

ЧАСТНАЯ КОМПАНИЯ «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Кен-Бағдар»

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ЧК «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd»
Ли Хуху
«23» маc 2025г.

ПРОЕКТ
разведочных работ по поиску углеводородов
на участке Кульсары, расположенного
в Атырауской области Республики Казахстан

Книга 1. Текст

Директор
ТОО «Кен-Бағдар»

Ерболат А.



г. Астана, 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный геолог		Битеуова С.А.
Ведущий геолог		Айткалиева Н.Б.
Ведущий инженер		Шеруенов А.Е.
Ведущий инженер по бурению		Умбетов Е.К.

Ответственные исполнители: Битеуова С.А., Айткалиева Н.Б.

Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кульсары, расположенного в Атырауской области Республики Казахстан.

Контракт № 5426-УВС от 31.12.2024г.

Проект состоит из одной книги и папки с графическими приложениями. Книга: Текст на 207 страницах, в т.ч. 41 рисунок, 44 таблиц, 8 текстовых приложений. Папка из 20 графических приложений, на 20 листах, все не секретно. Электронная версия отчета: 1 DVD.

Республика Казахстан, Алматы, 2025 г. (ЦКРР, МД «Запказнедра», ЧК «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd», ТОО «Кен Бағдар»), Район работ расположен на территории Махамбетского района Атырауской области Республики Казахстан, в пределах листа L-39.

РЕФЕРАТ

Участок Кульсары в региональном плане расположен на юге Прикаспийской впадины.

Целью для составления настоящего «разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кульсары, расположенного в Атырауской области Республики Казахстан» является анализ проведенных геолого-геофизических работ и определение объема геологоразведочных работ на исследуемой территории.

В настоящем Проекте предусмотрены переобработка и интерпретация сейсмических материалов 3Д МОГТ и предложено поисково-разведочное бурение на надсолевой структуре Тургубза и подсолевых структурах Кызыкудук и Жантай. На основе результатов современной переобработки и новой интерпретации 3Д рекомендовано уточнение местоположений рекомендованных скважин. Кроме того, с целью уточнения строения подсолевого разреза в северной части участка заложено проведение 2Д МОГТ объемом 150 пог.км.

В Проекте определены цели и задачи проектных работ, обосновано местоположение и конструкции проектных скважин, устья скважин. В каждой проектной скважине запланировано проведение рационального комплекса ГИС для изучения разреза, отбор керна и шлама, испытание перспективных объектов в колонне, лабораторный анализ проб нефти, газа и воды.

Ключевые слова: СЕЙСМОРАЗВЕДКА, БУРЕНИЕ, ОТРАЖАЮЩИЙ ГОРИЗОНТ, СКВАЖИНА, ПОДСОЛЕВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, ПЛАСТ, КЕРН.

Составила



Куанышева А.К.

«Утверждаю»
Генеральный директор
ЧК «Kazakhstan Zhonghengyongsheng
Energy Co., Ltd»

Ли Хуху
«17» 2025г.

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

Основание выдачи геологического задания

Основанием выдачи геологического задания является Контракт Государственным регистрационным №5426-УВС от 31.12.2024 г. на разведку и добычу углеводородного сырья по участку Кульсары, расположенному в Атырауской 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 Кульсары ЧК «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd», с целью выделения участков (структур) перспективных на наличие залежей нефти и газа и проведения на них буровых работ.

1. 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 500 пог.км.;
- Обоснование точек заложения поисковых скважин с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевых и подсолевых 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).

2. Содержание проекта и виды работ

- 2.1. Проект должен содержать все главы и оформлен согласно действующим инструкциям и методическим указаниям.
- 2.2. Графические приложения Проекта должны включать:

- схему геолого-геофизической и буровой изученности участка;
- структурные карты по отражающим горизонтам (III, V, VI, П1, П2);
- 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 сдачи 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.

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

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

3.5. 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).

3.6. 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).

4. Сроки выполнения работ

Разработка проекта, его согласование и утверждение – 120 дней с момента подписания договора и получения исходных материалов Исполнением от Заказчика.

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

Главный геолог

Зейн

Кызырбек З.К.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ	15
2 ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА РАБОТ	17
3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ.....	20
3.1. Обзор и результаты ранее проведенных геофизических работ на участке недр.....	20
3.2 Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	27
3.3 Обзор и результаты ранее проведенных буровых работ на участке исследований	41
4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ	54
4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	54
4.2 Тектоника.....	74
4.3 Нефтегазоносность.....	91
4.4 Гидрогеологическая характеристика	106
5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	110
5.1 Обоснование проведения сейсморазведочных исследований	110
и буровых работ	110
5.2 Цели, задачи и объемы поисковых работ	119
5.3 Прогнозные разрезы проектных скважин.....	122
5.4 Геологические условия проводки скважин	123
5.5 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах 128	
5.5.1 Отбор керна и шлама в проектных скважинах.....	128
5.5.2 Геофизические исследования в скважинах	131
5.5.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов.....	137
5.5.4 Лабораторные исследования	142
5.6 Характеристика промывочной жидкости	144
5.7 Обоснование типовой конструкции скважин.....	152
5.8 Оборудование устья скважин.....	156
6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ	159
7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ	160
8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УВС	161
8.1 Стоимость ликвидации скважин	162
8.2 Расчет рекультивации земли	162
8.3 Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации последствий разведки углеводородов	163
8.4 Расчет ликвидационных отчислений	164
9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	166

9.1	Факторы негативного воздействия на геологическую среду	169
9.2	Охрана недр при проведении поисково-разведочных работ.....	171
9.3	Воздействия проектируемых работ на геологическую среду	174
9.4	Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду	175
10.	СРОКИ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	177
11.	ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	180
12.	ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ	181
12.1	Оценка прогнозных ресурсов УВС	181
12.2	Ожидаемые результаты от сейсморазведочных работ	185
13.	ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	187
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		188
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....		190

СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ

№ п/п	№ рисунка	Наименование	стр.
1	1.1	Схема положения контрактного участка Кульсары на топографической карте	16
2	2.1	Обзорная карта района работ	19
3	3.1.1	Схема участка Кульсары на топографической карте	27
4	3.2.1	Обзорная схема района блока Кульсары на тектонической основе	29
5	3.2.2	Региональный геологический профиль Прикаспийскую впадину (по материалам ГИН им.К.И.Сатпаева, 2002г, с авторским дополнением 2025г)	30
6	3.2.3	Карта гравиметрических (а) и магнитных (б) аномалий на участке Кульсары	31
7	3.2.4	Структурная карта по сейсмическому отражающему горизонту-П3 (Альжанов Х.М., 2007)	35
8	3.2.5	Структурная карта по сейсмическому отражающему горизонту-П2 (Альжанов Х.М., 2007)	36
9	3.2.6	Структурная карта по сейсмическому отражающему горизонту-П1 (Альжанов Х.М., 2007)	37
10	3.2.7	Структурная карта по поверхности кунгурской соли в районе работ (Альжанов Х.М., 2007)	38
11	3.2.8	Структурная карта по V отражающему горизонту в районе работ (Альжанов Х.М., 2007)	40
12	3.2.9	Структурная карта по III отражающему горизонту в районе работ (Альжанов Х.М., 2007)	41
13	4.1.1	Геолого-геофизический разрез поисковой скважины Аккудук П-1	57
14	4.1.2	Сводный геологический разрез Южной Эмбы	60
15	4.2.1	Структурная карта по VI отражающему горизонту в пределах блока Кульсары /2011/	77
16	4.2.2	Структурная карта по V отражающему горизонту в пределах блока Кульсары /2011/	80
17	4.2.3	Структурная карта по III отражающему горизонту в пределах блока Кульсары /2011/	84
18	4.2.4	Структурная карта по П1 отражающему горизонту в пределах блока Кульсары /2011/	86
19	4.2.5	Структурная карта по П2 отражающему горизонту в пределах блока Кульсары /2011/	88
20	4.2.6	Структурная карта по П2д отражающему горизонту в пределах блока Кульсары /2011/	90
21	4.2.7	Структурная карта по П3 отражающему горизонту в пределах блока Кульсары /2011/	91

23	4.3.1	Распределение месторождений по регионам и перспективным комплексам /Атлас месторождений РК, 2020/	92
24	4.3.2	Блок Кульсары на карте прогноза нефитегазоносности Казахстана (фрагмент, 2002г.)	93
25	4.3.3	Месторождение Косшагыл	95
26	4.3.4	Месторождение Кулсары	96
27	4.3.5	Месторождение Аккудук	97
28	4.3.6	Месторождение Акинген	98
29	4.3.7	Месторождение Масабай	99
30	4.3.8	Месторождение Тенгиз	104
31	5.1.1	Inline 890. Сопоставление глубинных разрезов при разных параметрах скоростной модели для подсолевых отложений	111
32	5.1.2	Комбинированная схема поверхности соли и контуров по горизонту П1	112
33	5.1.3	Сейсмический профиль по линии I-I Жантай	114
34	5.1.4	Сейсмический профиль по линии II-II. Кызылкудук	115
35	5.1.5	Тургуба. Мигрированный временной разрез по линии I-I	116
36	5.1.6	Тургуба. Мигрированный временной разрез по линии II-II через проектную скважину Т-1	117
37	5.1.7	Тургуба. Мигрированный временной разрез по линии III-III через проектную скважину Т-1	118
38	5.2.1	Схема проектных линий 2Д МОГТ	121
39	5.4.1	График зависимости пластовых давлений от глубины по соседним структурам блока Кульсары	124
40	5.4.2	Зависимость температуры от глубины для Южной Эмбы	128
41	12.2.1	Подсолевые поднятия в северной части контрактного участка по материалам 2007г.	187

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

№ п/п	№ таблицы	Наименование	стр.
1	2.1	Сведения по географо-экономическим условиям	17
2	3.1.1	Краткие сведения о методике и результатах сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных трестом «Саратовнефтегеофизика» в районе работ	21
3	3.1.2	Параметры системы наблюдения 3D МОГТ Кызылкудук	26
4	3.1.3	Параметры регистрации 3D МОГТ Кызылкудук	26
5	4.1.1	Стратиграфия вскрытых скважинами надсолевого разреза в районе работ	73
6	4.3.1	Информация о продуктивности поисковых и разведочных скважин в районе исследований, пробуренных в период 2005-2011гг.	101
7	5.2.1	Рекомендуемые ейсмические профили МОГТ 2Д	121
8	5.3.1	Прогнозные разрезы проектных независимой поисковой скважины Т-1 и зависимых скважин Т-101, Т-102 на надсолевой структуре Тургубза (восточное крыло)	122
9	5.3.2	Прогнозные разрезы проектных скважин (подошвы в абс.отм) подсолевых структур Кызылкудук и Жантай	122
10	5.4.1	Геологические условия проводки скважины К-1 Кызылкудук	125
11	5.4.2	Геологические условия проводки скважины J-1 Жантай	126
12	5.4.3	Проектный геологический разрез независимой поисковой скважины Т-1 Тургубза	127
13	5.5.1.1	Рекомендуемые интервалы отбора керна и шлама по поисковой скв. К-1	130
14	5.5.1.2	Рекомендуемые интервалы отбора керна и шлама по поисковой скв. J-1	130
15	5.5.1.3	Рекомендуемый интервал отбора керна и шлама по поисковой скв. Т-1 Тургубза	131
16	5.5.2.1	Виды проектируемых ГИС в проектных скважинах уч.Кызылкудук-К-1, К-101, К-102	134
17	5.5.2.2	Виды проектируемых ГИС в проектных скважинах уч.Жантай-J-1, J-101, J-102	135
18	5.5.2.3	Комплекс ГИС в проектируемых скважинах уч.Тургизба- Т-1, Т-101, Т-102	136
19	5.5.2.4	Состав ГИРС при испытаниях в колонне	136

№ п/п	№ таблицы	Наименование	стр.
20	5.5.3.1	Предполагаемые интервалы перфорации в скважинах уч. Кызылкудук	140
21	5.5.3.2	Предполагаемые интервалы перфорации в скважинах уч. Жантай	141
22	5.5.3.3	Предполагаемые интервалы перфорации в скважинах на уч. Тургубза	142
23	5.5.4.1	Предполагаемый комплекс исследований образцов керна и флюидов	143
24	5.6.1	Рекомендуемые характеристика промывочной жидкости проектной скважины К-1 на площади Кызылкудук	149
25	5.6.2	Рекомендуемые характеристика промывочной жидкости проектной скважины J-1 на площади Жантай	150
26	5.6.3	Рекомендуемые характеристика промывочной жидкости проектной скважины Т-1 на площади Тургубза	151
27	5.7.1	Рекомендуемая конструкция скважины К-1 на площади Кызылкудук	154
28	5.7.2	Рекомендуемая конструкция скважины J-1 на площади Жантай	155
29	5.7.3	Рекомендуемая конструкция скважины Т-1 на площади Тургубза	156
30	5.8.1	Оборудование устья для подсолевых скважин	157
31	5.8.2	Оборудование устья для надсолевых скважин	158
32	8.1.1	Сводный сметный расчет стоимости ликвидация скважин	162
33	8.2.1	Сводный сметный расчет стоимости рекультивация земли	163
34	8.3.1	Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	163
35	8.3.2	Техническая характеристика фонтанной арматуры	164
36	8.3.3	Расчет общей массы металлома	164
37	8.4.1	Расчет отчислений в ликвидационный фонд	165
38	10.1	Календарный план-график на проведение сейсморазведочных и буровых работ на участке Кульсары	177
39	11.1	Планируемые затраты на поисковые работы по годам	181
40	12.1.1	Параметры для оценки коэффициента продуктивности ловушки	183

№ п/п	№ таблицы	Наименование	стр.
41	12.1.2	Размеры перспективного надсолевого объекта	183
42	12.1.3	Результаты подсчета прогнозных ресурсов УВ на участке Кызылкудук	185
43	12.1.4	Результаты подсчета прогнозных ресурсов УВ на участке Жантай	186
44	13.1	Основные технико-экономические показатели поисковых работ	188

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№	№ прил.	Наименование	стр.
1	1	Вырезки из Контракта на разведку и добычу	192
2	2	Геологический отвод с картограммой	193
3	3	Лицензия на проектирование ТОО «Кен Бағдар»	199
4	4	Заключение метрологической экспертизы	201
5	5	Справка о рассылке	202
6	6	Протокол заседания геолого-технического совещания ТОО «Кен Бағдар»	203
7	7	Протокол совместного заседания НТС ТОО «Кен Бағдар» и ЧК «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd»	205
8	8	Заключение скрининга воздействия намечаемой деятельности	208

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/ п	НАИМЕНОВАНИЕ	№ Прил.	Масштаб	Кол-во листов	Гриф секретно сти
1	Обзорная схема района работ	1	1:100 000	1	несекрет но
2	Средне-нормальный разрез района работ	2	гор: 1:50 000 верт: 1:10 000	1	несекрет но
3	Схема геолого-геофизической и буровой изученности	3	1:200 000	1	несекрет но
4	Кызылкудук Восточный Результаты интерпретации по скважине Г-1	4	1:2000	1	несекрет но
5	Кызылкудук-Кызылкудук Восточный Схема корреляции скважин	5	1:2000	1	несекрет но
6	Жантай. Схема корреляции скважин	6	1:1000	1	несекрет но
7	Тургубза. Схема корреляции скважин	7	1:2000	1	несекрет но
8	Положение проектной скважины Т-1 Тургубза. Структурная карта по III отражающему горизонту (подошва меловых отложений) блока Кульсары	8	1:200 000	1	несекрет но
9	Положение проектной скважины Т-1 Тургубза. Структурные карта по V отражающему горизонту (подошва нижнеюрских отложений J ₁)	9	1:200 000	1	несекрет но
10	Положение проектной скважины Т-1 Тургубза Структурная карта по VI отражающему горизонту (кровля кунгурских отложений P ₁ kg)	10	1:200 000	1	несекрет но
11	Участок Кульсары. Структурная карта по отражающему горизонту П ₁ (поверхность артинских отложений P ₁ ar)	11	1:200 000	1	несекрет но
12	Участок Кульсары. Структурная карта по отражающему	12	1:200 000	1	несекрет но

	горизонту Π_2 (внутри среднего карбона)				
13	Участок Кульсары. Структурная карта по Π_2 отражающему горизонту (поверхность карбонатов в каменноугольных отложениях)	13	1:200 000	1	несекретно
14	Участок Кульсары. Структурная карта по Π_3 отражающему горизонту (предположительно кровля девонских отложений)	14	1:200 000	1	несекретно
15	Блок Кульсары, Кызылкудук. Глубинный сейсмический разрез через проектную скважину К-1 А.По линии I-I В.По линии II-II	15	Гориз: 1:25000 Верт: 100м/с	1	несекретно
16	Блок Кульсары, структура Жантай. Глубинный сейсмический разрез через проектную скважину J-1 А.По линии II-II В.По линии I-I	16	Гориз: 1:25000 Верт: 100м/с	1	несекретно
17	Блок Кульсары, структура Тургубза. Временные сейсмические разрезы через проектную скважину T-1 А.По линии I-I В.По линии II-II	17	Гориз: 1:25000 Верт: 10см/с	1	несекретно
18	Геолого-технический наряд скв.К-1, К-101, К-102 Кызылкудук (групповой проект)	18		1	несекретно
19	Геолого-технический наряд скв.J-1, J-101, J-102 Жантай (групповой проект)	19		1	несекретно
20	Геолого-технический наряд скв.T-1, T-101, T-102 Тургубза (групповой проект)	20		1	несекретно

Всего 20 графических приложений на 20 листах, все н/с.

1. ВВЕДЕНИЕ

Настоящий проект поисково-разведочных работ составлен ТОО «Кен-Багдар» по заказу недропользователя компании «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd», имеющего Контракт за № 5426-УВС от 31 декабря 2024г сроком на 6 лет для осуществления операций по недропользованию на участке Кульсары (на основании Протокола МЭ РК от 27.11.2024 за№401104) в пределах номенклатурных листов L-39-XII и L-39-XVIII.

Участок Кульсары расположен в Атырауской области, площадь участка за вычетом исключаемых территорий (месторождение Масабай-1,47 кв. км, исторические памятники-2,36 и 2,36 кв. км), составляет 1147,26 кв.км. Глубина разведки-до минус 7000(+250) м.

Контрактный участок занимает небольшую юго-западную часть ранее изученного разведочного блока Р-9, которое достаточно долгое время находилось в разведке в ведении АО «РД «Казмунайгаз», а также соседствует с перспективным нефтедобывающим участком (Тенгиз, Королевское, Кашаган) по палеозойским отложениям юга Прикаспийской впадины.

В административном отношении блок Кульсары занимает Жылойский район Атырауской области.

В тектоническом плане поисковый участок относится к прибортовой части Южной Эмбы в пределах Актюбинско-Астраханская система поднятий.

В геологическом отношении в разрезе территории выделяются два основных комплекса: подсолевой и надсолевой. Главной особенностью строения надсолевого комплекса является влияние соляной тектоники и развитие различных по размерам соляных тел, осложняющих структурный план верхнего юрско-мелового этажа.

В результате изучения территории сейсмическими методами получены данные, указывающие на перспективность подсолевых отложений. Всего в районе блока было выявлено 39 структур, из них ряд структур выведены из бурения с отрицательным результатом, в том числе надсолевые структуры, выявленные в пределах блока Кульсары (Кызылкудук, Берали, Тургызба, Жантай). В пределах блока выявлены подсолевые перспективные структуры Кызылкудук, Жантай.

В настоящей работе содержатся основные сведения о результатах интерпретационных работ и основных параметрах геологических объектов палеозоя, выделяемых в качестве перспективных в районе исследований.

Данные сведения почерпнуты из отчетных материалов разных лет, представленных Заказчиком, в том числе скважинные данные и стратиграфические отбивки по ним.

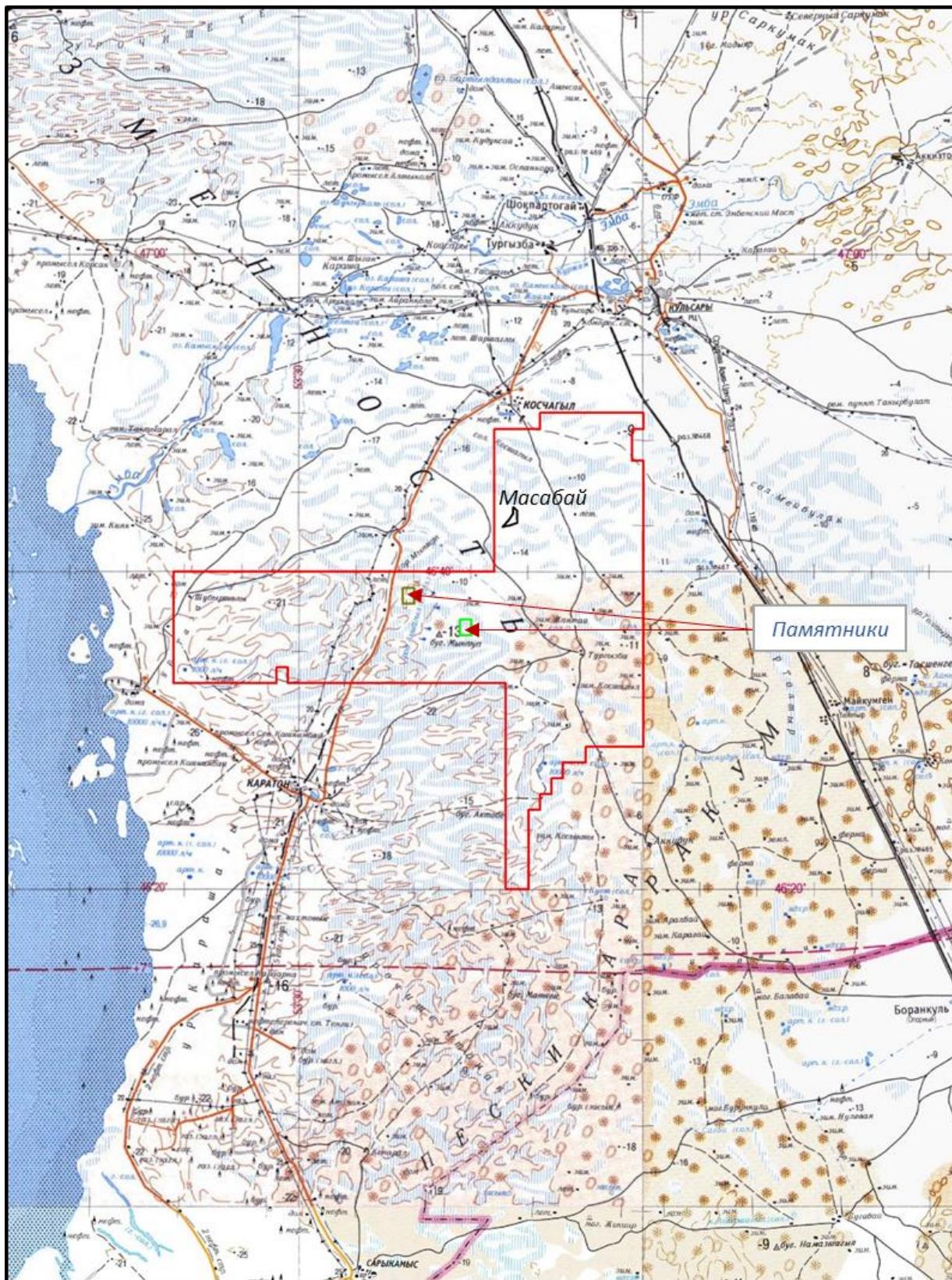


Рис. 1.1. Схема положения контрактного участка Кульсары на топографической карте

В Проекте рассмотрены морфологические и тектонические условия залегания надсолевых и палеозойских отражающих горизонтов, кратко изложены основные выводы и результаты сейсмических исследований и бурения. Приводятся результаты оценки прогнозных ресурсов углеводородов

по выделенным перспективным объектам. На основе выполненного анализа материалов выбраны первоочередные перспективные объекты для проектирования ГРР с целью их опоискования на предмет наличия углеводородов.

2 ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА РАБОТ

Разведочный блок Кульсары недропользователя «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd» в административном отношении расположен в юго-восточной части Атырауской области Республики Казахстан (рис.2.1).

Сведения по географо-экономическим условиям сведены и описаны в таблице 2.1.

Таблица 2.1.
Сведения по географо-экономическим условиям

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	Географическое положение района работ	Контрактная территория находится в административном отношении в Жыльйском районе Атырауской области Республики Казахстан
2	Место базирования	Атырауская область, г. Кульсары
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Район относится к пустынным и полупустынным зонам с типичными с абсолютными положительными отметками в пределах 200 м.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Гидрографическая сеть представлена реками Кайнар, Сагиз и Эмба, берега которых сильно песчанистые и сложены делювиальными отложениями. В летнее время реки сильно мелеют, местами пересыхают, вода их не пригодна для питья. Пресноводных колодцев на исследуемой территории мало и они малодебитные. Широко распространена сеть соров. Вода в сорах горько-соленая и пригодна только для технических целей. Водоснабжение населенных пунктов осуществляется по водопроводу Атырау-Кульсары.
5	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Климат исследуемого района резко континентальный с высокими летними (до +43 ⁰ С) и низкими зимними (до -37 ⁰ С) температурами. Зима холодная, малоснежная.
6	Количество осадков	Дожди редкие, в основном, осадки выпадают в весенний и осенний периоды. Среднегодовое количество осадков в пределах 170-300 мм.

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
7	Преобладающее направление ветров и их сила	Ветры, в основном, северо-западного направления со скоростью 5-15 м/сек.
8	Толщина снежного покрова и его распределение	Снежный покров незначительный, основное количество осадков выпадает в зимний период.
9	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Растительный мир типичный для полупустынь и степей: полынь, осока, верблюжья колючка. Животный мир: сайгаки, волки, зайцы, корсаки, тушканчики, суслики, пресмыкающиеся, орлы, соколы, дрофы, куропатки, журавли, цапли и др.
10	Населенные пункты и расстояния до них	Областной центр, город Атырау находится в 115 км до ближайшей границы блока Кульсары по прямой. Город Кульсары – центр Жылдынского района, находится на расстоянии 10 км к северо-востоку границы блока Кульсары. К юго-западу на расстоянии 25 км расположен поселок Каратон и на севере в непосредственной близости от северной границы блока находится нефтепромысел Косчагыл.
11	Состав населения	Казахи (98%), русские, татары и др.
12	Ведущие отрасли народного хозяйства	Нефтедобывающая промышленность. В пределах блока расположено небольшое нефтяное месторождение Масабай. В непосредственной близости разрабатываются месторождения Кульсары, Туйлис, Косчагыл, Акинген, Теренузек Западный.
13	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Газопровод «Средняя Азия-Центр», нефтепровод «Косчагыл-НПСЗ», ЛЭП.
14	Источники: теплоснабжения, электроснабжения	Местные источники электроснабжения отсутствуют. Буровые будут обеспечиваться автономными электростанциями (ДВС), которые также являются источниками теплоснабжения (ТЭНы).
15	Виды связи	Постоянная связь обеспечивается по радио или мобильной связью при его доступности.
16	Пути сообщения	Автодороги Атырау-Кульсары, Кульсары-Тенгиз, Кульсары-Актау. Железная дорога Атырау-Манышлак проходит в 10 – 15 км к западу от площади.
17	Условия перевозки вахт	Доставка персонала для проведения работ из Атырау будет осуществляться автотранспортом.
18	Наличие зимников, срок их действия	В летний период район используется в качестве пастбища для домашних животных.
19	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	Связь с населенными пунктами осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием.

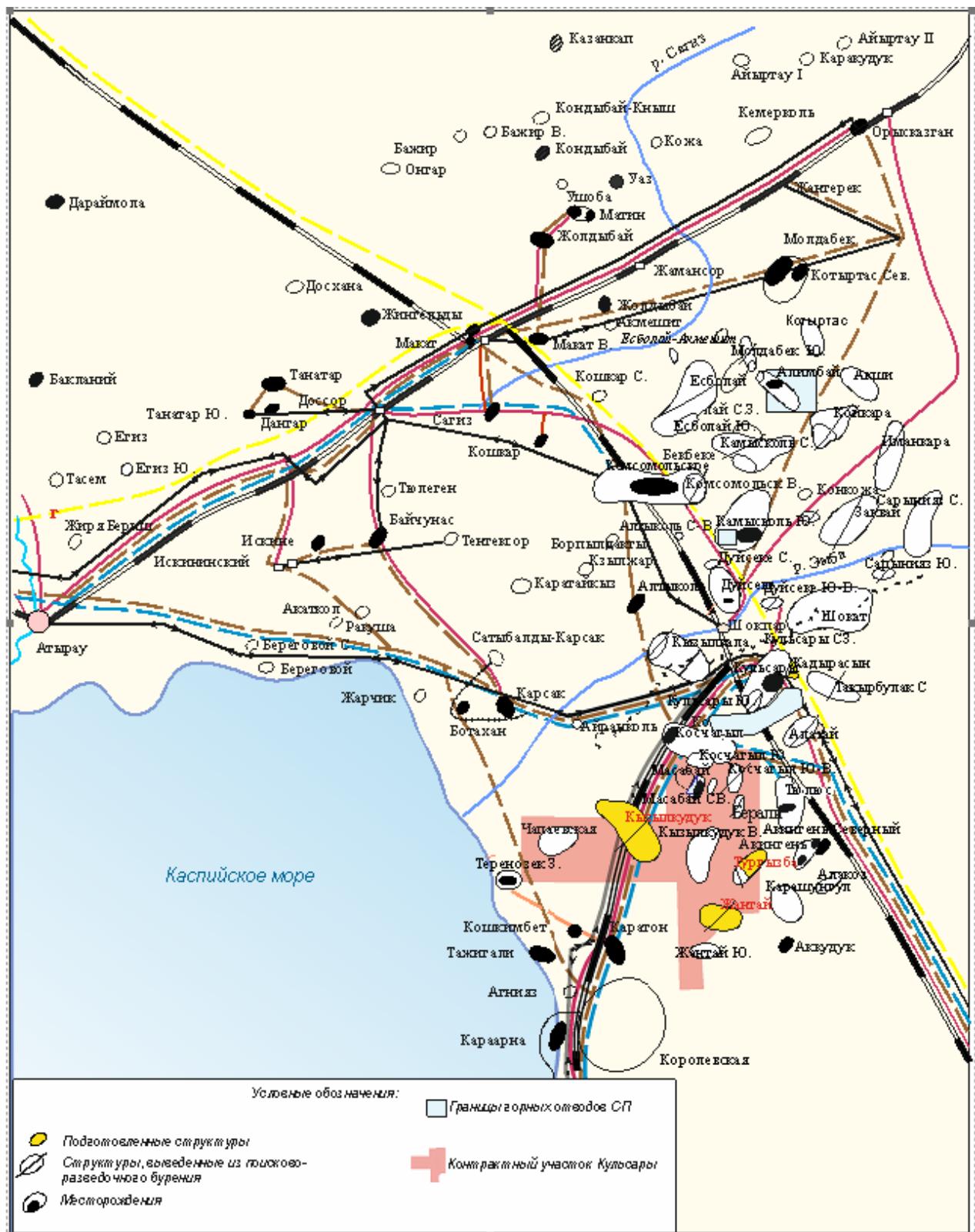


Рис. 2.1.Обзорная карта района работ

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1. Обзор и результаты ранее проведенных геофизических работ на участке недр

Планомерное изучение района работ геофизическими методами началось с 1940-х годов. Первоначально применялись вариометрическая и гравиметрическая съемки масштаба 1:200000 и сейсморазведка МОВ. До конца 60-х годов вся территория была покрыта 2 и 4 миллигальной гравиметрической съемкой, региональной и поисково-детальной сетью сейсмических работ МОВ.

По результатам гравиметрической съемки были выделены минимумы силы тяжести, соответствующие поднятиям Кызылкудук Восточный, Тургуба, Акинген. К этому времени была выполнена и аэромагнитная съемка масштаба 1:500000 и 1:200000. В результате геофизических исследований весьма схематично было изучено строение кровли подсолевых отложений, выявлено большинство солянокупольных структур и на наиболее перспективных куполах детально изучено строение их сводовых частей по юрско-меловым отложениям. Это позволило разместить значительные объемы поисково-разведочного бурения на перспективных структурах и открыть ряд надсолевых месторождений Южной Эмбы.

С начала 70-х годов начинается новый этап в изучении строения юга Прикаспийской впадины, обусловленный переходом на сейсморазведку МОГТ и более детальную гравиметрическую съемку масштаба 1:50000. Сейсмические работы МОГТ в 70-ые годы выполнялись аналоговыми станциями, а с начала 80-х - цифровыми. Сейсмические исследования МОГТ на Южной Эмбе в 80-ые годы были направлены, в основном, на изучение строения подсолевого комплекса отложений. Надсолевой комплекс детально изучался лишь на отдельных площадях, а на остальной территории опоисковывался попутно. Лишь с конца 80-ых годов начались целенаправленные работы по изучению надсолевого комплекса, в результате чего в надсолевой части разреза (мезозой) прослежены опорные отражающие горизонты III и V (соответственно подошва неокома и подошва юры).

Поверхность соли (VI отражающий горизонт) закартирована в сводовых и присводовых участках куполов. В комплексе с гравиразведкой получена информация о глубине залегания соли в межкупольных зонах и уточнено строение солянокупольных структур в районе крутых склонов соли.

В межкупольных зонах выделены несколько отражающих границ в толще пермотриаса. Стратификация этих горизонтов условная, так как здесь практически отсутствуют глубокие скважины. В результате проведенных геолого-геофизических работ, удалось изучить глубинное строение Южной Эмбы в региональном плане, выделить в разрезе осадочного чехла крупные литолого-стратиграфические и структурные этажи, как правило, соответствующие нефтегазоносным комплексам, выявить основные типы локальных структур и познать особенности их размещения и формирования,

а также открыть, разведать и вовлечь в разработку значительное количество нефтяных, газонефтяных месторождений.

