большинство исследователей считают, что образовавшиеся на больших глубинах углеводороды (УВ), под большим давлением поступали в вышележащие отложения по зонам трещиноватости, возникшим в моменты активизации разломов, основной областью генерации УВ является в рассматриваемом районе центральная часть прогиба Жазгурлинской депрессии.

На рассматриваемой территории установлено наиболее в мощной мезо-кайназойской толще карбонатно-терригенных коллекторов с литологически региональными покрывками, а также ловушки разнообразных типов, благоприятных для аккумуляции УВ.

Все вышеизложенное позволяет считать рассматриваемую территорию как перспективную в нефтегазоносном отношении и заслуживающего внимания для постановки здесь поисковых работ.

В задачи проектируемых работ входит:

- уточнение геологического строения и открытие новых залежей нефти и газа на площадях, выявленных в советское время редкой сетью профилей МОГТ-2Д;
- уточнение перспектив нефтегазоносности в пределах выделенных площадей с учетом материалов сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, выполненной на рассматриваемом участке в период 2016-2017 г.г.;
- полное вскрытие юрских и триасовых отложений;
- выделение во вскрываемом разрезе пластов-коллекторов и флюидоупоров;
- надежная оценка характера насыщения выделяемых пластов;
- установление продуктивности нефтегазонасыщенных коллекторов качественным опробованием и определение достоверных

положений ВНК и ГВК;

- изучение физико-химических характеристик флюидов в поверхностных и пластовых условиях;
- изучение физических свойств коллекторов по данным лабораторного анализа керна и данных ГИС;
- оперативная оценка запасов.

Для решения указанных задач настоящим «Проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кендала Северный» предусматривается проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 1000 пог. км и бурение 18 поисковых скважин проектной глубиной 4800 м. Из них бурение 12 скважин запланировано на основе результатов ранее выполненных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, а бурение 6 скважин – на основе планируемых сейсморазведочных работ МОГТ 2Д.

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

Степень геолого-геофизической изученности исследуемой территории ограничивается редкой сетью профилей МОГТ 2Д советских времен, выполненные в разные годы различными сейсморазведочными организациями, бурением 30 поисковых скважин.

В 2016–2017 годах предыдущий недропользователь, ТОО «Триасмунайгаз», выполнил значительный объем сейсморазведочных работ МОГТ-3Д общей площадью 1141,34 кв. км, включая:

- Байрам-Кызыладыр — 167,58 кв. км,
- Демал, Кумак, Алак — 492,34 кв. км,
- Улькендале, Тучискен — 313,37 кв. км,
- Курганбай — 168,05 кв. км.

Однако вышеуказанные исследования проводились локально, только на четырёх участках, и порядка 20 структур, где в советское время были пробурены скважины с признаками нефтегазопроявлений, остались неизученными.

Настоящим проектным документом предусматривается проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в пределах западной, северо-восточной и центральной частях участка Кендала Северный (рис.5.1, граф. приложение 3).

В пределах западной части участка проектируется проведение работ по отработке 27 профилей МОГТ 2Д с целью уточнения структурных планов ранее выявленных структур: Западный Саукудук, Саукудук, Баканд, Такырное, Тасмурун, Тайбагар, Южный Чукурой, Моладабай, Северное Полынное, Северное Тематическое, Тематическое, Токмак, а также выявления новых объектов. Длина профилей будет уточняться в ходе их отработки в зависимости от изменения структурного плана предполагаемых складок на

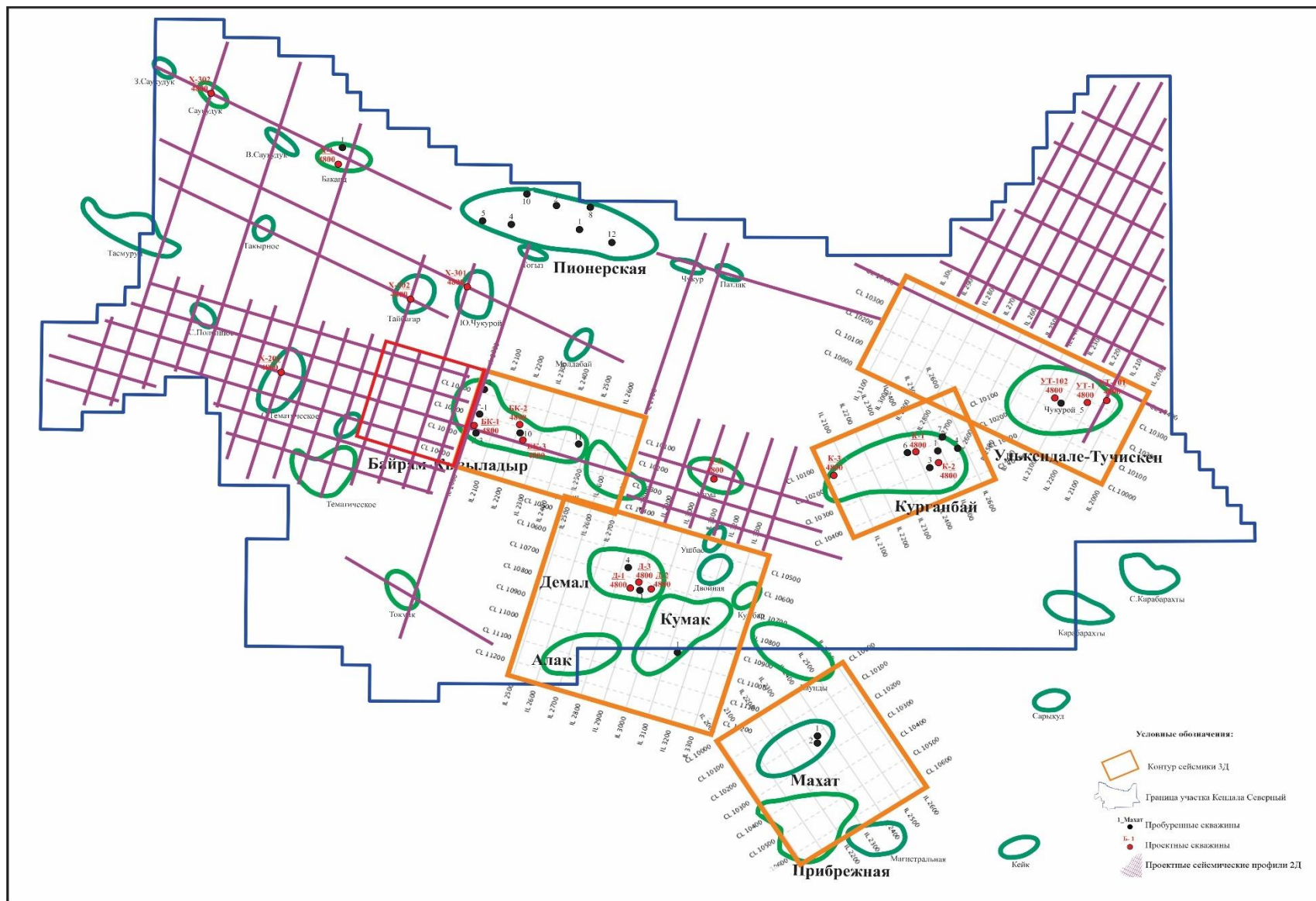


Рис. 5.1 – Схема расположения профилей МОГТ 2Д на участке Кендал Северный

основе полученных данных. Густота сети профилей в районе структур Северное Полынное, Северное Тематическое, Тематическое, с учетом ранее отработанных профилей, составит примерно 2,0х2,0 км. В верхней части участка предполагаемая густота сети профилей составит 6,0х4,0 км.

В пределах центральной части участка проектируется отработать 11 профилей МОГТ 2Д с целью выяснения структурных планов ранее выявленных структур Чукур, Патлак, Учма, Ушбас и выявления новых объектов. Густота сети профилей в районе структуры Учма с учетом ранее отработанных профилей, составит примерно 2,0х2,0 км. В верхней части участка, в районе структур Чукур и Патлак, предполагаемая густота сети профилей составит 2,0х2,0 км и будет ограничена тремя профилями.

В пределах северо-восточной части участка проектируется отработать 17 профилей 2Д с целью выявления новых объектов. Предлагаемая густота сети профилей составит 2х3 км. Это обусловлено близким расположением участка к Жетыбайско-Узеньской ступени, где открыты крупные месторождения региона.

Общий объем проектируемых работ МОГТ 2Д на 3 участках составляет 1000 пог.км.

Методика сейсморазведочных работ МОГТ 2Д предполагает использование центрально-симметричной системы наблюдения с максимальным удалением «взрыв-приём». Ориентировочные сроки работ: март 2026г. - сентябрь 2026 г., включая мобилизацию и демобилизацию полевой партии, при возникновении простоев по погодным условиям сроки сдвигаются на период простоев.

Сейсмические работы МОГТ 2Д планируется отработать в первую очередь с тем, чтобы оперативно обработать полученные полевые данные и своевременно скорректировать сеть профилей, с целью эффективного использования заложенных объемов для полноценного изучения выявленных объектов.

Параметры сейсморазведки должны предусматривать достаточные длины годографов, соизмеримые с глубинами залегания целевых отражающих горизонтов, для получения качественных отражений от глубокозалегающих объектов в мезо-кайнозойских и палеозойских отложениях.

Учитывая, что породы фундамента в районах развития палеозойских отложений залегают на глубинах 6-7 км, длина расстановки сейсмоприёмников должна составлять до 6000 м при расстоянии между приемными каналами 25 м. Такая система наблюдений обеспечивает кратность наблюдений до 200. Предлагается применять группирование сейсмоприемников на малой базе (20-25м), которое обеспечивает максимальное сохранение характеристик регистрируемых волн для последующего динамического анализа.

Весь объем работ планируется отрабатывать с применением невзрывных источников - вибраторов.

Для решения поставленных геологических задач предусматривается применение следующей методики работ МОГТ 2Д, которая приведена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Основные параметры методики работ МОГТ 2Д

№	Наименование параметров	
1	Полная кратность	120
2	Количество активных каналов	480
3	Шаг пунктов приема (ПП) на ЛП [м]	25
4	Распределение - каналов - удалений	1-240 - 241 - 242 – 481 6000-25-0-25-6000
5	Интервал ОГТ (м)	12,5
6	Количество линий приема в единичной расстановке (ЛП)	1
7	Количество технических каналов в единичной расстановке (ЛП)	481
8	Тип системы наблюдений (в направлении ЛП)	Симметричная
9	Значение минимальных удалений [м]	25
10	Макс. удаление «взрыв-прием»	5987,5
11	Кол. линий взрыва на единичной расстановке	1
12	Шаг пунктов взрыва (ПВ) на линии взрыва (ЛВ) [м]	50
13	Месторасположение пункта взрыва	на 241 канале
14	Количество каналов для конвейера вдоль ЛП (полуторный комплект)	792,0
15	Количество профилей	55
16	Количество П.В.	2444
17	Кол. пог. км. МОГТ 2Д съёмки (полнократных)	98,00
18	Всего пог.км МОГТ 2Ди	1000
19	Кол. МПВ-ЗМС по профилям МОГТ 2Д (ф.т.)	50
20	Дискретность записи (мс)	2
21	Длина записи (с)	6

Также следует отметить, что более детальная методика будет рассмотрена в рамках технического проекта на проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д.

5.3 Система размещения поисковых скважин

Для выполнения проектных задач и проведения разведочных работ на участке Кендала Северный в период с 02.07.2024 по 02.07.2030 г.г. запланировано бурение 18 поисковых скважин. Из них 12 скважин запланированы на основании результатов ранее выполненных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д:

-На поднятии Курганбай запланировано бурение 3 скважин: 1 независимой К-1 и 2 зависимых К-2 и К-3;

-На поднятии Байрам-Кызыладыр запланировано бурение 3 скважин: 1 независимой БК-1 и 2 зависимых БК-2 и БК-3;

-На поднятии Демал запланировано бурение 3 скважин: 1 независимой скважины Д-1 и 2 зависимых скважин Д-2 и Д-3;

-На поднятии Улкендале-Тучискен запланировано бурение 3 скважин: 1 независимой УТ-1 и 2 зависимых УТ-102 и УТ-103.

Бурение остальных 6 скважин запланировано на основе результатов планируемых сейсморазведочных работ МОГТ 2Д. Местоположение этих скважин будет уточнено после выполнения сейсморазведки МОГТ 2Д.

На поднятии Баканд запланировано бурение 1 независимой скважины Х-1.

На поднятии Учма запланировано бурение 1 независимой скважины Х-2.

Остальные скважины зависимые: Х-201 на поднятии Северное Тематическое, Х-202 на поднятии Тайбагар, Х-301 на поднятии Южный Чукурый, и Х-302 на поднятии Саукудук.

Поднятие **Курганбай** располагается в центральной части Жазгурлинской депрессии.

По отражающему горизонту J₂k (подошва келловей) структура имеет чётко выраженное двухкупольное строение, разделённое небольшим прогибом. Для удобства понимания размещения проектных скважин эти купола условно обозначим как Западный и Восточный своды (граф.приложение 16).

Скважина К-1 - поисковая, независимая, закладывается в контуре Восточного свода структуры Курганбай на восток от скважины 6 на расстоянии 1,5 км, где при опробовании в колонне из отложений бата отмечено слабое выделение газа, а из отложений киммериджа получен слабый приток нефти.