В пределах блока сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в 1974-79 годах проводились и трестом «Саратовнефтегеофизика». Краткие сведения о методике сейсморазведочных работ и полученных результатах приведены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1

Краткие сведения о методике и результатах сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных трестом «Саратовнефтегеофизика» в районе работ

№№ п/п	Год проведения работ	Авторы отчета и начальник партии	Администрати- вные районы работ	Методика работ	Краткие результаты работ
1	1974-1975 г.г. Трест «Саратовнефт- егеофизика» с.п. 14-15/74	Акимова А.Б., Яхонтова Н.Г., Ерохина Л.Н., Селенков В.Н.	Гурьевская обл., Эмбинский р- н, Мангышлакск- ая обл., Бейнеусский р-н.	ОГТ, $\Sigma=12$, $X_{\max}=2350$ м, $\Delta P_B=100$ м, $L=100$ м, $n=24$, Взрыв из одиночной скважины. Сейсмостанция СМП-24.	Построены структурные карты М 1:50000 по горизонтам III, V, VI, Π_1 и Π_2 . По подсолевым отложениям подготовлены к бурению Приморское и Северо- Култукское поднятие. По отложениям пермотриаса подготовлено к бурению Фурмановское поднятие, по горизонту Π_1 выявлено Чапаевское поднятие.
2	1976-1977 г.г. Трест «Саратовнефт- егеофизика» с.п. 09/76	Акимова А.Б., Селенков В.Н.	Гурьевская обл., Эмбинский р- н.	ОГТ, $\Sigma=12$, $X_{\max}=2350$ (2900) м, $\Delta P_B=\Delta P_P=100$ м, $L=75$ м, $d=6$ м, $n=24$. Взрыв из одиночной скважины. Сейсмостанция СМП-24.	Построены структурные карты М 1:50000 по отражающим горизонтам III, V, VII, Π_1 и Π_2 (Курпешский, Карасорский и Култукский участки). По подсолевым отложениям подготовлено под разведочное бурение Чапаевское поднятие и выявлено поднятие в районе куполя Кзылкудук. По надсолевым отложениям подготовлено к бурению пять поднятий: Восточный Кокарна, Белес, Вост. Мунайбай, Юж.-Атанак.
3	1978-1979 г.г. Трест «Саратовнефт- егеофизика» с.п. 07/78	Акимова А.Б., Селенков В.Н.	Гурьевская обл., Эмбинский р- н; Мангышлакск- ая обл., Бейнеусский р-н.	ОГТ, $X_{\max}=2350$ м, $L=100$ м, Сейсмостанция СМП-24.	Построены структурные карты по отражающим горизонтам III, V, VI, Π_1 и Π_3 . По надсолевым отложениям подготовлены под разведочное бурение поднятия Западный и Восточный Карасор, Кокарна, Вост. Курпеш. Выявлена приподнятая зона Сарытау. По подсолевым отложениям подготовлено к глубокому бурению Огайское поднятие.
4	1979-1980 г.г. Трест «Саратовнеф	Акимова А.Б., Селенков В.Н.	Гурьевская обл., Эмбинский р-н,	ОГТ, $\Sigma=12$ и 24, фланговая система, $X_{\max}=2400$ м, $\Delta P_B=100$ (50) м, $\Delta P_P=50$ м, $L=50$ м, $d=6$ м, $n=24$. Взрыв	Построены структурные карты М 1:50000 по горизонтам III, V, T, VI, Π_1 , Π_2 , Π_3 . По подсолевым

	тегеофизика» с.п. 07/79	Мангышлакс- кая обл., Бейнеусский р-н.	из одиночной скважины. Сейсмостанция СМП-24.	отложениям подготовлено под разведочное бурение Королевское поднятие. По надсолевым отложениям подготовлено к разведочному бурению структуре Северный Тереньзюк, Южный Карасор, Морская Прорва (северо-западное крыло), Западный Мунайбай и Мунайбай.
--	----------------------------	---	---	--

Начиная с 1975 года и вплоть до 1996 года, территория эпизодически изучается отдельными профилями МОГТ- 2Д треста «Эмбанефтегеофизика», однако по результатам этих работ новых перспективных объектов непосредственно на участке исследований не выявлено.

Структура Чапаевская первоначально была намечена Эмбенской сейсморазведочной партией 14/74 треста "Саратовнефтегеофизика" по отражающему горизонту П1, в результате работ МОГТ в 1974 - 1975 гг. Позднее, в 1976 - 1977 г.г. после дополнительной обработки полевых материалов было подтверждено существование средних размеров Чапаевского асимметричного антиклинального поднятия субширотного простирания в зоне сопряжения Чапаевской структурной террасы с Приморским сводом. Структура при максимальной отметке на своде минус 5180 м оконтуривалась изогипсой минус 5300 м. В 1985 году институтом ВолгоградНИПИнефть был составлен проект поисково-разведочных работ на площадь Чапаевскую, в соответствии с которым планировалось пробурить поисковую скважину в наиболее приподнятой восточной части антиклинального поднятия и, при получении положительных результатов, еще четыре для оценки нефтегазоносности. Фактически было пробурено две скважины. Одна не вышла из надсолевых отложений (скв. 1), вторая (скв. 2) была закончена строительством на глубине 5540 м в отложениях нижней перми. Структура не подтвердилась.

В пределах северного склона Южно-Эмбенского мегавала в структурно-формационном этаже П1-П2 в 1985-1987 гг. был выявлен сейсморазведкой предположительно карбонатный массив северо-восточного простирания на Аккудукской площади, размером 45x10 км, амплитудой 800-1000 м.

Протоколом Главгеологии МНП от 11.02.88 г. на сейсмопрофиле 0186619, ПК-90 утверждена к бурению скв.1-Аккудук параметрическая с глубиной 7000(+250) м и проектным горизонтом - девоном. Бурение начато в 1989 году. Скважина закончена строительством на глубине 6290 м и, как считали волгоградские геологи, не вышла из верхнеартинских отложений.

Непосредственно на участке исследований первые геофизические работы проводились на куполе Жантай в 1933г., когда была проведена гравиметрическая съемка, в результате которой высказано предположение о существовании глубокопогруженной соленосной структуры Жантай.

В 1950 году на Жантае трестом «Казнефтегеофизика» была поставлена сейсморазведка МОВ, построена структурная карта по III отражающему горизонту и установлено, что соленое ядро залегает на глубинах 1750 м. В 1951г. на куполе проведена геологическая съемка м-ба 1:25000, по результатам, которой построена геологическая карта и получены данные о строении и составе верхнемеловых и палеогеновых отложений. В 1952 - 1957гг. на Жантае поставлено структурно-поисковое и глубокое разведочное бурение. По результатам глубокого бурения ввиду отсутствия продуктивных горизонтов площадь выведена из бурения с отрицательным результатом. В 1962г. на куполе Жантай возобновлены сейсмические работы (партия 10/62), в пределах купола отработано два профиля, по данным которых прослежены первый подсолевой горизонт и кровля соли. В 1973г. группа специалистов под руководством Чен В.И. составляет отчет по обобщению и анализу проведенных геолого-геофизических работ параллельно с данными глубокого бурения на куполе Жантай и дают оценку перспектив нефтегазоносности.

Структура Кызылкудук Восточный расположена в 18км к юго-западу от месторождения Тюлюс. Региональной маятниковой съемкой Восточный Кызылкудук был охвачен в 1932г., результаты которой послужили основанием для постановки в 1936г. гравиметрических работ. Работами этого периода были выявлены минимумы силы тяжести Косчагыл, Тюлюс, Карапунгул, Кызылкудук соответствующие соляным ядрам куполов скрытопрорванного типа. Восточный Кызылкудук и Акинген были отнесены к межкупольной зоне вышеназванных локальных структур.

Сейсморазведочные исследования в межкупольной зоне между куполами Тюлюс, Косчагыл, Карапунгул проводились, начиная с 1950 года. В 1953г. сейсмическая партия 9/53 проводит исследования на региональном профиле Р-II и Р-III (Рабинович Г.Я.), в результате которых в северо-западной части межкупольной зоны по III отражающему горизонту отмечен подъем на месте соляного перешейка Косчагыл-Кызылкудук. Впоследствии гравиметрическими работами (Тушканова А.Д., 1961г.) выявлены минимумы силы тяжести, соответствующие локальным поднятиям в соли и вышележащих отложениях. Одним из этих минимумов является Кызылкудук Восточный. На ряду с этими работами, сейсмической партией 9/61 проводится съемка методом МОВ (Утегалиев К., Аверьянова С., 1962г.), в результате которой построена карта по III отражающему горизонту (подошва неокома), а также на глубине 5400-5700м локально прослежен горизонт П1, возможно, кровля подсолевых отложений, и на месте гравитационного минимума Кызылкудук Восточный отмечена потеря корреляции III отражающего горизонта, связанная с глубинным подъемом соляного ядра.

В 1963 году (с/п 26-29/63) проводились сейсмические исследования методом МОВ с целью изучения геологического строения соляных куполов и межкупольных зон. В результате работ была построена карта по III

отражающему горизонту (подошва неокома) и по VI отражающему горизонту в масштабе 1: 50 000.

В 1964 г. Гурьевская геолого-поисковая нефтеэкспедиция проводит картировочное бурение. При максимальной глубине исследования 200м изучен разрез палеогеновых и верхнемеловых осадков. Структурно-поисковым бурением надсолевой комплекс осадков изучен до глубины 500м. Скважины бурились, как правило, до отложений верхнего альба с целью отбивки подошвы карбонатной толщи верхнего мела, являющейся маркирующим горизонтом.

Все наработанные данные сейсморазведочных работ послужили основанием для постановки в 1963-1964-1968гг. на изучаемой структуре картировочного и структурно-поискового бурения. По данным бурения была составлена карта масштаба 1: 50 000 и структурная карта по подошве туронского и маастрихтского ярусов в масштабе 1: 10 000. Глубокая скважина Г-1, пробуренная в 1968г. на своде юго-восточного крыла структуры до глубины 2034м с целью выявления нефтяных залежей в мезозойских отложениях, была ликвидирована.

Солянокупольная структура Кызылкудук косвенно выявлена в 1926 г., по выходам на поверхность земли нефтяных пятен и явились основанием для постановки в 1930г. геологического картирования на площади естественных выходов нефти. Работы производились трестом «Эмбанефть» под руководством П. Я. Аврова. Ручным способом было пробурено 274 скважины со средней глубиной 24 м, механическим – 27 скважин при средней глубине 87 м. По материалам проведенных работ была составлена геологическая карта масштаба 1:50000.

В 1946 г. на структуре Кызылкудук проводится структурно-поисковое бурение. По результатам первых пробуренных скважин была установлена необходимость корректировки геологической карты 1930 г. В этой связи в 1947 г на площади повторно проводится геологическое картирование, всего пробурено 105 скважин. По результатам этих работ, с учетом данных структурно-поискового бурения, была составлена геологическая карта масштаба 1:25000 (Т. П. Котова).

В 1950 г. после проведения комплексного геолого-геофизического изучения солянокупольная структура Кызылкудук была введена в промышленную разведку с задачей выявления нефтегазовых залежей в отложениях мела, юры и пермотриаса северного и юго-западного крыльев.

С 1950 по 1953 гг было пробурено 6 разведочных скважин (№№ 1, 2, 3, 5, 6, 7) с объемом бурения 7404 м. Разведочные скважины №6 и №1 пробурены на северном крыле структуры, примыкающего к крутым склонам соляного ядра и образующего полукупол. При забоях на глубинах 900 м и 1841 м (в соли) скважины были ликвидированы по геологическим причинам. Результаты испытания в скважине №6 интервалов и отложениях пермотриаса и альб-сеномана, выделенных по материалам БКЗ, оказались отрицательными. В скважине 1 испытания не проводились ввиду отсутствия

в разрезе аномальных сопротивлений, характерных для нефтегазоносных горизонтов.

На юго-западном крыле структуры, образующего антиклинальную складку северо-западного простирания, с целью выявления нефтегазовых залежей в меловых, юрских и пермотриасовых отложениях, были пробурены разведочные скважины 2, 3, 5, 7 с забоями в отложениях соли. В скважинах 2 и 5 проводилось опробование, не давшее ожидаемых притоков нефти и газа. Скважины 3 и 7 были ликвидированы без опробования ввиду отсутствия во вскрытом разрезе нефтегазоносных горизонтов.

В 2005г. Нуралиевым Б.Б. в рамках тематических работ была выполнена переинтерпретация геолого-геофизических материалов на территории юго-восточной части Прикаспийской впадины, куда вошла территория настоящего изучения. В результате работ был сделан вывод, подтверждающий существование на участке купола Кзылкудук обширного подсолевого поднятия, выявленного по результатам работ треста «Саратовнефтегеофизика». По результатам работ в следующем, 2006 году, в том числе и на участке предполагаемого поднятия, компанией «Казахстанкаспийшельф» были выполнены сейсморазведочные работы 2Д, в результате которых подтвердилось Кзылкудукское поднятие и были выявлены другие перспективные поднятия в палеозойском разрезе. В 2007 году площадь работ была охвачена дополнительной сетью отработанных 2Д линий, выполнена переобработка материалов 2006 года (трест «Саратовнефтегеофизика»). В результате работ выявленные ранее палеозойские поднятия не подтвердились, а были признаны перспективными в подсолевом разрезе объекты другого типа, связанные с мульдовыми зонами.

В 2010г ТОО «Гео Энерджи Групп» были проведены сейсмические работы методом ОГТ с взрывными источниками и вибраторами в объеме 400кв.км на структурах, расположенных в южной части блока Р-9-Кзылкудук, Кзылкудук Восточный, Тургузба, Жантай детализации геологического строения и поисков новых нефтегазоперспективных объектов. Обработка выполнялась по графу, выбранному по результатам тестирования. Выполнена глубинная миграция до суммирования (ГМДС) по всему кубу данных. В основе выделения и корреляции надсолевых отражений применялись принципы сейсмостратиграфии, увязанные с результатами регионального геологического изучения и скважинными данными, в том числе и скоростными, полученными, главным образом, по результатам ВСП в скважинах Чапаевская Г-2 и Аккудук П- 1.

В Таблице 3.1.2 - Основные параметры 3Д сейсморазведочных работ МОГТ и регистрации, выполненных на участке Кзылкудук (2010) приведены в таблицах 3.1.2 и 3.1.3.

Таблица 3.1.2

Параметры системы наблюдения 3D МОГТ Кызылкудук

№ пп	Наименование параметров (Description)	Параметры
1	Полная кратность. (Full Fold)	90
2	Кратность по направлению линий приема (ЛП). (Fold - inline)	15
3	Кратность в направлении ортогональном ЛП. (Fold - crossline)	6
4	Размер бина[м x м]. (Bin Size) [B _r X B _s]	25x25
5	Количество линий приема (ЛП) в полосе. (Number of receiver lines per swath (NRL))	12
6	Количество пунктов приема (ПП) на линии приема (ЛП).	240
7	Количество активных каналов. (Number of active channels (NC))	2880
8	Шаг пунктов приема (ПП) на ЛП [м]. (Receiver Interval (RI))	50
9	Интервал между линиями приема [м]. (Receiver Line Interval (RLI))	400
10	Распределение (allocations): - каналов (channels)	120-0-120
11	Распределение (allocations): - удалений (offsets)	5975-25-0- -25-5975
12	Максим. значение минимальных удалений (M). (MAX min offsets)[м]	530
13	Максимальное удаление "взрыв-прием". Maximum offset "Sh.-Rec."	6862
14	Количество каналов на длинной (при асимметрии) ветке геодографа	120
15	На краях площади съемки количество каналов на короткой (при асимметрии) ветке геодографа	60
16	Характер расположения линий взрыва	Крестовая
17	Расположение линий возбуждения. Layout of shot lines (Normal orthogonal, Brick, Zigzag etc.)	Normal orthogonal
18	Количество линий возбуждения на единичной расстановке. (Number SLs)	1
19	Шаг пунктов возбуждения (ПВ) на линии возбуждения (ЛВ) [м]	50
20	Интервал между линиями взрыва (ЛВ) [м]. Shot Line Interval (SLI)	400
21	в направлении линий приема (Inline) - Xr [м]	5975
22	в направлении ортогональном ЛП (Crossline) - Xs [м]	3375
23	Всего пунктов возбуждения сигнала на площади съемки	33048

Таблица 3.1.3

Параметры регистрации 3D МОГТ Кызылкудук

Регистратор:	Sercel-428XL
Источник возбуждения	Вибраторы АНВ-IV /Nomad-65 или аналог
Тип электроники виброустановок	Pelton VibPro или аналог
Полярность виброустановок	SEG
Длина записи	6 с
Дискретность	2 мс
Записывающее устройство	NAS

В результате интерпретации сейсмических материалов уточнено геологическое и тектоническое строение площадей, прорассированы тектонические нарушения и глубинные разломы, построены карты изохрон и структурные карты в М 1:50 000 по отражающим горизонтам IIa (подошва K1a), III (подошва неокома K1ne), V (подошва нижнеюрских отложений J1), VI (кровля кунгурских отложений P1k), структурные карты по П1, П2, П2д и П3 отражающим горизонтам в масштабе 1:200000. В пределах куполов проведен анализ и обобщение имеющихся материалов глубокого бурения с построением межскважинных корреляционных схем.

Таким образом, по результатам всех предшествующих геологогеофизических работ на участке исследований, несмотря на наличие ряда перспективных структур в надсолевом разрезе, залежей углеводородов не выявлено. Строение нижнего, подсолевого, этажа, осталось изученным только геофизическими методами, частью с неоднозначными выводами о его перспективах, о которых подробно изложено в последующих главах настоящего проекта.

Изученность контрактного участка Кульсары представлена на рисунке 3.1.1 и в графическом приложении 3.

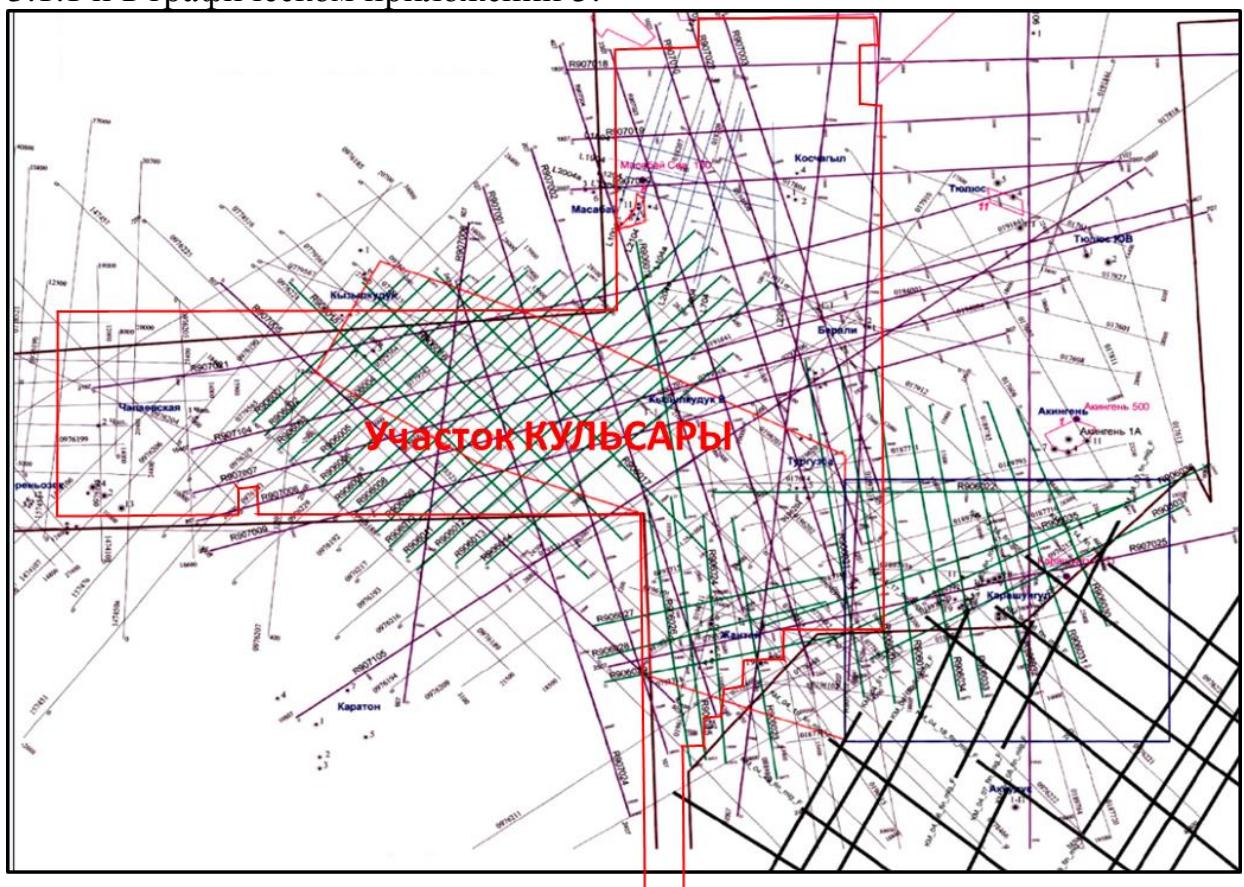


Рис. 3.1.1. Схема изученности участка Кульсары

3.2 Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

Прикаспийская впадина площадью свыше 600тыс.км² представляет собой, как известно, глубочайший осадочный бассейн мира, в котором мощность выполняющих его осадочных образований превышает 20 км.

Прикаспийская синеклиза, занимающая центральное положение на территории одноимённой впадины, является крупнейшей (площадь более 500 тыс.км²) отрицательной структурой юго-востока Восточно-Европейской платформы. Ее кристаллический фундамент сложен архейско-нижнепротерозойскими породами, представленными парагнейсами, амфиболитами, гнейсами и сланцами различного состава, железистыми кварцитами. Представление о глубинном строении синеклизы базируется преимущественно на геофизических данных в бортовых зонах, дополненных результатами бурения. Современная тектоническая структура фундамента Прикаспийской впадины отражает сложную историю тектонического развития этого региона.

Анализ гравитационного и магнитного полей, а также изучение материалов сейсмических исследований позволили выделить на рассматриваемой территории отдельные блоки, которые отличаются определенными аномалийными зонами и отделены друг от друга крупными глубинными разломами, зафиксированными региональными сейсмическими профилями КМПВ.

По основанию осадочного бассейна Прикаспийская синеклиза имеет асимметричное строение. На западе и севере ее ограничивают области сравнительно неглубокого залегания фундамента (3—5 км). Далее к центру выделяется зона резкого (с углами наклона 10-15°) погружения фундамента до глубин выше 10-15 км. Это погружение осложнено серией выступов и разрывных нарушений. С поверхностью дорифейского кристаллического фундамента впадины отождествляется преломляющий горизонт T_f с $V_g=6,2-7,1$ км/с. Наибольшие глубины залегания поверхности фундамента (более 22 км) приурочены к центральной части синеклизы - Центрально-Прикаспийской депрессии. На юге и востоке впадины расположена обширная Енбекско-Астраханская полоса с приподнятым (до 7-9 км) залеганием фундамента, гигантским полукольцом (длиной около 800 км), охватывающим периферию впадины. Она включает Енбекский, Кзылжарский, Жаркамысский, Биикжальский, Северо-Каспийский, Мынтобинский и Астраханский выступы, осложненные отдельными вершинами. С востока и юго-востока эту зону выступов окаймляют глубокие Примугоджарский и Южно-Эмбинский окраинные прогибы, в которых поверхность фундамента погружена на глубину до 10-14 км.

Границами Прикаспийской впадины на востоке являются выраженные в рельефе складчатые сооружения Южного Урала и Мугоджар, на юге впадина уходит под уровень Каспийского моря. Изучаемая в рамках проекта, территория расположена на юго-востоке внутренней части Прикаспийской впадины на значительном удалении от ее восточной и юго-восточной прибортовых зон, в разрезе осадочного чехла которой выделяется три структурно-тектонических этажа: *докунгурский подсолевой, кунгурский солевой и надсолевой*.

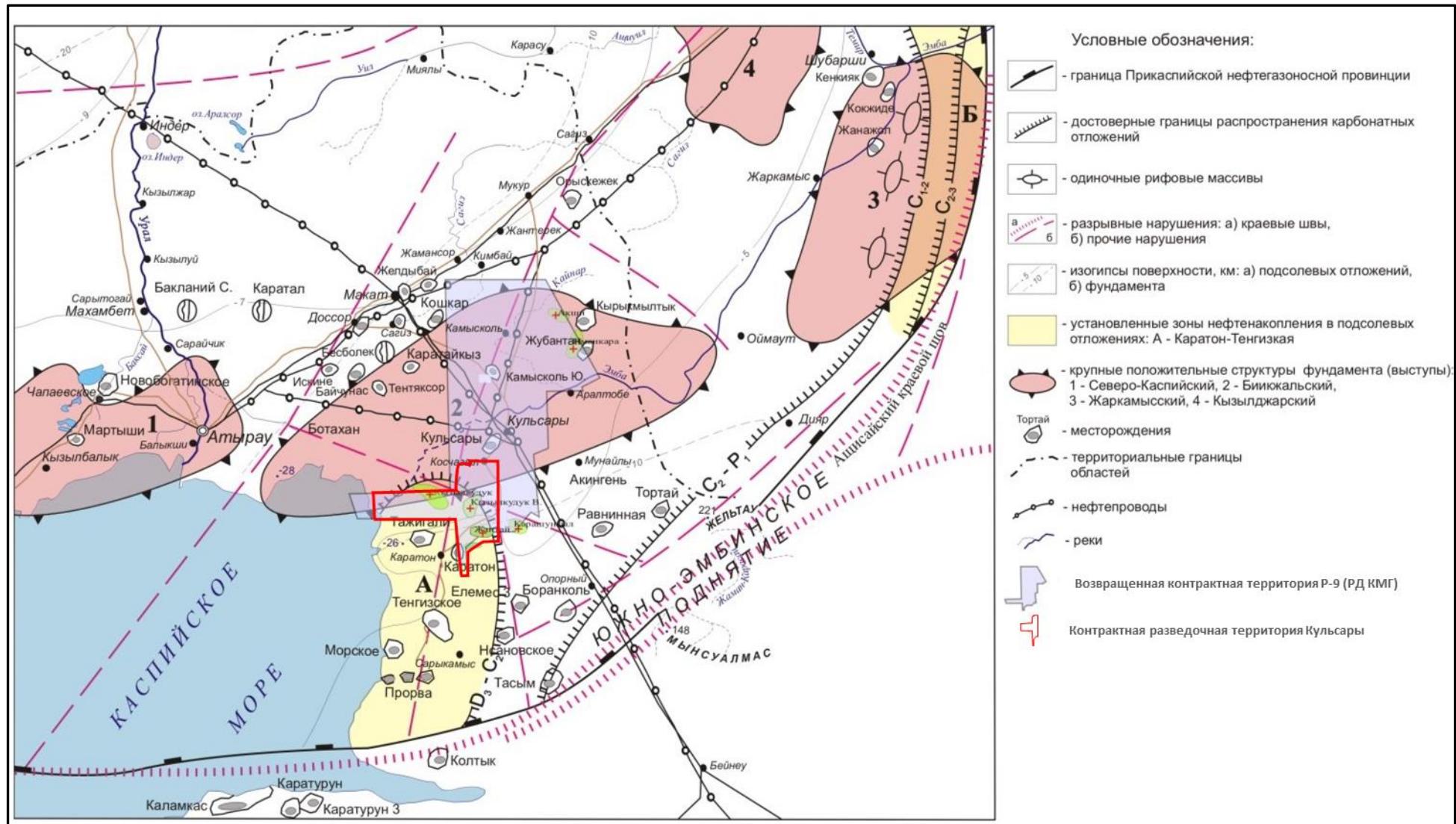


Рис. 3.2.1. Обзорная схема района блока Кульсары на тектонической основе

Прикаспийская мегасинеклиза является крупнейшей на земном шаре областью развития соляной тектоники. Соль кунгурского возраста в виде соляных куполов, гребней, валов, массивов, иногда достигающих огромных размеров (1000-1500 км²), прорывает многокилометровую (8-9 км) толщу вышележащих отложений и часто выходит на поверхность, иногда образуя соляные озера, разрушая имевшиеся залежи нефти и газа и создавая новые в надсолевом этаже. Общее число соляных структур превышает 1700.

Подсолевые отложения, которые являются основным объектом нефтегазодобычи, залегают на больших глубинах и изучены бурением лишь в бортовых частях провинции. Можно утверждать, что соляные купола занимают не более 25-30% всей площади Прикаспийской впадины, а на долю межкупольных зон приходится 70-75% ее территории.

Исследуемый район блок Кулсары занимают южную часть возвращенного разведочного блока Р-9 и в тектоническом плане находится на граничной зоне Биикжальского и Каратон-Тенгизского поднятий (Рис.3.2.2).

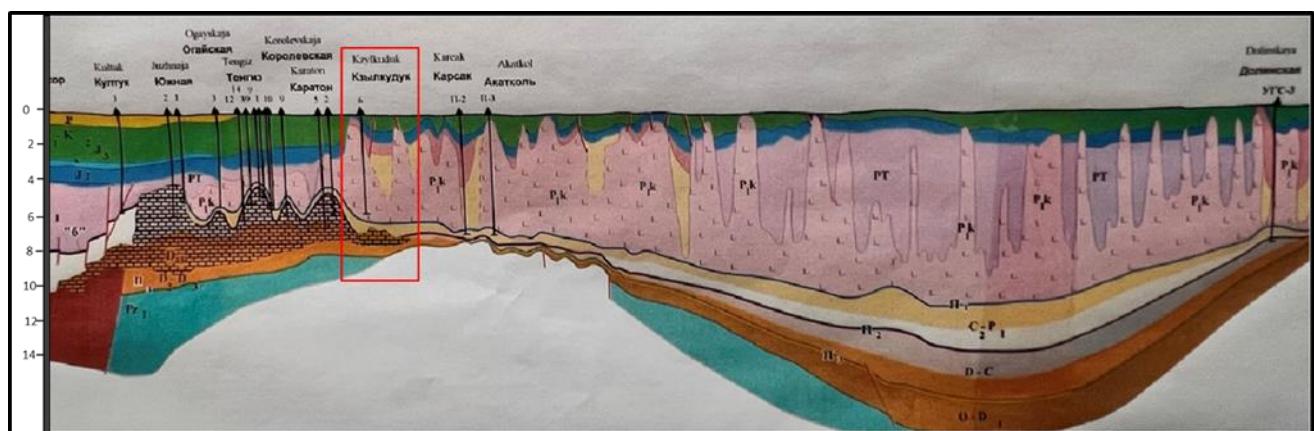


Рис. 3.2.2. Региональный геологический профиль Прикаспийскую впадину (по материалам ГИН им.К.И.Сатпаева,2002г, с авторским дополнением 2025г.)

Поверхности фундамента соответствует преломляющий горизонт с граничной скоростью 6,4-7,0 км/с, причём её значение несколько уменьшается на протяжение профиля с востока на запад. По мнению исследователей, погребенный фундамент Прикаспийской впадины разбит нарушениями различных направлений на отдельные глыбы и блоки, ступенчато погружающиеся к центральным частям впадины. Особенно широкое развитие имеют кольцевые и радиальные разломы. Последние в большинстве случаев имеют незначительную протяженность и кулисообразное расположение. Эти разломы разделяют отдельные продольные блоки, вытянутые вдоль юго-восточной границы Прикаспийской впадины. Амплитуда их небольшая – 500-800 м, тогда как амплитуда кольцевых разломов достигает 1000-1500 м.

Соляные купола хорошо отмечаются гравитационной съемкой (Рис.3.2.3), соляные массы дают мозаичное гравитационное поле с минимумами над соляными штоками. На каждые 400 км^2 в восточной части впадины приходится один купол, однако это зависит от размеров куполов, наибольшие из которых известны в центральной и западной частях впадины.

Соленосные отложения кунгурского возраста неоднородны по своему составу и мощностям. В межкупольных пространствах мощность соленосной толщи резко уменьшается, а местами толща полностью выклинивается. В бортовых частях впадины соляные структуры вытянуты цепочками. Здесь развиты соляные антиклинали, гряды и ряд переходных форм к соляным штокам, высотой до 2-3 км (Рис.3.2.3).

Образование соляных куполов происходило в несколько этапов, связанных с фазами тектогенеза ближайших тектонических областей. Однако подмечено, что в западной части впадины в междуречье Урала и Волги наиболее сильная фаза образования куполов относится к верхнему плиоцену, в районе Северной Эмбы — к триасу, в центральных частях впадины — к юре и мелу.

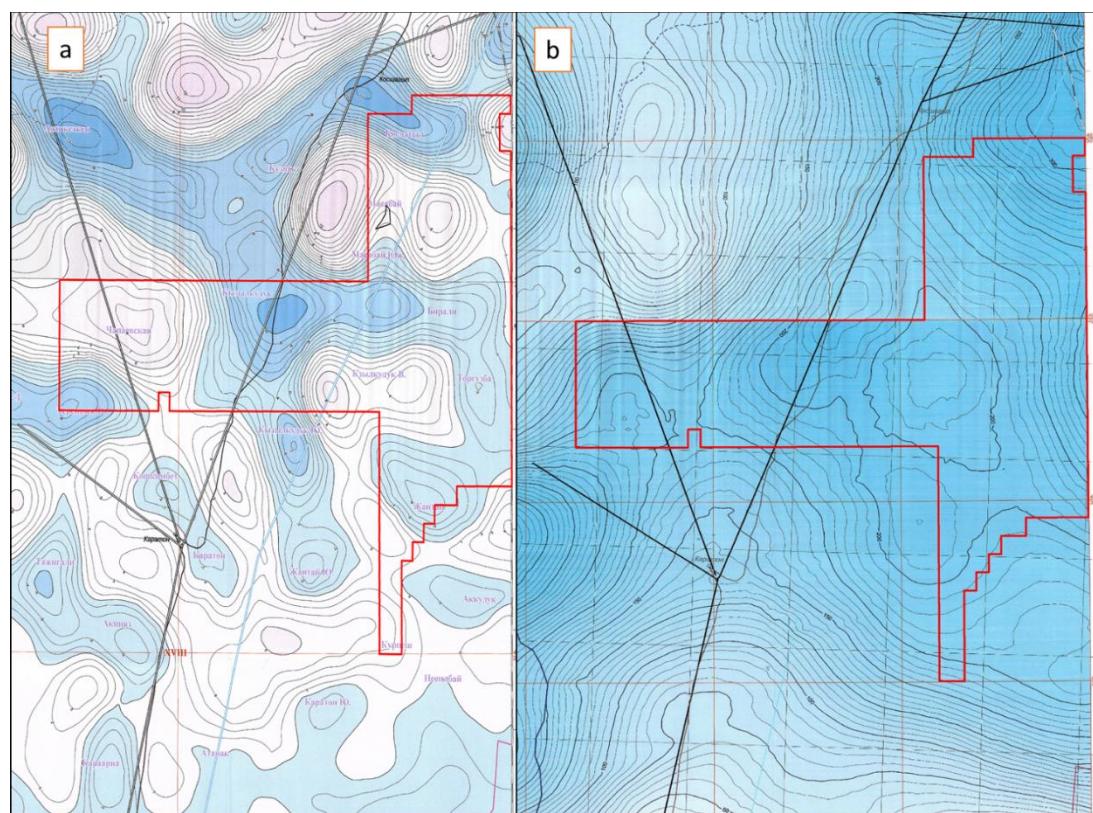


Рис. 3.2.3. Карта гравиметрических (а) и магнитных (б) аномалий на участке Кульсары

Соляные штоки связаны между собой узкими соляными перемычками, погребенными на глубину в 1,5-2 км и более. В результате надсолевая осадочная толща распадается на разобщенные поля, обрамленные

солью. В краевых частях впадины цепочки куполов связаны с крупными разломами, затрагивающими подсолевое ложе.