Цель бурения – изучение геологического строения, а также выявление залежей газа в триасовых отложениях и нефти в юрских отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт – триас.

Скважина К-2 - поисковая, зависимая от результатов бурения и опробования скважины К-1, закладывается в периферийной части Восточного свода структуры Курганбай на северо-восток от скважины 3 на расстоянии 1,8 км, где при опробовании в колонне 3 из отложений киммериджа и аалена были получены слабые притоки газа.

Скважина К-2 также вскроет аномалию продольного импеданса в отложениях батского яруса средней юры, выделенную на основе динамического анализа (граф.приложение 19).

Цель бурения – изучение геологического строения, а также выявление залежей газа в триасовых отложениях и нефти в юрских отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт – триас.

Скважина К-3 - поисковая, зависимая от результатов бурения и опробования скважины К-1, закладывается в контуре Западного свода, структуры Курганбай.

Скважина К-3 также вскроет интенсивная аномалия продольного импеданса в отложениях байоского средней юры. Аномалия имеет изометричную форму, западные границы аномалии расположены за

пределами куба, выделенную на основе динамического анализа (граф. приложение 18).

Цель бурения – изучение геологического строения, а также выявление залежей газа в триасовых отложениях и нефти в юрских отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт – триас.

Поднятие **Байрам-Кызыладыр** располагается в центральной части Жазгурлинской депрессии.

По отражающему горизонту V_2 (*подошва верхнего триаса*) представляет собой брахиантиклинальную складку из трех полусводов, разделенный серией тектонических нарушений, ступенчато погружающихся в юго-восточном направлении (граф. приложение 27). Для удобства понимания размещения проектных скважин условно обозначим их как своды 1, 2 и 3.

Скважина Б-1 - поисковая, независимая, закладывается в своде поднятия 1, которое уходит на запад за пределы куба 3Д, т.е замыкание проследить не представляется возможным.

Цель бурения – изучение геологического строения, а также выявление залежей газа в триасовых отложениях и нефти в юрских отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт – триас.

Скважина Б-2 - поисковая, зависимая от результатов бурения и опробования скважины Б-1, закладывается в своде поднятия 2.

Цель бурения – изучение геологического строения, а также выявление залежей газа в триасовых отложениях и нефти в юрских отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт – триас.

Скважина Б-3 - поисковая, зависимая от результатов бурения и опробования скважины Б-1, закладывается в своде поднятия 3.

Цель бурения – изучение геологического строения, а также выявление залежей газа в триасовых отложениях и нефти в юрских отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт – триас.

Структуры **Демал** в тектоническом отношении приурочена к южному склону Жазгурлинской депрессии.

По отражающему горизонту V_2^{II} , приуроченному к кровле карбонатной пачки среднего триаса, структура Демал представляет собой антиклинальную складку, осложнённую двумя сводами — Западным и Восточным. Структура ограничена тектоническими нарушениями с юго-востока и северо-запада.

По результатам бурения скважины 1 были оперативно подсчитаны запасы свободного газа по ТЗ, которые по категории C_1 составили составляют 1млрд 195млн.м³. Хотелось бы отметить, по новой сейсмике скважина Демал-1 пробурена не в оптимальных структурных условиях, в этой связи предлагается изучить каждый отдельный свод поднятия.

Скважина Д-1 - поисковая, независимая, закладывается в западном своде поднятия Демал по отражающему горизонту V_2^{II} , на запад от скважины

1 на расстоянии 1 км, где при испытании из среднетриасовых отложений получен приток газа дебитом 49,9 тыс. м³/сут.

Цель бурения – изучение геологического строения, а также выявление залежей газа в триасовых отложениях и нефти в юрских отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт – триас.

Скважина Д-2 - поисковая, зависимая от результатов бурения и опробования скважины Д-1, закладывается в восточном своде поднятия Демал по отражающему горизонту V_2^{II} , на восток от скважины 1 на расстоянии 1,3 км, где при испытании из среднетриасовых отложений получен приток газа дебитом 49,9 тыс. м³/сут.

Цель бурения – изучение геологического строения, а также выявление залежей газа в триасовых отложениях и нефти в юрских отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт – триас.

Скважина Д-3 - поисковая, зависимая от результатов бурения и опробования скважины Д-1, закладывается в периферийной части западного свода поднятия Демал по отражающему горизонту V_2^{II} , на север от скважины 1 на расстоянии 0,9 км, где при испытании из среднетриасовых отложений получен приток газа дебитом 49,9 тыс. м³/сут.

Цель бурения – изучение геологического строения, а также выявление залежей газа в триасовых отложениях и нефти в юрских отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт – триас (граф. приложение 38-44).

Структуры **Улькендале, Тучискен** располагаются в пределах Большой Мангышлакской флексуры, рассматриваемой в качестве самостоятельного тектонического элемента II порядка.

По отражающему горизонту V_2^{II} , приуроченному к кровле карбонатной пачки среднего триаса, площадь исследования разделена поперечными разломами на ряд ступеней и осложнена тремя полусводами, примыкающими к тектоническим нарушениям. В рамках настоящей работы эти полусводы рассматриваются как самостоятельные объекты. Для удобства понимания размещения проектных скважин условно обозначим их как своды 1, 2 и 3 (граф. приложение 46).

Скважина УТ-1 - поисковая, независимая, закладывается в своде поднятия 1.

Цель бурения – изучение геологического строения, а также выявление залежей газа в триасовых отложениях и нефти в юрских отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт – триас.

Скважина УТ-2 - поисковая, зависимая от результатов бурения и опробования скважины УТ-1, закладывается в своде поднятия 2.

Цель бурения – изучение геологического строения, а также выявление залежей газа в триасовых отложениях и нефти в юрских отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт – триас.

Скважина УТ-3 - поисковая, зависящая от результатов бурения и опробования скважины УТ-1, закладывается в свде поднятия 3.

Цель бурения – изучение геологического строения, а также выявление залежей газа в триасовых отложениях и нефти в юрских отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт – триас.

Скважина Х-1 – независимая, закладывается в свде поднятия Баканд, на юг от скважины 1 на расстоянии 4 км, где при опробовании верхне – среднетриасовой толще в интервале 4007-4940 м получен фонтан газа с конденсатом дебитом 89,8 тыс.м³/сут через 8 мм штуцер. При испытании четырех верхнетриасовых объектов в интервале 3707-3871 м были получены слабые притоки газа.

Цель бурения – уточнение геологического строения и выявление залежей нефти и газа в юрских и триасовых отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт –триас.

Скважина Х-2 – независимая, закладывается в свде поднятия Учма, расположенного в центральной части участка Кендала Северный.

Цель бурения – уточнение геологического строения и выявление залежей нефти и газа в юрских и триасовых отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт –триас.

Скважина Х-201 – зависящая от результатов обработки и интерпретации сейсморазведки МОГТ 2Д, закладывается в свде поднятия Северное Тематическое, расположенного в западной части участка Кендала Северный.

Цель бурения – уточнение геологического строения и выявление залежей нефти и газа в юрских и триасовых отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт –триас.

Скважина Х-202 –зависимая от результатов обработки и интерпретации сейсморазведки МОГТ 2Д, закладывается в свде поднятия Тайбагар, расположенного в западной части участка Кендала Северный.

Цель бурения – уточнение геологического строения и выявление залежей нефти и газа в юрских и триасовых отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт –триас.

Скважина Х-301 –зависимая от результатов обработки и интерпретации сейсморазведки МОГТ 2Д, закладывается в свде поднятия Южный Чукурый, расположенного в западной части участка Кендала Северный.

Цель бурения – уточнение геологического строения и выявление залежей нефти и газа в юрских и триасовых отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт –триас.

Скважина Х-302 –зависимая от результатов обработки и интерпретации сейсморазведки МОГТ 2Д, закладывается в свде поднятия Саукудук, расположенного в северо-западной части участка Кендала Северный.

Цель бурения – уточнение геологического строения и выявление залежей нефти и газа в юрских и триасовых отложениях.

Проектная глубина – 4800 м, проектный горизонт – триас.

5.4 Геологические условия проводки скважин

Главным критерием успешного выполнения данного проекта является достижение проектной скважиной запланированного забоя и вскрытия проектного горизонта, а также получение притоков нефти и газа, не допуская аварий в процессе бурения и освоения. Для этого необходимо учитывать опыт бурения всех ранее пробуренных скважин на месторождении.

В приведенной таблице 5.2 делается акцент на интервалы, которые требуют особого внимания в процессе бурения и проведения мероприятий по отсутствию аварий в них. Скважина, вскрывшая проектную глубину, и при этом в ней получают притоки УВ из целевых отложений, является выполнившей свое целевое назначение.

В таблице 5.3 приведены возможные осложнения, выявленные на основании опыта бурения ранее пробуренных скважин рассматриваемого участка.

Таблица 5.2 - Возможные виды осложнений в процессе бурения

№/№ п/п	Интервалы разреза с различными геолого- техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Категории пород		Ожидаемые пластовые		
	от	до	Толщина			по твердости	по абразивности	давление, атм	температура, °С	углы и направления падения пластов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	100	390	290	Р	глины мергели известняки	мягкие	I	5,75	22	до 2.
2	390	700	310	Р	аргиллиты песчаники известняки	мягкие, средние	III	91,5	30	5
3	700	1250	550	K ₂	аргиллиты песчаники известняк	средние	IV	221,48	38	5
4	1250	1650	400	K _{1al}	известняки доломиты мергели	средние	V	331,1	45	10
5	1650	2120	470	K _{1a}	глины алевриты	средние	III-IV	375,3	65	5
6	2120	2680	560	J ₃	глины алевриты песчаники	средние	III-IV	453,15	86	5
7	2680	2900	220	J ₂	глины песчаники	средние	III-IV	539,4	102	10
8	2900	2920	20	J ₁	глины алевриты песчаники	средние	IV	561	104	10

продолжение таблицы 5.2

9	3240	3260	20	T	глины аргиллиты	твердые	IV	593,4	115	10
10	3850	4800	600	T	известняки доломиты мергели	твердые	V	639,1	140	10

Таблица 5.3 - Интервалы возможных осложнений

№№ пп	Интервалы глубин, м		Возраст пород	Вид осложнений	Причины, вызывающие осложнения
	от	до			
1	2	3	4	5	6
1	100	390	Р	Осыпи и обвалы стенок скважины	Литологический состав пород
2	390	700	Р	Поглощение бурового раствора	Несоблюдение параметров бурового раствора
				Осыпи и обвалы стенок скважины	Литологический состав пород
3	700	1250	K ₂	Прихватоопасные зоны	сальникообразование и прихват бурильного инструмента
4	1250	1650	K _{1al}	Поглощение бурового раствора	Несоблюдение параметров бурового раствора
5	1650	2120	K _{1a}	Прихватоопасные зоны	сальникообразование и прихват бурильного инструмента
				Поглощение бурового раствора	Несоблюдение параметров бурового раствора
6	2120	2680	J ₃	Газоводопроявления	При вскрытии газонасыщ.пластов
7	2680	2900	J ₂	Осыпи и обвалы стенок скважины	Литологический состав пород
				Прихватоопасные зоны	сальникообразование и прихват бурильного инструмента
				Газоводопроявления	При вскрытии газонасыщ.пластов
8	2900	2920	J ₁	Газоводопроявления	При вскрытии газонасыщ.пластов
9	3240	3260	T	Прихватоопасные зоны	сальникообразование и прихват бурильного инструмента
				Поглощение бурового раствора	Несоблюдение параметров бурового раствора
10	3850	4800	T	Газоводопроявления	При вскрытии газонасыщ.пластов

5.5 Характеристика промывочной жидкости.

Требования к буровым растворам разработаны с учетом геологической информации. При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть проблемы, связанные, как с геологическими условиями проводки скважины, так и другие;

- осыпи стенок скважины;
- сужение ствола скважины;
- кавернообразование;
- прихватоопасность;
- нефтегазопроявления

При бурении под эксплуатационную колонну весь вскрываемый разрез скважины имеет высокое содержание высококолоидных, легко

диспергирующихся глин и аргиллитов (до 70%), склонных к набуханию и, как результат, сужение ствола скважины и прихватопасности колонн при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей. Велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легко диспергируемыми глинами разреза, что приводит к снижению механической скорости проходки, ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, а так же влечет за собой необоснованное увеличение расхода химических реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- не допускать превышения допустимой репрессии на продуктивный пласт;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры)
- для наибольшего сохранения коллекторских свойств и недопущения закупорки пласта, при необходимости, в качестве утяжелителя бурового раствора, рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные агенты;
- в случае возникновения поглощений бурового раствора в продуктивных пластах необходимо использовать кислоторастворимый, временно закупоривающий агент во избежание загрязнения коллектора.

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 ствола, прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 5,0-7,0 м³.

Рекомендуемая характеристика промывочной жидкости, исходя из условий вскрытия проектного разреза представлены в таблице 5.4.

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, песко- и илоотделители, центрифуги.