Изучение данных сейсморазведки, а также материалов глубокого бурения, позволило выяснить морфологию соляных штоков, определить их высоту и выявить наличие между ними соляных перешейков. Мощность соляных масс территории восточного борта впадины не превышает 600—800 м, но по мере приближения к ее внутренним районам мощность увеличивается до 1200—1800 м и более (Рис.2.3). Основные пластические массы каменной соли из межкупольных зон в большинстве случаев полностью выжаты (бессолевые мульды). Образовавшиеся соляные массивы, соляные штоки, связаны хорошо выраженными перешейками. Кроме того, здесь встречаются соляные подушки с едва заметными проявлениями диапиризма. В районах, непосредственно примыкающих к Ащисайской зоне разломов, галогенная толща имеет мощность 200-250 м и залегает практически горизонтально. Отмечается связь между тектоникой подсолевого комплекса и расположением соляных куполов. Так, в наиболее изученном районе Доссор-Косчагыл отмечается сильная дислоцированность соляных куполов вдоль осевой части подсолевой структуры от Каражунгула и Кызылкудука до Индера. В крыльевой зоне располагаются менее дислоцированные купола (Туйлис, Косчагыл, Кульсары, Каратон, Доссор и др.). На периферии отмечаются еще менее дислоцированные купола (Конуспай, Кандаурово и др.).

Строение Прикаспийской мегасинеклизы наряду с соляной тектоникой определяют бортовые уступы и глубинные разломы, по которым кровля подсолевых отложений круто погружается к центральным частям мегасинеклизы и благодаря которым фундамент, а, следовательно, вышележащие отложения оказываются дифференцированы на приподнятые и опущенные блоки.

В изучении строения подсолевых отложений в юго-восточной части Прикаспийской впадины в региональном плане достигнуты определенные успехи: определены основные тектонические элементы второго порядка, установлен порядок распределения терригенных и карбонатных отложений в этой зоне.

Севернее территории исследований (Кульсары С3) выделено Биикжальское поднятие по фундаменту. Южнее Биикжальского поднятия расположен Южно-Эмбинский прогиб, который заполнен терригенным материалом девонско-нижнепермского возраста (маткенский тип разреза) с небольшими пропластками карбонатных пород.

Докунгурский подсолевой комплекс включает в себя отложения предположительно от додевонских до артинских включительно.

Средне и нижнедевонские отложения, к кровле которых предположительно может относится отражающий горизонт П3, в пределах района исследований бурением не вскрыты. По данным сейсморазведки

(Рахманова, 1994) они испытывают региональное погружение от 6300-6500 м на севере до 7000(+250)-7500 м на юге.

Анализ имеющихся данных позволяет сделать предположение о преимущественно терригенном составе отложений ниже горизонта П3, особенно на участках погруженного их залегания.

Выше залегают терригенные отложения предположительно нижне-исредне-каменноугольного возраста (отражающий горизонт П2), наиболее полно они вскрыты скважиной Аккудук П-1 в интервале глубин 5440-6290 м.

Поверхность подсолевых отложений (горизонт П1) (Рис.1.6) по сейсмическим данным и данным бурения глубоких скважин (Туйлис Г-1, Берали Г-1) моноклинально погружается с юга на север от глубин 4900-5000 м до 5400-5500 м. На фоне погружения выделяются небольшие по амплитуде положительные структуры, некоторые из которых разбурены (Туйлис Г-1, Берали Г-1 и т.д.).

К западу от контрактного блока Кульсары (в направлении к куполу Тажигали) преимущественно терригенный состав подсолевого комплекса меняется на карбонатный, где в области их распространения выявлен ряд рифогенных массивов (Каратон, Тенгиз, Королевское и др.).

По результатам, проведенных А. Аглямовой и Б.Нуралиевым при научном сопровождении профессора Г.Ж.Жолтаева в 2007г, работ по глубинной миграции до суммирования 2Д МОГТ, была построена структурно-тектоническая модель участка по подсолевому комплексу отложений (отражающие горизонты П1, П2, П3).

В 2007г. были проведены сейсмические исследования по переобработке и интерпретации МОГТ 2D компанией Геоконсалтинг (Альжанов Х.М.). На основе этих исследований составлены структурные карты по отражающим горизонтам П1, П2, П3. Проведенные работы позволили выделить подсолевые поднятия в южной части блока: Кызылкудук, Жантай, Кызылкудук Восточный, Буыргын (последняя находится на востоке за пределами контрактного блока Кульсары) (Рис.3.2.4-3.2.6).

К бурению была подготовлена структура Кызылкудук, которая расположена в непосредственной близости к Каратон-Тенгизской карбонатной платформе, в пределах которой выявлены крупные месторождения нефти и газа Тенгиз и Королевское, сложенная предположительно девонско-нижнекаменноугольным комплексом карбонатных пород, перекрытых терригенно-карбонатным комплексом нижней перми и среднего карбона. Ниже дается описание по основным отражающим горизонтам:

В пределах изучаемой территории на полученной структурной схеме по П3 горизонту имеет пологое залегание с максимальными отметками -8300 м, с минимальными -7000(+250) м. На северо-западе площади выделяется достаточно крупная подсолевая структура Кызылкудук, имеющая вытянутую в северо-западном направлении форму, осложненную в юго-восточном

направлении структурным носом. Поднятие глубинным разломом северо-западного простирания разделяется на два крыла – северо-восточное и юго-западное. Площадь выявленной структуры порядка 40 кв. км, амплитуда – 350-400м. Юго-восточнее по изогипсе -7700 м оконтуривается поднятие Жантай, которое еще выявлено в результате тематических исследований 2005г. (Нуралиев Б.Б.) Размеры по оконтуривающей изогипсе 8.0 x 2.5 км, площадь 20 кв.км, амплитуда порядка 150-200 м. На севере изучаемой территории, отмечается приподнятый участок, соответствующий, предположительно, подсолевой структуре Берали. По отражающему горизонту П2 отмечается примерное соответствие структурных планов с приблизительно такими же размерами и амплитудами, как и для горизонта П3. По отражающему горизонту П1в рельефе подсолевого ложе выделяются те же положительные структурные элементы, как и по нижезалегающим горизонтам П3 и П2. Северо-восточная, основная часть поднятия Кызылкудук, имеет большие размеры, оконтуривается в пределах площади работ изогипсой -5150 м, размеры по этой изогипсе – 13.5 x 4,0 км, площадь 54,0 кв.км, амплитуда 150-200 м, минимальные отметки в своде -5000 м.

Это крыло, возможно, за границей лицензионных работ, оконтуривается изогипсой -5300 м. Размеры поднятия Жантай по оконтуривающей изогипсе -5100м 7,0 x 3,0 км, площадь 21 кв.км, амплитуда составляет порядка 150 м. Северное поднятие замыкается только в сводовой части изогипсой - 5000м и выходит за пределы участка изучения.

Таким образом, по результатам структурной интерпретации в 2007 году в палеозойских отложениях было выделено три достаточно крупных поднятия, которые полностью или частично попадают в площадь съемки настоящих работ. В результате на участке Кызылкудук была дана рекомендация на бурение глубокой скважины со вскрытием подсолевых границ П1 и П2 проектной глубиной 5650м на пикете 118.5 профиля 06_06. Однако, уже в следующем, 2008 году, в результате обобщающих работ по блоку Р-9 саратовские геологи и геофизики, частично переобработав сейсмический материал 2Д 2006 года и с учетом новых отработанных линий, получили неожиданно другие данные по структурному положению подсолевых границ на участке работ. В частности, все выявленные поднятия в подсолевом разрезе оказались снивелизованными. В то же время перспективными были признаны участки «вздергивания» времен по горизонтам П3, П2д, соответствующие участкам «бессолевых окон» глубоких пермотриасовых мульд. Такие объекты классифицировались как высокоамплитудные (до 200-400м) положительные структуры. В то же время были выделены новые объекты по надсолевой части разреза, а именно: в пределах северо-восточного крыла купола Кызылкудук выделена тектонически экранированная структура примыкания, которая по горизонту V оконтурена изогипсой –1050 м, а по горизонту III изогипсой –750 м. Размеры составляют соответственно 3.5×0.8 км и 4.4×0.9 км, амплитуда 300 и

250 метров. На северном и южном крыльях купола Жантай выявлены два участка карнизного залегания соли с неясными перспективами.

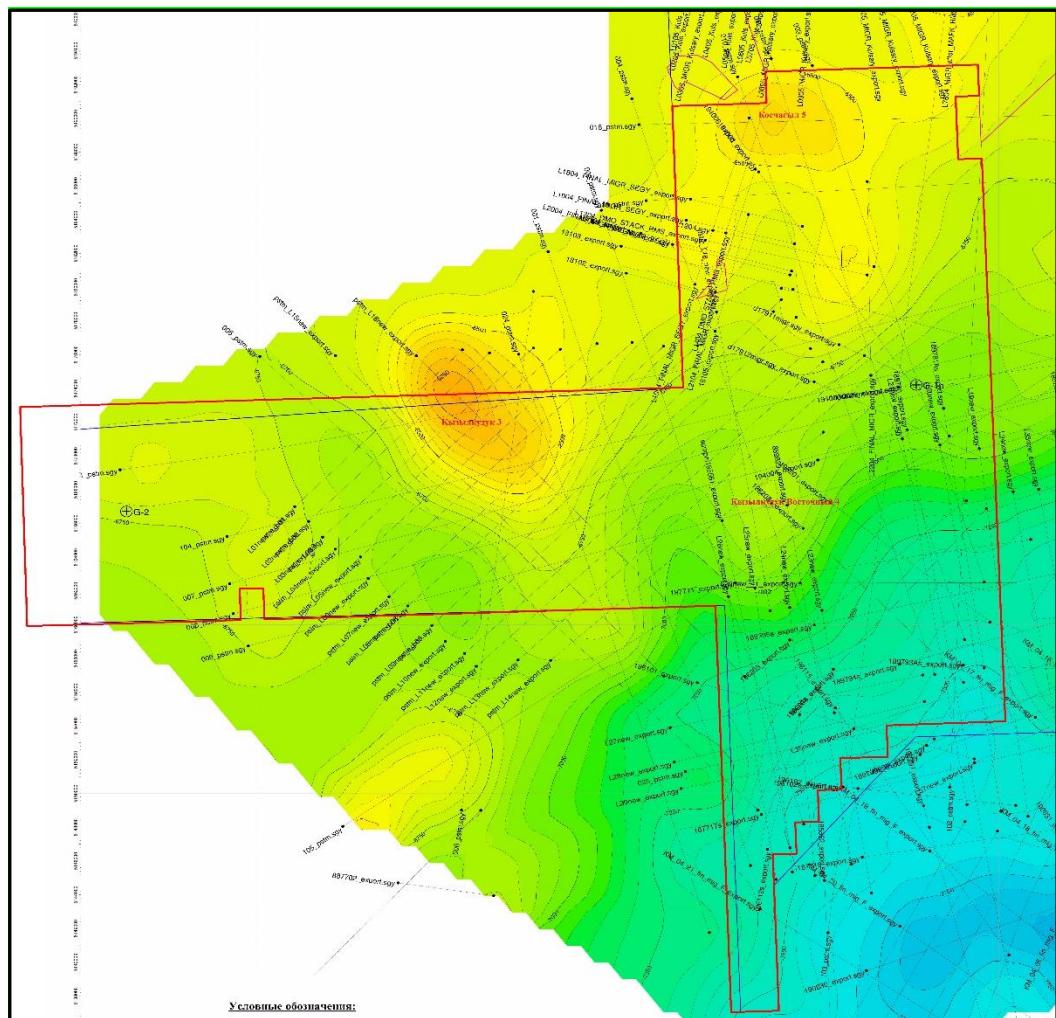


Рис. 3.2.4. Структурная карта по сейсмическому отражающему горизонту-П3 (Альжанов Х.М., 2007)

Такие достаточно противоречивые данные, полученные при интерпретации разными группами исследователей, и послужили основой для постановки на участке работ сейсмических работ в 3Д модификации, реализованные в 2010г ТОО «Гео Энерджи Групп».

Соляные купола различаются по своей морфологии, глубине залегания, глубине эрозионного среза, интенсивности прорыва соли и другим свойствам. Соляные поверхности в пределах сводов куполов и перешейков, как правило, осложнены ступенями, которым в покрывающем комплексе отложений соответствуют сбросы. Знаки падения поверхности соляных ступеней, как правило, меняются по простирации соляного тела, вследствие чего в покрывающих отложениях, соответственно, отмечается знакопеременное чередование приподнятых и опущенных крыльев структур. Такая закономерность также хорошо выражена и на площади исследований.

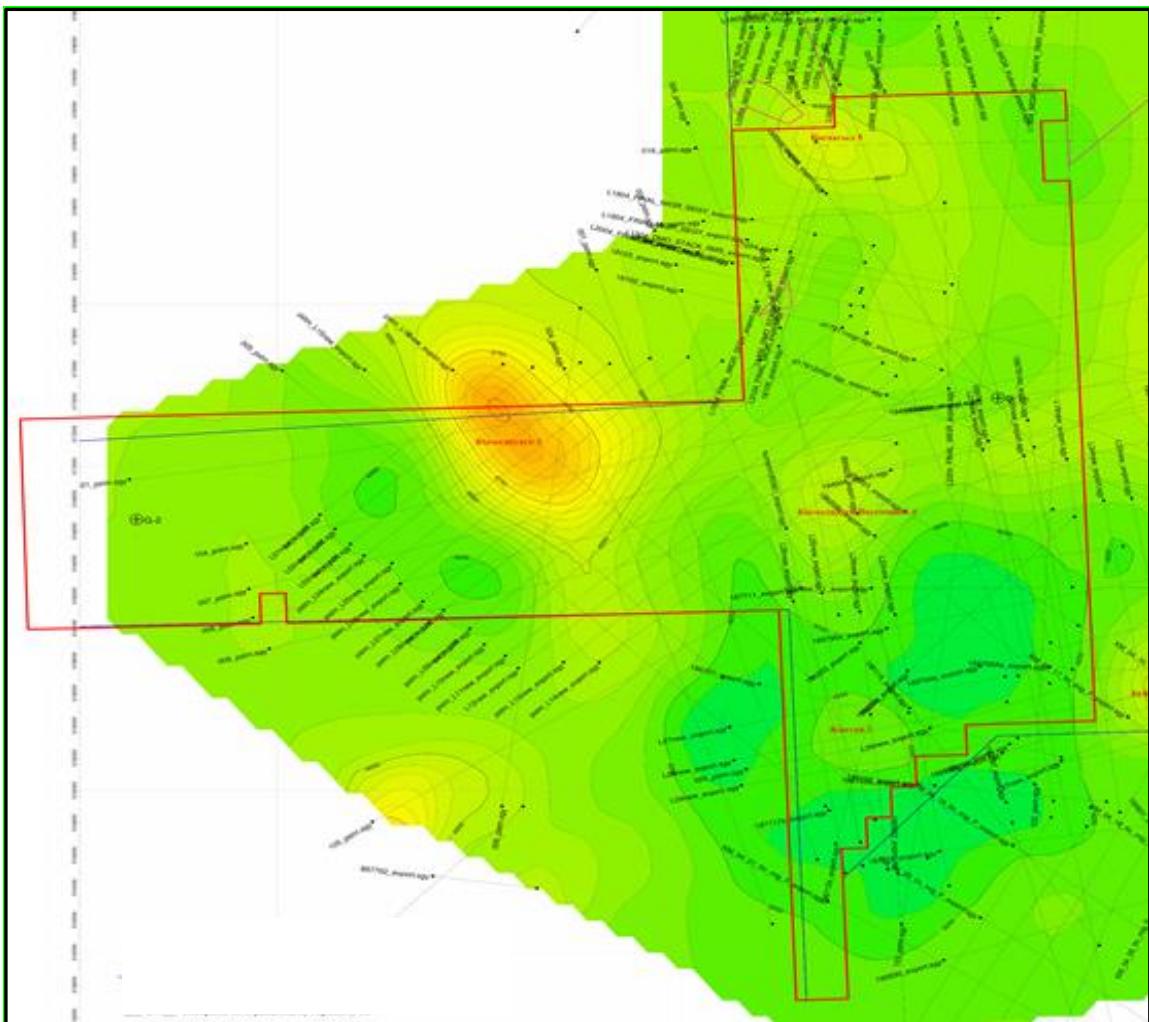


Рис. 3.2.5.Структурная карта по сейсмическому отражающему горизонту-П2
(Альжанов Х.М., 2007)

Вблизи крутого приподнятого крыла проходят основные сбросы, опущенные крылья осложнены вспомогательными (подсекающими) сбросами. Система основных и вспомогательных сбросов образуют зоны грабенов, заполненные более молодыми осадками. По числу крыльев и разделяющих их грабенов выделяются купола двухкрыльые, трехкрыльые, четырехкрылые и т. д. Каждое крыло, разбитое более мелкими сбросами, может делится, в свою очередь, на блоки и поля.

Непосредственно на участке работ имеются купола прорванного типа (Кызылкудук) с глубиной залегания солевого ядра глубиной 150-250м, частично прорванного (скрытопрорванного) типа (Жантай, Тургизба), где соляное ядро в сводовой части прорывает триасовые отложения, и непрорванного типа (Кызылкудук Восточный). Соляные ядра в сводовой части куполов и по простиранию перешейков осложнены амплитудными соляными ступенями, которым в надсолевых отложениях соответствуют основные сбросы.

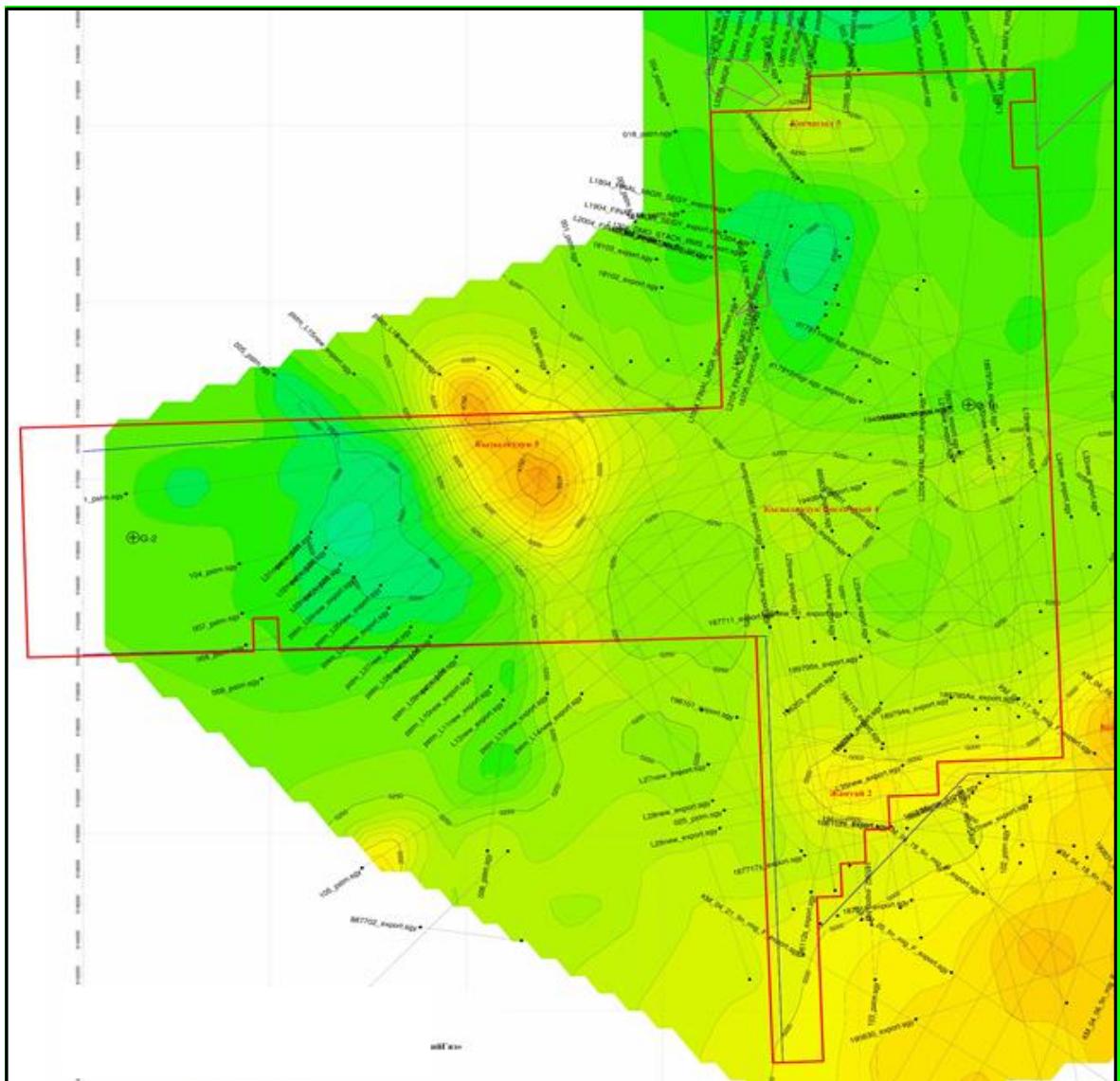


Рис. 3.2.6.Структурная карта по сейсмическому отражающему горизонту-П1
(Альжанов Х.М., 2007)

Купол Кызылкудук представляет собой солянокупольную структуру с неглубоким залеганием галогенного ядра, простирающуюся в северо-западном направлении и связанную общими структурными линиями с соляными куполами Асанкеткен, Кузбак (к северо-западу и северу), Жантай (на юго-восток) и Кызылкудук Восточный (на восток).

Соляное ядро купола представляет собой ассиметричное поднятие с четырьмя соляными отрогами (выступами), ориентированных в северо-западном, северо-восточном, восточном и южном направлениях. Этими отрогами через более глубоко погруженные перешейки соляное ядро Кызылкудук соединяется с соляными ядрами соседних куполов Асанкеткен, Кузбак, Жантай и Кызылкудук Восточный. В соответствии с таким строением соляного ядра в пределах структуры надсолевые отложения делятся на 4 крыла: северо-западное, северо-восточное, юго-восточное и юго-западное.

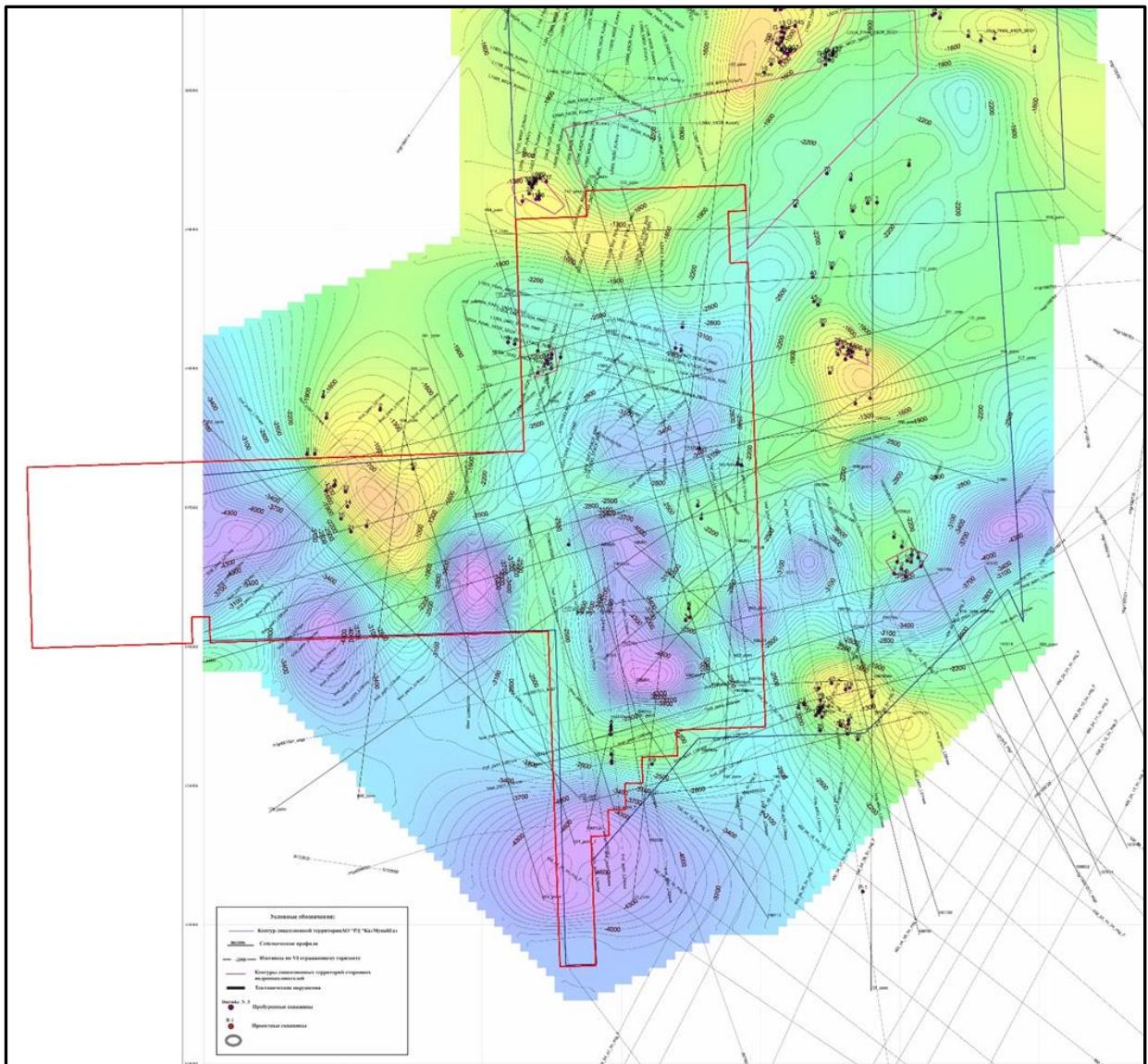


Рис. 3.2.7.Структурная карта по поверхности кунгурской соли в районе работ
(Альжанов Х.М., 2007г.)

Купол Кызылкудук Восточный является глубокопогруженным диапировым телом и по надсолевому комплексу имеет форму двукрылой складки северо-восточного простирания (Рис.3.2.7). Юго-восточный, приподнятый, склон соляного штока пологий, северо-западный, опущенный - крутой, переходящий в террасовидную ступень. К северу от купола протягивается соляной перешеек, связывающий его с куполом Косчагыл. В южном направлении поверхность соли, погружаясь, переходит в перешеек Кызылкудук Восточный-Жантай, также осложненный знакопеременной ступенью по простиранию перешейка.

Соляной купол Жантай представляет собой структуру скрытопрорванного типа, вытянутую в субширотном направлении, с четким двухкрыльм строением, разделенными грабеном.

Ширина грабена на всем его протяжении почти постоянна и равна примерно 3 км. К западу и востоку грабен расширяется и сливается с

межкупольными зонами Жантай-Кызылкудук-Каратон и Жантай – Каражунгул. Соляное ядро купола на востоке, погружаясь, резко меняет направление на север и переходит в купол Тургуба. Тургуба представляет собой типично двухкрылую структуру с приподнятым западным и опущенным восточным крыльями.

Надсолевой структурно-тектонический комплекс охватывает отложения триаса, юры (Рис.3.2.8) и мела (Рис.3.2.9). Первые занимают промежуточное положение, так как в районах, расположенных ближе к центральной части Прикаспийской впадины, они по условиям залегания тесно связаны с отложениями верхней перми.

Триасовые отложения не всегда выделяются исследователями как самостоятельная стратиграфическая единица. Триасовые образования объединяют с верхнепермскими, если проследить достоверную границу между ними и последними не представляется возможным. Изменчивы и структурные взаимоотношения этого подразделения с выше- и нижележащими отложениями.

Формирование комплекса осадков происходило на фоне общих нисходящих движений, которые имели сложный ритмичный характер; обширные трансгрессии сменялись довольно продолжительными регрессиями и перерывами осадконакопления. Суммарные мощности мезозойских отложений постепенно увеличиваются по мере удаления от восточной окраины впадины к ее центральным районам и в юго-западном направлении. Поднятия и прогибы, установленные по верхнепермским породам, в мезозойских отложениях не имеют четкого выражения. В мезозойских отложениях уверенно фиксируются лишь соляные структуры и межкупольные зоны. В последних особенно в отложениях триаса и местами юры, изредка наблюдаются небольшие компенсационные мульды, расположенные в присводовых частях соляных куполов. Они могут быть выполнены чередованием осадков любых возрастов моложе кунгурского, вплоть до плиоцена.

Верхние части разреза отложений мезозоя на сводах соляных структур обычно сильно размыты. На крыльях этих структур размывы имеют различную интенсивность.

В сводовых частях ряда куполов на площади Кульсары вскрыты, в основном, меловые и юрские отложения. Подстилающие их триасовые и более древние образования пройдены на небольшую мощность, лишь единичные скважины вскрыли полный разрез надсолевых отложений большой мощности. Для отдельных структур характерным является глубокий размыв сводовой части, сложенной отложениями триаса и перми. Для куполов непосредственно участка работ устанавливаются стратиграфические перерывы в накоплении осадков в предюрский, предверхнеюрский, предмеловой, предаптский и предверхнемеловой периоды.

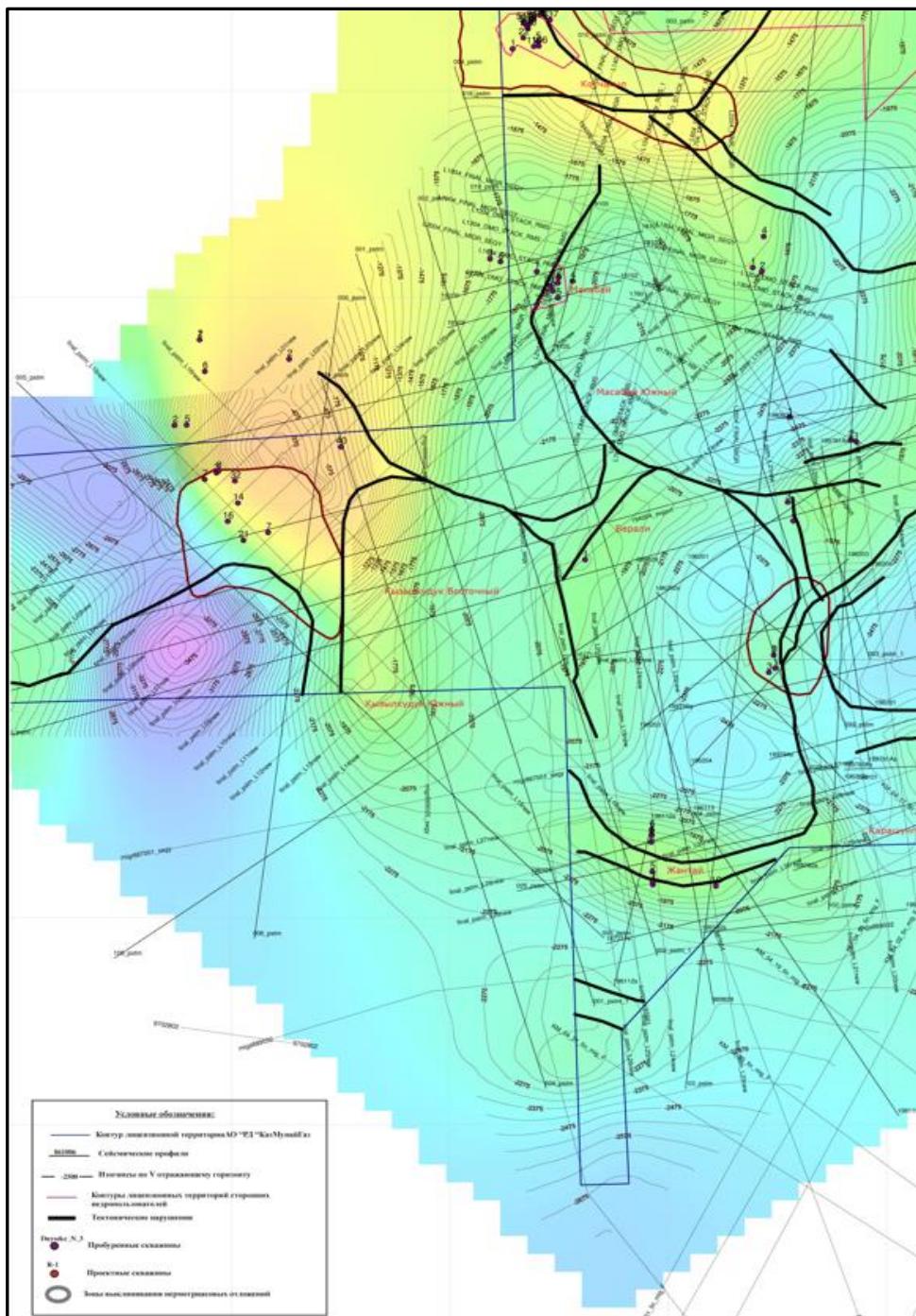


Рис. 3.2.8.Структурная карта по V отражающему горизонту в районе работ (Альжанов Х.М., 2007г.)

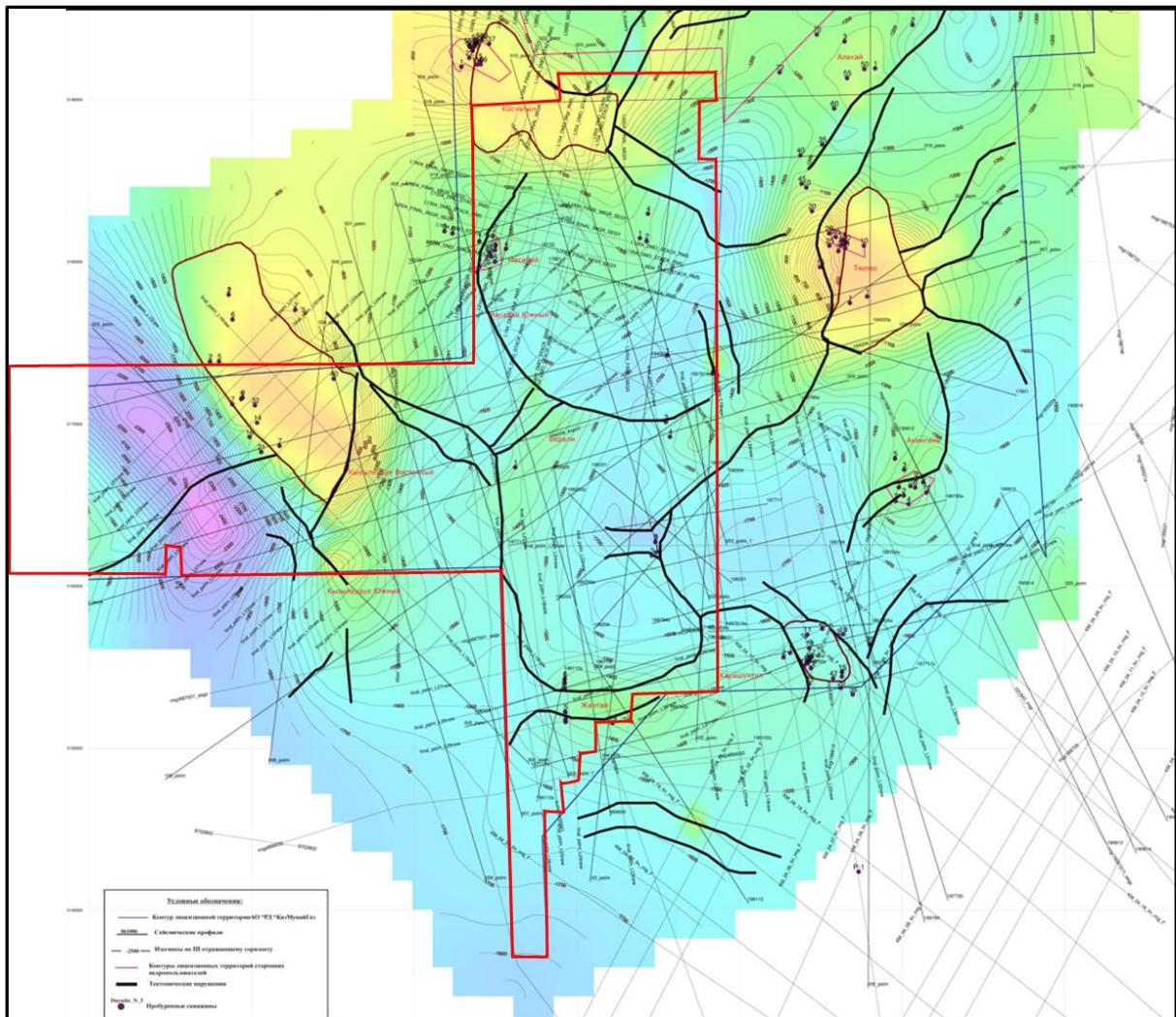


Рис. 3.2.9.Структурная карта по III отражающему горизонту в районе работ (Альжанов Х.М., 2007г.)