Таблица 5.4- Типы и параметры буровых растворов

Интервалы, м	Тип промывочной жидкости	Параметры промывочной жидкости						Наименование хим.реагентов
		Плотность, г/см ³	Вязкость, сек	СНС, мгс/см ² , через, мин		Водоотдача, м ³ /30мин	pH	
				1	10			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0-20	Не регламентируется	1,10÷1,15	<60	8÷10	12÷15	<9	8,0÷9,5	Вода
20-200	KCl/полимерный	1,10÷1,15	<60	8÷10	12÷15	<6	9,0÷9,5	Кальцинированная сода
200-3000	KCl/полимерный	1,19÷1,21	<55	8÷10	12÷15	<5	9,0÷9,5	Каустическая сода
3000-4400	KCl/полимерный	1,22÷1,24	35-40	8÷10	12÷20	<5	9,0÷9,5	Sodium Bicarbon
4400-4950	KCl/полимерный	1,26÷1,28	35-40	8÷10	12÷20	<5	9,0÷9,5	KCl
								Polypac VL/ELV
								Lema BIOXAN
								Polypac R
								XCD/Duovis
								CaCO ₃
								NaCl

5.6 Обоснование типовой конструкции скважин

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

Учитывая горно-геологические условия бурения, опираясь на опыт ранее пробуренных скважин и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан, для поиска юрских, верхне- и среднетриасовых отложений рекомендуется следующая конструкция вертикальных скважин, представленная в таблице 5.5.

При выборе буровой установки необходимо руководствоваться следующими критериями:

- грузоподъемность (учитывается вес самой тяжелой колонны, применяемой при строительстве скважины плюс 40% запас)
- обеспечение трёх-ступенчатой очистки раствора
- мобильность

Основываясь на опыте бурения скважин на рассматриваемом участке, применялся буровой станок ZJ-70. Данный станок отвечает всем вышеперечисленным критериям. Технология бурения скважин более подробно изложена в Техническом проекте на строительство скважин.

Таблица 5.5-Рекомендуемая конструкция поисковых скважин проектной глубиной 4800 м (± 250 м)

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
Направление	490	426	20	до устья
Кондуктор	393,7	339,7	200	до устья
Промежуточная	311,1	244,5	3000	до устья
«Хвостовик»	215,9	177,8	(2900÷4400)	2900÷4400
Эксплуатационная	(158,7÷161)	146 /127	4800 (± 250)	до устья

Примечание:*-глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного пласта согласно «Требований промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли» допускается ± 250 м.

5.7 Оборудование устья скважин

Обвязка ПВО должна обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки, обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему, отвод пластовой жидкости из бурительных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

Типы противовыбросового оборудования, устанавливаемого на устье в зависимости от ожидаемого флюида и пластового давления представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования

Название обсадной колонны	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	6
Кондуктор	ОП45-425/80x21	21	9,35	3	340-473
Промежуточная	ОП45-350/80x21	21	14,0	3	245-340
«Хвостовик»	ОП66-350/80x35	35	23,5	4	178-245
Эксплуатационная	ОКК3-35-168x245x340x426K1	35	23,5	1	127-168
	АФК6-65/65x35K1	35	23,5	1	127-168

5.8 Рекомендуемый комплекс геолого–геофизических исследований в проектных скважинах

Первоочередными объектами для постановки разведочных работ по юрско-триасовым отложениям в пределах участка Кендала Северный являются площади Курганбай, Байрам-Кызыладыр, Демал, Улькендале, Тучискен, а также участки, выявленные редкой сетью профилей МОГТ 2Д. Геологическое строение этих участков будет уточняться в рамках текущего

проекта на основе результатов запланированных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д.

Анализ имеющихся геолого-геофизических данных, показывает недостаточную степень изученности геологического строения и нефтегазоносности этих структур. С этой целью намечено бурение 18 вертикальных поисковых скважин.

В процессе бурения поисковых скважин должен быть запланирован отбор керна и шлама, геолого - технологические исследования (ГТИ), проведение в открытом стволе полного комплекса ГИС, проведение испытания в колонне выделенных по ГИС продуктивных пластов-коллекторов.

В процессе бурения ведется тщательное наблюдение за нефтегазопрооявлениями – появлениями пленок нефти или пузырьков газа в восходящем потоке бурового раствора. В случае нефтегазопрооявлений производится отбор проб нефти и газа на физико-химический анализ.

5.8.1 Отбор керна и шлама в проектных скважинах

Основной отбор керна проектируется в интервалах залегания потенциально продуктивных юрских и триасовых горизонтах.

В таблице 5.7 приведены проектируемые интервалы отбора и объем керна по стратиграфическим комплексам по 18 поисковым скважинам. Проходка с отбором керна по каждой скважине составляет 30-45 м. Всего с отбором керна предусмотрено пройти 705 м, что составит 1,3-2% от проектных толщин изучаемого перспективного разреза.

Таблица 5.7- Сведения по проектному отбору керна

Скважина	Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора керна
1	2	3	4	5
Д-1	3980-3995	15	T ₃	
	4485-4500	15	T ₂	
Д-2	3910-3925	15	T ₃	
	4590-4605	15	T ₂	
Д-3	4590-4605	15	T ₂	
К-1	3030-3045	15	J ₂ k	
	3375-3390	15	J ₂ bt	
	4040-4055	15	T ₃	
	4630-4645	15	T ₂	
К-2	2850-2865	15	J ₂ k	
	2940-2955	15	J ₂ bt	
	4630-4645	15	T ₂	
К-3	3030-3045	15	J ₂ k	
	3770-3785	15	J ₂ bt	
	4040-4057	15	T ₃	
БК-1	3030-3040	15	J ₂ k	
	3375-3385	15	J ₂ bt	
	4040-4055	15	T ₃	
	4630-4645	15	T ₂	

продолжение таблицы 5.7

1	2	3	4	5
БК-2	3030-3040	15	J2k	
	3375-3385	15	J2bt	
	4630-4645	15	T2	
БК-3	3030-3040	15	J2k	
	3375-3385	15	J2bt	
	4040-4055	15	T3	
УТ-1	3920-3935	15	T3	
	4600-4615	15	T2	
УТ-101	3920-3935	15	T3	
УТ-102	4600-4615	15	T2	
Х-1	2940-2955	15	J2	
	4040-4055	15	T3	
	4630-4645	15	T2	
Х-2	2940-2955	15	J2	
	4040-4055	15	T3	
	4630-4645	15	T ₂	
Х-201	2940-2955	15	J ₂	
	4040-4055	15	T ₃	
	4630-4645	15	T ₂	
Х-202	2940-2955	15	J ₂	
	4040-4055	15	T ₃	
	4630-4645	15	T ₂	
Х-301	2940-2955	15	J ₂	
	4040-4055	15	T ₃	
	4630-4645	15	T ₂	
Х-302	2940-2955	15	J ₂	
	4040-4055	15	T ₃	
	4630-4645	15	T ₂	
Всего проходки, м		705		

Интервалы отбора керна ориентировочные и будут уточняться Заказчиком в ходе бурения скважин по результатам промежуточного ГИС и ГТИ.

При работе с керном на буровой при его отборе, подъеме, герметизации, транспортировке должны быть реализованы мероприятия обеспечивающие его сохранность и предотвращающие изменение естественных характеристик

В проектных поисковых скважинах керновый материал будет использован для получения информации о литологии, стратиграфии разреза, нефтегазонасыщенности и фильтрационно-ёмкостных свойствах пород-коллекторов. С этой целью на керне должны быть проведены лабораторные исследования с определением петрофизических, петрографических, палинологических характеристик коллекторов и вмещающих пород.

На образцах керна с плотностью 3-5 образца на 1м вынесенного керна должны быть определены плотность минералогическая и объемная, пористость общая и открытая, газопроницаемость абсолютная. (17,18).

На 20-30% терригенных образцах обязательно определить гранулометрический состав с применением сит со стандартными ячейками (1см, 0,5-1см, 0,5-0,25, 0,25-0,1, 0,1-0,04, 0,04-0,01и <0,01).

Обязательно должна быть выполнена рентгеновская дифрактоскопия (XRD) с целью уточнения минералогического состава пород, а также изучения состава фракции размером <0,01 мм, выделенной в процессе отмучивания пробы (отождествляемой с весовой глинистостью пород).

В карбонатных образцах должны быть определены содержание известняковой, доломитовой составляющих и нерастворимого остатка.

При обнаружении залежей УВ необходимо выполнить специальные исследования

При выносе кондиционного керна с целью получения петрофизических связей $R_p=f(K_p)$, $R_n=f(K_v)$ необходимо определение электрического сопротивления пород при 100% и переменной водонасыщенности методом центрифугирования с получением кривых капиллярного давления и остаточной водонасыщенности.

Для гидродинамических характеристик определить фазовые проницаемости в системах «газ-вода», «нефть-вода», коэффициент вытеснения.

Электрическое сопротивление и фазовые проницаемости должны определяться на коллекции образцов, охватывающих весь диапазон изменения фильтрационно-ёмкостных свойств пород - от неколлекторов до высокопроницаемых коллекторов.

Объемы и виды исследований проектируются согласно руководящим документам (1 2) в соответствии с задачами поискового бурения.

Из-под кондуктора и далее в интервалах между отборами керна (до забоя) необходимо вести описание и *исследование шлама* (в неперспективных участках разреза через 20-25 м, в перспективных и продуктивных через 5 и в интервалах с признаками УВ через 1-2 м. Шлам отбирается в количестве 200-300 граммов для литологического анализа. Шлам промывается, просушивается, пакуются в бумажные пакеты, укладывается в керновые ящики и по концам интервалов снабжены этикетками, на которых указывается площадь, номер скважины, номер образца, интервал и дата отбора.

Образцы шлама подлежат хранению наравне с керновым материалом. Шлам описывается в том же порядке и с той же степенью детальности, что и керн. Описание шлама заносится в геологический журнал.

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

Необходимо предусмотреть подготовку небольших (50 г) отмытых сухих образцов для коллекции и для оперативного предоставления Заказчику.

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

5.8.2 Геофизические и геохимические исследования

Геофизические исследования

Во всех скважинах обязательное выполнение исследований комплексом геофизических методов, состоящих из общих и детальных.

Общие исследования проводятся по всему вскрытому разрезу скважины в несколько этапов, в зависимости от конструкции скважины, а также для уточнения интервалов отбора керна. Результаты общих исследований предназначены для расчленения и выделения в разрезе основных литолого-стратиграфических комплексов пород, перспективных и продуктивных отложений, определения пространственного положения скважины, расчленение разреза на пласты, их привязку по относительным и абсолютным отметкам глубин, межплощадной корреляции разрезов; привязки интервалов отбора керна по глубине; привязки по глубине интервалов перфорации.

Общие исследования включают стандартный каротаж (КС, ПС), кавернометрию (КВ), инклинометрию, радиоактивный каротаж (ГК, НГК), индукционный (ИК), боковой (БК), акустический (АК) каротажи.

Детальные исследования необходимо выполнить в интервалах продуктивных и перспективных на углеводороды, предназначены для расчленения разреза на коллекторы и вмещающие породы; определение фильтрационно - ёмкостных характеристик, разделения коллекторов по характеру насыщения - на продуктивные и водоносные, определения положения межфлюидных контактов; оценки эффективных продуктивных толщин.

В таблице 5.8 приведен объем промыслово-геофизических работ, рекомендуемый на основе опыта пробуренных скважин на Южном Мангышлаке.

Детальные исследования комплекса ГИС в открытом стволе скважин должны включать следующие методы: кавернометрию (ДС), многозондовый индукционный каротаж высокого разрешения с разноглубинными исследованиями (ВИКИЗ) или 2-х зондовый боковой каротаж (БК) и микробоковой каротаж (БМК), микрозондирование (МК), метод естественной радиоактивности (ГК), и литоплотностной каротаж (ГГКП+РЕФ), нейтронный (НГК) и компенсированный нейтронный каротаж (КНК) с записью кажущейся пористости, акустический каротаж (АК). В интервалах среднего и верхнего триаса, где присутствуют вулканогенные отложения комплекс следует дополнить спектральным гамма-каротажом (СГК). В терригенных разрезах для определения сопротивления пород

предпочтительнее выполнение ВИКИЗ, в разрезах с карбонатными коллекторами боковой каротаж.

При выполнении исследований в комплекс необходимо включать методы резистивиметрии (Рез) – для контроля сопротивления ПЖ и термометрии (Т).

Измерение температуры пород в их естественном залегании, при установившемся тепловом режиме по всему стволу, предназначается для определения геотермического градиента и геотермической ступени.

Для определения искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве выполняется запись непрерывной инклинометрии.

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

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

Оценка качества цементирования колонн, 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-дефектомером (СГДТ), а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн - метод естественной гамма-активности, расходометрии, локатор муфт, термометрии, причем термометрию проводят по всему стволу скважины.

Геохимические исследования

Геохимические исследования, предусмотренные настоящим проектом, включают в себя газовый каротаж для изучения содержания углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости, исследование шлама для дополнительной информации по литолого-физической характеристике. Выполнение геолого-технологических исследований (ГТИ) производится от башмака кондуктора до вскрытия проектного забоя скважин в масштабе 1:500.

В процессе бурения необходимо выполнить комплекс геолого – технологических исследований, контролирующие процессы происходящие в скважине, и осуществлять оперативное выявление продуктивных коллекторов.

Газовый каротаж в процессе бурения включает дегазацию части промывочной жидкости в желобе буровой и анализ полученной газозооной смеси на суммарное и компонентное содержание углеводородных газов. Повышение газопоказаний также является дополнительным признаком коллектора

Регистрация параметров бурения позволит помимо оптимизации процессов бурения использовать механическую скорость бурения в качестве дополнительного признака коллекторов.

Таблица 5.8 Проектируемый комплекс геофизических и геохимических исследований

№№ п/п	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервалы исследований, м	Примечание
1	2	3	4	5
1	<i>Общие исследования</i>	1:500	по всему стволу скважины	Этапность в соответствии с конструкцией скважины и уточнения интервалов отбора керна
	КС (М0,5N2А и А2М0,5N), ПС, ДС, БК, ГК, НГК, АК, Рез,Т, инклинометрию – корреляция разреза скважин, уточнение интервалов отбора керна, литолого – страти-графическое расчленение разреза, выделение пластов – коллекторов, определение характера насыщения			
2	<i>Детальные исследования</i>	1:200	В перспективном интервале (юра-триас)	СГК в интер-вале верхнего и среднего триаса
	ПС, ДС, БК-многозондовый, МБК, МЗ, ИК (проводимость), ГК, КНК, СГК, ГТКП+ПЭФ, АК, Определение эфф. толщины, ФЕС, коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов			
3	<i>Геохимические исследования ГТИ</i> (газовый каротаж, отбор шлама). Дополнительный признак выделения коллекторов и определения характера насыщения		От башмака кондуктора до забоя	Отбор шлама через 10-20м в перспективном разрезе через 5м до 1-2м при появлении признаков УВ
4	<i>Техническое состояние обсадных колонн и цементного камня</i> АКЦ, СГДТ, ЛМ, ГК, Т			СГДТ, ЛМ, ГК, Т проводятся при подозрении на негерметичность колонны и заколонной циркуляции

5.8.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов

Испытание в эксплуатационной колонне

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

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

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

Требования к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин

Вторичное вскрытие продуктивных пластов рекомендуется производить одним из способов:

- Спуском кумулятивного перфоратора на каротажном кабеле в интервал перфорации, заполненный перфорационной жидкостью плотностью, исключающей возможность нефтегазопроявлений и обеспечивающей максимальное сохранение естественной проницаемости коллектора (при репрессии на пласт).

- Спуском кумулятивного перфоратора на колонне насосно-компрессорных труб в скважину, заполненную технической водой, и созданием депрессии на пласт, в три раза превышающей имевшуюся репрессию на вскрываемый объект, в процессе бурения.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Исследование объекта проводить сроком до 3-х месяцев, но не менее чем, на 3-х режимах.

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

По результатам гидродинамических исследований решить вопрос о способе эксплуатации скважины.

В 18 проектных поисковых скважинах запланировано выполнить опробование 54 объектов в продуктивных юрских и триасовых отложениях. В таблице 5.9 приведены интервалы опробования проектных поисковых скважин.

Таблица 5.9 - Сводные данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне

№№ скв.	№№ объекта	Интервалы объектов испытания, м	Возраст, литология	Ожидаемый вид флюида: нефть, газ, конденсат	Объект фонтанир., нефторнатир.	вскрытия, количество отверстий на	Плотность промывочной жидкости, г/см ³	притока, количество режимов	Методы интенсификации притока	Интервал установки цементного моста, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
К-1	V	3030-3040	J ₂ k	нефть	фонтан	16	1,01	3		3010	3060
	IV	3375-3385	J ₂ bt	нефть	фонтан	16				3355	3405
	III	3770-3780	J ₂ b	нефть	фонтан	20				3750	3800
	II	4040-4050	T ₃	газ	фонтан						
	I	4630-4640	T ₂	газ	фонтан						
К-2	III	3375-3385	J ₂ bt	нефть	фонтан						
	II	4040-4050	T ₃	газ	фонтан						
	I	4630-4640	T ₂	газ	фонтан						
К-3	III	3030-3040	J ₂ k	нефть	фонтан						
	II	3770-3780	J ₂ b	нефть	фонтан						
	I	4040-4050	T ₃	газ	фонтан						
БК-1	V	3030-3040	J ₂ k	нефть	фонтан	16	1,01	3		2830	2880
	IV	3375-3385	J ₂ bt	нефть	фонтан					2920	2970
	III	3770-3780	J ₂ b	нефть	фонтан	20				4020	4070
	II	4040-4050	T ₃	газ	фонтан					4610	4660
	I	4630-4640	T ₂	газ	фонтан						
БК-2	III	3375-3385	J ₂ bt	газ	фонтан		1,01	3		3900	3950
	II	4040-4050	T ₃	нефть	фонтан						
	I	4630-4640	T ₂	газ	фонтан						
БК-3	III	3030-3040	J ₂ k	нефть	фонтан						
	II	3770-3780	J ₂ b	нефть	фонтан						
	I	4040-4050	T ₃	газ	фонтан						
Д-1	III	3770-3780	J ₂ b	нефть	фонтан		1,01	3		3890	3940
	II	3910-3920	T ₃	газ	фонтан					4570	4620
	I	4590-4600	T ₂	газ	фонтан						
Д-2	II	3980-3990	T ₃	газ	фонтан	16	1,01	3		3960	4010
	I	4485-4495	T ₂	газ	фонтан					4465	4515
Д-3	II	3980-3990	T ₃	газ	фонтан						
	I	4485-4495	T ₂	газ	фонтан						
УТ-1	III	3770-3780	J ₂ b	нефть	фонтан						
	II	3910-3920	T ₃	газ	фонтан						
	I	4590-4600	T ₂	газ	фонтан						
УТ-102	II	3980-3990	T ₃	газ	фонтан						
	I	4485-4495	T ₂	газ	фонтан						
УТ-103	II	3980-3990	T ₃	газ	фонтан						
	I	4485-4495	T ₂	газ	фонтан						
Х-1	III	3770-3780	J ₂	нефть	фонтан						
	II	4040-4055	T ₃	газ	фонтан						
	I	4630-4645	T ₂	газ	фонтан						
Х-2	III	3770-3780	J ₂	нефть	фонтан						
	II	4040-4055	T ₃	газ	фонтан						
	I	4630-4645	T ₂	газ	фонтан						

Продолжение таблицы 5.9

X-201	III	3770-3780	J ₂	нефть	фонтан						
	II	4040-4055	T ₃	газ	фонтан						
	I	4630-4645	T ₂	газ	фонтан						
X-202	III	3770-3780	J ₂	нефть	фонтан						
	II	4040-4055	T ₃	газ	фонтан						
	I	4630-4645	T ₂	газ	фонтан						
X-301	III	3770-3780	J ₂	нефть	фонтан						
	II	4040-4055	T ₃	газ	фонтан						
	I	4630-4645	T ₂	газ	фонтан						
X-302	III	3770-3780	J ₂	нефть	фонтан						
	II	4040-4055	T ₃	газ	фонтан						
	I	4630-4645	T ₂	газ	фонтан						

Примечание: из таблицы видно, что возможные перспективные интервалы находятся довольно в больших интервалах глубин, и поэтому количество объектов опробования и интервалы перфорации будут уточняться в процессе бурения скважины с учетом результатов промежуточных геофизических исследований.

Испытание пластов в процессе бурения

Испытание пластов с помощью пластоиспытателей спущенных на трубах в процессе бурения не планируются из-за сложных геологических условий.

5.8.4 Лабораторные исследования

Для определения свойств и состава газа, газоконденсата и пластовой воды необходимо производить отбор проб пластовых флюидов в процессе испытания пластов.

Характеристика свободного газа залежей определяется по устьевым пробам. Определяется объемное содержание углеводородных и неуглеводородных компонентов: алканы C₁-C₆, агрессивные компоненты – углекислый газ, сероводород, инертные газы – азот, аргон и гелий. Также определяется количество нестабильного конденсата (C₃+выш.), выпадающего из газа при приведении к стандартным условиям. Плотность газа замеряется лабораторным методом и приводится к нормальным условиям, либо рассчитывается по известному компонентному составу.

При получении в продукции скважин газоконденсата, должны быть отобраны глубинные пробы, по которым проводятся следующие исследования:

- контактная конденсация (PVT-исследование) с определением значений давления начала конденсации (точки росы) и давления максимальной конденсации;
- однократная конденсация при снижении термобарических условий от пластовых до стандартных (P=0,1 МПа, T=20 °C) с определением свойств и состава газа сепарации и дегазированного конденсата, по которым рассчитываются потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, определяются основные параметры пластового флюида, такие как конденсатогазовый фактор, вязкостно-плотностные характеристики

конденсата, а также состав газа сепарации, дегазированного конденсата и пластового газа;

- дифференциальная конденсация для определения пластовых потерь конденсата в процессе разработки, необходимого для расчета коэффициентов извлечения конденсата.

Дополнительно по газоконденсатным залежам определяется состав и количество выносимой с продукцией скважин воды, наличие в ней коррозионных компонентов. Также отбираются поверхностные пробы сырого конденсата с устья скважин для определения его основных свойств, компонентного и фракционного состава.

По скважинам, давшим притоки воды, необходимо отобрать глубинные и устьевые пробы воды для определения ионно-солевого состава воды, а также содержания растворенных в ней газов. Кроме того исследование проб воды необходимо для корректного определения ее электрического сопротивления по разрезу. Поэтому необходимо обеспечить как можно более полный охват исследованиями всех продуктивных горизонтов.

Представительной глубинной пробой пластовой воды следует считать газоводяную смесь, отобранную по стволу скважины с сохранением компонентного состава. По пробам пластовой воды определяются: шести-компонентный ионно-солевой состав, микрокомпонентный состав (йод, бром, бор, литий и др. ценные попутные компоненты), содержание агрессивных компонентов, плотность, значение pH, общая минерализация, количество и состав растворенного в воде газа, объемный коэффициент и коэффициент сжимаемости пластовой воды. При отборе замеряются температура и электрическое сопротивление вод.

Дополнительно, либо при отсутствии возможности отбора глубинных проб воды, производится отбор устьевых проб воды по добывающим скважинам при достаточной обводненности для определения 6-ти компонентного состава.

При изучении химического состава газа, газоконденсата и воды необходимо определять наличие и содержание в них компонентов, оказывающих вредное влияние на оборудование при добыче, транспортировке и переработке (коррозионную агрессивность к металлу и цементу, выпадение парафина, серы, солей, механических примесей и др.).

Таблица 5.10-Рекомендуемый комплекс стандартных исследований керна

№№ п/п	Наименование исследования, анализа	Единица измерения	Количество образцов (проб)	Организация выполняющая исследования
1	2	3	4	5
1	Исследование глубинных проб газоконденсата	шт.	Разовые исследования при получении в продукции скважин газоконденсата	Аккредитованные физико-химические лаборатории
2	Исследование проб сырого конденсата с устья	шт.		
3	Исследование проб выносимой с продукцией скважин воды	шт.		

Продолжение таблицы 5.10

4	Исследование устьевых проб газа	шт.	Разовые исследования	
5	Исследование глубинных проб пластовой воды	шт.	Разовые исследования по скважинам, давшим притоки воды	
6	Исследование устьевых проб пластовой воды	шт.		

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

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

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

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

1. Гамма-каротаж – 86 400 м.
2. 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 скважин необходимо вести попутно поиски пресных, минеральных и термальных вод, в случае обнаружения притоков какой-либо из перечисленных вод произвести анализы на соответствие ГОСТам.

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

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

В процессе бурения поисковых скважин на участке Кендала Северный геологической службой должна систематизироваться информация об условиях проводки скважины, о проходке с отбором керна и его линейном выносе, о проведенных опробованиях и комплексах ГИС с дальнейшим отражением всех этих данных в квартальных и годовых отчетах.

Первичная геологическая документация по бурению ведется в соответствии с унифицированными формами, едиными для всех организаций, ведущих геологические работы.

В деле скважины должны быть акты, фиксирующие не только геологические факты, но и случаи аварии технического и технологического характера.

При достижении скважинами перспективных горизонтов, в случае необходимости проводится корректировка интервалов отбора керна с привлечением материалов ГИС. При вскрытии проектного горизонта необходимо участие геологической службы в решении вопросов по проведению опробований и испытаний.

Во время бурения скважин ведется обработка первичных геолого-геофизических материалов. По их данным должны быть оперативно построены графические материалы (структурные карты, геолого-геофизические профили, корреляционные схемы и т. д.).

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

При подтверждении наличия залежей с прогнозируемыми промышленными запасами УВ, составляется оперативный подсчет запасов, с дальнейшим вводом нефте- и газовых залежей в промышленную эксплуатацию.

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

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

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

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

Согласно статье 126, пункт 7 Кодекса Республики Казахстан о недрах и недропользовании: *«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 проектным документом» (1).*

В рамках настоящего проектного документа рекомендовано бурение и опробование 18 поисковых скважин.

8.1 Расчет затрат на ликвидацию скважин

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

Таблица 8.4-Количество операционных затрат при ликвидации одной скважины

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

Таблица 8. 5-Стоимость ликвидации одной скважины

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

Таблица 8. 6-Используемые материалы

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

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

Стоимость ликвидации одной скважины составила 1 227 666 тенге.

Предполагаемое количество скважин, подлежащих ликвидации на участке Кендала Северный составляет 18 скважин.