3.3 Обзор и результаты ранее проведенных буровых работ на участке исследований

Поисковое и разведочное бурение на блоке Кульсары проводилось в надсолевой части разреза со вскрытием соленосных отложений кунгура, подсолевой комплекс отложений не вскрыт. В данном разделе подробно изложены основные результаты бурения в пределах надсолевых структур блока Кулсары.

Кызылкудук

Поверхностные нефтепроявления на Кызылкудуке впервые стали известны в 1926 г и явились основанием для постановки в 1930 г. геологического картирования на площади естественных выходов нефти. Работы производились трестом «Эмбанефть» под руководством П.Я. Аврова. Ручным способом было пробурено 274 скважины со средней глубиной 24 м, механическим – 27 скважин при средней глубине 87 м. По материалам проведенных работ была составлена геологическая карта масштаба 1:50000.

В 1946 г. на структуре Кызылкудук проводится структурно-поисковое бурение. По результатам первых пробуренных скважин была установлена

необходимость корректировки геологической карты 1930 г. В этой связи в 1947 г на площади повторно проводится геологическое картирование, всего пробурено 105 скважин. По результатам этих работ, с учетом данных структурно-поискового бурения, была составлена геологическая карта масштаба 1:25000 (Т. П. Котова).

В 1950 г. после проведения комплексного геолого-геофизического изучения солянокупольная структура Кызылкудук была введена в промышленную разведку с задачей выявления нефтегазовых залежей в отложениях мела, юры и пермотриаса северного и юго-западного крыльев.

С 1950 по 1953 годах было пробурено 6 разведочных скважин (№№ 1, 2, 3, 5, 6, 7) с объемом бурения 7404 м. Разведочные скважины №6 и №1 пробурены на северном крыле структуры, примыкающей к крутым склонам соляного ядра и образующей полукупол. При забоях на глубинах 900 м и 1841 м (в соли) скважины были ликвидированы по геологическим причинам. Результаты испытания в скважине №6 интервалов в отложениях пермотриаса и альб-сеномана, выделенных по материалам БКЗ, оказались отрицательными. В скважине 1 испытания не проводились ввиду отсутствия в разрезе аномальных сопротивлений, характерных для нефтегазоносных горизонтов.

На юго-западном крыле структуры, образующей антиклинальную складку северо-западного простирания, с целью выявления нефтегазовых залежей в меловых, юрских и пермотриасовых отложениях, были пробурены разведочные скважины 2, 3, 5, 7 с забоями в отложениях соли. В скважинах 2, 6, 7 проводилось опробование, не давшее ожидаемых притоков нефти и газа. Скважина 3 была ликвидирована без опробования ввиду отсутствия во вскрытом разрезе нефтегазоносных горизонтов.

Во всех скважинах проведен комплекс промыслового-геофизических работ. Разведочное бурение не выявило нефтегазовые залежи в надсолевом комплексе осадков, и, в дальнейшем, геолого-разведочные работы на площади не возобновлялись.

В разрезе разведочной скважины 1 Кызылкудук по данным промыслового-геофизических исследований (граф.приложение 4) были рассмотрены пласти в следующих интервалах глубин, стратиграфически относящиеся к отложениям пермотриаса: 1779-1765 м, 1764-1754 м, 1709-1706 м, 1674-1672 м, 1667,6-1665,5 м, 1662,6-1661 м.

Пласти № 1 и 2 (1779-1765 м и 1764-1754 м) - это пласти бесконечно высокого сопротивления. О значительной плотности пород в рассматриваемых интервалах глубин свидетельствуют также многочисленные разбитые бойки бокового грунтоноса. Вероятно, это пласти кепрока, чем и обусловливается их высокое истинное сопротивление.

Пласт № 3 (1709-1706 м) по данным отбора образцов литологически представлен песком, фосфоритовой и кварцевой галькой истинное удельное сопротивление пласта- 2,1 Омм. Проникновение вод бурового раствора в пласт по данным БКЗ не отмечено.

Пласти № 4, 5 и 6 выделяются на кривой кажущегося сопротивления стандартного градиент - зонда B5A2OM, как пачка пластов высокого сопротивления, значение которых на кривых КС, записанных установками B5A4OM и B1OA8OM, резко снижается за счет литологической неоднородности пластов. Высокие кажущиеся сопротивления этих пластов обусловлены наличием галечника, который очень характерен для свиты пермотриаса. Это предложение подтверждается также и отрицательной аномалией, наблюдаемой на кривой ПС. Однако по данным в отборе образцов боковым грунтоносом в интервале глубин 1672м, 1666м и 1665,5м, залегают пески. Истинное удельное сопротивление пластов № 4,5 и 6-4,5. 2,2 и 3,1 Омм, соответственно. В интервале глубин 1666м, и 1665,5 м (пласт № 5) в образцах песка отмечены признаки нефтеносности.

Однако, водонасыщение этого пласта составляет 34,5%, что превышает процент водонасыщения промышленно-нефтеносных пластов пермотриаса. Таким образом, пласт №5, несмотря на наличие нефтеносности, не является объектом для испытания скважин.

По данным БКЗ, отбора образцов колонковым буром и грунтоносом в разведочной скважине 1 Кызылкудук не отмечены перспективные интервалы с точки зрения промышленной нефтеносности.

В отложениях пермотриаса разведочной скважины 2 был выполнен полный комплекс промыслового-геофизических работ, а именно:

1. БКЗ.
2. Радиоактивный каротаж в том числе:
 - а) гамма – каротаж;
 - б) нейтронный гамма - каротаж (НГК).
3. Замер диаметра скважины каверномером.
4. Отбор образцов пород боковым грунтоносом.

Отложения пермотриаса скважины 2 Кызылкудук по кривой КС характеризуется наличием водоносных песков с сопротивлениями порядка сопротивлений юрских водоносных песков (-0,4- 0,5 Омм) и несколькими раздельными пластами высоких сопротивлений мощностью от 3,0 до 6,0 метров. Аномалии на кривой ПС четко выделяют водоносные пески, нижней части разреза пермотриаса кривая ПС менее выразительна.

По гамма - каротажу отмечаются мощные пласти, сложенные песками водоносные пески. Большинство интервалов, характеризующихся повышенными значениями КС, по данным гамма - каротаж литологический представлены песками и песчаниками. По данным НГК-65 некоторые из интервалов глубин характеризуются повышенным водородосодержащем. Кавернограмма в отложениях пермотриаса показывает, в основном, уменьшение диаметра скважины. При отборе образцов пород в интервалах глубин, могущих представляя интерес по данным электрического и радиоактивного и признаками нефтеносности.

Результаты электрического и радиоактивного каротажа отбора образцов позволяет высказывать предположение, что отложения пермотриаса

в разведочной скважине 2 Кызылкудук представлены так называемой «песчано-глинистой» свитой. Службой треста «Казнефтеразведка» были рекомендованы к испытанию пласти:

- 1227-1223 м, имеющий по БКЗ сопротивление 18 Омм, по ГК сложенный песком и песчаником, по НГК водородонасыщенный, по отбору образцов имеющий признаки нефтеносности.
- 1204-1170 м имеет по БКЗ сопротивления от 1,6 до 3,6 Омм, по ГК сложена песком и песчаником, по НГК-65 водородонасыщенная, по отбору образцов имеет многочисленные признаки нефтеносности. Однако, электрокаротаж и РК указывают на большое водонасыщение этой пачки, сложенной чередованием водоносных песков и песчаников, причем глинистые перемычки не отмечаются при испытании этой пачки пластов, вероятно, здесь будет получен приток воды с нефтью.
- 870-867 м по БКЗ имеет сопротивление 1,2 Омм, характеризуется повышенным проникновением, по ГК сложен глинистым песчаникам, признаки нефтеносности по отбору образцов не показательны, т.к. в этом интервале был нефтяная банка. Пласт не является промышленно перспективным. В результате были опробованы горизонты в триасе в интервалах 1226-1223, приток воды, и 1183-1178 м – приток воды.

В разведочной скважине 3 обработка материалов БКЗ имела своей задачей выявить возможные продуктивные пласти в отложениях средней юры. В соответствии с этим, интерпретации были подвергнуты кривых КС и ПС против тех пластов, которые по характеру этих кривых представляют интерес. БКЗ в скважине 3 проведено обычными зондами в интервале 80-797 м. В качестве дополнительного материала при обработке данных БКЗ был использована кривая сопротивления бурового раствора. Результаты обработки материалов БКЗ в интервале 500-797 м. сведены в таблице:

№	Интервал глубины в метрах	Мощность пласта в метр	Сопрот. буров. раств. в Омм	Сопрот. зоны проник. раств. в Омм	Истин. удельн. сопрот. пласта в Омм	Номин. диам. скв. в метрах	Фактич. диаметр скв. в метрах	Диаметр зоны проник. раствора
1.	510-518	3,0	0,12	-	1,35	0,25	0,30	-
2.	568-570	2,0	0,12	-	1,50	0,25	0,34	-
3.	571,5-574	2,5	0,11	-	1,30	0,25	0,34	-
4.	616-619	2,0	0,11	-	1,40	0,25	0,32	-
5.	715,5-718	2,5	0,10	-	1,00	0,25	0,20	0,40
6.	746-749	3,0	0,10	-	1,90	0,25	0,30	-

Как видно из этой таблицы пласти № 1, 2, 3, 4 и 6 имеют истинные удельные электрические сопротивления одного порядка величины и, по данным БКЗ, сложены малопроницаемыми, вероятно, глинистыми породами. Интервал 715,5-718 м. (пласт №5) характеризуется истинным сопротивлением -1,00 Омм, повышающим проникновением вод. Бурового раствора диаметр зоны проникновения составляет 0,40 м. Отрицательной

аномалией на кривой ПС порядка 2,5 кв. Рассчитанные для этого пласта пористость (Р) и водонасыщение (С) дали значения Р=54%, С=60%. Эти данные показывают, что пласт №5 сильно обводнен и вряд ли можно рассчитывать на промышленную нефтеотдачу из этого пласта.

В целом, в интервале глубин 500-797 м. по данным БКЗ отсутствуют перспективные горизонты. Испытания в скважине не проводились.

В разведочной скважине 5 в интервалах глубин, стратиграфический относящихся к отложениям средней юры и неокома, для обработки материалов БКЗ были выделены три пласта: пласт №1 глубина 775-773 м, залегающий в среднеюрских отложениях; пласт №2 глубина 652-650 м; пласт №3 - 631-629 м, стратиграфические относящиеся к отложениям неокома.

По данным отбора образцов колонковым буром в нижней части интервала глубин 775-770 м. (пласт №1) залегает «песчаник серый, крупнозернистый, крепкий» без признаков нефтеносности. Истинное сопротивление этого песчаника -1,60 Омм; на кавернограмме против него отмечается незначительное уменьшение диаметра скважины (-на 4%); кривая ПС в рассматриваемом интервале глубин невыразительна.

Приведенные данные, литологический характер пласта №1 и его истинное сопротивление позволяет считать, что рассматриваемый пласт представлен водоносным песчаником. На самом деле, без большой погрешности можно принять, что сопротивление пластовых вод, насыщающих рассматриваемый пласт составляет -0,07 Омм. Это предложение основывается на следующем:

1. Истинное сопротивление водоносных песков обычно в 10 раз больше сопротивления насыщающих их вод.

2. Истинное сопротивление водоносных песков в интервале глубин 736-714 м составляет -0,7 Омм.

На основании этого представляется возможным оценить истинное сопротивление водоносного песчаника, так как оно примерно в 20-25 раз превышает сопротивление насыщающих пласт вод. В соответствии с этим, сопротивление водоносного песчаника должно составлять -1,4-1,7 Омм. Величина сопротивление пласта №1 хорошо, совпадает с этими расчетными данными.

Таким образом, есть все основания утверждать, что пласт №1 не может представлять интерес при испытании скважины.

Литологический характер пластов №2 (гл. 652-650 м.) и №3 (гл. 631-629 м) определить затруднительно, так как отбор образцов в указанных интервалах глубин не производился.

Пласт №2 (гл. 652-650 м.) характеризуется истинным сопротивлением - 3,0 Омм; на кавернограмме против него отмечается значительное (-на 19%) уменьшение диаметра скважины, что свидетельствует о фильтрации вод бурового раствора в пласт и, следовательно, служит достаточным его проницаемости. В то же время на кривой ПС против интервала глубин 652-650 м. наблюдается положительная аномалия, указывающая на его

непроницаемый характер. На основании этих данных затруднительно сделать уверенное заключение о перспективности пласта №2.

Аналогичным образом не представляется возможным сделать уверенное заключение о перспективности пласта №3 (гл. 631-629), истинное сопротивление которого составляет -1,6 Омм. На кавернограмме против пласта диаметр скважины остается неизменным, а на кривой ПС наблюдается положительная аномалия, указывающая на его непроницаемый характер. Необходимо отметить, что в подошве пластов №2 и 3 залегают водоносные пески, мощность которых колеблется от 2 до 8 м. На основании результатов интерпретации материалов БКЗ и данных отбора образцов колонковым буром пласти №1 - 775-773 м, №2 - 652-650 м, №3 - 631-629 м не перспективны на нефтеносность. Испытания в скважине не проводились.

В разведочной скважине 6 подлежали к обработке данные БКЗ следующие пласти: 810-812,5; 798-803; 788-791; 758-760,5; 135-201. Пласти 1,2,3,4 залегают в отложениях пермотриаса, а пласт 5- в средней юре. Интерпретация данных этого БКЗ была затруднена тем, что запись кривых зонда В5А2ОМ является неполноценной и поэтому не была выполнена своевременно.

Пласт 1 (глубина 810-812,5 м) по данным БКЗ характеризуется истинным удельным электрическим сопротивлением 6,0 Омм, проникновение не отмечается, против пласта сохраняется номинальный диаметр скважины, отрицательная аномалия на кривой ПС против этого пласта 0,7 милливольта, водонасыщение 20 %. Таким образом, по данным БКЗ пласт этот сложен плотными непроницаемыми породами, что в основном, совпадает с данными отбора образцов боковым грунтоносом, согласно которым имеем: «813-глина сера, песчанистая с обильным включением кварцевой, фосфоритовой гальки, вытяжки нет: 812 м – тоже, 810 м. – песок светло – серый, мелкозернистый с обильным включением кварцевой, фосфоритовой гальки. Глина серовато – коричневая, песчанистая, вытяжки нет». Как и следовало ожидать, при испытании этот интервал оказался сухим; по всей вероятности, мощность пропластков песка весьма невелика.

Пласт 2 (глубина 798 – 803 м), пласт 3 (глубина 788 – 791 м), пласт 4 (глубина 758 – 760,6 м) имеют истинные сопротивления, соответственно 4,6; 5,5; 5,7 Омм., проникновение практически, не отмечается, против этих пластов сохраняется номинальный диаметр скважины и в этих пластах имеют место аномалии на кривой ПС 0,8 – 1,0 милливольта, водонасыщение их 25%.

По данным БКЗ эти пласти сложены, в основном, плотными глинистыми породами. Отбор образцов боковым грунтоносом дает следующую картину: «801 м – песок серый, мелкозернистый с обильным включением фосфористой гальки, вытяжки нет, 800 м – глина серовато – коричневая, песчанистая: вытяжки нет: 799 м – глина серовато – коричневая, песчанистая песок серый, мелкозернистый с включением фосфоритовой

кварцевой гальки, вытяжки нет; 790,5м – песок серый; мелкозернистый с включением фосфоритовой гальки; глина серовато-коричневая; вытяжки неж: 789,5 м – тоже; 788м. – песок серый, мелкозернистый, глинистый с обильным включением фосфоритовой гальки: вытяжки нет». Все три пласта при испытании дали приток воды соленостью 22-19 БЕ. Вероятно, вода получена из пропластков песка, имеющихся в этих пластах.

Пласт 5 (глубина 195-201 м) характеризуется истинным сопротивлением 3,2 Омм, проникновение, практически, не отмечается, диаметр скважины против этого пласта увеличен, (0,35 м против номинального 0,25м), аномалии ПС, строго говоря, даже положительная, водонасыщение 26%. По данным БКЗ этот пласт сложен, в основном, плотными породами. Отбор образцов боковым грунтоносом дает следующую картину: «201м – песок светло – серовато - зеленый, среднезернистый, слюдистый, с включением пирита, насыщенный нефтью, вытяжка в бензине цвета среднего чая: 199 м – песок среднезернистый, насыщенный нефтью. Вытяжка в бензине цвета среднего чая; 197 м – тоже; 195 м – песок среднезернистый, глинистый, насыщенный нефтью; вытяжка в бензине цвета среднего чая».

Таким образом, имеет место расхождение в описании пласта 5 по данным БКЗ и по данным отбора образцов боковым грунтоносом. Однако, испытание этого пласта (прострелом и последующим торпедированием) не дало никакого притока жидкости. При проверке уровня, желонка выносила пленки смолистой, тяжелой нефти. Отсюда можно сделать вывод, что пласт, поры которого заполнены тяжелой смолистой нефтью, проявляет себе при обработке БКЗ так, как если бы он был сложен плотными, непроницаемыми породами. Против этого пласта аномалия ПС положительная. Это указывает на то, что поведение кривой ПС связано с проницаемостью пластов, а не только с наличием в них пор, т.к. при заполнении пор тяжелой, смолистой (практически, не фильтрующейся) нефтью пласт делается непроницаемым для движения какого-либо флюида даже меньшей вязкости, чем это нефть, что в данном случае и отразилось на кривой ПС. Исходя из выше изложенного, были испытаны интервалы: 195-197м, 193-201м, 810-812м – притока нет, 758-760м, 780-790м, 798-803м – получен приток воды.

Таким образом, результаты проведенных испытаний перечисленных выше интервалов показали их непродуктивность. По данным БКЗ эти пласти также не являются продуктивными.

В разведочной скважине 7 интервалах глубин 1554-1546м, 1506-1496м, 1464-1457м и 1420-1413м, для интерпретации данных БКЗ выделены 7 пластов. Рассмотренные интервалы глубин можно подразделить на три группы.

К первой группе следует относить пласти №4 и 5 (1465-1459 м, 1464 м, 1459 м. и 1419,5-1415 м). По данным отбора образцов боковым грунтоносом с глубин 1462 м. 1464 м. 1411 м. в кровле пласта №5 поднята образцы с признаками нефтеносности.

Пласт №4, представленный «темно-серый мелкозернистым песок (вытяжка лимонного цвета)», характеризуется истинным удельным электрическим сопротивлением 1,2 Омм, глубоким повышающим проникновением в него вод бурового раствора и уменьшением в этом интервале глубин диаметра скважины на 19%.

Сравнительно невысокое истинное сопротивление рассматриваемого пласта объясняется, очевидно, большой степенью его водонасыщенности (55%). Однако наличие в указанном интервале признаков нефтеносности, а также разведочный характер скважины №7, заставляют считать интервал глубин 1465-1459 м представляющим интерес. Большой интерес имеет интервал глубин 1410-1419 м, представляющий собой пачку неоднородных по литологическому составу пластов. По данным отбора образцов боковым грунтоносом этот интервал описан так: «1419м – песок, светло-серый, мелкозернистый с включением фосфоритовой и кварцевой гальки, вытяжки нет; 1417м – песок светло-серый, мелкозернистый с обильным содержанием гипса, вытяжки нет; 1416м – мергель бурый, вытяжки нет; 1415м – песок серый, среднезернистый с включением бурого мергеля и слюды, вытяжки нет; 1414м – песок темно-серый, среднезернистый с включением гипса, вытяжки нет; 1412м – боек разбит; 1411м – песок светло-серый, мелкозернистый, вытяжка слабо чайного цвета». Как видно из данных в кровле пачки имеются признаки нефтеносности.

Данные БКЗ были обработаны только для пласта, залегающего в подошве пачки на глубинах 1419,5-1415м. Согласно результатам обработки материалов БКЗ, в этот пласт не отмечается проникновения вод бурового раствора, истинное сопротивление пласта 5 Омм, на кавернограмме против этого интервала отмечается уменьшение диаметра скважины на 14%. Возможно, что сравнительно высокое истинное сопротивление в нем таких включений, как фосфоритовая и кварцевая галька и гипс.

Во второй группе следует отнести пласты №2 (1506-1503,5м) и №3 (1501-1497м). По данным отбора образцов в этих интервалах глубин не отмечается признаков в нефтеносности. Относительно повышенные сопротивления пластов №2 и №3 объясняются, по-видимому, их литологической характеристикой. Действительно интервал глубин 1506-1503,5 м по данным отбора образцов описан так: «1503 м – боек разбит; 1503,5 м – песок темно-серый, среднезернистый с включением кварцевых галек, вытяжки нет», а интервал глубин 1501-1497 м; «1500 м – боек разбит; 498 м – тоже; 1497 м – тоже».

Таким образом, эти данные заставляют считать, что пласты №2 и №3 сложены плотными, сцементированными породами и поэтому не могут представлять какой-либо интерес. Высоким истинным сопротивлением 16 Омм и понижающим проникновением вод бурового раствора характеризуется пласт №1 (глубина 1553 – 1549м). На кавернограмме против этого интервала глубин отмечается незначительное уменьшение диаметра скважины. Наличие понижающего проникновения в указанный пласт, при

равнительно пресном буровом растворе (0,2 Омм), указывает, вероятно, на вытеснение из порового пространства пласта флюида, удельное сопротивление которого больше, чем удельное сопротивление раствора. Объяснение наличия понижающего проникновения в пласт тем, что сопротивление пластовых вод в этом интервале глубин больше сопротивления бурового раствора кажется маловероятным уже хотя бы потому, что в интервале глубин 1465 – 1459м. отмечается повышающее проникновение вод бурового раствора (т.е. сопротивление пластовых вод меньше сопротивления раствора), а как известно, минерализация пластовых вод растет с глубиной. Эти соображения заставляют считать интервал глубин 1553 – 1549м представляющим интерес. К сожалению, в этом интервале глубин отбор образцов боковым грунтоносом не производился.

К третьей группе относятся пласти № 6 (1314 – 1310) и № 7 (1056 – 1044м). Эти пласти по данным БКЗ характеризуется истинным сопротивлением 1,3 -1,4 Омм. Проникновения вод бурового раствора в эти пласти не отмечается. На кавернограмме против пласта № 6 сохраняется номинальное значение диаметра скважины, а против пласта № 7 наблюдаются увеличение диаметра скважины на 12%. Очевидно эти пласти сложены песчанистыми глинами. Представляется маловероятным, чтобы эти пласти представляли какой – либо интерес. Согласно данных БКЗ и данных отбора образцов боковым грунтоносом были рекомендованы к испытанию следующие интервалы глубин: 1459 – 1465м, 1419 – 1410м, 1555 – 1549м.

Испытаны интервалы: 1460-1462 м получен приток воды, в интервалах 1413-1416 м и 1549-1552 м притока нет.

Кызылкудук Восточный

В 1964 г. Гурьевская геолого-поисковая нефтеэкспедиция проводит картировочное бурение на структуре Кызылкудук Восточный. При максимальной глубине исследования 200 м изучен разрез палеогеновых и верхнемеловых осадков.

Структурно-поисковым бурением надсолевой комплекс осадков изучен до глубины 500 м. Скважины бурились, как правило, до отложений верхнего альба с целью отбивки подошвы карбонатной толщи верхнего мела, являющейся маркирующим горизонтом.

В 1968 г на своде юго-восточного крыла структуры Кызылкудук Восточный пробурена глубокая разведочная скважина №1 с целью выявления нефтяных залежей в отложениях мела, юры и пермотриаса, изучения литофациональных особенностей осадков надсолевого комплекса. Скважина при забое 2034 м в отложениях пермотриаса без производства опробования была ликвидирована по геологическим причинам.

В скважине Г-1 (граф.приложение 5) при забое 2034 м проведен следующий комплекс промыслового-геофизических исследований в интервале 601-2020м: стандартный каротаж, БКЗ, микрозондирование, кавернометрия, отбор грунтов. В интервале 601-1805м выделяемые по промыслово-

геофизическим данным коллектора характеризуются низкими удельными сопротивлениями порядка 0,4-0,6 Омм в зависимости от их глинистости уд. сопротивления могут быть больше, порядка 0,8-1,2 Омм. Ниже 1805м весь разрез характеризуются общим повышенным фоном кажущихся сопротивлений на всех зондах. Разрез представлен чередованием песчаников и глин. Песчаники, судя по ПС И ГК, имеют большую мощность, но судя по диаграмме микрозондов, они большей частью уплотненные. Из характеристики разреза пермотриасовых отложений по кернам, вынесенным боковым грунтоносом, глины и песчаники имеют сплошь карбонатный цемент. За счет карбонатности завышены КС на всех зондах по всему участку разреза ниже 1805м по сравнению с КС против песчано-глинистого разреза юры и мела (выше 1805м).

По заключению ГИС отсутствуют какие-либо признаки нефти и газа в кернах, поднятых боковым грунтоносом. Выделенные интервалы по БКЗ для карбонатных песчаников слабо отличаются друг от друга по сопротивлениям. Интервалы к испытанию не выделены.

Берали

В 1983 году с целью поисков залежей нефти газа в надсолевых отложениях пробурены 4 скважины со средней глубиной 2010 м.

Поисковая скважина №1 пробурена на северо-восточном крыле до глубины 2320 м, вскрыв проектный горизонт кунгур на глубине 2275 м. В процессе бурения пластоиспытателем на трубах испытан один объект в интервале 2174-2125 м, из которого получен приток пластовой воды. Скважина ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

Поисковая скважина №2 пробурена до проектной глубины 2000 м, вскрыв отложения средней юры. В процессе бурения испытаны объекты в интервалах: 1306-1249 м, 1600-1524 м, 1800-1724 м. Из всех получены притоки пластовой воды. Ввиду отсутствия нефтегазоносных пластов скважина ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

Поисковая скважина №3 пробурена до глубины 1975м, вскрыв проектный горизонт кунгур на глубине 1925м. В процессе бурения испытаны объекты в интервалах 1217-1140м, 1450-1374м, 1905-1829м, 1183-1119м, из которых получены притоки пластовой воды. По заключению геофизиков продуктивные пласти не выявлены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам без спуска колонны.

Поисковая скважина №4 пробурена до проектной глубины 1750м, вскрыв отложения средней юры. В процессе бурения испытано 5 объектов: 948-1000м, 1100-1048м, 1200-1147м, 1300-1260м, 1700-1647м. Из всех получены притоки пластовой воды, кроме первого (испытание неудачное). В результате обработки промыслового-геофизических материалов продуктивные

пласты не выявлены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

Бурением 4-х скважин на площади Берали установлено отсутствие продуктивных горизонтов в надсолевых отложениях.

Площадь Берали выведена из поисково-разведочного бурения как бесперспективная.

Жантай

Результаты картировочного бурения и сейсмических исследований явились основанием для проведения на Жантайе в 1952-1953 гг. структурно-поискового бурения, осветившего тектонику надсолевого структурного этажа в пределах нижнепалеогенового и верхнемелового комплекса осадков и позволившего уточнить и расшифровать результаты предшествовавших исследований. Проведенными геолого-геофизическими работами структура была подготовлена под глубокое разведочное бурение, которое проводилось в 1956-57 гг. За указанный период было пробурено 7 скважин с общим метражом 10756 м, это скважины №№ 1, 2, 4, 5, 6, 7, 19 (граф.приложение 6).

Скважина №1 пробурена в присводовой части северного крыла с целью оценки нефтегазоносности нижнемеловых отложений. В процессе бурения нефтепроявлений не отмечено. В образцах пород признаки нефти отсутствуют. По каротажу нефтегазоносные горизонты тоже не были выявлены. Интервал 1090-1130м, соответствующий повышенным сопротивлениям, оказался представленным плотными глинами.

Наклонно-направленная скважина №2 пробурена в присводовой части северного крыла с целью выявления нефтегазоносности пермотриасовых и юрских отложений. В процессе бурения нефтепроявления не отмечены. По керну признаки нефтегазоносности отсутствуют. Данные каротажа в отношении нефтяных горизонтов отрицательны, так как пластов с повышенным сопротивлением не встречено.

Скважина №4 пробурена в присводовой части южного крыла купола. В процессе бурения нефтегазопроявления не выявлены. По керну слабые признаки нефтегазоносности, приуроченные к отложениям средней юры, отмечены в интервале 1545-1550м., который представлен серым мелкозернистым песком, с запахом бензина в свежем изломе. При извлечении нефти бесцветными растворителями бензол слегка окрашивается. На каротаже пластины с повышенным сопротивлением, соответствующие нефтяным горизонтам, отсутствуют. Интервал 2076-2080м, характеризующийся повышенным сопротивлением, представлен по данным образцов, отобранных боковым грунтоносом, плотными глинами.

Скважина №5 пробурена в присводовой части южного крыла с целью изучения нефтегазоносности пермотриасовых и юрских отложений. Нефтепроявления в процессе бурения не отмечались. В керновом материале признаки нефтегазоносности отмечены в среднеюрских отложениях. В

интервале 1525-1530 м был поднят песчаник серый, пропитанный нефтью. Кроме того, проявления отмечены в образцах пород.

По данным каротажа интервалы с аномальным сопротивлением, характеризующие нефтегазоносные горизонты, в разрезе скважины отсутствуют.

Скважина №6 пробурена с целью изучения нефтегазоносности альбских и сеноманских отложений в пределах присводовой части северного крыла. В процессе бурения нефтегазопроявлений не наблюдалось. В керне признаки нефтегазоносности отсутствуют. Нефтегазоносные горизонты по данным каротажа по скважине не прослежены.

Скважина №7 пробурена в присводовой части южного крыла с целью изучения нефтегазоносности нижнемеловых отложений. При бурении нефтегазопроявления не отмечены. Признаки нефтегазоносности в образцах пород не наблюдались. По каротажу нефтегазоносные горизонты также отсутствуют.

Скважина №19 пробурена в присводовой части восточного поля южного крыла с целью выяснения нефтегазоносности нижнемеловых отложений. При бурении нефтегазопроявления не отмечены. Признаки нефтегазоносности встречены в образцах породы с глубины 479 м из отложений верхнего альба. Образец представлен глиной темно-серой с включением песка (вытяжка лимонного цвета). По каротажу нефтегазоносных горизонтов не отмечено.

Все скважины ликвидированы по геологическим причинам в связи с отсутствием в разрезе нефтеносных горизонтов промышленного значения. Отрицательные результаты в нефтегазоносном отношении, полученные по глубоким разведочным скважинам, послужили основанием для прекращения дальнейших разведочных работ на данной площади.

Тургузба

Поисковые работы на нефть и газ проводились в 1979 г., пробурены скважины Г-1, Г-2, Г-7 с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях мела, юры и триаса. Всего на площади пробурено 300 м с отбором керна и поднято 171,2 м, что составляет 57,7%.

Поисковая скважина Г-1(граф.приложение 7) пробурена до глубины 1980 м, соль вскрыта на глубине 1910 м. Анализ проб флюида, отобранных опробователем пластов на кабеле в интервале 1493-1689 м, показали, что весь исследованный интервал содержит углеводороды в относительных процентах: метан 22,32-92,02, этан 2,32-50, пропан 2,78-38,13, бутан 2,4-8,83 и петан 1,25-3,48. Пласт охарактеризован, как водоносный с растворенным газом. В абсолютных процентах содержание углеводородов составляет 0,056-0,27. По результатам ГИС выделены пласти-коллекторы, насыщенные водой.

Поисковая скважина Г-2 пробурена до глубины 2160 м, соль вскрыта на глубине 2075 м. В процессе бурения нефтегазопроявлений не наблюдалось. По результатам ГИС выделены песчаники, насыщенные водой.

Поисковая скважина Г-5 пробурена до глубины 1830 м, соль вскрыта на глубине 1740 м. В процессе бурения нефтегазопроявлений не наблюдалось. Пласти-коллекторы, выделенные в разрезе скважины по геофизическим методам, представлены песками и насыщены водой, нефтегазонасыщенные объекты не выделены.

Скважины ликвидированы по геологическим причинам, как выполнившие свое назначение.

Во всех скважинах произведен стандартный каротаж по всему стволу, инклинометрия, кавернометрия, боковое каротажное зондирование, радиоактивный каротаж (ГК, НГК) и термометрия. Заключения по всем скважинам - отрицательные.

Таким образом, подтоживая вышеописанное, по данным поискового бурения в районе работ в надсолевом комплексе, несмотря на многочисленные скважины с отрицательным результатом, в пределах блока Кульсары отмечены признаки углеводородов в процессе бурения в виде пропиток в керне в меловых и юрских отложениях.

Положения пробуренных скважин приведены на карте изученности (графическое приложение 3).

Схема геолого-геофизической и буровой изученности блока Кульсары в масштабе приведена на графическом приложении 3.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

4.1.Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Геологические образования, заполняющие объем огромной чаши Прикаспийской впадины, имеют сложное многоярусное строение. Накопленная в позднем палеозое, в кунгурском веке, и позднее преобразованная различными геологическими факторами многокилометровая соляная толща уникальна по своим масштабам и свойствам. Она служит непроницаемой преградой для вертикальной миграции углеводородов в Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Кроме того, она является естественной границей между комплексами пород, совершенно различными как по составу, так и по условиям формирования. Поэтому принято делить все отложения Прикаспийской впадины на подсолевые, солевые и надсолевые.

Подсолевой комплекс отложений

Непосредственно на участке исследований подсолевые отложения бурением не вскрыты и не изучены. Ближайшей к участку работ скважиной, где подсолевые отложения вскрыты и изучены на значительную глубину, является параметрическая скважина Аккудук П-1, литолого-стратиграфическая и геофизическая характеристика по которой приведена на рисунке 3.1. Приводимое ниже описание кратко суммирует результаты палеонтологических, стратиграфических и литологических анализов кернового материала по сопредельным площадям (граф.приложение 2).

Девонская система - D

Девонские отложения в региональном плане характеризуются значительными (более 5000м) глубинами своего залегания, поэтому изучены только на участках развития карбонатных платформ, в условиях их приподнятого залегания по отношению к сопряженной глубоководной зоне бассейна.