Таким образом затраты на ликвидацию скважин составят:

$$18 \text{ скважин} \times 1\,227\,666,0 \text{ тенге} = 22\,097\,988 \text{ тенге}$$

8.2 Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

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

8.3 Расчет рекультивации земли

Согласно п.п.3 п.2 ст.217 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель» (4).

Расчет объема рекультивируемых земель были рассчитаны исходя из следующих факторов:

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

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

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

Объем рекультивации на 18 скважин:

$$120\text{м}^3 \times 18 \text{ скважин} = 2\,160\text{м}^3$$

Итого стоимость рекультивации при устьевых площадках скважин составляет:

$$2\,160 \text{ м}^3 \times 5\,500,0 \text{ тенге} = 11\,880\,000 \text{ тенге.}$$

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

Таблица 8. 4 - Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на участке Кендала Северный

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тенге	22 097 988
2	Стоимость рекультивации земли	тенге	11 880 000
3	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тенге	33 977 988

Согласно расчетам, общая стоимость мероприятия по ликвидации последствий деятельности недропользователя на участке Кендала Северный по Контракту №5354-УВС от 02 июля 2024 г. составляет **33 977 988 тенге**.

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

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

9.1. Факторы негативного воздействия на геологическую среду

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

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

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

Воздействие нефтяной промышленности на геологическую среду «снизу» происходит при строительстве скважин. При разработке нефтяных месторождений основные изменения происходят в самих нефтесодержащих пластах. Часть ранее нефтенасыщенного порового пространства замещается

водой или газом, преобразуется химический состав пластовой воды и нефти, особенно интенсивно эти процессы происходят при закачке в пласт воды из поверхностных водоисточников. Развивается сероводородное загрязнение за счет жизнедеятельности сульфатосодержащих бактерий. Происходит взаимодействие нагнетательной воды с пластовой водой и породой. При этом протекают химические реакции с выпадением в осадок новообразованных минеральных солей, усиливаются процессы выщелачивания минералов скелета нефтеносных пород. Происходят существенные изменения в водоносных горизонтах при использовании их для добычи подземных вод.

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

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

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

9.2. Охрана недр при проведении разведочных работ

Охрана недр при проведении разведочных работ на месторождении должна проводиться в соответствии с Законом «О недрах и недропользовании» (1).

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

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

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

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

Охрана недр в процессе разбуривании

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

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

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, предусматривается использование ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям:

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

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

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

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

Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления

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

- обосновать конструкцию скважины с точки зрения охраны недр и природной среды;
- обосновать программу цементирования колонн по интервалам;
- предложить технико-технологические мероприятия по предотвращению водо-, газо-, нефтепроявлений – бурение производить с противодавлением столба бурового раствора;

- предусмотреть применение экологически безопасного бурового раствора;
- произвести прогноз возможных аварийных ситуаций и предложены меры по их предотвращению;
- предусмотреть обеспечение технической безопасности в аварийных ситуациях;
- содержать химреагенты и цемент в герметичной таре;
- предусмотреть сбор отходов бурения в шламовые емкости.

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

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

1. Тщательное соблюдение проектной технологии бурения и крепления скважины.
2. Строгое соблюдение проектных параметров и рецептур бурового и тампонажного растворов путем точной дозировки компонентов в растворе.
3. Выполнение в полном объеме, предусмотренном проектом, комплекса геофизических исследований.
4. Обеспечение достаточно высокой экологической культуры персонала.

Общими экологическими требованиями на стадиях недропользования являются:

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

- ликвидация остатков буровых и горюче-смазочных материалов в окружающей природной среде экологически безопасным способом.

9.3. Воздействия проектируемых работ на геологическую среду

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

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

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

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

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

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

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

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

- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах проведения операций по недропользованию;
- обеспечение полноты извлечения из недр полезных ископаемых, не допуская выборочную отработку богатых участков;
- предотвращение техногенного опустынивания земель;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности обеспечивают условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементирования;
- при нефтегазопроявлениях герметизируется устье скважины, и дальнейшие работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- планировка площадок буровых установок с учетом уклона местности для обеспечения стока дождевых вод в сторону емкостей-отстойников;
- предотвращение истощения и загрязнения подземных вод;
- приготовление буровых растворов на водной основе, очистка и повторное использование буровых растворов;
- применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;
- вывоз остатков буровых и горюче-смазочных материалов на площадки бурения последующих скважин с соблюдением их безопасной транспортировки и размещения на площадках;
- учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;

- предотвращение накопления промышленных и бытовых отходов на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого или промышленного водоснабжения;
- охрана недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, снижающих их качество;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения операций по недропользованию, консервации и ликвидации объектов разработки месторождений.

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

- Применение материалов, технических средств и технологических процессов с минимальным потенциалом загрязнения или активного воздействия на объекты природной среды;
- Максимальная утилизация отходов по договору со специализированной организацией.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ

Частная компания «Kazakstan FengYuanXinMao Energy Ltd.» запланировала выполнение геологоразведочных работ в период с 02.07.2024 – 02.07.2030 г.г.

План работ включает следующие этапы:

✓ 2025 год: Бурение и исследование одной независимой поисковой скважины К-1 с проектной глубиной 4800 м.

✓ 2026 год: Проведение детальной сейсморазведки методом МОГТ 2Д на участке Кендала Северный объемом 1000 пог.км, а также бурение четырех поисковых скважин, из них две независимые (БК-1, Д-1) и две зависимые (К-2, К-3), каждая с проектной глубиной 4800 м.

✓ 2027 год: Бурение семи поисковых скважин, из них три независимые (УТ-1, Х-1, Х-2) и четыре зависимые (БК-2, БК-3, Д-2, Д-3), каждая с проектной глубиной 4800 м.

✓ 2028 год: Бурение шести зависимых поисковых скважин (УТ-102, УТ-101, Х-201, Х-202, Х-301, Х-302), каждая с проектной глубиной 4800 м.

Бурение первоочередной скважины К-1 на площади Курганбай начнется в 2025 году. Её проектная глубина составляет 4800 м, целевой горизонт – триас. На бурение планируется затратить 190 суток, а на опробование одного объекта в колонне – до 90 суток. Работы будут выполняться одной буровой установкой и одной бригадой.

В таблице 10.1 приведены виды и объемы геологоразведочных работ.

Таблица 10.2-Виды и объемы работ период разведки 2024-2030 г.г

Год	Наименование работ	Объем работ
1	2	3
2025	Получение исторических материалов по участку Кендала Северный.	
	Подготовка проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке недр согласно контракту с проектом пред ОВОС и общественными слушаниями на участке Кендала Северный.	проект
	Подготовка проекта ликвидации последствий разведки углеводородов на участке Кендала Северный с пред ОВОС и общественными слушаниями.	проект
	Подготовка техпроекта на проведение сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ на участке Кендала Северный с пред ОВОС и общественными слушаниями.	проект
	Составление Группового технического проекта на строительство поисковых скважин, с разделом РООС на участке Кендала Северный и общественными слушаниями.	проект
	Бурение и исследование поисковой независимой скважины К-1 на структуре Курганбай по участку Кендала Северный.	1 скв/4800 м
	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кендала Северный.	отчет
	Экологический производственный мониторинг при строительстве поисковых скважин на уч. Кендала Северный.	отчет

Продолжение таблицы 10.3

1	2	3
2026	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины К-2 на структуре Курганбай по участку Кендала Северный.	1 скв/4800 м
	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины К-3 на структуре Курганбай по участку Кендала Северный.	1 скв/4800 м
	Бурение и исследование поисковой независимой скважины БК-1 на структуре Байрам-Кызыладыр по участку Кендала Северный.	1 скв/4800 м
	Бурение и исследование поисковой независимой скважины Д-1 на структуре Демал по участку Кендала Северный.	1 скв/4800 м
	Проведение полевых сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ на участке Кендала Северный.	1000 пог.км.
	Проведение обработки и интерпретации сейсморазведки 2Д/3Д-МОГТ на участке Кендала Северный.	1000 пог.км.
	Оперативный подсчет запасов нефти и газа на структуре Курганбай по участку Кендала Северный скважины К-1, К-2 и К-3.	отчет
	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кендала Северный.	отчет
	Экологический производственный мониторинг при строительстве поисковых скважин на уч. Кендала Северный.	отчет
2027	Составление Группового технического проекта на строительство поисковых скважин, с разделом РООС на участке Кендала Северный и общественными слушаниями.	проект
	Бурение и исследование поисковой независимой скважины УТ-1 на структуре Улькендале-Тучискен по участку Кендала Северный.	1 скв/4800 м
	Бурение и исследование поисковой независимой скважины Х-1 в западной части участка Кендала Северный по результатам сейсморазведки 2Д.	1 скв/4800 м
	Бурение и исследование поисковой независимой скважины Х-2 в западной части участка Кендала Северный по результатам сейсморазведки 2Д.	1 скв/4800 м
	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины БК-2 на структуре Байрам-Кызыладыр по участку Кендала Северный.	1 скв/4800 м
	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины БК-3 в западной части на структуре Байрам-Кызыладыр по участку Кендала Северный.	1 скв/4800 м
	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины Д-2 на структуре Демал по участку Кендала Северный.	1 скв/4800 м
	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины Д-3 на структуре Демал по участку Кендала Северный.	1 скв/4800 м
	Оперативный подсчет запасов нефти и газа на структуре Байрам-Кызыладыр по участку Кендала Северный скважины БК-1, БК-2.	отчет
	Оперативный подсчет запасов нефти и газа на структуре Демал по участку Кендала Северный скважины Д-1, Д-2 и Д-3.	отчет
	Проект пробной эксплуатации на структуре Курганбай по участку Кендала Северный.	проект
	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кендала Северный.	отчет
	Экологический производственный мониторинг при строительстве поисковых скважин на уч. Кендала Северный.	отчет
2028	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины УТ-102 в западной части на структуре Улькендале-Тучискен по участку Кендала Северный.	1 скв/4800 м
	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины УТ-101 в западной части на структуре Улькендале-Тучискен по участку Кендала Северный.	1 скв/4800 м
	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины Х-201 в западной части участка Кендала Северный по результатам сейсморазведки 2Д.	1 скв/4800 м
	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины Х-202 в западной части участка Кендала Северный по результатам сейсморазведки 2Д.	1 скв/4800 м

Продолжение таблицы 10.4

2028	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины Х-301 в западной части участка Кендала Северный по результатам сейсморазведки 2Д.	1 скв/4800 м
	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины Х-302 в западной части участка Кендала Северный по результатам сейсморазведки 2Д.	1 скв/4800 м
	Проект пробной эксплуатации на структуре Байрам-Кызыладыр по участку Кендала Северный.	проект
	Проект пробной эксплуатации на структуре Демал по участку Кендала Северный.	проект
	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кендала Северный.	отчет
	Экологический производственный мониторинг при строительстве поисковых скважин на уч. Кендала Северный.	отчет
2029	Оперативный подсчет запасов нефти и газа в западной части на структуре Улькендале-Тучискен по участку Кендала Северный скважины УТ-1, УТ-2 и УТ-3.	отчет
	Оперативный подсчет запасов нефти и газа в западной части на структуре Х1 по участку Кендала Северный скважины Х-1, Х-101 и Х-102.	отчет
	Оперативный подсчет запасов нефти и газа в западной части на структуре Х2 по участку Кендала Северный скважины Х-2, Х-201 и Х-203.	отчет
	Проект пробной эксплуатации на структуре Улькендале-Тучискен по участку Кендала Северный.	проект
	Проект пробной эксплуатации на структуре Х1 по участку Кендала Северный.	проект
	Проект пробной эксплуатации на структуре Х2 по участку Кендала Северный.	проект
2030	Составление проекта разведочных работ по оценке залежей углеводородов на участке Кендала Северный с проектом пред ОВОС и общественными слушаниями.	проект

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Предполагаемая стоимость проектируемых работ, рассчитываемая по формуле:

$$A_{\Pi} = (п \times ((C_I - Z_B) / H_I \times H + Z_B / K) + Z_{об.}) \times T, \text{ где}$$

$п$ – количество проектируемых скважин;

C_I – проектная или фактическая стоимость строительства базовой скважины, тыс. тенге. с указанием времени окончания ее строительства; за базовую принимается пробуренная оценочная скважина на данном месторождении;

Z_B – затраты, зависящие от времени бурения, тысяч тенге;

H – глубина проектируемой скважины, м;

H_I – глубина базовой скважины, м;

K – коэффициент изменения скоростей;

$$K = V/V_1, \text{ где}$$

V – плановая коммерческая скорость бурения, м/ст.мес.;

V_1 – коммерческая скорость по базовой скважине, м/ст.мес.;

$Z_{об}$ – затраты на обустройство площади проектируемых работ, тысяч тенге

T – индекс, учитывающий инфляцию за период от даты составления ПСД на скважину-аналог, до даты составления данного проекта.

Таблица 11.1-Исходные данные для расчета предполагаемой стоимости проектируемых работ

№	Наименование показателей	ед. изм.	Значение
1	2	3	4
1	$п$ – количество проектируемых скважин	шт.	18
2	C_I – проектная или фактическая стоимость строительства базовой скважины, тыс. тенге. с указанием времени окончания ее строительства; за базовую принимается пробуренная поисковая скважина на данной территории;	тыс.тенге	1 425 0000
3	Z_B – затраты, зависящие от времени бурения	тыс.тенге	12613611
4	H – глубина проектируемой скважины	м	4800
5	H_I – глубина базовой скважины	м	4700
6	K – коэффициент изменения скоростей	коэфф.	1,0
7	V – плановая коммерческая скорость бурения	м/ст.мес	575
8	V_1 – коммерческая скорость по базовой скважине	м/ст.мес	575
9	$Z_{об}$ – затраты на обустройство площади проектируемых работ, тысяч тенге	тыс.тенге	10 000
10	T – индекс, учитывающий инфляцию за период от даты составления ПСД на скважину-аналог, до даты составления данного проекта	коэфф.	1,2

$$A_{\Pi} = (18 * ((1\,425\,000 - 12613611) / 4\,700 * 4800 + 12613611 / 1,0) + 10\,000,0) * 1,2 = 25\,650\,000,05 \text{ тыс. тенге}$$

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1 Оценка ожидаемых ресурсов нефти и газа

По результатам бурения 30 скважины на рассматриваемом участке были открыты одно месторождение газа в верхнем триасе, выявлены пять структур с прямыми признаками нефтегазоносности.

В отложениях юры были получены непромышленные притоки нефти на площади Курганбай. В целом структура, выявленная по сейсморазведке МОГТ 2Д была доказана бурением. Получение таких низких результатов на наш взгляд обусловлен созданием высоких репрессий вскрытия и недостаточными превышениями депрессий испытания над репрессией вскрытия, вследствие чего не установлен истинный характер насыщения коллекторов в этом интервале.

В то же время наибольший поисковый интерес представляют отложения верхнего и среднего триаса, которые появляются в разрезе по мере регионального погружения пород на юг в сторону Жазгурлинской депрессии. Так, в районе Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры выявлена и подготовлена группа поднятий, сейсморазведкой МОГТ установлено наличие среднего и верхнего триаса, где предполагается обнаружение залежей углеводородов.

Выбор методики количественной оценки определялся степенью изученности геологического строения региона глубоким бурением и сейсморазведочными работами МОГТ, что позволило в качестве наиболее надежного способа использовать одну из модификаций метода сравнительных геологических аналогий.

Метод представляет собой комбинацию известных приемов оценки прогнозных ресурсов в пределах тектонических зон (или выделенных расчетных участков в пределах этих зон) по каждому из перечисленных стратиграфических комплексов через плотность запасов эталонного месторождения или эталонного участка. Основными подсчетными параметрами при этом являются: суммарная плотность разведанных (C_1) и предварительно оцененных (C_2) запасов эталонной единицы, площадь расчетного участка и осложняющих его локальных поднятий (подготовленных и выявленных), коэффициенты аналогии, учитывающие степень геологического подобия локального поднятия или расчетного участка в целом с эталоном, и наконец, коэффициент удачи.

Учитывая высокую степень геолого-геофизической изученности западной части Южного Мангышлака (Карагиинская седловина, Песчаномыско-Ракушечная зона и др.), количество локальных поднятий в пределах эталонной территории предполагается конечным. В этой связи прогнозные ресурсы оценивались только как локализованные, а в качестве эталона плотности запасов принимались исключительно месторождения.

Формула, по которой оцениваются прогнозные ресурсы, имеет следующий вид:

$Q = S * q_0 * K_{ан}$, где

S - площадь расчетного участка, км²,

q_0 - плотность запасов эталонного месторождения, в тыс.т условного топлива на км²,

$K_{ан}$ - коэффициент аналогии,

Отметим, что выбор значения коэффициента аналогии носит в значительной степени субъективный характер и зависит хоть и от обоснованного, но тем не менее предполагаемого подобия эталона с локальным поднятием или расчетным участком.

Плотность запасов эталонного месторождения определялась как отношение суммарных запасов углеводородов категорий C_1 и C_2 к площади структуры в границах последней замкнутой изогипсы.

При прогнозной оценке ресурсов Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры, использовалась методика расчета, основанная на определении предполагаемой плотности локальных структур в пределах расчетного участка через плотность структур геологически подобного эталонного участка.

Для оценки газового потенциала **среднетриасовой карбонатной толщи** Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры в качестве эталонного принято месторождение Пионерское, расположенное в пределах Большой Мангышлакской флексуры.

Начальные запасы газа, принятые на Государственный баланс, составляют 497, 0 млн. м³. Для определения плотности запасов использована площадь газоносности, равная 10,5 км². В этом случае плотность запасов эталонного месторождения составляет **47,0 млн. м³/км²**.

С учетом анализа фонда выявленных поднятий, ожидаемого фазового состояния углеводородов и для оценки прогнозных ресурсов **верхнетриасового комплекса** выбрано эталонное месторождение Жарты соседнего участка.

На эталонном месторождении Жарты начальные запасы свободного газа составляют 245 млн. м³, площадь поднятия составляет 4,7 км². Плотность запасов, соответственно, равна **52,0 млн. м³/км²**.

При расчете перспективных ресурсов в триасовых отложениях поднятий Демал, Байрам-Кызыладыр, Курганбай, Улькендале-Тучискен за основу были приняты структурные карты по отражающим горизонтам V , V_2 , V_2^{II} (2017 г.) (граф.приложения 13, 27, 28, 38, 39, 46, 47). Для остальных структур использована тектоническая схема, на которой нанесены локальные поднятия, выявленные редкой сетью профилей МОГТ 2Д, выполненных в советское время. Как указывалось в предыдущих главах, на этих территориях планируется проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, по результатам которых будут уточнены структурные планы этих поднятий (граф.приложение 2).

В пределах Жазгурлинской депрессии можно ожидать открытия нефтяных залежей в юрской толще, где при бурении отмечены незначительные притоки нефти из юрских отложений на поднятии Курганбай.

Подсчетные параметры, такие как пересчетный коэффициент, плотность нефти, газосодержание приняты по аналогии с месторождением Узень, которое расположено на севере от рассматриваемого участка, а эффективные толщины, коэффициенты пористости и насыщенности приняты по пробуренным и обработанным ГИС скважинам площади Курганбай.

При расчете перспективных ресурсов в юрских отложениях поднятий Байрам-Кызыладыр, Курганбай за основу были приняты структурные карты по отражающим горизонтам J_{2k}, J_{2bt} (2017 г.) (граф.приложения 14-16, 29-31).

Для остальных структур использована тектоническая схема, на которой нанесены локальные поднятия, выявленные редкой сетью профилей МОГТ 2Д, выполненных в советское время (граф.приложение 2).

Геологические ресурсы нефти по категории С₃ залежей в средней юре составляют **18 284 тыс. т.** При коэффициенте извлечения 0,3 извлекаемые ресурсы нефти составляют **5 486 тыс.т.**

Геологические ресурсы свободного газа по категории С₃ верхне и среднетриасовых залежей в целом по контрактной территории составляют **10 018,1 млн.м³.**

Таким образом, всего геологические ресурсы составляют **28 302,1 тыс. т условного топлива.**

Расчетные данные перспективных ресурсов по категории С₃ приведены в таблицах 12.1 и 12.2.

Таблица 12.1 - Оценка ожидаемых ресурсов свободного газа Кендала Северный

Стратигр. приуроченность	Структура	Площадь, км ²	Плотность запасов млн. м ³ /км ²	Коэф-т аналогии	Геологические ресурсы газа, млн.м ³
1	2	3	4	5	6
Т ₃	Курганбай	24,5	47	0,7	806,1
	Демал	13	47	0,7	427,7
	Улькендале-Тучискен	10	47	0,7	329,0
	Байрам-Кызыладыр	4,6	47	0,7	151,3
	Баканд	14,6	47	0,7	480,3
	Тайбагар	13,7	47	0,7	450,7
	Ю.Чукуррой	16,0	47	0,7	526,4
	С.Тематическое	23,7	47	0,7	779,7
	Учма	16,0	47	0,7	526,4
	Сакудук	5,1	47	0,7	167,8
Итого по верхнему триасу					4645,5

Ожидаемые результаты работ

1	2	3	4	5	6
Т ₂	Курганбай	24,5	52	0,7	891,8
	Демал	12	52	0,7	436,8
	Улькендале-Тучискен	16	52	0,7	582,4
	Байрам-Кызыладыр	6,0	52	0,7	218,4
	Баканд	14,6	52	0,7	531,4
	Тайбагар	13,7	52	0,7	498,7
	Ю. Чукурый	16,0	52	0,7	582,4
	С. Тематическое	23,7	52	0,7	862,7
	Учма	16,0	52	0,7	582,4
	Саукудук	5,1	52	0,7	185,6
Итого по среднему триасу					5372,6
<i>В целом по участку Кендала Северный</i>					<i>10 018,1</i>

Таблица 12.2 - Оценка ожидаемых ресурсов нефти на участке Кендала Северный

Горизонт	Структура	Категория	Площадь, тыс.м ²	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем продуктивности пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические ресурсы нефти, тыс.т	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед	Извлекаемые ресурсы нефти, тыс.т
						открытый пористости	нефтенасыщенности	пересчетный				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J ₂ k	Курганбай	C ₃	25660	7,5	192 450	0,16	0,50	0,773	0,848	10092	0,300	3028
	Байрам-Кызыладыр	C ₃	11660	7,5	87 450	0,16	0,50	0,773	0,848	4586	0,300	1376
J ₂ bt	Курганбай	C ₃	20460	5,2	106 392	0,17	0,50	0,773	0,848	5928	0,300	1778
	Байрам-Кызыладыр	C ₃	1930	5,2	10 036	0,17	0,50	0,773	0,848	559	0,300	168
J ₂ b	Курганбай	C ₃	25030	4,0	100 120	0,16	0,50	0,773	0,848	5250	0,300	1575
	Байрам-Кызыладыр	C ₃	3600	4,0	14 400	0,16	0,50	0,773	0,848	755	0,300	227
	Демал	C ₃	6200	4,0	24 800	0,16	0,50	0,773	0,848	1301	0,300	390
J ₂	Баканд	C ₃	13113	5,2	68 188	0,16	0,50	0,773	0,848	3576	0,300	1073
	Тайбагар	C ₃	12312	5,2	64 022	0,16	0,50	0,773	0,848	3357	0,300	1007
	Ю.Чукуррой	C ₃	14400	5,2	74 880	0,16	0,50	0,773	0,848	3927	0,300	1178
	С.Тематическое	C ₃	21303	5,2	110 776	0,16	0,50	0,773	0,848	5809	0,300	1743
	Учма	C ₃	14400	5,2	74 880	0,16	0,50	0,773	0,848	3927	0,300	1178
	Саукудук	C ₃	4554	5,2	23 681	0,16	0,50	0,773	0,848	1242	0,300	373
Итого		C₃								18284		5486

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Перечень видов затрат предприятия, осуществляемых в период поисковых работ определен согласно Закону РК «О недрах и недропользовании» (1) и «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (2).

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

Таблица 13.1 - Основные показатели проектируемых поисковых работ на участке Кендала Северный

№ п/п	Показатели	Единица изм.	Количество
1	Количество проектных поисковых скважин	шт.	18
2	Проектная глубина, горизонт	шт.	4800м Т
3	Суммарный метраж/количество скважин	м	86 400м (18 скв)
4	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст.-мес.	535,7
5	Предполагаемая стоимость строительства проектных скважин	тыс.тенге	1 425 000
6	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тыс.тенге	296,9
7	Предполагаемые затраты на поисковое бурение на участке	тыс.тенге	25 650 000
8	Продолжительность проектируемых работ на площади	год, месяц	6,0
9	Ожидаемый прирост запасов нефти (геологических)	тыс.т УТ	28 302,1
10	Прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки	тыс.т/м	296,9
11	Прирост ожидаемых запасов на 1 поисковую скважину	тыс.т/скв	1572,3
12	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов УВ, 1 тыс. т ожидаемых запасов условного топлива	тенге/т	906,3

В таблице 13.2 представлены стоимостные показатели капитальных вложений на проведение геологоразведочных работ на участке Кендала Северный.

Таким образом, финансовые затраты в период поисковых работ составят **28 269 млн.тенге**, основная часть которых приходится на бурение. Все проведенные расчеты носят оценочный характер, однако степень их достоверности достаточна для принятия принципиальных решений.

Таблица 13.2 - Укрупненный сметно-финансовый расчет стоимости всех видов и объемов ГРР, 2024-2030 г.г.