Отложения среднего девона предположительно выделены в призабойных частях скважин Тенгиз 47, 5050 по данным изучения фораминифер шлама этих скважин Н.В. Милькиной. Предположительно они вскрыты на толщину 10-40м и представлены сферово-сгустковыми известняками (вакстоунами), в разной степени доломитизированными.

По имеющимся отрывочным данным образования среднего девона по литологическому составу аналогичны отложениям верхнего девона.

Отложения франского яруса выделяются в тех же скважинах. Предположительно они вскрыты на толщину 300 м и представлены однородной толщей сферово-сгустковых известняков (вакстоунов), в разной степени доломитизированных, вплоть до доломитов.

Фаменские отложения верхнего девона, вскрытые в Каратон-Тенгизской зоне скважинами Каратон 1, 3, 5, 7, Тенгиз 10, Королевская 12,

13, 14, 15, представляют единый генетический тип образований слабоизолированных лагун с малоактивным гидродинамическим режимом.

В скважине Каратон 3, 5 они представлены известняками (пакстоунами) в основном серыми, реже темно-серыми и серыми с буроватым оттенком, тонкоплитчатыми, реже массивными и волнисто-слоистыми. Также встречаются прослои вторичных доломитов и мадстоунов. В скважинах Королевская 12, 13, 14, 15, вскрыты известняки (пакстоуны - вакстоуны), аналогичные с известняками разреза скважин Каратон 1, 3, 5, 7. Иной генетический тип карбонатных отложений, накопившихся в активной гидродинамической зоне, вскрыт скважиной Тенгиз 52 (интервал 6004-6015, 6074-6086м), и возможно скважинами Тенгиз 47, 463, где он представлен в основном грейнстоунами.

Каменноугольная система - С

Толщина отложений турнейского яруса, установленного в разрезах скважин Каратон 1, 3, 5, 7, изменяется от 179м до 209м. Разрез сложен в основном известняками серыми со слабым буроватым оттенком, среди которых преобладают тонкоплитчатые разности, часто трещиноватые, разуплотненные. В его нижней части встречены грейнстоуны, реже пакстоуны биоморфно-детритовые, цементированные неравномерно-зернистым кальцитом (спаритом). В верхней части яруса преобладает органогенно-обломочный тип пород подводных отмелей.

В разрезах площадей Тенгиз и Королевская турнейские отложения, имеющие полный стратиграфический объем по биостратиграфическим данным, развиты широко, установлены единичные случаи их отсутствия, связанные с их размывом - скважина Тенгиз 10.

На площади Тенгиз турнейский комплекс имеет более разнообразный литологический состав. Так, в скважинах Тенгиз 22, 24, 17 турнейские отложения представлены разнозернистыми известняками (пакстоунами и вакстоунами) с редкими прослойями мадстоунов и аргиллитов, в скважине Тенгиз 463, 52 - грейнстоунами литокластовыми, участками пакстоунами в скважине Тенгиз 53 (интервал 6440-6447м) - вакстоунами. Полная вскрытая толщина турнейских отложений в скважине Тенгиз 52 составляет 219м.

В породах визейского яруса в разрезах скважин Восточный Арман 2, Пионерская 1, Елемес 8, Аиршагыл 3 (на участке, непосредственно примыкающем с юго-востока к участку исследований) наиболее распространены кристалло-литокластические туфы. Они представлены псефитовыми и псаммитовыми, реже гравелитовыми разностями

В Тенгиз-Каратонской зоне визейские отложения имеют повсеместное распространение. Их вскрытая толщина меняется от 82м (скважина Тенгиз 17) до 673м (скважина Каратон 3) и 736м (скважина Тенгиз 24). Отложения представлены в основном грейнстоунами с редкими прослойями пакстоунов и аргиллитов.

В Тенгиз-Каратонской зоне серпуховский ярус характеризуется толщиной от 21-35м до 153м. На сводовых частях серпуховские отложения (скважина Тенгиз 8) представлены в основном пакстоунами, ближе к периферийным частям платформ (скважина Тенгиз 31, 47, 41, Королевская 9) доля грейнстоунов увеличивается, появляются известняковые гравелиты В ряде случаев среди известняков отмечаются единичные прослойки вулканогенного стекла (скважина Тенгиз 34, 44). На Каратоне (скважины 1, 3) для серпуховской толщи характерно чередование оолитовых, литокластово-оолитовых, органогенно-обломочных грейнстоунов, в редких случаях доломитизированных. Аналогичные оолитовые грейнстоуны вскрыты скважинами Пустынныи П-10, Тажигали 17, Кошкимбет 16.

В периферийных частях карбонатных платформ (скважины Тенгиз 10, 35, 52, 53) серпуховские отложения представлены чередованием прослоев пакстоунов и вакстоунов.

Башкирские отложения в Тенгиз-Каратонской зоне залегают на серпуховских отложениях, как правило, со стратиграфическим несогласием. В составе башкирского комплекса описаны грейнстоуны серые, реже пестро-окрашенные, часто с волнистой и пологой мелко-слоистой текстурой, разнообразные по структуре: органогенно-обломочные с оолитами, крупно-оолитовые, оолитово-водорослевые, перекристаллизованные, иногда переслаивающиеся с известняковыми гравелитами и известняковыми песчаниками. Толщина комплекса изменяется от 17м до 105м

Отложения башкирского возраста прослеживаются по комплексам фораминифер по всей Каратон-Тензизской зоне, но наиболее они изучены в скважинах Тенгизского месторождения. До последнего времени многими исследователями, что в разрезе скважины Каратон 1 башкирские отложения отсутствуют. Однако Н.Б. Гибшман привела новые результаты своих исследований по скважине Каратон 1, в которых она в интервалах 3988-3994, 4008-4012м описала башкирские комплексы фораминифер, причем в последнем интервале она выделила виды вознесенского горизонта. По периферии карбонатных платформ башкирские отложения толщиной 19-40м (скважины Тенгиз 10, 16, 35, 52, 53, Королевская 12, 15) представлены переслаиванием органогенно-обломочных известняков (пакстоунов) и грейнстоунов с битуминозными доломитами, карбонатными аргиллитами, встречаются прослои туфов, спонголитов.

Отложения московского яруса хорошо изучены главным образом в сопряженной с востока, Маткенской зоне.

Здесь московский ярус по данным изучения керна и анализа каротажных диаграмм представлен чередованием известняков, аргиллитов, битуминозно-кремнисто-глинистых пород, с редкими прослойями алевролитов, мелкозернистых песчаников, спонголитов.

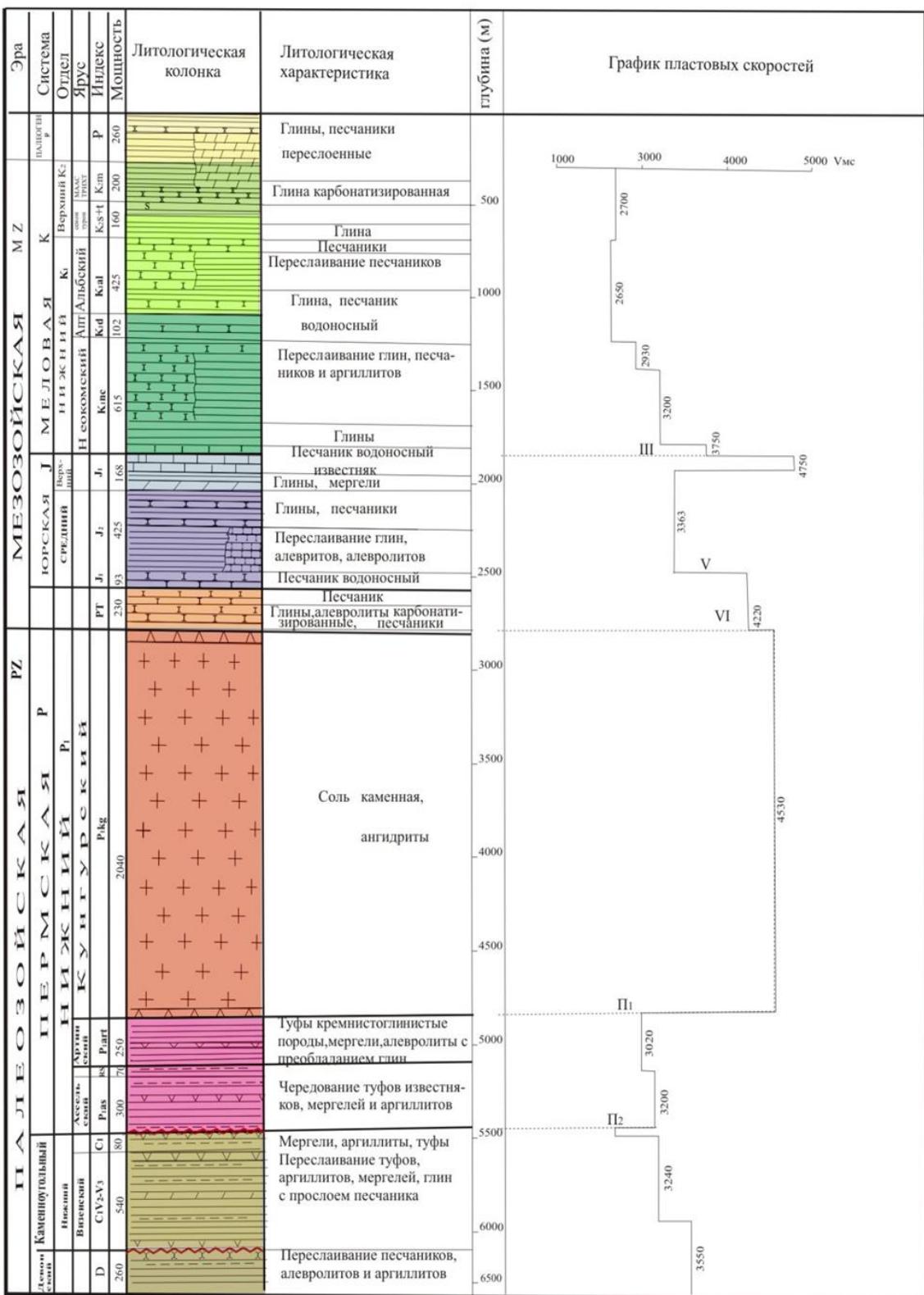


Рис. 4.1.1.Геолого-геофизический разрез поисковой скважины Аккудук П-1

В скважинах, близлежащих к Южно-Эмбинской зоне (Култук Северный 10, Аиршагыл 3) на ряду с вакстоунами и мадстоунами встречены пакстоуны, реже грейнстоуны. Долгое время считалось, что московский ярус в Каратон-Тенгизской зоне отсутствует и о его присутствии здесь не было палеонтологических данных. Однако исследования последних лет позволяют

утверждать, что отложения данного возраста здесь также присутствуют, хотя и в небольших толщинах (15-45м), и представлены главным образом доломитами.

В Маткенской зоне по имеющимся каротажным данным верхнекаменноугольные отложения распространены повсеместно. В их состав входят пласти плотных известняков, позволяющие однозначно выделять их в разрезе скважин по данным ГИС на фоне более глинистых отложений московского и асельского ярусов. В этой зоне они сложены глинисто-карбонатными породами толщиной 25-100м

Предполагается, что отложения верхнего карбона присутствуют и в периферийных скважинах Тенгиз (35,52,53), Королевская (12,15). По данным ГИС толщины верхнего карбона в этих скважинах составляют 23-50м, литологически они представлены переслаиванием мадстоунов, обломочных гравелитов (литокластовых пакстоунов), грейстоунов, в различной степени доломитизированных, с оолитовыми зернами.

Пермская система - Р

Стратиграфический объем асельского яруса отмечается непостоянством. Наряду с полными имеются сокращенные, а также разрезы, в которых породы аселя отсутствуют.

На площадях Каратон-Тенгизской зоны асельские отложения характеризуются однородным составом. В большинстве скважин разрез асельских отложений характеризуется чередованием аргиллитов, мадстоунов, доломитов, витрокластических туфов, радиоляритов, и спонголитов. Редко появляются прослои пакстоунов, песчаников и алевролитов.

На небольшом удалении (2-5км) от карбонатных платформ глинистые отложения начинают преобладать. Например, в разрезе скважины Тенгиз 18 вскрыты асельские отложения толщиной более 380м и для них характерно переслаивание глинистых пород с прослойми алевролитов, мергелей. Иного облика асельские отложения изучены в самой северной части участка исследований в скважине Пустынnyй П-10. Большую часть разреза здесь составляют зеленовато-серые известняки (мадстоуны, вакстоуны, пакстоуны), содержащие прослои карбонатных аргиллитов, туфов.

Сакмарские отложения образуют единую карбонатную толщу с асельскими образованиями, но для них характерно сокращение толщин и областей распространения. Четких критериев разделения асельских и сакмарских отложений по литологическому составу не выявлено.

Отложения артинского яруса в юго-восточной части Прикаспийской впадины распространены неповсеместно. Они отсутствуют в Тенгиз-Каратонской зоне, но их наличие установлено в районе Маткена. Здесь артинские отложения со стратиграфическим несогласием перекрывают асельско-сакмарскую глинистую толщу. Главная особенность строения артинских отложений - широкое развитие в их составе грубообломочных

пород. Гравийно-галечные отложения преобладают над расслоенными пластами песчаников, они формируют пачки в несколько десятков метров. Редко встречаются прослои аргиллитов, карбонатных пород.

Солевой и надсолевой комплексы отложений

Литолого-стратиграфическая характеристика надсолевых отложений, вскрытых скважинами на изучаемых площадях (Жантай, Кызылкудук, Кызылкудук Восточный, Тургузба,), представлена на рисунке 3.2.

В геологическом строении куполов на участке работ участвует весь комплекс осадочных пород от гидрохимических осадков нижней Перми (кунгурский ярус) до четвертичных включительно.

В связи с довольно детальной изученностью верхней части надсолевого комплекса пород картировочными и структурно-поисковыми скважинами, керн в глубоких скважинах отбирался в наиболее перспективных отложениях нижнемеловых, юрских и триасовых пород.

Пермские отложения - Р

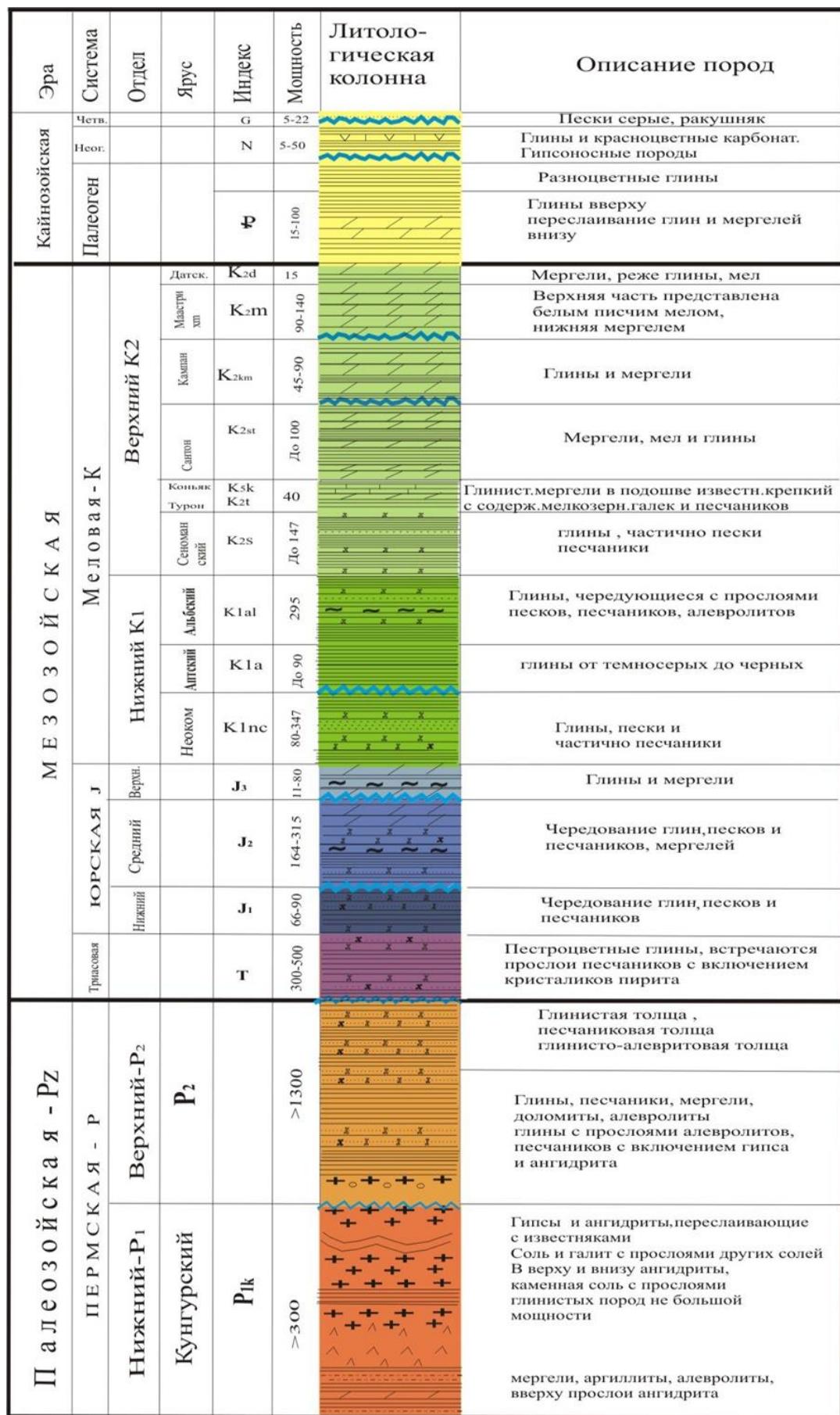
Нижняя пермь – Р₁

Кунгурский ярус Р_{1к}

На структуре Тургузба отложения кунгурского яруса вскрыты всеми пробуренными скважинами. По данным образцов пород, поднятых из скважин 1, 2 и 5 кунгурские отложения представлены солью грязно-белой, каменной, кристаллической, прозрачной, с красноватым оттенком, с пропластками и неравномерными включениями красноцветной глины.

Наибольшая вскрытая мощность равна 90м (Г-1).

Касательно других структур (Кызылкудук, Кызылкудук Восточный, Жантай) в разрезе кунгурского яруса по литологическим признакам выделяются нижняя – галогенная и верхняя – сульфатно-карбонатно-терригенная толщи. Основную часть разреза слагает галогенная толща, представленная каменной солью. Верхняя часть, кепрок, представляет собой переслаивание загипсованных песчаников серых и темно-серых, глин черных, брекчий с гипсом (иногда почти с черной плоскостью излома) и ангидритом светло-серым.



Отложения кунгурского яруса вскрыты:

- на Кызылкудуке всеми пробуренными разведочными скважинами № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 на глубинах соответственно 1740 м., 1250 м., 762 м., 798 м., 850 м., 1549 м.;

- на Жантае из 6-ти пробуренных скважин только в 3-х скважинах (№ 2,4,5) на глубинах 1781 м, 2154 м, 1705 м;

Мощность кепрока на структуре Кызылкудук колеблется от 0 до 30 м., на Жантае от 6 до 20 м.

Пермская и триасовая система – Р, Т

Из литолого-стратиграфического разреза Южно-Эмбинского района кунгурские отложения перекрываются отложениями казанского и татарского ярусов, литология которых сходна с литологией триасовых отложений. Ввиду этого и недостаточной изученности, вскрытая толща нами выделяется, как нерасчлененный комплекс пермотриасовых отложений. Кроме того, по результатам литолого-минералогических исследований образцов по разведочным скважинам № 2, 6 площади Кызылкудук, по скважинам № Г-1 Восточного Кызылкудука возраст пород определен как пермотриасовый.

Пермотриас - РТ

Пермотриасовые отложения вскрыты глубокими разведочными скважинами на Кызылкудуке (скв. 1, 2, 6, 7), на Восточном Кызылкудуке (скв. 1), на Жантае (скв. 2 и 4).

По керновому материалу разведочных скважин литологию этой толщи можно разделить на три свиты – верхнюю, среднюю и нижнюю. На опущенных крыльях структуры Кызылкудук и на погруженных структурах Жантай на соли залегает средняя свита пестроцветных глин или верхняя свита (рэтский ярус), а на поднятых крыльях Кызылкудука – нижняя, представленная песчано-глинистыми образованиями.

Сравнивая вышеописанные свиты, выделенные по литологическим признакам, с литолого-стратиграфическим Южно-Эмбинским разрезом, с учетом результатов палинологического анализа, можно предположить, что на соли в сводовых частях глубоко -погруженных структур Жантай, Восточный Кызылкудук залегают верхнетриасовые отложения, а на приподнятой структуре Кызылкудук возможны нижне -триасовые и частично - пермские.

Отложения триаса на структуре Тургуба вскрыты всеми пробуренными скважинами. По данным образцов пород, поднятых из скважин 2 и 5, отложения представлены песчаниками светло-серыми, темно-серыми, плотными, среднезернистыми, глинами бурыми, красно-бурыми, плотными, с включениями растительных остатков, и песками светло-серыми, средне -зернистыми.

Мощность триасовых отложений изменяется от 57м до 82м. В образцах керна признаков нефти и газа не встречено.

Юрские отложения - J

На площади Тургубза юрские отложения выделены всеми тремя отделами, из которых нижний и средний представлены континентально-лагунными, а верхний – морскими отложениями.

Юрские отложения на Кызылкудуке предоставлены двумя отделами: нижним и средним, а на остальных структурах – тремя отделами: нижним, средним и верхним. Нижнеюрские отложения залегают трангрессивно и с угловым несогласием на породах триаса и представлены более грубозернистыми, песчано-алевритовыми породами. Среднеюрские осадки литологически представлены глинисто-алевритовыми и песчаными породами. Верхний отдел сложен глинисто-карбонатными отложениями. Мощности нижне- и средне-юрских отложений рассматриваемых структур сопоставимы между собой.

Нижняя юра - J₁

Осадки нижней юры по данным скважин Г-1 и Г-2 структуры Тургубза выражены песками серыми, светло-серыми, среднезернистыми и глинами серыми, плотными, с включениями растительных остатков.

В разрезе скважины Г-5 нижнеюрские отложения не выделяются. Мощность отложений изменяется от 143 м до 160 м.

Возраст отложений подтверждается литолого-минералогическим и палинологическим анализами, выполненных по скв. Г-1.

Отложения нижней юры вскрыты разведочными скважинами на Кызылкудуке, из шерсти пробуренных четырьмя скважинами № 1, 2, 6, 7, и рядом структурно-поисковых скважин; на Восточном Кызылкудуке – разведочной скважиной № 1; на Жантае – из шести пробуренных скважин в двух скважинами (№ 2 и 4).

Литологические отложения нижней юры представлены песками серыми, зеленовато- и светло-серыми, мелкозернистыми с прослойями песчаников и глин, имеющих также серую и светло-верную окраску. Песчаники в основном среднезернистые, встречаются мелко и крупнозернистые, с галькой. На каротажных диаграммах нижняя юра характеризуется низким кажущимся сопротивлением порядка 0,3 - 0,5 омм. Отдельные прослои глин и более плотные песчаники имеют сопротивление (до 1-2 омм). Минимальная мощность нижней юры встречена на Жантае и равна 77-79 м.

Средняя юра - J₂

Отложения средней юры вскрыты всеми пробуренными скважинами площади Тургубза. На основании литолого-минералогических и палинологических определений среднеюрские отложения на площади расчленяются на ааленский, байооский и батский ярусы.

Отложения средней юры вскрыты почти всеми пробуренными разведочными скважинами структур Кызылкудук, Кызылкудук Восточный, кроме скважин № 1, 19 на Жантае.

В связи с редко встречающейся фауной, а также отсутствием реперов на

электрокаротажных диаграммах расчленения средней юры на ярусы представляет определенные трудности, и поэтому авторы вынуждены дать описание для всего отдела в целом.

Литологически отложения средней юры представлены чередованием глинистых и песчано-алевритовых пород с некоторым преобладанием в верхней части разреза последних.

Глины буровато-серые, темносерые, алевристые, иногда чистые, неизвестковистые, тонкослоистые часто содержат обугленный растительный детрит с прожилками и прослойками бурого и черного угля, с вертикальными прожилками углистых образований.

Пески серые, мелко и среднезернистые. Песчаники серые с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, слюдистые, часто известковистые. Алеврит серого, буроватого цвета.

На электрокаротажных диаграммах средняя юра характеризуется мелко изрезанными кривыми кажущихся сопротивлений и ПС, указывающими на частое чередование различных по литологическому составу пород. Мощность средненорских отложений изменчивая. При этом, изменение мощности происходит в большинстве своем за счет размыва кровельной части, а также за счет выпадения отдельных пачек внутри разреза. Мощность средней юры изменяется на структуре Кызылкудук от 187м (скважина №3) до 447м (скважина №1).

Ааленский ярус - J_{2a}

Ааленский ярус на Тургубе выделяется в скважинах Г-1 и Г-2. В разрезе скважины Г-5 на электрокаротажных диаграммах ааленские отложения не выделяются. По данным образцов пород, поднятых из скважин Г-1 и Г-2, они представлены чередованием бурых и серых глин с песками и песчаниками. Глины песчанистые, местами углистые. Пески светло-серые, мелкозернистые, с частыми включениями, обуглившихся растительных остатков. Мощность отложений изменяется от 155м (скв.Г-2) до 181м (скв.Г-1). Признаки нефти и газа в образцах не встречены.

Байосский и батский ярусы J_{2b}, J_{2bt}

Отложения этих ярусов на структуре Тургуба выделяются в разрезах всех пробуренных скважин. Литологически представлены переслаиванием глин, песков песчаников и прослойками бурых углей. Глины серые, темно-серые, зеленовато-серые, темно-коричневые, неизвестковистые, косослоистые, с многочисленными обуглившимися растительными остатками, с прослойками бурых углей.

Пески и песчаники серые, зеленовато-серые, слюдистые, мелко и среднезернистые, слоистые, с включениями обуглившихся растительных остатков.

Мощность байосских отложений изменяется от 52м до 100м и батских от 105 до 220м. В образцах керна признаков нефти и газа не встречено.

Верхняя юра - J_3

Верхнеюрские отложения Тургубы трансгрессивно залегают на средне -юрских породах, вскрыты всеми пробуренными скважинами. По данным скважин Г-2 и Г-5 они сложены глинами бурыми, зелеными, серыми, светло-серыми, плотными, слабо-песчанистым с включениями кристаллов пирита песчаниками серыми, мелкозернистыми, слюдистыми, с включениями растительных остатков и мергелями серыми, с светло-зеленым оттенком.

На каротажных диаграммах отложения характеризуются высокими значениями кажущихся сопротивлений. Мощность отложений изменяется от 90м до 110м. Возраст отложений подтверждается палинологическим анализом, произведенным по скв.2.

Отложения верхней юры в сводовой части структуры Кызылкудук размыты; на структурах Жантай и Кызылкудук Восточный размыв проявился внутри толщи верхнеюрских отложений и в результате отсутствует оксфордский ярус.

Вскрыты отложения верхней юры четырьмя скважинами на Жантае (№№ 1, 4, 5, 7); скв. №1 Восточного Кызылкудука; скважинами № 4 и №7, расположенных в периферийной части структуры Жантай, где полностью были вскрыты три яруса: келловейский, оксфордский и волжский.

На лагунно-континентальных отложениях средней юры трансгрессивно залегают отложения келловейского яруса.

Наиболее полный керновый материал по отложениям верхней юры имеется по разведочным скважинам №7 площади Жантай.

Келловейский ярус - J_3k

В литологии келловейского яруса структур Кызылкудук, Кызылкудук Восточный и Жантай преобладают глины с подчиненными прослойками песков, песчаников и алевролитов. Глины карбонатные с включением обломков пелеципод, с растительным детритом. Цвета – серый, темно-серый, буровато-серый.

Оксфордский ярус - J_3o

Выше по разрезу, в отложениях оксфордского яруса структур Кызылкудук, Кызылкудук Восточный и Жантай среди глин появляются прослои мергелей, глинистых известняков, аргиллитов. Глины с включением обломков раковин аммонитов и пелеципод, цвет пород подобен цветам келловейских отложений.

Волжский ярус - J_3v

Отложения волжского яруса структур Кызылкудук, Кызылкудук Восточный и Жантай представлены в основном нижневолжским подъярусом. В нижневолжском подъярусе выделяются две зоны: нижняя и верхняя.

Нижняя зона представлена чередованием мергелей, глинистых мергелей, известняков с обломками раковин аммонитов и пелеципод, с растительным детритом. Верхняя же зона представлена преимущественно известняками.

Верхневолжский подъярус характеризуется толщей крепких пород – чередование мергелеподобных и плотных глин с ангидритом и мергелями. Глины с включением обломков фауны, часто с включением гальки, кристалликов пирита,

железистого оолита.

На электрокаротажных диаграммах оксфордский ярус выделяется более пониженным сопротивлением по сравнению с выше и нижележащими нижневолжскими и келловейскими отложениями. Нижняя граница верхнеюрских отложений (подошва келловея) отбивается нечетко и принята условно.

Мощность ярусов верхней юры испытывает резкие колебания вследствие преднеокомского размыва и колеблется на структурах Кызылкудук, Кызылкудук Восточный, Жантай – нижневолжский – от 0 (на Кызылкудуке) до 109м (на Жантае).

Меловые отложения - К

Меловые отложения на площади Тургуба представлены обоими отделами. Нижний отдел включает отложения валанжина, готерива, баррема, апта и альба. Верхний – представлен всеми ярусами. В целом эти отложения представлены песчано-глинистыми разностями.

Осадки нижнего мела на структурах Кызылкудук, Кызылкудук Восточный, Жантай представлены всеми ярусами: валанжинским, готеривским, барремским, аптским и альбским, причем валанжинский ярус в сводовых частях структур Кызылкудук и Жантай не установлен. Размыву подверглись также остальные ярусы до полного исчезновения их в сводовой части структуры Кызылкудук. На остальных структурах размыв отражается в резком колебании мощностей.

По данным литолого-минералогического анализа по скважине №3 Кызылкудук подтверждается наличие альбского и аптского ярусов.

По результатам микрофаунистического анализа по скв.№1 структуры Жантай, по скв.№2 Кызылкудука, по скв.№1 Восточного Кызылкудук уточняется положение в разрезах скважин альбского, аптского и барремского ярусов.

Нижний отдел - К₁

Валанжинский ярус - К_{1v}

Валанжинский ярус выделяется в разрезах всех пробуренных скважин площади Тургуба. По данным образцов пород, поднятых из скважин Г-1 и Г-5, ярус представлен глинами и песчаниками. Глины серые, темно-серые, плотные, песчанистые с включениями растительных остатков. Песчаники серые, мелкозернистые.

Мощность отложений изменяется от 36м до 42м. В образцах керна признаков нефти и газа не встречено.

Керновым материалом валанжинский ярус в районе Каратонского прогиба охарактеризован мало. Часть керна имеется по скв.№1 Восточного Кызылкудук. По имеющемуся керновому материалу представляется, что литологически валанжинский ярус характеризуется чередованием песков, песчаников и глин, причем в нижней части разреза преобладают глины и мергели с обломками фауны. Цвет серый, зеленовато-серый. На электрокаротажных диаграммах выражен, в основном, депрессией кажущегося сопротивления, в нижней части сопротивления увеличивается до 4-6 омм против 1-2 омм верхней части. Мощность валанжинского

яруса на структурах Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай варьируется от 0 до 21 м.

Готеривский ярус - К₁h

Отложения готерива выделяются в разрезах всех пробуренных скважин Тургубзы. Литологически представлены глинами с прослойями песков и песчаников.

Глины зеленые, серовато-зеленые, плотные, алевритистые, известковистые с включением редких обуглившихся растительных остатков. Пески и песчаники серовато-зеленые, полимиктовые, слюдистые, мелко и среднезернистые, рыхлые. Мощность отложений колеблется от 76 до 160 м.

Готеривский ярус структур Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай подразделяется на две свиты – пелециподовую и вышележащую песчано-глинистую.

Пелециподовая свита представлена, в основном, глинами зеленовато-серыми с отдельными прослойями песков, алевритов и мергелей, с включением обломков фауны, мелким растительным детридом.

Песчано-глинистая свита представлена чередованием глин зеленовато-серых, известняковистых с песками и песчаниками серыми, мелкозернистыми с преобладанием (в верхней части этой свиты) песков и песчаников. Отложения готеривского яруса от покрывающих его пород (баррема) отличаются по литологическим признакам.

На электрокаротажных диаграммах нижняя граница готеривского яруса отбивается четко, когда они контактируют с верхнеюрскими карбонатными породами и сравнительно четко при контакте с валанжинским ярусом.

Мощность готеривского яруса на структурах, которые расположены в районе Каратонского прогиба, колеблется в широких пределах вследствие размыва и составляет от 0 до 79 м.; на структурах же, расположенных в прибортовой части Прикаспийской впадины, мощность имеет небольшие колебания (от 63 м до 98 м).

Барремский ярус - К₁b

Со стратиграфическим несогласием на породах готеривского яруса залегают пестро-цветные отложения баррема. По данным образцов пород, поднятых из скважин Тургубза Г-1, Г-2 и Г-5, в основании яруса расположен горизонт песков, маркирующий для всей Прикаспийской впадины. Пески серые, мелко крупнозернистые, рыхлые. Выше горизонта песков залегают толща пестро-цветных глин. Глины серые, зеленовато серые, коричневые, темно-серые, почти черные, плотные, песчанистые, слюдистые. Мощность отложений на площади изменяется от 103 м до 200 м. Возраст отложений подтверждается палинологическим анализом, произведенным по скв. Г-2 площади Тургубза. В образцах керна признаков нефти и газа не встречено.

Отложения барремского яруса не установлены только на одной структуре Кызылкудук в результате размыва его аптской трансгрессией, на остальных структурах вскрыты.

В основании барремского яруса по каротажу выделяется горизонт песков. Выше залегает мощная толща отложений – пестроцветная свита.

Горизонт песков представлен, в основном, песками зеленовато-серыми, мелкозернистыми слюдистыми с прослойми глин и песчаников. Мощность его от 5 до 18 м в районе структур Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай. Пестроцветная свита сложена пестроцветными (от шоколадных и кирпично-красных до зеленых цветов, местами с пятнистым распределением их) глинами и алевролитами с прослойми и пластами песков и песчаников.

На электрокаротажных диаграммах кривая КС, соответствующая барремским отложениям, рисуется в виде слабоизрезанной кривой сопротивлением 1-2 омм, пластам песков соответствует сопротивление в 0,4 омм.

Мощность барремских отложений в структурах Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай варьирует в широких пределах от 0 до 298 м.

Аптский ярус - К₁a

На структуре Кызылкудук отложения аптского яруса с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на среднеюрских осадках, на остальных структурах – на разных частях баррема.

В разрезе апта преобладают глины с подчиненными прослойми песков и песчаников. Глины темно-серые, черные, плотные, жирные на ощупь, неизвестковистые. В глинах встречаются многочисленные отстатки фауны.

Пески и песчаники серые, мелкозернистые с глинистым цементом. В основании аптского яруса повсеместно выделяется горизонт песков, по подошве которого отбивается нижняя граница.