№ п/п	Наименование видов работ	Ед.изм	Всего	Объем (кол-во)							Сумма (млн.тенге)						
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Получение исторических материалов по участку Кендала Северный.	проект	1		1							62					
2	Составление проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке недр согласно контракту с проектом пред ОВОС и общественными слушаниями на участке Кендала Северный.	проект	1		1							5					
3	Составление Проекта на проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д	проект	1		1							5					
4	Составление проекта ликвидации последствий разведки углеводородов на участке Кендала Северный с пред ОВОС и общественными слушаниями.	проект	1		1							3					
5	Составление Группового технического проекта на строительство поисковых скважин, с разделом РООС на участке Кендала Северный и общественными слушаниями.	проект	2		1		1					5		8			
6	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кендала Северный.	проект	4		1	1	1	1				2	2	2	2		
7	Экологический производственный мониторинг при строительстве поисковых скважин на уч. Кендала Северный.	проект	4		1	1	1	1				2	2	2	2		
8	Бурение и исследование поисковых скважин	скв.	18		1	4	7	6				1425	5 700	9975	8550		
9	Полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д	пог.км	1000			1000							2160				
10	Обработка и интерпретация сейсмике МОГТ 2Д	пог.км	1000			1000							100				
11	Составление оперативного подсчета запасов нефти и газа	проект	6			1	2		3				20	40		60	
12	Составление проекта пробной эксплуатации н	проект	6				1	2	3					20	40	60	
13	Составление проекта разведочных работ по оценке залежей углеводородов на участке Кендала Северный с проектом пред ОВОС и общественными слушаниями.	проект	2						1	1							15
	Планируемые инвестиции по годам	млн.тг										1 509	7 984	10 047	8 594	120	15
	Планируемые инвестиции всего	млн.тг												28 269			

14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На разведочном участке Кендала для поиска залежей УВ предложен План разведочных работ на 2024-2030 годы, состоящий из следующих видов работ:

- сейсморазведочные работы МОГТ 2Д и их обработка и интерпретация в объеме 1000 пог.км;
- бурение проектных поисковых скважин 18 с проектной глубиной 4800 м;
- отбор керна, описание пород и отбор образцов для стандартных и специальных анализов;
- проведение мероприятий по опробованию продуктивных горизонтов, выделенных по данным ГИС;
- при получении притоков УВ провести отбор проб пластовых флюидов;
- выполнить необходимые исследования по определению ФЕС коллекторов на керне;
- изучить физико-химические свойства пластовых флюидов.

В случае обнаружения залежей УВ подать заявление об обнаружении, выполнить Оперативную оценку запасов и ввести месторождения в пробную эксплуатацию.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

№	а) Опубликованные
1	Кодекс «О недрах и недропользования» Республики Казахстан за №125-VI от 27.12. 2017 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.07.2024г)
2	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых. Приказ Министра энергетики № 239 от 15.06.2018 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024г.)
3	Методические указания по составлению проектов разведочных работ углеводородов. Приказ №239 от 24.08.2018 г.
4	Экологический кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями от 09.09.2024г), г.Нур-Султан, 2021г.
б) Фондовые	
5	Парфенов А.А. "Отчет о работах с/п № __, проводившей в 1990-91 гг. сейсморазведочные работы МОГТ на площадях Вост.Бурмаша, Вост. Курганбай в Ералиевском районе Мангистауской области РК"
6	Аристархов И.И. "Отчет о работах сейсмической партии №__, проводившей в 1989-90 гг. детальные работы МОГТ на площадях Байрам-Кызыладыр, Айрантакыр-Шалва в Ералиевском районе Мангистауской области КазССР"
7	Рабинович А.А., Паламарь В.П. и др. "Отчет по теме 212 "Роль тектонических факторов в формировании и размещении залежей нефти и газа на Южном Мангышлаке"
8	Аустрин Р.Р., Малинин А.М. "Отчет о работе сейсмической партии №__, проводившей поисковые сейсмические исследования МОГТ в 1976-77 гг. на северном борту Жазгурлинской депрессии в Ералиевском районе Мангышлакской области КазССР"
9	Арбузов В.Б., Волож Ю.А. "Отчет о работе партии №__ "Анализ и обобщение материалов МОГТ по Южному Мангышлаку. Опробование различных способов интерпретации, направленных на повышение геологической эффективности сейсморазведочных работ"
10	Рабинович А.А. и др. "Отчет по договору №2 "Анализ геолого-геофизических материалов прошлых лет в районе деятельности ОАО "УМГ" с целью выделения объектов, перспективных на нефть и газ"
11	Аустрин Р.Р., Живодрова А.И. "Отчет о работах с/п №__, проводившей в 1978 г. детальные сейсморазведочные работы МОГТ на площадях Курганбай, Патлак, Тайбагар, Зап.Тенге, Тасбулат в Мангышлакской области КазССР"
12	Бобрышев Н.Н., Омельченко Н.В. "Отчет о работах с/п № __, проводившей в 1984 г. детальные сейсморазведочные работы МОГТ на площади Улькендале Ералиевского района Мангышлакской области КазССР"
13	Нукенов М.К. и др. "Анализ геолого-геофизических материалов на площадях Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры с целью выбора объектов для постановки поисковых работ", ТОО Проектный институт "OPTIMUM", 2010 г.
14	Кудайкулов Х.М., Кирсанов А.С. и др. "Отчет по обработке и интерпретации данных сейсморазведки 3Д на площадях Курганбай, Байрам-Кызыладыр, Демал, Кумак, Алак, Улькендале, Тучискен, Махат, расположенные в пределах ТОО "ТриасМұнайГаз, выполненные в период 2016-2017 г.г", ТОО Проектный институт "OPTIMUM", 2017 г.



Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____ г.
на право недропользования
углеводородов
(вид полезного ископаемого)
разведка

(вид недропользования)
от 19 июня 2024 года Рег. № 658-Р-УВ

РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

УЧАСТОК НЕДР (ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)

Предоставлен частному компании «Kazakhstan FengYuanXinMao Energy Ltd.» для осуществления операций по недропользованию на участке Кеңдала Северный на основании решения компетентного органа (Протокола Министерства энергетики Республики Казахстан от 31 мая 2024 года №308236 о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам).

Участок недр расположен в Мангистауской области.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 88.

Угловые точки	Координаты угловых точек						Угловы е точки	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота				северная широта			восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.		гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.
1	43	25	0,00	53	14	0,00	27	42	59	0,00	52	10	0,00
2	43	05	0,00	53	14	0,00	28	43	02	0,00	52	10	0,00
3	43	05	0,00	53	15	0,00	29	43	02	0,00	52	05	0,00
4	43	04	0,00	53	15	0,00	30	43	06	0,00	52	05	0,00
5	43	04	0,00	53	16	0,00	31	43	06	0,00	52	04	0,00
6	43	03	0,00	53	16	0,00	32	43	08	0,00	52	04	0,00
7	43	03	0,00	53	17	0,00	33	43	08	0,00	52	01	0,00
8	43	02	0,00	53	17	0,00	34	43	07	0,00	52	01	0,00
9	43	02	0,00	53	18	0,00	35	43	07	0,00	51	58	0,00
10	43	01	0,00	53	18	0,00	36	43	06	0,00	51	58	0,00
11	43	01	0,00	53	19	0,00	37	43	06	0,00	51	55	0,00
12	43	00	0,00	53	19	0,00	38	43	05	0,00	51	55	0,00
13	43	00	0,00	53	20	0,00	39	43	05	0,00	51	52	0,00
14	42	59	0,00	53	20	0,00	40	43	11	0,00	51	52	0,00
15	42	59	0,00	53	07	0,00	41	43	11	0,00	51	56	0,00
16	42	53	0,00	53	07	0,00	42	43	12	0,00	51	56	0,00
17	42	53	0,00	52	31	0,00	43	43	12	0,00	51	58	0,00
18	42	51	0,00	52	31	0,00	44	43	13	0,00	51	58	0,00
19	42	51	0,00	52	21	0,00	45	43	13	0,00	51	59	0,00
20	42	50	0,00	52	21	0,00	46	43	16	0,00	51	59	0,00
21	42	50	0,00	52	16	0,00	47	43	16	0,00	52	00	0,00
22	42	52	0,00	52	16	0,00	48	43	28	0,00	52	00	0,00
23	42	52	0,00	52	14	0,00	49	43	28	0,00	52	05	0,00
24	42	53	0,00	52	14	0,00	50	43	27	0,00	52	05	0,00
25	42	53	0,00	52	07	0,00	51	43	27	0,00	52	09	0,00
26	42	59	0,00	52	07	0,00	52	43	26	0,00	52	09	0,00

53	43	26	0,00	52	13	0,00	71	43	17	0,00	52	43	0,00
54	43	25	0,00	52	13	0,00	72	43	16	0,00	52	43	0,00
55	43	25	0,00	52	14	0,00	73	43	16	0,00	52	49	0,00
56	43	24	0,00	52	14	0,00	74	43	15	0,00	52	49	0,00
57	43	24	0,00	52	15	0,00	75	43	15	0,00	52	58	0,00
58	43	23	0,00	52	15	0,00	76	43	17	0,00	52	58	0,00
59	43	23	0,00	52	17	0,00	77	43	17	0,00	53	01	0,00
60	43	22	0,00	52	17	0,00	78	43	18	0,00	53	01	0,00
61	43	22	0,00	52	20	0,00	79	43	18	0,00	53	02	0,00
62	43	21	0,00	52	20	0,00	80	43	19	0,00	53	02	0,00
63	43	21	0,00	52	22	0,00	81	43	19	0,00	53	04	0,00
64	43	20	0,00	52	22	0,00	82	43	21	0,00	53	04	0,00
65	43	20	0,00	52	26	0,00	83	43	21	0,00	53	05	0,00
66	43	19	0,00	52	26	0,00	84	43	23	0,00	53	05	0,00
67	43	19	0,00	52	31	0,00	85	43	23	0,00	53	07	0,00
68	43	18	0,00	52	31	0,00	86	43	24	0,00	53	07	0,00
69	43	18	0,00	52	38	0,00	87	43	24	0,00	53	08	0,00
70	43	17	0,00	52	38	0,00	88	43	25	0,00	53	08	0,00

**Примечание: На представляемом участке недр Северный Кендала имеется центр координат резервного месторождения урана Тайбогар. Недропользователю принять необходимые меры по радиационной безопасности и исключению резервного месторождения.*

Площадь участка недр составляет – 5036,01 (пять тысяч тридцать шесть целых одна сотая) кв. км.

Глубина разведки – до кристаллического фундамента.

Заместитель председателя

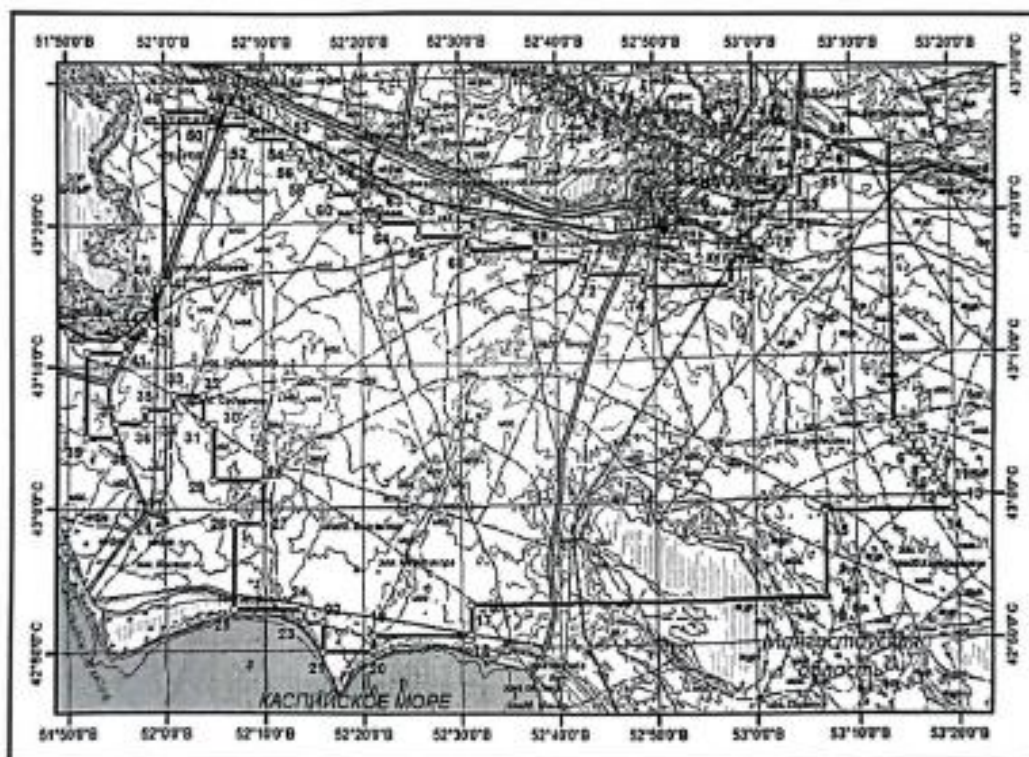


К. Ерубаяев

г. Астана,
июнь, 2024 г.

Приложение № _____
 по Контракту № _____ от _____
 на право недропользования
углеводородами
 (вид полезного ископаемого)
Разведка и добыча
 (вид недропользования)
 от «__» _____ 2024 г. Рег. № РД-УВ

Картограмма расположения участка недр для разведки и добычи
Участок Кендала Северный
 Масштаб 1: 750 000



Условные обозначения

- контур участка недр Кендала Северный
- ширококолейные однопутные
- автодороги с усовершенствованным покрытием
- улучшенные грунтовые дороги
- грунтовые проселочные дороги
- полевые дороги
- нефтепроводы подземные
- газопроводы подземные

- ЛЭП на металлических или железобетонных опорах
- водопроводы подземные
- береговые линии (постоянные)
- изобаты основные
- населенные пункты
- горизонтали основные
- моря
- сопками непроходимые

г. Астана,
 июнь, 2024 г.