На электрокаротажных диаграммах трансгрессивный горизонт выражен депрессией кажущегося сопротивления в 0,3 – 0,5 омм, в основном аптские отложения характеризуются слабозазубренной кривой сопротивлением 1,5 – 2 омм.

Аптский возраст отложений подтвержден по результатам микрофаунистического анализа в скважине №1 структуры Жантай, в скважине №2 структуры Кызылкудук, в скважине №1 – Восточный Кызылкудук. Мощность отложений аптского яруса на структурах Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай варьирует от 0 до 94 м.

На площади Тургубза осадки апта трансгрессивно залегают на неокоме. Аптские отложения вскрыты всеми скважинами. По данным образцов пород, поднятых из скважины Г-2, они представлены глинами черными, серыми, светло-серыми, с зеленоватым оттенком, плотными, с включениями растительных остатков и с прослойками серого тонкозернистого песчаника. Мощность отложений изменяется от 85 м до 92 м. По результатам микрофаунистического анализа образец из интервала 970-980 м в скважине Г-2 отнесен к апту.

Альбский ярус - K₁al

Отложения альбского яруса вскрыты всеми скважинами структуры Тургуба и представлены ниже, средне и верхне-альбскими подъярусами. В целом, отложения представлены глинами с прослойми песчаников.

На размытой поверхности аптских осадков повсеместно залегают альбские на площади Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай.

Альбский ярус подразделяется на три подъяруса, но ввиду недостаточности данных нижний и средний подъярусы объединены нами в общую пачку. Отложения этого яруса вскрыты всеми пробуренными разведочными и структурно-поисковыми скважинами на структурах Кызылкудук, Восточный Кызылкудук.

Нижнеальбский подъярус - K₁al₁

Отложения нижнеальбского подъяруса выделяются во всех скважинах площади Тургуба.

По данным образцов пород, подмятых из скважины Г-2, нижнеальбский подъярус сложен серым и, темно-серым и до черных слоистыми алевролитистыми и песчанистыми глинами, с прослойми песков. На каротажных диаграммах породы нижнего альба трудно отличимы от глин апта. Мощность отложений изменяется от 44м до 68м.

На структурах Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай нижняя граница отбивается по подошве толщи с понижением кажущегося сопротивления, которая не выдержана в мощности (5 – 30м), кровля же – повышением КС. Общий фон нижне-среднеальбских отложений почти однотонный, слабоизрезанный, сопротивлением 1-2 омм.

Литологически отложения представлены в нижней части преимущественно глинами с пластами песков, алевритов, песчаников. В песчаниках встречаются обломки фауны. В верхней части глины более песчанистые также с прослойми светло-серого песка и алеврита. Глины серые и темносерые, неизвестковистые с включением мелких обломков фауны. Мощность нижне и среднеальбских отложений на структурах Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай колеблется в пределах от 0 до 217 м.

Среднеальбский подъярус - K₁al₂

На структуре Тугуба отложения среднеальбского подъяруса выделяются во всех пробуренных скважинах. Представлены они песками и глинами. Пески светло-зеленовато-серые, алевритовые, глинистые, слюдистые. Глины серые, темно-серые, с прослойми песков. Мощность пород среднего альба равна 45-80м.

Верхнеальбский подъярус - K₁al₃

Отложения верхнего альба выделяются в разрезах всех глубоких скважин площади Тургуба. Литологически они представлены песками с пачками глин. Пески зеленовато-серые, алевритовые, глинистые, слюдистые с

обугленными растительными остатками. Глины зеленовато-серые, алевритовые, слюдистые. Мощность отложений колеблется от 133 м до 292 м.

На электрокаротажных диаграммах структур Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай кривая кажущегося сопротивления, соответствующая верхнеальбским отложениям, имеет более пониженное сопротивление по сравнению с нижележащими. Литологически представляется чередованием мощных пластов и прослоев песка с глинами, присутствие которых увеличивается в верхней части разреза.

Глины серые, алевритистые, алевритовые, песчанисто-алевритистые, участками тонкослоистые с растительными остатками и углистыми включениями, содержат пирит и сидерит.

Пески серые с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, алевритовые, глинистые, уплотненные, с растительным детритом. Мощность верхнеальбского яруса на структурах Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай от 0 (северо-западное крыло Кызылкудука) до 310 м (Жантай).

Верхний мел - K₂

Отложения верхнемелового отдела вскрыты всеми разведочными, структурно-поисковыми и картировочными скважинами структур Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай и представлены осадками пород всех ярусов – сеноманского, турон-коньякского, сантонского, кампанского, маактрихтского и датского.

Керновый материал в разведочных скважинах по верхнемеловым отложениям не отбирался, за исключением единичных образцов скважины №1 Кызылкудука.

Вследствии этого стратиграфическое расчленение разреза по верхнемеловым отложениям в разведочных скважинах произведено на основании сопоставления электрокаротажных диаграмм с пробуренными структурно-поисковыми скважинами по структурам Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай.

Учитывая сравнительно хорошую изученность вскрытого разреза верхнемеловых отложений по вышеуказанным структурам, нами проводится короткое описание литологии с указанием вскрытых мощностей. Верхнемеловые отложения трансгрессивно залегают на нижележащих. В разрезе верхнего мела по литологическим особенностям выделяются две толщи: нижняя – терригенная и верхняя – карбонатная.

Сеноманский ярус- K_{2s}

Отложения сеноманского яруса вскрыты всеми пробуренными скважинами структуры Тургуба. В разрезах скважин керн не отбирался. По данным структурно-поискового бурения они представлены глинами, песчаниками и песками. Глины темно-серые, плотные, песчанистые, слюдистые, неизвестковистые, с мелкими обломками фауны и с включениями фосфоритовых галек, разного диаметра. Песчаники серые, темно-серые,

мелкозернистые, полимиктовые с включением кристаллов пирита и фосфоритовых галек. Мощность отложений колеблется от 40м до 95м.

Нижняя терригенная толща сеноманского яруса структур Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай сложена песчано-глинистыми породами. При этом, верхняя часть - это алевролитовые глины с частыми прослойями алевролита; нижняя – алевритистые глины с прослойями мергелей и песчаников. Цвет глин - серый. Мощность сеномана колеблется от 0 (на структуре Кызылкудук) до 62м (на Жантае).

Туронский ярус - К₂t

Отложения туронского яруса вскрыты всеми пробуренными скважинами. По данным структурно-поискового бурения они представлены мергелями с прослойями глин. Мергели серовато-зеленые, плотные, полураковистым изломом, с песчанистым материалом. Глины серовато-зеленые, мергелеподобные, плотные, известковистые, песчанистые, с включениями обломков фауны. Мощность отложений изменяется от 20м до 50м.

Мергели алевритовые, алевритистые, зеленовато-серые с остатками фауны, содержат пирит. Мощность для структур Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай от 0 до 72м.

Коньякский ярус - К₂k

Осадки яруса вскрыты всеми пробуренными скважинами. По данным структурно-поисковых и картировочных скважин разрез отложений характеризуется зелеными, серо-зелеными глинами и мергелями. Мощность отложений меняется от 10 до 18м.

Сantonский ярус - К₂st

Отложения яруса вскрыты всеми пробуренными скважинами площади Тургуба. По данным структурно-поискового и котировочного бурения они представлены мергелями, мелом и глинами. Мергель серый, зеленовато-серый, плотный. Глины серовато-зеленые, плотные, слабо-песчанистые, слабо -слюдистые, известковистые. Мощность отложений колеблется от 20м до 90м.

Переслаивание пачек мергеля зеленых тонов и белого плотного мела с обломками раковин пелеципод и рыбными остатками. Мощность сantonского яруса на структурах Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай от 14 до 65м.

Кампанский ярус - К₂km

Осадки яруса вскрыты всеми пробуренными скважинами структуры Тургуба. Представлены они чередованием глин и мергелей. Глины серовато-зеленые, темно-зеленые, плотные слабо-песчанистые, сильно-известковистые.

Мергеля серовато-зеленые, темно-зеленые, плотные, с мелкими обломками раковин. Мощность отложений равна 80м.

На площадях Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай мергели глинистые, глинисто-алевритистые, алевритистые с прослойками зеленовато-белого глинистого мела.

Мощность кампанского яруса на структурах Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай колеблется в пределах от 24 до 90м.

Маастрихтский ярус - K_{2m}

Отложения яруса вскрыты всеми пробуренными скважинами. По данным структурно-поискового и картировочного бурения они представлены мелом и мергелями. Мел белый, писчий, рыхлый, плотный. Мергели зеленовато-серые, глинистые, с включением толстостенных раковин. Мощность колеблется от 60м до 154м.

На структурах Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай, мел белый, писчий, плотный, реже рыхлый, с обломками раковин с тонкими пропластками, жилками, иногда гнездами и линзами глинистого мергеля. Мощность маастрихтского яруса на структурах Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай варьирует в резких пределах от 0 до 143 м.

Датский ярус- K_{2d}

Литологический разрез датского яруса на структурах Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай представлен мергеле-глинистыми породами, в нижней части мергелями, в верхней – глинами. Мергели светло-желтые, светло-серые с зеленоватым оттенком, плотные и весьма плотные, оскольчатые, неслоистые, с редкой фауной и налетами темно-зеленой глины.

Глины серовато-зеленые, мергелеподобные, плотные, с включением обломков раковин и светло-серого мергеля. Мощность датского яруса на структурах Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай изменяется от 0 до 22 м.

Осадки яруса вскрыты на площади Тургуба скважинами Г - 1 и Г-5. В разрезе скважины Г-2 отложения датского яруса не выделяются. По данным структурно-поискового и картировочного бурения они сложены глинами и мергелями. Глины серовато-зеленые, плотные, слабо-песчанистые, известковистые. Мергели беловато-зеленые, плотные, оскольчатые, неслоистые. Мощность отложений равна 20м.

Палеогеновые отложения - Pg

Осадки вскрыты всеми пробуренными скважинами структуры Тургуба. По данным структурно-поисковых и картировочных скважин разрез отложений характеризуется переслаиванием глин и мергелей пестрой окраски, с включением обломков раковин. Мощность отложений 182м.

Палеогеновыми отложениями сложены с поверхности, под неоген-четвертичными отложениями, опущенные крылья и периферийные части крыльев, грабены структуры Кызылкудук и остальные погруженные структуры.

Эти отложения с размывом залегают на нижележащих осадках. Пробуренными разведочными скважинами и рядом структурно-поисковых скважин вскрыты – палеоцен-нижнеэоценовые, средне и верхне -эоценовые и олигоценовые отложения.

Общая вскрытая мощность палеогеновых отложений на структурах Кызылкудук, Восточный Кызылкудук, Жантай резко варьирует в широких пределах от 8 до 341 м.

Неоген-четвертичные отложения – N+Q

Весь надсолевой осадочный комплекс от нижненепермских до палеогеновых включительно перекрыт отложениями каспийской трансгрессии.

Представлены глинами и песками.

Глины буровато-серые, желтовато-серые, с песчано-алевритовой примесью, с включением обломков моллюсков. Пески светло-серые уплотненные, мелко-среднезернистые, с примесью глинистых и алевритистых фракций. Мощность неоген - четвертичных отложений колеблется от 20 до 30 метров.

Нерасчлененный комплекс неоген – четвертичных отложений предположительно выделяется на северо-западном, опущенном крыле Кызылкудука. Эти отложения залегают со стратиграфическим и угловым несогласием на подстилающих коренных породах. Литологически они выражены глинами и песками.

Глины буровато-серые, желтовато-серые, с песчано-алевритовой примесью, с включением раковин и обломков моллюсков, мелкой гальки, с сажистыми включениями. Иногда глины загипсованные. Пески светло-серые, уплотненные, мелкозернистые, с примесью глинистых и алевритистых фракций, загипсованные.

Четвертичные отложения имеют повсеместное распространение, также залегают чехлом со стратиграфическим и угловым несогласием.

Современные осадки предоставлены илами соров, обогащенными солями хлоридов и песками барханов, полузакрепленных растительностью.

Таблица 4.1.1

Стратиграфия вскрытых скважинами надсолевого разреза в районе работ

№№	Скважина	Альтитуды, м		Стратиграфия (подошва пласта)												
		ротора	земли	Q	Pg	K2	K1	J3	J2	J1	T3	T2	T1	P	P1k	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	Кульсары С3 №1			10		175	921	980	1323	1412		1607			1688	
2	Койкара №1			20		140	394		845	956		1040			1095	
3	Дүйсеке Сев. №3						815	863	1239	1305		1568			1600	
4	Акингенъ Сев. №500			498		705	1118	1230	1510	1545,5		1763			2000	
5	Карашунгул №1	7,4	12,8		125	602	1209	1362	1801	1904		2133			2231	
6	Кульсары С3 №2	2,72	8,92			808,5			1353			1600				
7	Койкара №2	51,29	56,69		160		704		734		1130	1850				
8	Камысколь Сев. №100	11,41	16,81	66		390	696	754	920	1184		1350				
9	Кызылкала №102	8,52	16,11		149	343,5	1169	1250	1720	1820		2900				
10	Масабай Сев. №100	11,93	19,63	30		370	1233	1345	1820	1911		2150			2240	
11	Камысколь Юж. №100	13,91	19,21	60		550			980			1280			1350	
12	Есболай №100	13,02	18,3	60		544			1030			1356			1389	

4.2 Тектоника

В настоящем проекте за структурно-тектоническую основу для оценки перспектив и заложения скважин взяты построения, выполненные в последней работе по данному району на базе 3Д съемки в 2011г ТОО «Гео Энерджи Групп».

Выполненные структурные построения по основным отражающим горизонтам по данным исследований 3Д МОГТ (Рис.4.2.1-4.2.7, граф. приложения 8-14), волновые картины позволили определить основные морфологические параметры надсолевых и подсолевых структур и выявить особенности, присущие тектоническим процессам на площади исследований.

В пределах площади исследований соль имеет повсеместное распространение, и только на отдельных участках пермотриасовых мульд прогнозируется наличие «бессолевых окон». Основанием для их выделения на участках вне развития палеозойских карбонатных платформ служит аномальное уменьшение времен регистрации подсолевых отражений, что нами интерпретируется как эффект от увеличения средних и интервальных скоростей в результате дополнительного уплотнения палеозойских терригенных пород на участках отсутствия соленосной покрышки. К слову, на соседних участках распространения карбонатных платформ данный эффект не наблюдается.

Распределение мульд носит явно «ячеистый» характер, что может интерпретироваться в пользу гравитационной природы образования солевых дислокаций на этом участке. Внутренняя структура мульдовых отложений достаточно проста и представляет примерно согласное наклонное залегание пермотриасовых горизонтов. Отмечается преимущественно западное направление восстания пластов, выполняющих мульды отложений. Нижняя часть комплекса динамически представлена более наклонными и слабо дифференцированными по амплитудам отражениями, поэтому условно можно отнести эту часть разреза к верхнепермскому возрасту, а вышележающую – к триасовому. В условиях мульд триасовый комплекс залегает со значительным угловым несогласием по отношению к юрскому. Практически для всех бортовых участков отмечается наличие участков задирания РТ горизонтов в сторону купола, что обуславливается развитием дизъюнктива вдоль его склона. Поэтому показанное на карте соли в векторном виде поведение пермотриасовых горизонтов в большинстве случаев отражает только преимущественный характер их залегания в условиях мульды.

В пределах участка получили развитие купола разных типов: прорванные купола (Кызылкудук), частично прорванные (Тургизба, Жантай), непрорванные (Кызылкудук Восточный). Купола соединяются более глубоко погруженными перешейками, в пределах которых, в свою очередь, выделяются малоамплитудные локальные поднятия (солевые вздутия).

Установлено, что кровля соли на участках приподнятого ее залегания повсеместно осложнена ступенями, которым в покрывающем комплексе отложений соответствуют сбросы, определяющие деление надсолевых структур на приподнятые и опущенные крылья. При этом одной из распространенных морфологических особенностей соли является «пропеллерообразное» залегание ее кровли, в результате чего происходит чередование ступеней противоположного знака падения вдоль простирания зоны солевой дислокации. Такая особенность, соответственно, предопределяет чередование приподнятых и опущенных крыльев вдоль тренда разрывных дислокаций. В надсолевом рельефе это приводит к тому, что в случае близкого расположения надкупольных структур может происходить частичное наложение в рельефе соседних приподнятых и опущенных крыльев, что в конечном итоге приводит к уменьшению либо даже уничтожению морфологической выраженности опущенных крыльев структур и связанных с ними ловушек. По этой причине на исследуемой площади подавляющее большинство установленных структур и ловушек в надсолевом комплексе приурочивается к приподнятым крыльям. Данный факт в определенной мере понижает потенциал площади исследований, поскольку широкое развитие высокоамплитудных дизъюнктивов, осложняющих строение приподнятых крыльев, могло способствовать разрушению первоначально накопленных залежей.

В пределах солевых поднятий, кроме ступеней, выделяются малоамплитудные тектонические нарушения, осложняющие строение покрывающих отложений. Такие нарушения сбросового типа осложняют строение отдельных крыльев структур (Тургуба, Кызылкудук, Кызылкудук Восточный). Другой вид разрывных нарушений, распространенный в триасовой толще, предполагается на участке крутого уступа соли при переходе в мульду, особенно в условиях резкого восстания пермотриасовых горизонтов в сторону купола (например, на участке Кызылкудук Восточный), и может быть обусловлен тектоническим контактом разновозрастных триасовых отложений. Возникающие в таких условиях ловушки, так называемые «структурные седиментационные ловушки-резервуары», могут содержать значительные запасы углеводородов (месторождения Котыртас Северный, Макат Восточный, Новобогатинск Юго-Восточный, Орысказган и другие). В пределах площади такого рода объекты, в той или иной степени, наблюдается в виде узких протяженных полос на многих участках, связанных с началом крутого погружения соли в сопряженную мульду.

Сжимающие боковые напряжения со стороны мульды формируют, как правило, субвертикальный склон соляного купола. В некоторых случаях, когда угол наклона поверхности соли принимает небольшие отрицательные значения, можно говорить о существовании субкарнизовых условий ее залегания. Такое залегание соли предполагается на восточном склоне купола Кызылкудук Восточный и перешейка, соединяющего его с куполом Жантай. Других участков карнизного или субкарнизного залегания соли на участке

работ не выявлено. Имеющиеся сведения о существовании карнизов на участке Жантай сейсмическим материалом неподтверждаются. Зарегистрированные на участке купола в солевой толще мощные пакеты отражений по кинематическим и скоростным характеристикам могут интерпретироваться как сульфатные (ангидрит) и терригенные (глины), возможно, карбонатные отложения, вовлеченные в процессы галокинеза по мере роста соляного купола. Такие участки также наблюдаются вдоль солевого перешейка Жантай –Тургузба и собственно купола Тургузба.

Для юрско-мелового комплекса в пределах площади согласно поведению кровли соли, отмечается региональное воздымание горизонтов в северном направлении при небольшом сокращении толщин одновозрастных отложений. На фоне регионального воздымания выделяются участки аномально высокого залегания юрско-меловых отложений, нарушенные системами тектонических нарушений (бросами), отвечающие участкам солевых дислокаций. Системы тектонических нарушений в пределах надсолевых структур представлены, как правило, основным и вспомогательным (подсекающим) сбросами грабена. Положение основного сброса определяется положением тектонической ступени в соли. Грабеновая зона на отдельных участках проявляется только более погруженным залеганием пород без видимых следов присутствия вспомогательного нарушения по нижним (III, V). Существование зоны грабена в сочетании с приподнятым залеганием отложений в пределах приподнятого и опущенного крыла определяет благоприятные условия для образования структурных или структурно-тектонических ловушек. Ловушки приподнятого крыла, как правило, структурно-тектонические, высокоамплитудные. Ловушки опущенного крыла, как правило, малоамплитудны и могут быть антиклинальными либо ограниченными подсекающим сбросом грабена. Невысокая морфологическая выраженность в рельефе таких ловушек на отдельных участках еще более нивелируется региональным наклоном либо структурным влиянием приподнятых крыльев соседних структур. Поэтому такие ловушки на участке работ практически не получили своего развития. В то же время возможность более полного сохранения накопленных залежей в ловушках опущенных крыльев структур делает их наиболее привлекательными в поисковом аспекте геологоразведки.

Выполненными работами установлено, что на участках развития знакопеременных ступеней вдоль соляного ядра в надсолевой толще может происходить переход основного сброса во вспомогательный, и наоборот. Это приводит к появлению протяженных, с изгибами в плане, тектонических нарушений с резко изменяющимися кинематическими параметрами, разделяющих надсолевые структуры на два крыла, каждое из которых может сочетать в себе морфологические признаки приподнятых и опущенных крыльев, что, в конечном счете, затрудняет классическое деление структур по такому признаку. Еще большее структурное усложнение может возникать на участках сочленения нескольких солевых дислокаций, когда можно

говорить только об относительном положении крыльев по отношению друг к другу (пример - участок купола Кызылкудук, где сочленяются четыре солевых дислокации).

Ниже даются структурно-тектонические условия залегания солевых, надсолевых и отложений и подсолевых отложений по структурам блока Кульсары:

Поверхность солевых отложений (Рис.4.2.1, граф.приложение 10) залегает на глубинах от 200-250м (купол Кызылкудук) до 5300-5400м в глубоких межкупольных мульдовых зонах. В центральных частях мульд соль, как правило, полностью выжата. Солевые отложения в плане представляются единым массивом, напоминающим ячеистую сеть. Центральные участки солевых массивов с поверхности вдоль простирания осложнены ступенями, которым в покрывающем комплексе отложений отвечают сбросы.

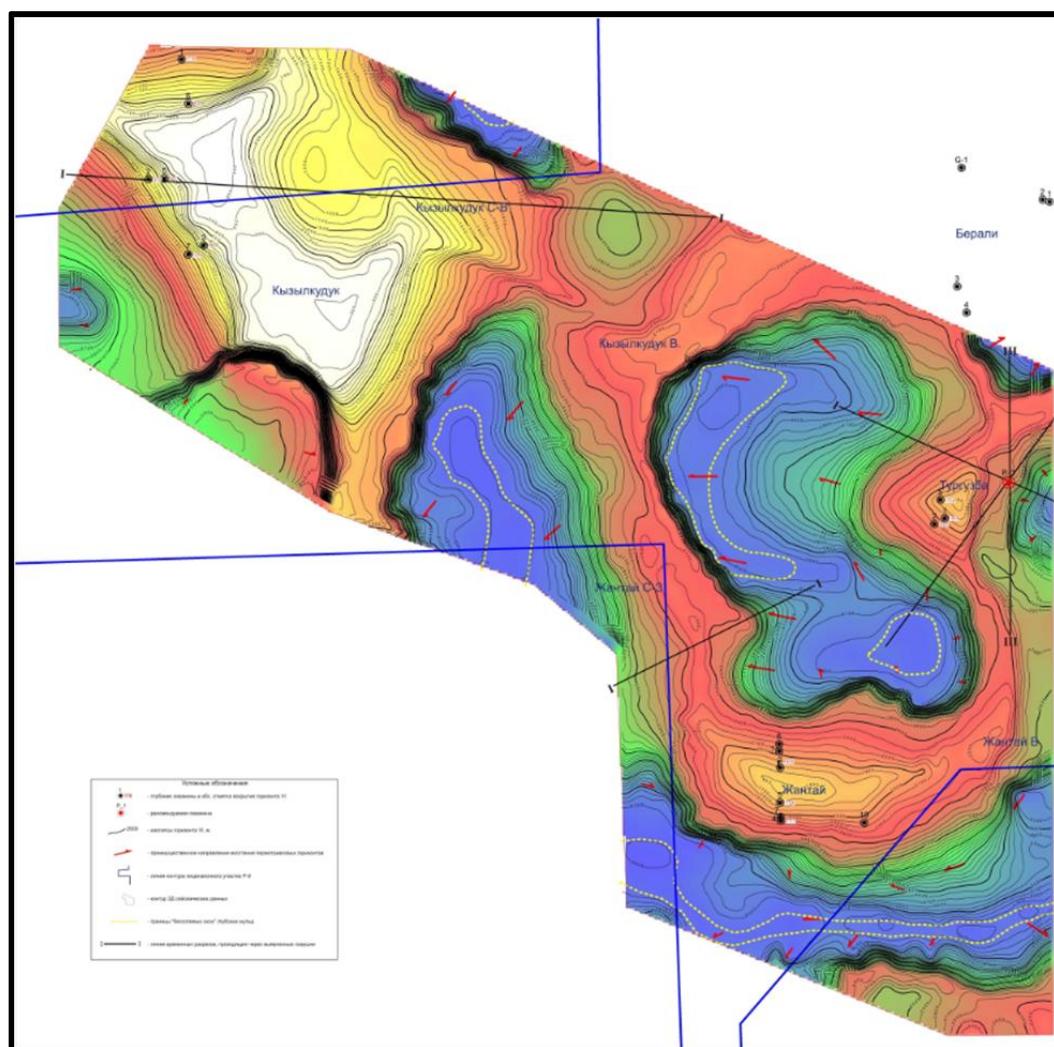


Рис. 4.2.1.Структурная карта по VI отражающему горизонту в пределах блока Кульсары (2011г.)

Соляной массив купола Кызылкудук имеет, в общем изометричную форму, осложненную с северо-восточной части локальным «вдавленным» участком с образованием своеобразного «кармана», заполненного, главным

образом, моноклинально залегающим юрско-триасовым комплексом отложений. Соляное ядро имеет крутые юго-западный и юго-восточные склоны (до 25-30 градусов) и более пологие северо-восточное и северо-западные.

Четырьмя отходящими перешейками купол соединяется с соседними, более глубоко погруженными структурами. В соответствии с такой морфологией ядра в покрывающих отложениях надсолевой структуры выделяется 4 крыла, приуроченных к соответствующим склонам соли: северо-западное, северо-восточное, юго-восточное и юго-западное.

Поверхность соли вскрыта пробуренными скважинами в пределах северо-западного склона (глубокие разведочные скважины 1,6) и скважинами 2,3,5,7 в пределах юго-западного склона купола.

В восточном направлении, после достаточно плавного огружения до глубины 2600м, поверхность соли испытывает подъем до глубины 2100м на участке Кызылкудук Восточный. Свод купола достаточно пологий, изометричной формы, осложненный тремя отдельными вершинками. С восточной стороны склон соли с небольшим отрицательным углом резко обрывается в смежную мульду. На участке вблизи начала резкого погружения пробурена скважина Г-1, которая была остановлена при забое 2043м, не вскрыв проектный кунгурский горизонт.

В южном направлении, погружаясь до отметок 2400-2500м, солевой массив переходит в купол Жантай, свод которого характеризуется восточным простиранием с минимальными гипсометрическими отметками -1550м. Глубина поверхности соли здесь контролируется по результатам бурения скважин Жантай 2,4,5.

В пределах перешейка Кызылкудук Северный - Жантай выделяется малоамплитудное локальное солевое вздутие с минимальными отметками двух установленных здесь вершин -2350 и -2300м. Данный объект ранее не выделялся, в настоящем отчете авторами он представлен как Жантай Северо-Западный. Выделенному солевому поднятию в надсолевом комплексе отвечает одноименная структура, представляющая определенный поисковый интерес.

Далее на восток и с поворотом на север солевой массив переходит в купол Тургуба. В пределах перешейка Жантай – Тургуба установлена еще одна новая небольших размеров солянокупольная структура, названная в отчете как Жантай Восточный. Структура обязана своим происхождением локальному солевому вздутию амплитудой около 100м и минимальной глубиной в своде 2150м.

В пределах купола Тургуба соль вскрыта всеми тремя пробуренными здесь глубокими скважинами 1,2,5. Солевое ядро в плане имеет треугольную форму с минимальной отметкой глубины в своде- 1720м. Далее, на север солевой массив разветвляется на два перешейка северного и восточного направления, которые выходят за пределы планшета отчетных карт.

Структурная карта по V отражающему горизонту (подошва юрских отложений, рис.4.2.2., граф.приложение 9) показывает условия залегания потенциальных коллекторов верхней и средней юры.

В пределах северо-западного крыла структуры Кызылкудук отмечается моноклинальное воздымание горизонта к своду структуры до глубин 500-900, после чего происходит ограничение распространение горизонта. Ограничение связано как с экранированием сбросом центрального грабена, так и с утыканием в поверхность соли. Наложение таких элементов определяет существование в пределах северо-западного крыла тектонически и стратиграфически экранированной ловушки, сводовая часть которой изучена бурением скважины 6.

Северо-восточное крыло структуры имеет более сложное строение. Моноклинальное воздымание юрских горизонтов осложняется существованием поперечного сброса, конфигурация которого в сочетании со сбросами отходящего от купола перешейка определяет наличие на этом участке, названном в отчете Кызылкудук С-В, высокоамплитудной тектонически ограниченной ловушки. По изогипсе -1270м амплитуда ловушки составляет 580м, площадь – 4.9 кв.км. Вверх по восстанию, выше сброса, юрские отложения воздымаются до глубин 150-200, где происходит их тектоническое экранирование сбросом центрального грабена.

Юго-восточное крыло считается наименее перспективным в отношении нефтегазоносности. Резкое воздымание к своду до глубин 300-400м, где происходит примыкание к сбросу грабена, плоскость которого ориентирована параллельно простиранию горизонтов, вряд ли позволяет рассчитывать на существование здесь благоприятных условий для сохранения сколь-либо значительных запасов углеводородов.

Наиболее сложное геологическое строение имеет юго-западное крыло купола Кызылкудук. Сложность обусловлена, прежде всего, существованием разветвленной системы дизьюнктивов в этой части площади, а также субвертикальным залеганием поверхности соли в присводовой части структуры, ограничивающих распространение триасовых и части юрских горизонтов вверх по восстанию. Радиальный сброс падением на юго – восток, затухающий к своду структуры, делит крыло на два поля, северное и южное. В пределах северного поля V отражающий горизонт круто поднимается до глубин 950-1000м, утыкаясь в стенку соли. Линия выхода на солевую поверхность в плане примерно параллельна направлению изогипс, что, в принципе, вносит некоторую неопределенность в определении параметров существующей здесь ловушки.

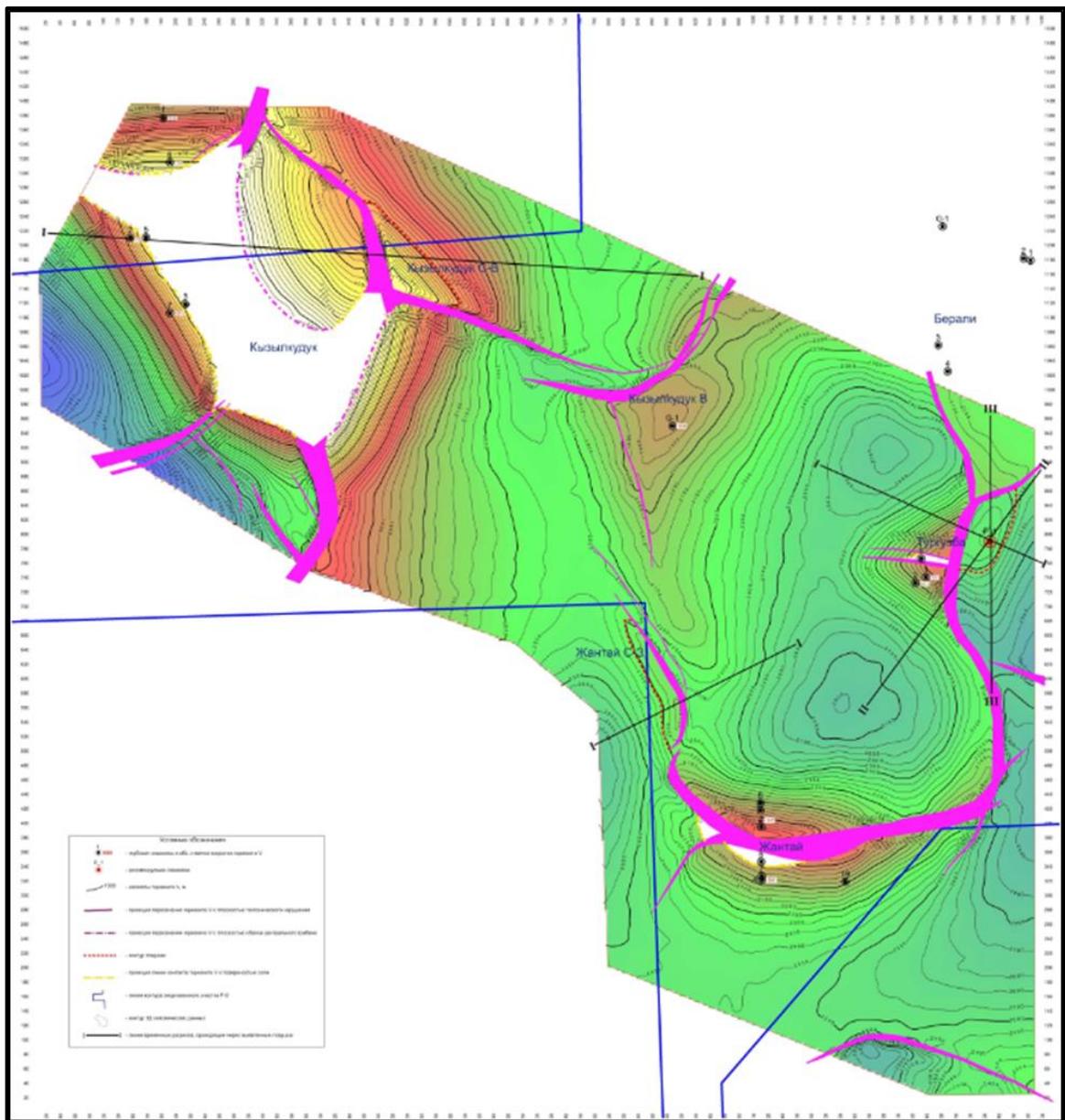


Рис. 4.2.2. Структурная карта по V отражающему горизонту в пределах блока Кульсары (2011г.)

Сводовая часть потенциальной ловушки в пределах поля достаточно изучена бурением. Все четыре пробуренные здесь глубокие разведочные скважины вскрыли весь надсолевой разрез в разных условиях ловушки. По результатам бурения в разрезах скважин продуктивных горизонтов не установлено.

Южное поле юго-западного крыла структуры также характеризуется крутым залеганием надсолевых горизонтов. Строение поля осложнено существованием нескольких сбросов, ориентированных как вдоль, так и поперек линии падения горизонтов и имеющих ограниченное распространение. В целом выявленная система тектонических нарушений вряд ли способствует повышению перспектив нефтегазоносности на этом участке площади. Учитывая, значительные углы наклона (25-30 градусов)

юрско-триасовых горизонтов, трудно ожидать здесь наличия благоприятных условий для консервации залежей. Более интересным представляется присводовый участок южного поля, на участке экранирования сбросом грабена, хотя и здесь отмечается крутое воздымание в зоне контакта с солью.

Надсолевая структура Кызылкудук Восточный по отражающему горизонту V(Рис.3.4) представляет собой пологую антиклинальную складку, срезанную с северной стороны высокоамплитудным (до 400м) сбросом и осложненную с западной стороны среднеамплитудным (до 60-80м) тектоническим нарушением. По замыкающей изогипсе -1975м амплитуда и площадь ловушки составляют соответственно 125м и 8 кв.км. В сводовой части структуры пробурена глубокая поисковая скважина Г-1, показывающая отсутствие продуктивных отложений в этой части площади.

Надсолевая структура Жантай представляет собой двухкрыловую структуру широтного простирания. Крылья структур разделены грабеном. В пределах обеих крыльев установлены высокоамплитудные полуантиклинальные ловушки, тектонически ограниченные вверх по восстанию. В южной и западной части структуры отмечаются небольшие участки прорыва соли через триасовые отложения, в результате чего V горизонт контактирует непосредственно с солью.

Северное крыло структуры имеет амплитуду ловушки порядка 700м и значительные размеры по площади. Юрско-триасовые отложения в своде ловушки изучены в результате бурения глубокой поисковой скважины Г-2, отрицающей здесь наличие залежей. Аналогичные условия устанавливаются и в пределах южного крыла структуры, где пробурены четыре глубокие поисковые скважины, и две из них (скважины 4,5) вскрыли и изучили весь юрско-триасовый комплекс. Отметим, что пробуренные на южном крыле скважины попали в периферийную часть ловушки, что, в принципе, оставляет некоторые шансы обнаружить здесь ограниченную по площади залежь в юрско-триасовом комплексе отложений на сводовом участке структуры.

В пределах соляного перешейка Кызылкудук Восточный – Жантай выявлена новая надсолевая структура Жантай Западный. По V отражающему горизонту структура представляет полуантиклинальную складку, ограниченную по восстанию сбросом. По замыкающей изогипсе -2350м ловушка имеет размеры 4.6x0.7км, площадь 3.2 кв.км при амплитуде порядка 150м.

Другая новая ловушка, Жантай Восточный, характеризуется несколько меньшими размерами. По замыкающей изогипсе -2200м ловушка имеет амплитуду порядка 150м и размеры 2.5x0.6км. Ловушка тектонически ограничена вверх по восстанию системой сходящихся тектонических нарушений.

Структура Тургубза представляет двухкрыловую структуру, приуроченную к одноименному солевому поднятию. Западная часть структуры является приподнятой по отношению к восточной. Здесь уверенно

выделяется южное, наиболее высокое, и северное, немного опущенное, блоки структуры, разделенные системой малоамплитудных сбросов, образующих неглубокий грабен. В пределах обоих крыльев выделяются обширные высокоамплитудные полуантклинальные ловушки, ограниченные в своде сбросом, изученные в той или иной степени по результатам бурения трех поисковых скважин. Пробуренные скважины вскрыли всю толщу надсолевых отложений в присводовой части ловушек без признаков продуктивности. В то же время по другую сторону основного сброса по результатам выполненных работ выявлено новое, относительно малоамплитудное антиклинальное поднятие, представляющее восточное, опущенное, крыло структуры, не опиcкованное бурением. По замыкающей изогипсе -2520м и амплитуде ловушки порядка 90м размеры ее составляют 3.2х1км, площадь 3.2 кв.км.

Следующая **структурная карта по горизонту III** характеризует условия залегания неокомских отложений (Рис.4.2.3, граф.приложение 8).

На структуре Кызылкудук в наибольшей степени проявляется угловое и стратиграфическое несогласие, связанное с предаптским этапом роста купола. В результате предаптского размыва на отдельных участках из разреза выпадают полностью неокомские отложения, при этом верхнеюрские и аптские горизонты залегают непосредственно на среднеюрских. Это обстоятельство создает достаточно благоприятные условия для формирования стратиграфически экранированных ловушек. Такие условия зафиксированы в пределах северо-западного крыла структуры, где сочетание вздымающихся выклинивающихся неокомских толщ и плоскостью осложняющего участок сброса грабена создают условия для образования сложно построенной стратиграфической ловушки. К сожалению, участок расположен на самом краю съемки, в условиях ухудшения качества волновых картин, что не позволяет с достаточной точностью локализовать положение ловушек. Поэтому остается не выясненным вопрос о действительном положении потенциальных стратиграфических ловушек по отношению к пробуренным здесь скважинам.

Наиболее уверенно линия выклинивания неокомских отложений под подошву апта зафиксирована в пределах юго-западного крыла структуры. Отсутствие неокомского комплекса подтверждено результатами бурения всех четырех скважин, пробуренных в этой части площади. По результатам бурения продуктивных горизонтов в разрезе не выявлено. Результаты построений свидетельствуют о возможности существования небольшой по площади стратиграфической ловушки южнее скважин 2 и 5, бурением не изученной. В то же время можно констатировать, что неокомский комплекс отложений в пределах купола Кызылкудук вскрыт только скважиной 1 на северо-западном крыле структуры, да и то, судя по выполненным построениям, не в оптимальных условиях ловушки.

В пределах южного поля юго-западного крыла структуры сохраняются условия экранирования неокомских горизонтов поверхностью соли, что, в

принципе, сохраняет возможность существования обширных стратиграфических ловушек на этом участке площади.

Выходы III горизонта на поверхность предпалеогенового размыва (северо-восточное крыло структуры) либо примыкание к сбросу грабен (юго-восточное крыло) на малых глубинах ограничения (150-200м) вряд ли могут способствовать удержанию значительного количества УВ в такого рода ловушках. К тому же такие глубины в той или иной степени изучены сетью структурно-поисковых (крелиусных) скважин, где отмечаются только косвенные признаки нефтенасыщения пород. В то же время на участке Кызылкудук С-В, в пределах северо-восточного крыла структуры, как и для горизонта V, сохраняются условия ловушки, экранированной в своде поверхностью поперечного дизьюнктива.

Структурные условия ловушек по III горизонту сохраняются и по всем другим структурам, развитым на площади исследований. По сравнению с ловушками по горизонту V, отмечается только небольшое выполнаживание структур и, соответственно, небольшое сокращение амплитуд и площадей контуров ловушек. Сохраняются благоприятные условия и для ловушки восточного крыла структуры Тургуба. При этом размер ловушки увеличивается и уже составляет 4,6x1,1км при амплитуде порядка 50м, площадь- 5.1 кв.км.

Также значительные изменения в сторону выполнаживания структур и упрощения структурного плана наблюдаются для горизонта IIa (подошва аптских отложений), который характеризует условия залегания апт-альб-сеноманской потенциально продуктивной части разреза.

На структуре Кызылкудук данный комплекс отложений, как и нижележащие, характеризуется различными условиями залегания для разных крыльев. В пределах северо-восточного и юго-восточного крыльев наблюдается моноклинальное воздымание горизонта к своду до отметок 100-150м, где происходит его экранирование подошвой палеогена стратиграфически либо плоскостью центрального грабена тектонически.

Наиболее благоприятные условия ловушки, связанные с экранированием субвертикальной стенкой соли, отмечаются в пределах юго-западного крыла структуры. Однако данные бурения в пределах северного поля ставят под сомнение перспективность стратиграфических ловушек апт-альбского возраста. Подтверждение этому можно увидеть и на северо-западном крыле структуры, где в благоприятных условиях ловушки пробурена скважина Г-6. Подобные условия существуют и в пределах южного поля юго-западного крыла, неопискованные бурением.

В пределах структуры Кызылкудук Восточный для горизонта IIa морфологически сохраняется обширная полуантклинальная структура с системой тектонических нарушений уменьшенной амплитуды. Таким образом, данная структура представлена обширными антиклинальными и полуантклинальными ловушками по всем потенциально продуктивным надсолевым горизонтам, изученными в процессе бурения скважины Г-1.

Однако результаты бурения и выполненная интерпретация каротажных данных однозначно свидетельствуют об отсутствии залежей во вскрытой части разреза.

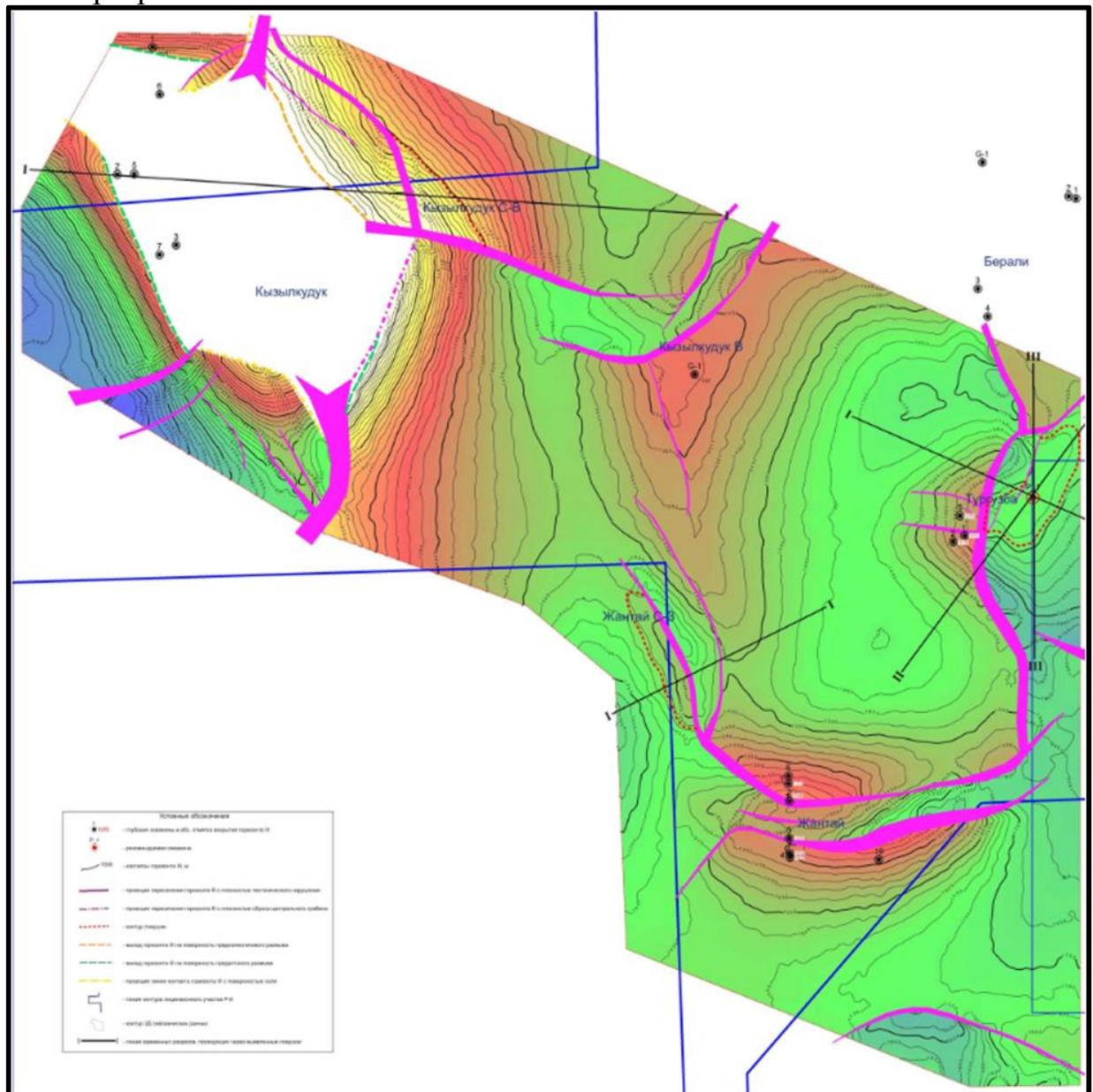


Рис. 4.2.3.Структурная карта по III отражающему горизонту в пределах блока Кульсары (2011г.)

В то же время на уровне горизонта Па происходит значительное нивелирование ловушки на участке Жантай С-3 и практически полное уничтожение ловушки на участке Жантай В. То же самое происходит в пределах восточного крыла структуры Тургузба, где полностью нивелируется антиклинальная ловушка, выявленная по нижележащим отражающим горизонтам.

Структурно-тектонические условия залегания подсолевых горизонтов

Структурная схема по подсолевым отложениям (П₁), (рис.4.2.4, граф.приложение 11) характеризует рельеф кровли нижнепермских отложений, предположительно артинских. Для данной поверхности, в пределах исследуемой части блока Р-9, характерно региональное погружение в северо-западном направлении от отметок -5000 м и менее до отметок -5500 м и более.

На северо-западе площади, на участке купола Кзылкудук, выделяется одноименная крупная подсолевая структура, имеющая изометричную форму и осложненную структурным носом, протягивающимся в юго-восточном направлении. Поднятие глубинным разломом северо-западного простирания разделяется на два крыла: северо-восточное, приподнятое, и юго-западное, опущенное. Этот глубинный разлом уверенно трассируется на участке развития поднятия и имеет амплитуду до 200 метров. На северо-востоке и юго-западе амплитуда разлома уменьшается, и его выделение становится проблематичным.

При первом варианте выполненных построений северо-восточная, основная часть поднятия Кзылкудук, оконтуривается изогипсой -5200 м, размеры по этой изогипсе 7x6.5 км, площадь 45,5 кв.км, амплитуда 160 м, минимальные отметки в своде -5040 м. При втором варианте при такой же оконтуривающей изогипсе площадь и амплитуда структуры закономерно увеличиваются, соответственно составляя 58 кв.км и 230м. Минимальная отметка в своде уже составляет чуть менее 5000м.

Погруженная юго-западная часть структуры структурно представлена приподнятой узкой приразломной зоной, которая оконтуривается общей изогипсой -5300 м, осложнена двумя полусводами, с минимальными отметками в сводах -5250-5200 м, размеры их по оконтуривающей изогипсе невелики и составляют 1.0x0.5км, амплитуда 50-100 м, площадь -1.0 кв.км.

Северо-восточнее Кзылкудука по изогипсе -5200 м наблюдается приподнятая зона, в пределах которой по изогипсам -5100 -5150 м отмечается небольшое по размерам малоамплитудное антиклинальное поднятие Кзылкудук Восточный.

Далее, к северо-востоку, отмечается продолжение зоны поднятия, выходящее за пределы съемки ЗД.

Юго-восточнее Кзылкудука, по изогипсе -5150 м оконтуривается подсолевое поднятие Жантай, выявленное еще в 2005г, в результате тематических исследований.

При обоих вариантах построений форма и размеры поднятия остаются практически без изменений. Размеры по оконтуривающей изогипсе -5150м 5.7x5.2км, площадь 29.6 кв. км, амплитуда составляет порядка 90 м. При втором варианте интерпретации несколько увеличивается амплитуда поднятия, достигая 130м.

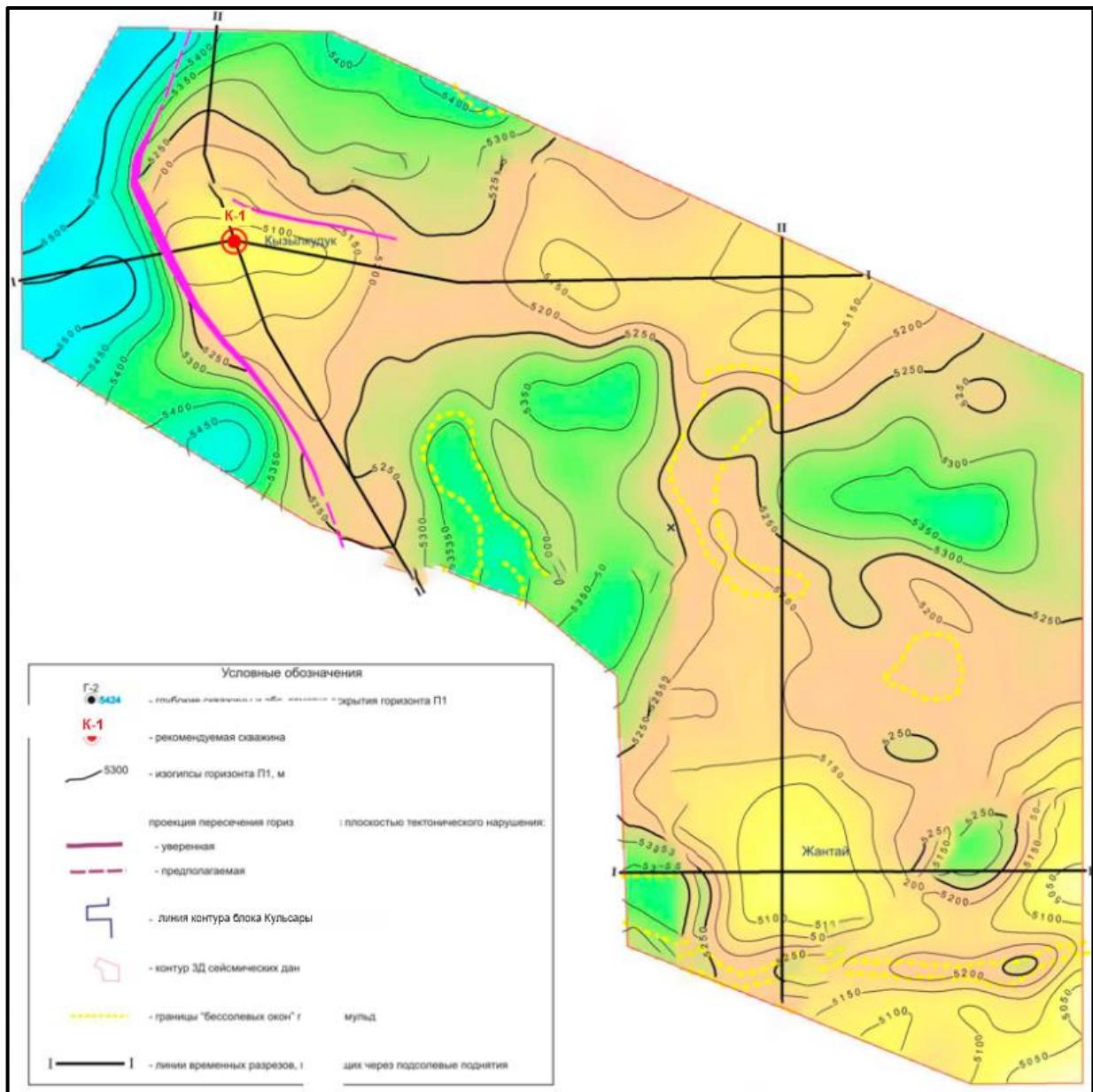


Рис. 4.2.4. Структурная карта по П1 отражающему горизонту в пределах блока Кульсары (2011г.)

По периферии этого поднятия наблюдаются глубокие мульды, в том числе с «бессолевыми» окнами, что создает проблемы при подборе скоростной модели глубинной миграции и требует ее уточнения. Без решения проблемы уточнения средне - скоростных зависимостей по сопряженным мульдам в южной части площади уверенное структурное выделение Жантайского подсолевого поднятия остается под вопросом. Можно только уверенно констатировать, что центральным участкам мульд, в основном, отвечают отрицательные формы рельефа по горизонту П₁, что отображает эффект «вдавливания» основания пермотриасового комплекса в толщу палеозоя. Амплитуда «вдавливания» в среднем колеблется в пределах 50-100м. По периферии «бессолевых окон» на временных разрезах хорошо

отображаются узкие приподнятые зоны по поверхности палеозоя, образованные в результате такого выдавливания.

На юго-востоке от поднятия Жантай в сторону скважины Аккудук П-1 наблюдается подъем горизонта до изогипсы -5050 м и выше, что, с учетом глубины вскрытия горизонта Π_1 в этой скважине на отметке -4829 м, позволяет считать выполненные построения на этом участке достаточно надежными. На востоке от поднятия Жантай также наблюдается заметный подъем горизонта в сторону купола Каражунгул, природу поднятия можно установить только после анализа и переинтерпретации материалов по площади Буйыргын.

Структурная схема по горизонту Π_2 (Рис.4.2.5, граф.приложение 12) характеризует, предположительно, геологическое строение поверхности терригенно-карбонатных отложений среднего карбона (предположительно подошва башкирских отложений) и в целом носит унаследованный характер, повторяя все основные выделенные структурные элементы по горизонту Π_1 .

Для данной поверхности Π_2 в пределах изучаемой территории характерно пологое залегание с небольшим региональным градиентом подъема в юго-восточном направлении. На северо-западе площади работ уверенно выделяется подсолевая структура Кызылкудук, которая имеет то же северо-западное простирание и осложнено глубинным разломом северо-западного направления с примерно теми же параметрами, что и для горизонта Π_1 .

Ловушка в пределах северо-восточного крыла структуры также контрастно выражена и оконтуривается при обоих вариантах построения изогипсой -5650 м. Для первого варианта интерпретации размеры ловушки 6.2x5.5 км, площадь 34.1 кв.км, амплитуда порядка 190 м, минимальные отметки в своде -5520 м.

При втором варианте размеры составляют соответственно 8x6.5 км, площадь 50 кв.км, амплитуда – 200 м. Минимальная отметка в своде структуры - 5440 м.

Юго-западное опущенное крыло также характеризуется узкой приразломной зоной приподнятого залегания с минимальными отметками - 5650 м и -5700 м.

В юго-восточной части площади отмеченное по горизонту Π_1 подсолевое поднятие Жантай значительно нивелируется, несколько смещаясь в северном направлении. Поднятие локализуется только при втором варианте интерпретации, где оно замыкается по изогипсе -5720 м при амплитуде поднятия около 50 м.

При первом варианте интерпретации к северо-западу от Жантая появляется «поднятие» (которого не было по горизонту Π_1), которое полностью соответствует по изогипсе -5650 м положению «бессолевого окна» глубокой мульды.

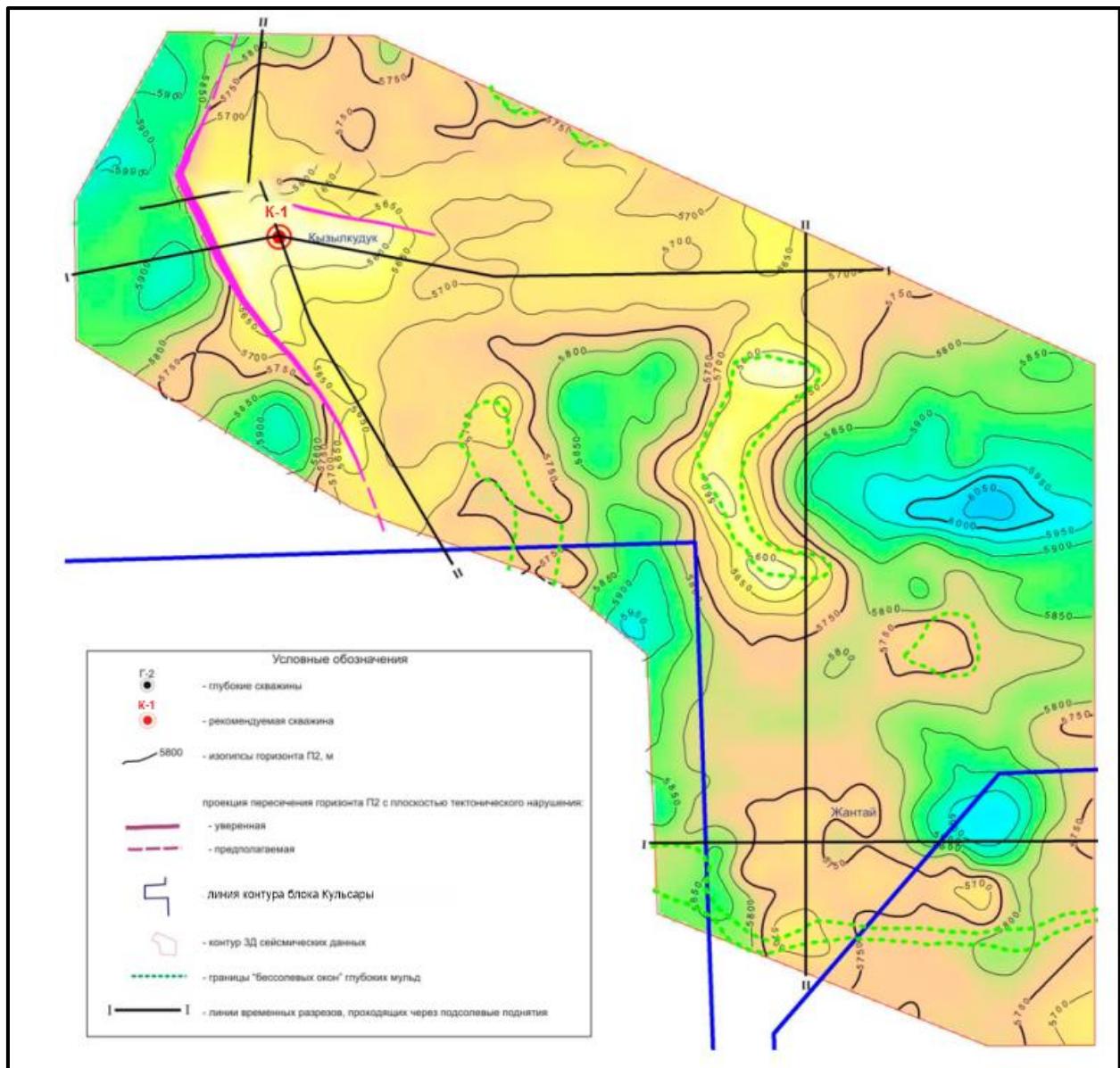


Рис. 4.2.5.Структурная карта по П2 отражающему горизонту в пределах блока Кульсары (2011г.)

На наш взгляд, как уже указывалось выше, этого поднятия фактически не существует, и оно возникло в результате неучтенного изменения скорости подсолевой части разреза при глубинной миграции. Представленный второй вариант структурных построений наглядно это подтверждает.

Структурная схема по нижележащему горизонту П2д (Рис.4.2.6, граф.приложение 13) еще больше отличается от предыдущих. Четко проявляется региональный наклон горизонта с северо-запада на юго-восток. По изогипсе -6200м площадь условно разделилась на приподнятый Кызылкудукский и опущенный Жантайский участки.

На северо-западе площади работ продолжает уверенно выделяться подсолевая структура Кызылкудук, которая по описываемому горизонту имеет такое же северо-западное простирание и осложнено глубинным разломом такого же направления.

В северо-восточное крыло контрастно выражено, оконтуривается в пределах исследуемой территории по изогипсе -6050 м, размеры по ней 6.5x4.0км, площадь 26.0 кв.км, амплитуда порядка 120 м, минимальные отметки в своде -5910 м. Во втором варианте структура оконтуривается на отметке -7000(+250)м, размеры и амплитуда ее составляют соответственно 8x5 км, 40 кв.км и 170м. Минимальная отметка в своде составляет 5810м. Таким образом, при этом варианте также заметно увеличение размеров и площади структуры.

Отмеченное по горизонту Π_1 подсолевое поднятие Жантай в первом варианте интерпретации снова локализуется на участке Жантайского купола, где оно замыкается по изогипсе -6500 м при амплитуде порядка 50м. При втором варианте Жантайское поднятие по горизонту Π_2 выражено только структурным носом по изогипсе -6350м. Особенno большая разница в структурном поведении горизонта отмечается на участках «бессолевых окон», где выделяемые при первом варианте поднятия либо нивелируются, либо присутствуют в гораздо меньших амплитудах.

На структурной схеме по Π_3 (рис.4.2.7, граф.приложение 14) горизонту еще более четко проявляется региональный наклон в юго-восточном направлении в пределах отметок от -6700-6750м до 6850-8000м. Северо-восточное крыло поднятия Кызылкудук в первом варианте оконтуривается по изогипсе -6750 м, размеры по этой изогипсе 4.5x2.5км, площадь 11,25 кв.км, амплитуда порядка 90 м. Во втором варианте более заметно смещение структуры в северном направлении, закономерно увеличиваются амплитуда и размеры поднятия. Площадь ловушки по изогипсе -6700м составляет 21 кв. км, амплитуда - 100м. Также отметим практически полное исчезновение высокоамплитудных структур на участках мульд.

Жантайское поднятие практически снивелировалось. По изогипсе -7200м площадь условно разделилась на приподнятый Кызылкудукский и опущенный Жантайский участки.

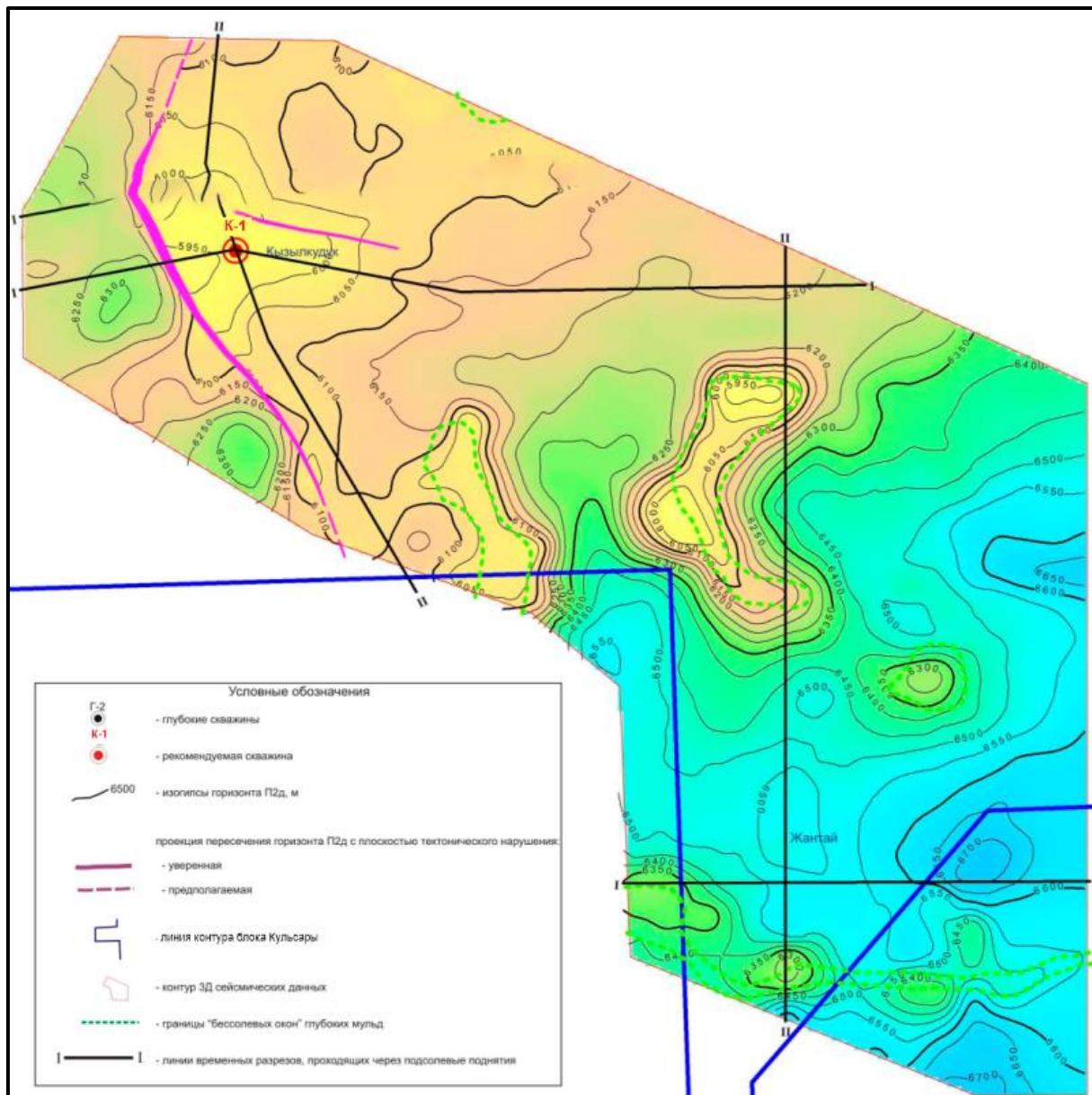


Рис. 4.2.6. Структурная карта по П_{2д} отражающему горизонту в пределах блока Кульсары (2011г.)

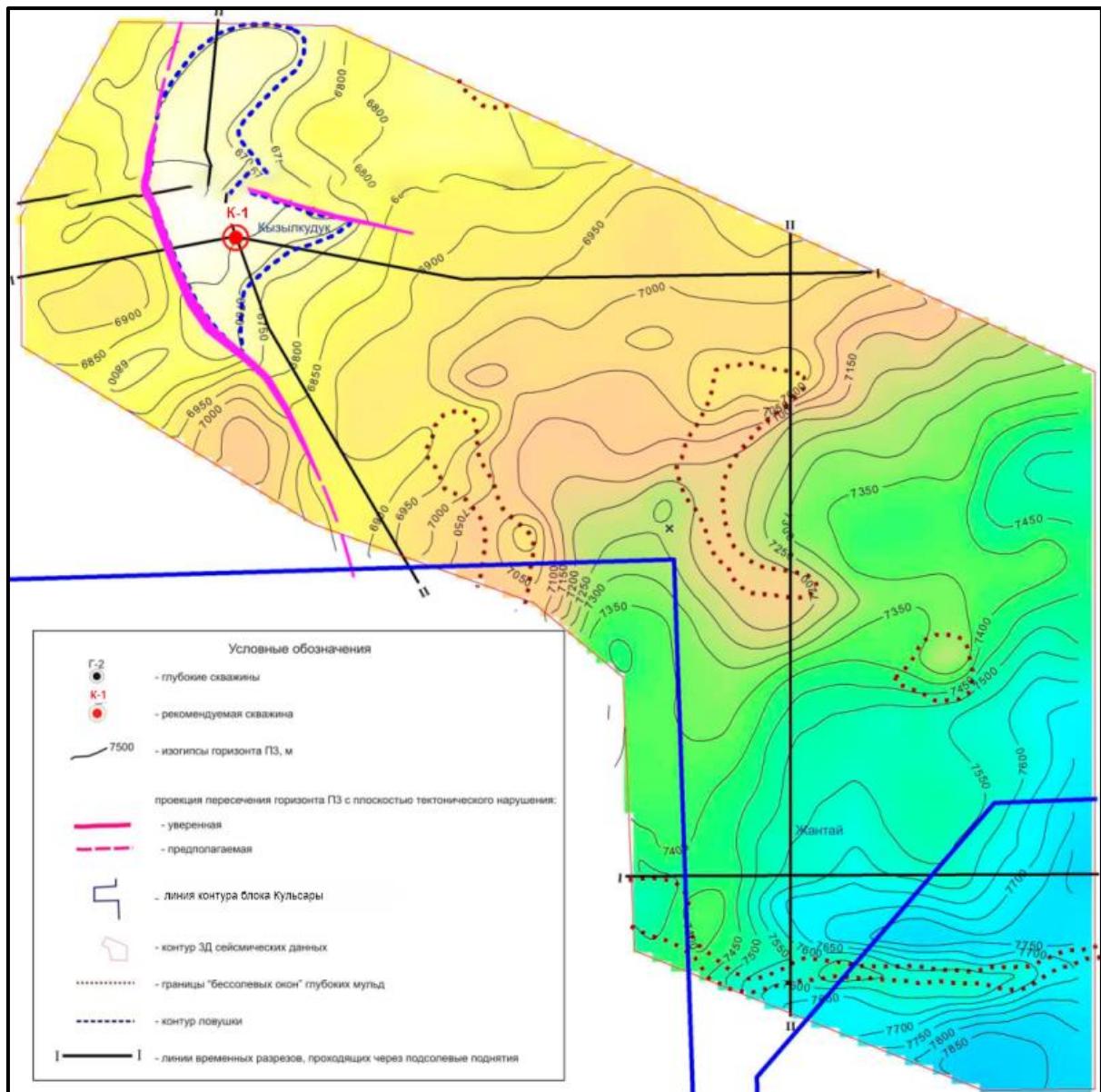


Рис. 4.2.7. Структурная карта по П3 отражающему горизонту в пределах блока Кульсары (2011г.)