ПРОТОКОЛ
заседания научно - технического совещания специалистов
ТОО «Кен Бағдар»

г. Астана

21.01.2025г

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

От ТОО «Кен Бағдар»

Битеуова С.А. – заместитель генерального директора по геологии,
председатель НТС;

Маушева М.К. – ведущий геолог;

Кожаметова Н.С. – ведущий инженер;

Умбетов Е.К. – старший инженер;

Касымова Н. – инженер, секретарь НТС.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение

«Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кендала Северный, расположенного в Мангистауской Республики Казахстан».

Докладчик – Маушева М.К.

Проект выполнен по договору №52 от 17.12.2024г. между ТОО «Кен Бағдар» и с частной компанией «Kazakstan FengYuanXinMao» согласно геологическому заданию.

В административном отношении участок Кендала Северный в Каракиянском районе Мангистауской области Республики Казахстана.

Частная компания «Kazakstan FengYuanXinMao Energy Ltd.» обладает правом недропользования на разведку и добычу углеводородов на участке Кендала Северный в соответствии с Контрактом №5354-УВС от 02 июля 2024 г.

Контракт заключен на срок, равный 6 лет, состоящий из этапа поиска и действует до 2 июля 2030 г.

Площадь участка недр составляет 5036,01 кв.км, глубина – до кристаллического фундамента.

Перспективы нефтегазоносности Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры обосновываются территориальной близостью к Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, в пределах которой выделены крупные нефтяные и газовые месторождения Южного-Мангышлака.

Перспективными являются отложения верхнего, среднего триаса, средней юры. Глубины залегания триасового комплекса от 3800 до 5500 м. Прогнозный флюид – свободный газ. Глубины залегания юрского комплекса от 2300 до 3800м. Прогнозный флюид-нефть.

Геолого-геофизическую изученность рассматриваемой территории можно поделить на два этапа:

1) с 1950 г. по 1970 г. сейсмические исследования проводились регионального характера методами МОВ и КМПВ силами ВНИГРИ и Казнефтегеофизика.

2) в 70-е годы после внедрения в производство нового МОГТ началось изучение доюрских отложений силами МНГФ.

Рассматриваемый участок Кендала Северный расположен в пределах Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры, а также частично охватывает Жетыбай-Узеньскую и Сегендымысскую ступени.

В пределах Жазгурлинской депрессии региональными сейсморазведочными работами МОГТ 2Д, выполненными в прошлом, было выявлено порядка 25 структур: Тасмурун, Северное Полынное, Полынное, Степное, Такырное, Центральное, Северное Тематическое, Тематическое, Коктас, Токмак, Алак, Демал, Кумак, Кумбар, Каунды, Двойная, Ушбас, Учма, Акташ, Байрам-Кызыладыр, Тайбагар, Тогыз, Южный Чукурор, Молдабай, Курганбай.

В пределах Большой Мангышлакской флексуры аналогичными работами было выявлено около 9 структур: Нормаул, Восточный Нормаул, Саукудук, Восточный Саукудук, Баканд, Пионерская, Патлак, Северный Патлак, Улькендале-Тучискен.

В пределах части Жетыбай-Узеньской ступени, входящей в контур рассматриваемого участка, выявлена структура Тунграк, а в пределах Сегендымысской ступени выявлены структуры Чукурор, Восточный Тенге, Алак, Бет, Сена, Байтал и Тумгарашин.

В 2016–2017 годах предыдущий недропользователь, ТОО «Триасмунайгаз», выполнил значительный объем сейсморазведочных работ МОГТ 3Д на ряде структур, включая Байрам-Кызыладыр, Демал, Алак, Кумак, Курганбай и Улькендале-Тучискен. Общая площадь проведенных исследований составила 1141,34 кв. км, из которых 167,58 кв. км приходятся на Байрам-Кызыладыр, 492,34 кв. км – на Демал, Алак и Кумак, 313,37 кв. км – на Улькендале и Тучискен, а 168,05 кв. км – на Курганбай (14).

Однако вышеуказанные исследования проводились локально, только на четырёх участках и порядка 20 структур, где в советское время были пробурены скважины с признаками нефтегазопроявлений, остались неизученными.

На разведочном участке Кендала Северный для поиска залежей УВ предложен План разведочных работ на 2024-2030 годы, состоящий из следующих видов работ:

- сейсморазведочные работы МОГТ 2Д и их обработка и интерпретация в объеме 1000 пог.км;
- бурение проектных поисковых скважин 18 с проектной глубиной 4800 м;
- отбор керна, описание пород и отбор образцов для стандартных и специальных анализов;
- проведение мероприятий по опробованию продуктивных горизонтов, выделенных по данным ГИС;

- при получении притоков УВ провести отбор проб пластовых флюидов;
- выполнить необходимые исследования по определению ФЕС коллекторов на керне;
- изучить физико-химические свойства пластовых флюидов.

В случае обнаружения залежей УВ подать заявление об обнаружении, выполнить Оперативную оценку запасов и ввести месторождения в пробную эксплуатацию.

После обмена мнениями совещание постановляет:

1. «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кендала Северный, расположенного в Мангистауской Республики Казахстан» считать выполненным.
2. Проект направить на согласование Заказчику.

Председатель НТС

Битеуова С.А.

Секретарь НТС

Касымова Н.

ПРОТОКОЛ
геолого - технического совещания
между Частной компанией «Kazakstan FengYuanXinMao Energy Ltd.»
и ТОО «Кен Бағдар»

г. Астана

21.01.2025г

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

От Частная компания «Kazakstan FengYuanXinMao Energy Ltd.»
ЗНАОВИН СУ – генеральный директор, председатель ГТС;
Кызырбек З.К. - главный геолог.

От ТОО «Кен Бағдар»

Битеуова С.А. – заместитель генерального директора по геологии;
Маушева М.К. – ведущий геолог;
Кожаметова Н.С. – ведущий инженер;
Умбетов Е.К. – старший инженер;
Касымова Н. – инженер, секретарь ГТС.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение

«Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кендала Северный, расположенного в Мангистауской Республики Казахстан».

Докладчик – Маушева М.К.

Проект выполнен по договору №52 от 17.12.2024г. между ТОО «Кен Бағдар» и с частной компанией «Kazakstan FengYuanXinMao» согласно геологическому заданию.

В административном отношении участок Кендала Северный в Каракиянском районе Мангистауской области Республики Казахстана.

Частная компания «Kazakstan FengYuanXinMao Energy Ltd.» обладает правом недропользования на разведку и добычу углеводородов на участке Кендала Северный в соответствии с Контрактом №5354-УВС от 02 июля 2024 г.

Контракт заключен на срок, равный 6 лет, состоящий из этапа поиска и действует до 2 июля 2030 г.

Площадь участка недр составляет 5036,01 кв.км, глубина – до кристаллического фундамента.

Перспективы нефтегазоносности Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры обосновываются территориальной близостью к Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, в пределах которой выделены крупные нефтяные и газовые месторождения Южного-Мангышлака.

Перспективными являются отложения верхнего, среднего триаса, средней юры. Глубины залегания триасового комплекса от 3800 до 5500 м.

Прогнозный флюид – свободный газ. Глубины залегания юрского комплекса от 2300 до 3800м. Прогнозный флюид-нефть.

Геолого-геофизическую изученность рассматриваемой территории можно поделить на два этапа:

1) с 1950 г. по 1970 г. сейсмические исследования проводились регионального характера методами МОВ и КМПВ силами ВНИГРИ и Казнефтегеофизика.

2) в 70-е годы после внедрения в производство нового МОГТ началось изучение доюрских отложений силами МНГФ.

Рассматриваемый участок Кендала Северный расположен в пределах Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры, а также частично охватывает Жетыбай-Узенскую и Сегендымысскую ступени.

В пределах Жазгурлинской депрессии региональными сейсморазведочными работами МОГТ 2Д, выполненными в прошлом, было выявлено порядка 25 структур: Тасмурун, Северное Полынное, Полынное, Степное, Такырное, Центральное, Северное Тематическое, Тематическое, Коктас, Токмак, Алак, Демал, Кумак, Кумбар, Каунды, Двойная, Ушбас, Учма, Акташ, Байрам-Кызыладыр, Тайбагар, Тогыз, Южный Чукурор, Молдабай, Курганбай.

В пределах Большой Мангышлакской флексуры аналогичными работами было выявлено около 9 структур: Нормаул, Восточный Нормаул, Саукудук, Восточный Саукудук, Баканд, Пионерская, Патлак, Северный Патлак, Улькендале-Тучискен.

В пределах части Жетыбай-Узенской ступени, входящей в контур рассматриваемого участка, выявлена структура Тунграк, а в пределах Сегендымысской ступени выявлены структуры Чукурор, Восточный Тенге, Алак, Бет, Сена, Байтал и Тумгарагин.

В 2016–2017 годах предыдущий недропользователь, ТОО «Триасмунайгаз», выполнил значительный объем сейсморазведочных работ МОГТ 3Д на ряде структур, включая Байрам-Кызыладыр, Демал, Алак, Кумак, Курганбай и Улькендале-Тучискен. Общая площадь проведенных исследований составила 1141,34 кв. км, из которых 167,58 кв. км приходятся на Байрам-Кызыладыр, 492,34 кв. км – на Демал, Алак и Кумак, 313,37 кв. км – на Улькендале и Тучискен, а 168,05 кв. км – на Курганбай (14).

Однако вышеуказанные исследования проводились локально, только на четырех участках и порядка 20 структур, где в советское время были пробурены скважины с признаками нефтегазопроявлений, остались неизученными.

На разведочном участке Кендала Северный для поиска залежей УВ предложен План разведочных работ на 2024-2030 годы, состоящий из следующих видов работ:

- сейсморазведочные работы МОГТ 2Д и их обработка и интерпретация в объеме 1000 пог.км;
- бурение проектных поисковых скважин 18 с проектной глубиной 4800 м;

-отбор керна, описание пород и отбор образцов для стандартных и специальных анализов;

-проведение мероприятий по опробованию продуктивных горизонтов, выделенных по данным ГИС;

-при получении притоков УВ провести отбор проб пластовых флюидов;

-выполнить необходимые исследования по определению ФЕС коллекторов на керне;

- изучить физико-химические свойства пластовых флюидов.

В случае обнаружения залежей УВ подать заявление об обнаружении, выполнить Оперативную оценку запасов и ввести месторождения в пробную эксплуатацию.

В обсуждении приняли участие: ZHAOBIN SU, Кызырбек З.К., Битеуова С.А., Маушева М.К., Кожахметова Н.С., Умбетов Е.К.

После обмена мнениями совещание постановляет:

1. «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кендала Северный, расположенного в Мангистауской Республики Казахстан» считать выполненным.

2. Проект направить в уведомительном порядке в ЦКРР РК.

Председатель ГТС

ZHAOBIN SU

Секретарь ГТС

Касымова Н.



18.07.2013 года

13011325

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Кен Багдар"

Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Пирогова, дом № 31., 210., БИН: 120440009973

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

НА ЗАНЯТИЕ

Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатация горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических, химических производств, проектирование (технологическое) нефтегазоперерабатывающих производств, эксплуатация магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов;

(наименование конкретного лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии

Генеральная

Особые условия действия лицензии

подвиды работ, разрешенные к осуществлению в нефтегазовой отрасли в рамках лицензируемого вида деятельности, согласно приложению к лицензии

(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар

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

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

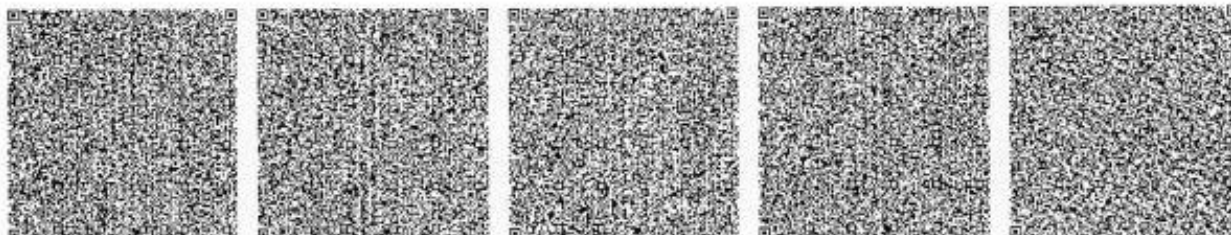
Фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

ПОДПИСЬ (для лицензий на бумажных носителях)

Место печати для лицензий на бумажных носителях)

Место выдачи

г. Астана



13011325

Страница 1 из 1



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 13011325Дата выдачи лицензии 18.07.2013

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

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

- Составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений
- Составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений
- Проектирование добыча нефти, газа, нефтегазоконденсата

Производственная база г. Алматы, мкр. Школьный 2, д. 4, кв. 2

(место нахождения)

Лицензиат Товарищество с ограниченной ответственностью "Кен Багдар"

Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Пирогова, дом № 31., 210., БИН: 120440009973
 (полное наименование, местонахождение, бизнес идентификационный номер юридического лица /
 полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер
 физического лица)

Лицензиар Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе
Министерства нефти и газа Республики Казахстан, Министерство нефти и
газа Республики Казахстан,
 (полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

подпись (для лицензий на бумажных носителях)



Место печати для лицензий на бумажных носителях)

Номер приложения к
лицензии 001Дата выдачи приложения
к лицензии 18.07.2013

Срок действия лицензии

Место выдачи г. Астана