4.3 Нефтегазоносность

Первые месторождения нефти в Эмбинской области были известны еще в XIX веке. К настоящему времени в Прикаспийской нефтегазоносной провинции открыто свыше ста двадцати месторождений: 60 нефтяных, 22 нефтегазовых, 11 нефтегазоконденсатных, 7 газоконденсатных, 18 газовых, среди которых имеются подсолевые месторождения, гигантские по своим геологическим запасам, такие как Тенгизское (нефтяное), Караганакское (газоконденсатное), Астраханское (газоконденсатное) и другие.

На основании данных геофизических исследований и бурения на территории Прикаспийской нефтегазоносной провинции выделено 5 углеводородных областей: Волгоградско-Караганакское, Енбекско-

Жаркамысская, Южно-Эмбинская, Астраханско-Калмыцкая, Центрально-Прикаспийская.

Значительное количество разведанных и эксплуатируемых месторождений расположено в пределах этих областей. В Прикаспийской провинции нефтегазоносные горизонты отмечаются практически по всему вскрытому разрезу осадочного чехла.

Основной объем потенциальных ресурсов нефти и газа (60%) надсолевой толщи Прикаспийской синеклизы приходится на среднеюрские отложения, около 30% - на меловые и 10% - на верхнепермско-триасовые горизонты (Рис.4.3.1).

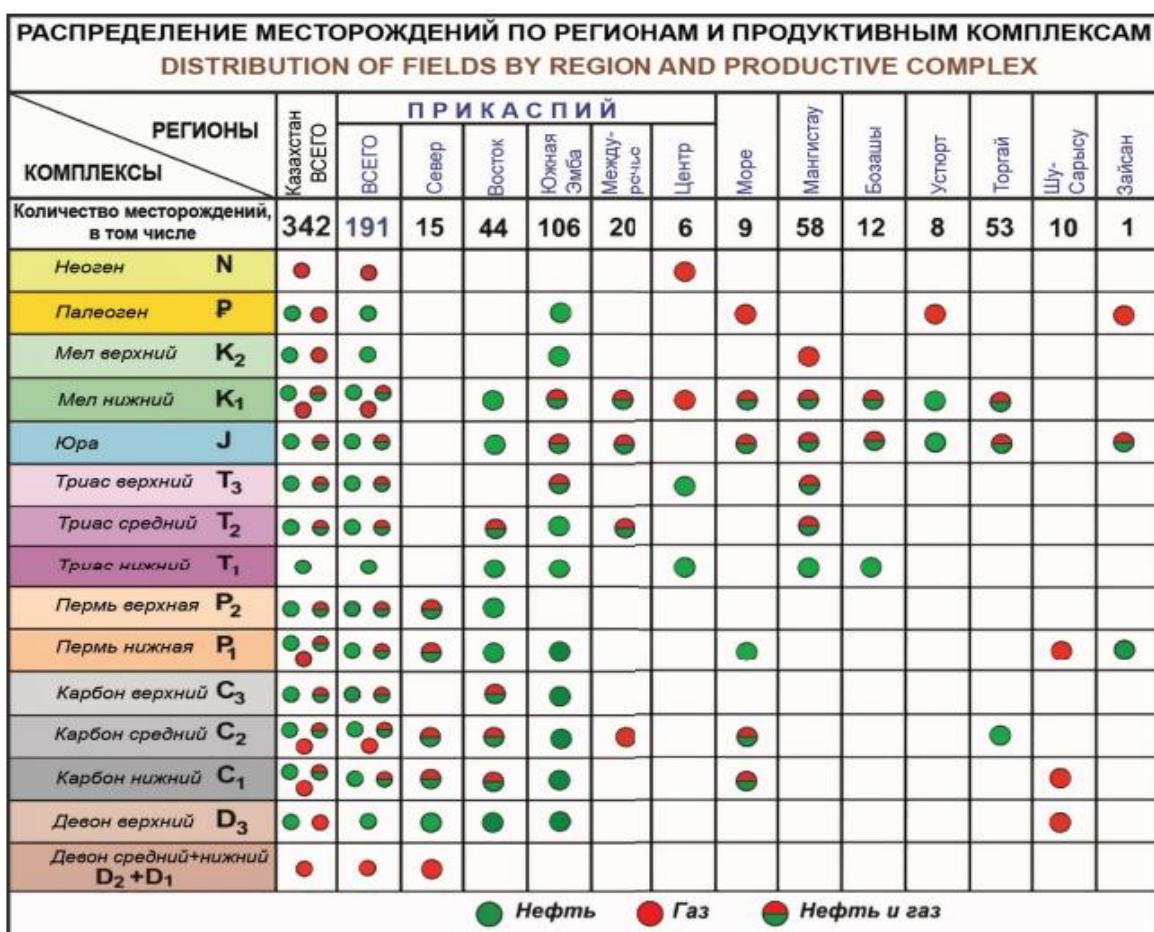


Рис. 4.3.1. Распределение месторождений по регионам и перспективным комплексам (Атлас месторождений РК, 2020г.)

Согласно нефтегеологического районирования РК (2002) исследуемый контрактный участок Кульсары относится к Астарханско-Актобинской НГП (I.B). на юге Прикаспийской НГП, к юго-восточной части Приморско-Астраханской НГР (I.a). Южная часть блока находится в узкой границе между Тенгиз-Каратонской НГЗ (I.7) и Ушмолинской НГЗ (I.8) (Рис. 4.3.2).

В надсолевых отложениях промышленная нефтегазоносность связана преимущественно с восточными и южными районами синеклизы.

Месторождения, как правило, приурочены к солянокупольным структурам, и невелики по размеру. В надсолевых отложениях открыто свыше 470 залежей (в основном пластовых сводовых, тектонически экранированных).

Нефти мезозойских надсолевых отложений преимущественно тяжелые с плотностью 880 кг/м³, низким содержанием бензиновых фракций, малосернистые и сернистые, парафинистые, характерно преобладание более чем в 4 раза метанонафтеновых УВ над ароматическими. Большинство залежей в надсолевом комплексе находится в конечной стадии разработки.

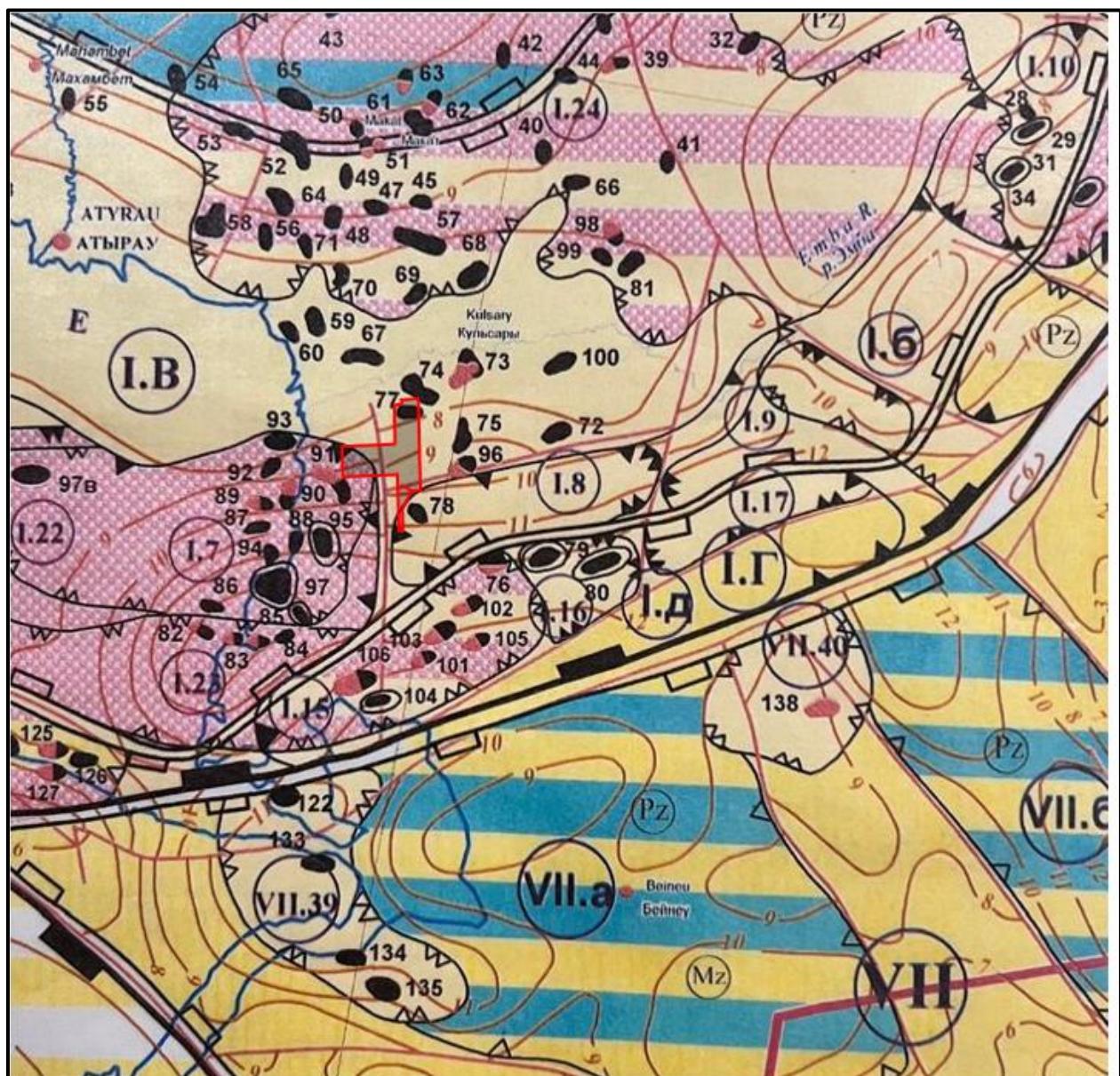


Рис. 4.3.2. Блок Кульсары на карте прогноза нефтегазоносности Казахстана (фрагмент, 2002г.)

Нефтегазоносность месторождений в районе контрактного блока Кульсары подтверждает приуроченность и связь в Прикаспийской солянокупольной области нефтяных залежей с тремя независимыми друг от

друга продуктивными свитами. Промышленно нефтегазоносными в надсолевом комплексе являются отложения верхней перми, триаса, средней юры и нижнего мела (в основном альб-баррем).

В триасовых отложениях нефтеносными являются песчано-глинистая свита нижнего триаса, песчано-галечниковая свита и свита зеленовато-серых глин и песчаников верхнего триаса. Юрский нефтегазоносный комплекс является одним из основным регионально нефтеносным комплексом на большей части Прикаспийской впадины. В отложениях юры коллекторами служат главным образом пески и песчаники средней юры батско-байосских горизонтов, так называемая лингуловая свита.

В нижнемеловой толще нефтегазомещающими породами являются, как правило, песчаники и алевролиты.

Ближайшими к исследуемому участку месторождениями нефти и газа в надсолевом разрезе являются Косшагыл, Кульсары, Акинген, Аккудук и т.д., непосредственно на участке расположено месторождение нефти Масабай. Ниже приводится краткое описание по каждому из них:

Косшагыл

Нефтяное месторождение Косшагыл (Рис.4.3.3) открыто в 1926 году и находится в восточной части Астраханско-Актюбинской НГО. В структурном отношении месторождение приурочено к сложно построенному соляному куполу. В надсолевом комплексе выделяются 4 крыла. Продуктивные горизонты выявлены на северо-западном, северном и южном крыльях купола. На северо-западном крыле купола установлена продуктивность среднеюрского разреза, в котором разведано шесть нефтяных горизонтов. На северном крыле купола продуктивны юрские (4 горизонта) и нижнемеловые (6 горизонтов) отложения. Это основной промысловый участок месторождения. На горстообразном блоке южного крыла в триасовых отложениях разведано пять нефтяных горизонтов.

На месторождении Косшагыл нефтеносность связана с отложениями нижнего мела, средней юры и пермотриаса. Выделенные альбские горизонты I и II, неокомские I, II, III и IV залегают на глубине от 150-350 м. Породы терригенные, поровые. Плотность нефти 827-927 кг/м³.

Нефтенасыщенные толщины разновозрастных горизонтов изменяются в пределах 2,6-13,6 м. Дебиты нефти сильно варьируют от 1,0 до 320,3 м³/сут. Встречены как легкие (827 кг/м³), так и тяжелые (927 кг/м³) нефти. Отмечается постепенное утяжеление нефти по мере уменьшения глубин залегания продуктивных горизонтов. Самые тяжелые нефти залегают в меловых горизонтах. Нефти малосернистые. Газовый фактор составляет 6,0-75,0 м³/м³. Газ состоит в основном из метана (до 89,0 %), этана (2-10 %) и пропана (1-2 %).

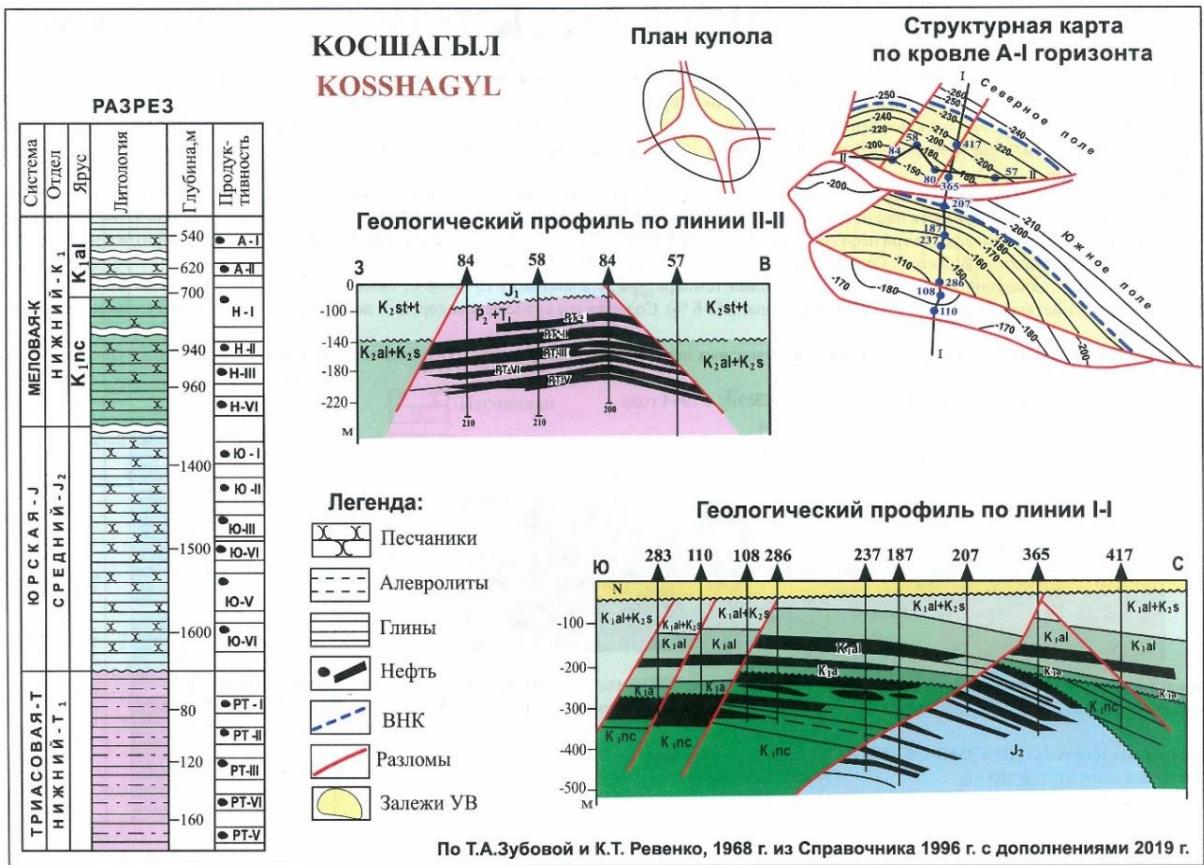


Рис. 4.3.3.Месторождение Косшагыл

Кулсары

Газонефтяное месторождение Кулсары (Рис.4.3.4) открыто в 1937году и находится в центре Южно-Эмбинской НГО (квадрат В-3). В структурном отношении местоорождение приурочено к трехкрыловому соляному куполу. На его юго-восточном крыле в отложениях триаса, юры и мела выявлены залежи углеводородов, экранированные соляным ядром (участок 1), а также юрский горизонт в районе восточного второго уступа соли (участок 2, скважина 410).

В нижнем мелу разведаны два нефтяных горизонта. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 6,5-14,23 м.

При испытании притоки нефти не превышали 5,0 м³/сут. Плотность нефти составляет 882-919 кг/м³, содержание серы —до 0,36 %, смол — малое количество.

В юрском разрезе разведано 12 продуктивных горизонтов. Из них 2 являются чисто газовыми, а остальные вмещают нефтяные залежи. Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 9,15-22,7 м. При испытании притоки нефти достигали 20,0 м³/сут. Нефть плотностью 876-916. кг/м³, содержание серы составляет 0,2-0,94 %, смол—небольшое количество. Дебиты газа из юрских залежей небольшие. Газ состоит из метана (32-84 %), этана (2,3-23,4 %) и пропана (2,5-23,6 %). Пластовое давление в юрских залежах до 13,0 МПа.

На месторождении Кульсары нефтеносность триаса представлена горизонтами XIV, XV, XVI. Продуктивные горизонты залегают на глубине 1149-1256 м. Коллекторами служат терригенные породы поровые. Плотность нефти 785-919 кг/м³. Залежи пластовые, тектонически и литологически экранированные. Самый верхний содержит газовую шапку высотой 19,0 м.

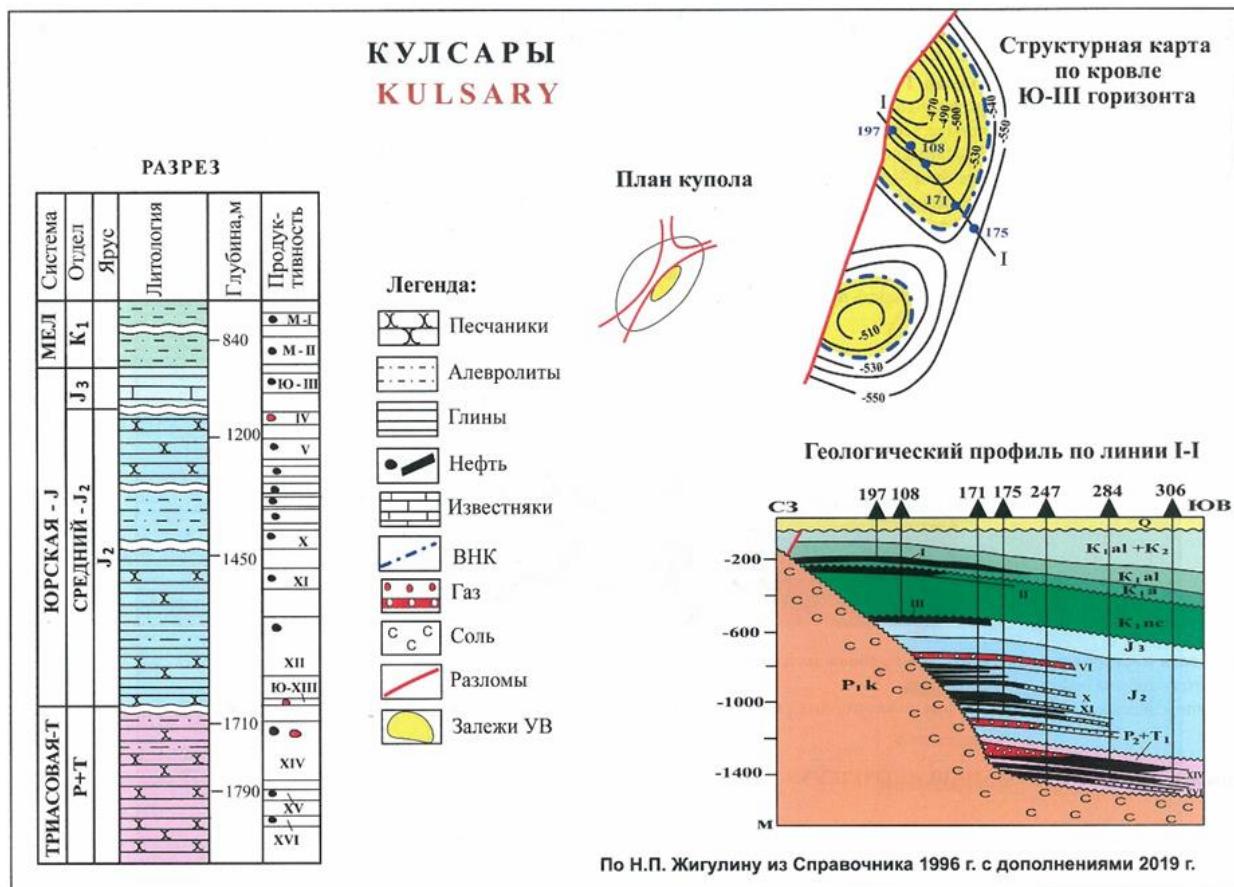


Рис. 4.3.3. Месторождение Кулсары

Эффективная нефтенасыщенная часть этого горизонта имеет толщину 29,2 м. Эффективные толщины остальных триасовых горизонтов не превышают 6,3 м. Дебиты нефти из триасовых залежей достигали 36,0 м³/сут. Нефти легкие (плотность 785 кг/м³), малосернистые (0,2 %) и малосмолистые.

Аккудук

Нефтяное месторождение Аккудук (Рис.4.3.5) открыто в 1981 году и находится на юге Астраханско-Актобинской НГО и располагается к северо-востоку от месторождения Тенгиз.

В структурном отношении оно приурочено к одноименному двухкрылому соляному куполу субширотной ориентировки. Нефтяные горизонты разведаны на северном крыле купола.

Продуктивность месторождения связана со среднеюрскими отложениями, в разрезе которых установлены 2 нефтяных горизонта, экранированные сбросом грабена. Эффективные толщины нефтяных горизонтов составляют 12,3 и 6,0 м (для нижнего).

Начальные дебиты нефти из верхнего горизонта достигали 119 м³/сут. Нефти легкие и малосернистые. Плотность нефти составляет 836-342 кг/м³. Содержание серы до 0,15 %, смол и асфальтенов - 12 %.

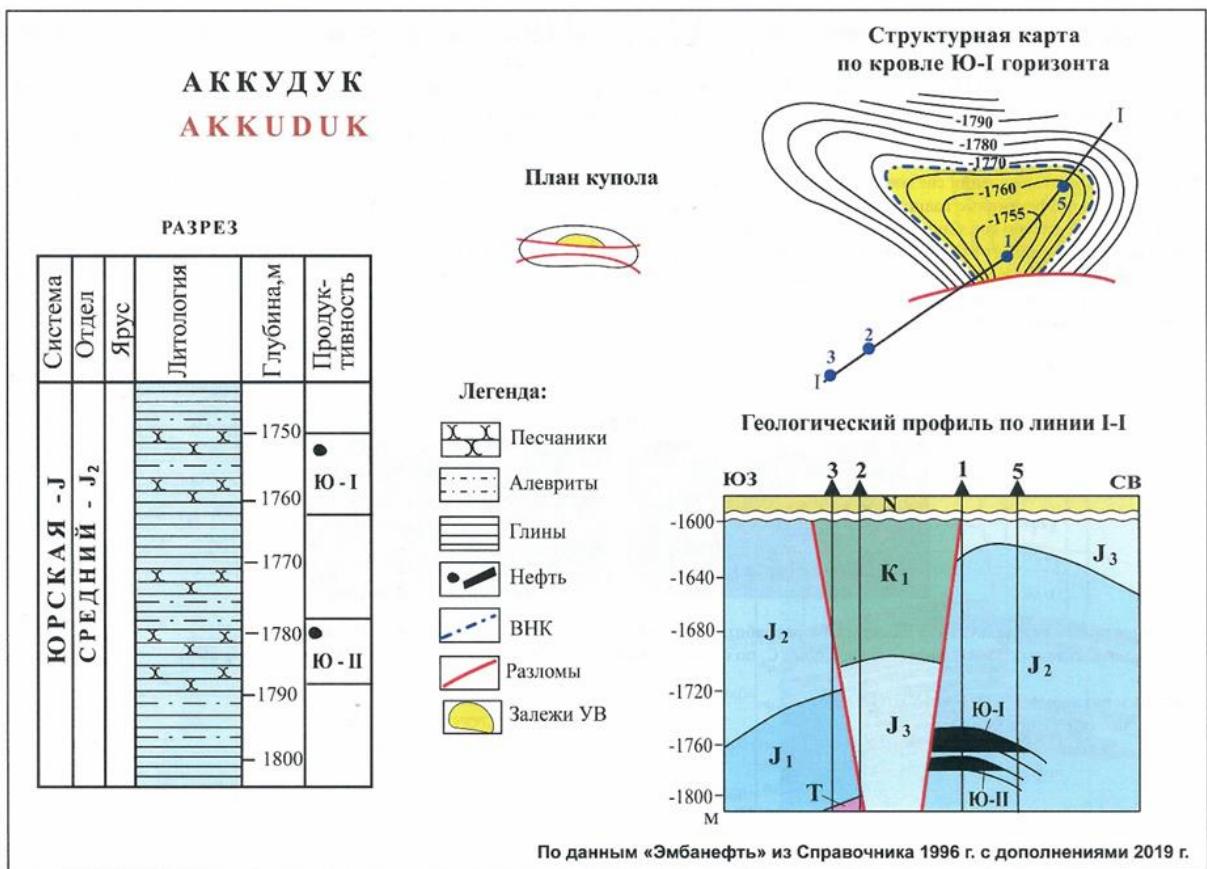


Рис. 4.3.5. Месторождение Аккудук

Акинген

Нефтегазовое месторождение Акинген (Рис.4.3.6) в нижнем мелу представлено 5 продуктивными горизонтами: I и II альбские нефтяные, апт-неокомский и II неокомский – газовые и III неокомский газонефтяной. Глубина залегания продуктивных пластов 660-682 м, 927 м, 1028 м соответственно. Разрез продуктивной толщи представлен терригенными породами. Залежи пластовые сводовые и пластовые, литологически экранированные.

Масабай

Нефтяное месторождение Масабай (Рис.4.3.7) открыто в 1977 году и находится в восточной части Астраханского актобинского НГО. В структурном отношении месторождение приурочено к двухкрыльому соляному

куполу, расположенному юго-западнее месторождения Косшагыл. На восточном крыле купола в отложениях триаса разведаны 2 тектонически экранированные нефтяные горизонты: Т-І и Т-ІІ. Коллекторами служат терригенные, поровые породы на глубине 1850 м.

Нефтяной горизонт Т-І залегает на глубине около 1900 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта составляет 8,7 м. Притоки нефти из него составляли 8,7 м³ / сут. Плотность нефти составляет 836 кг/м³, содержание серы - 0,1%, - смол и асфальтенов –до 15, 0 %

Нефтяной горизонт Т-ІІ залегает на 40 м глубже верхнего горизонта. Плотность нефти – 851 кг / м³, содержание серы – 0,38%, смол и асфальтенов – до 5,0 %.

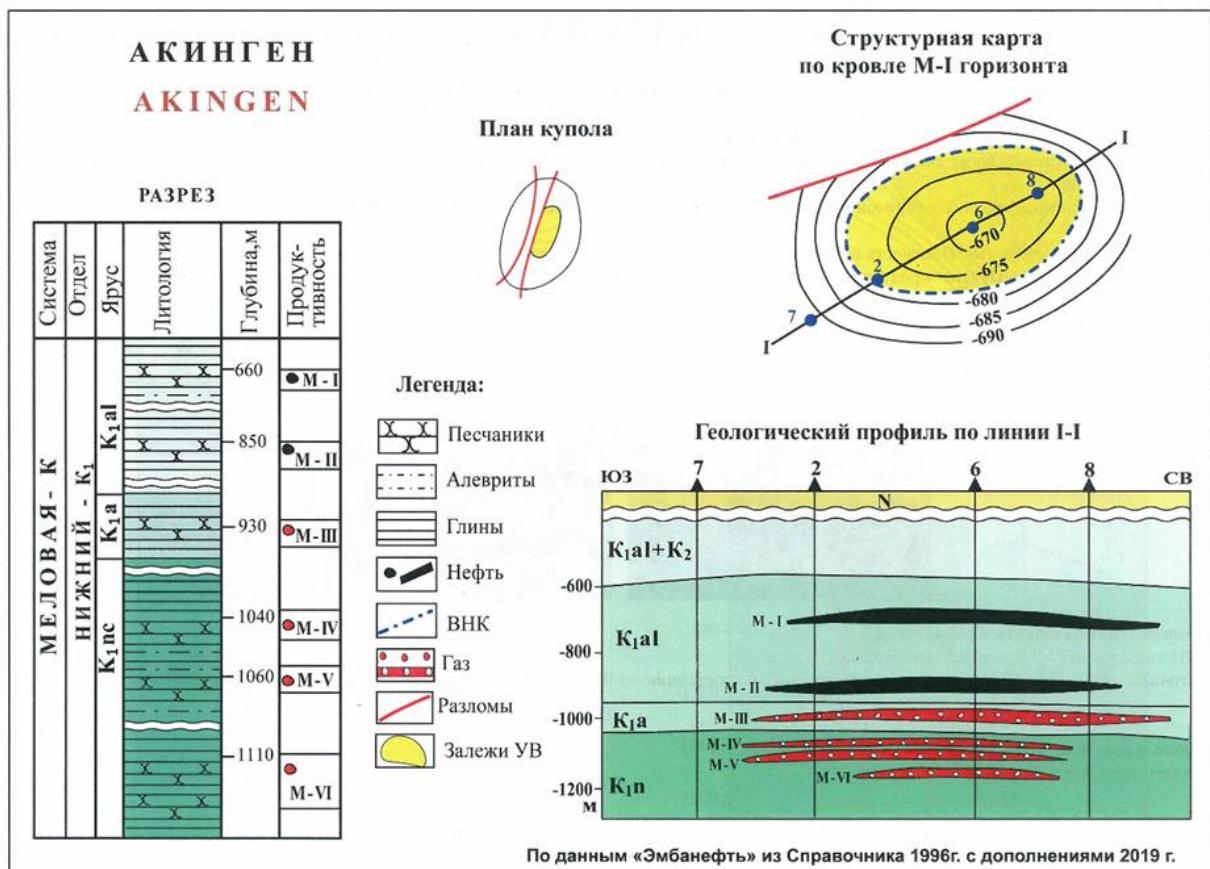


Рис.4.3.6. Месторождение Акинген

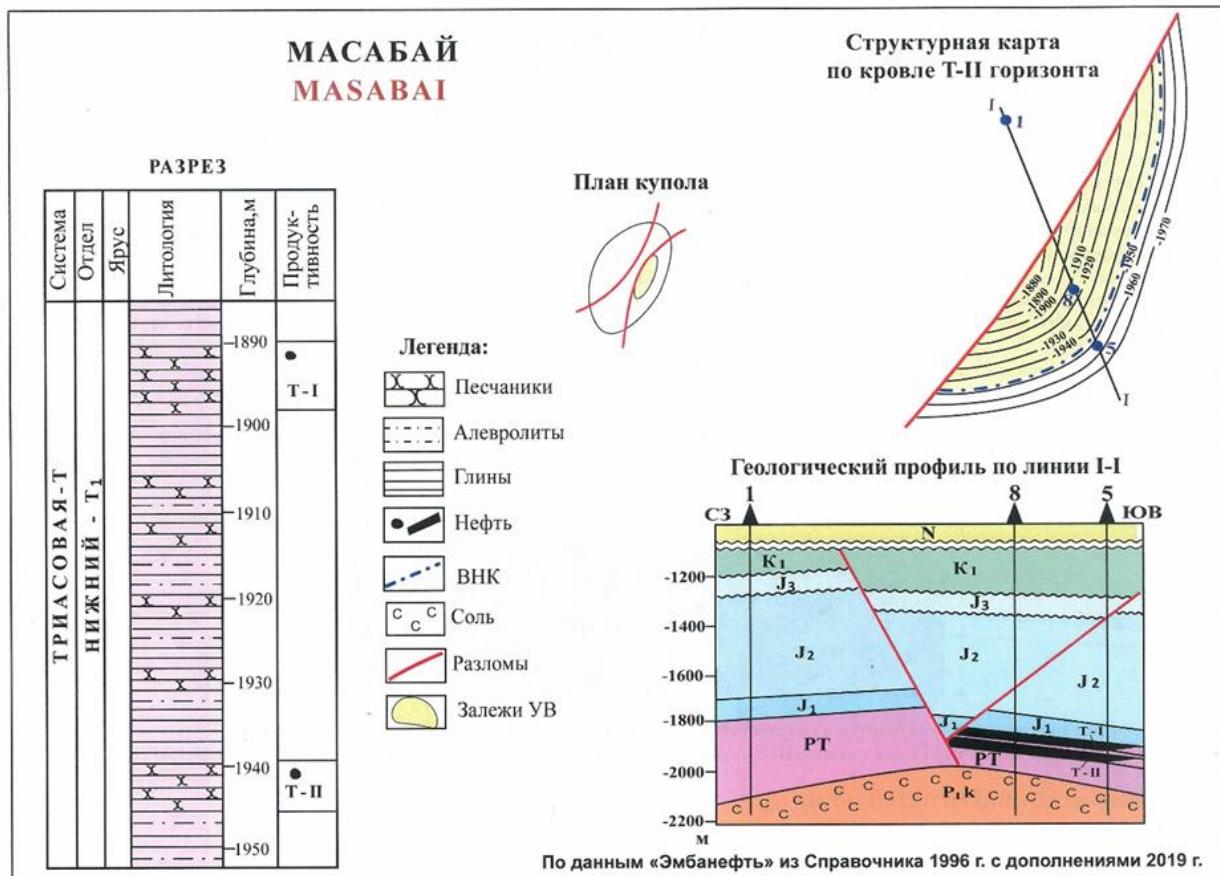


Рис. 4.3.4. Месторождение Масабай

На структуре Жантай скв. Г-19, пробуренной в присводовой части восточного поля южного крыла, признаки нефтегазоносности отмечены в образцах пород с глубины 479м из отложений верхнего альба. При бурении скважины Г-5 в присводовой части южного крыла признаки нефтегазопроявления отмечены в керне –песчаник серый, поднятого в интервале 1525-1530 м из среднеюрских отложений.

На структуре Кызылкудук естественные выходы нефти отмечены в северо-восточной части структуры (в районе скв. К-29) и в южной части юго-западного крыла. В образцах скважины К-47 в интервале 26-27 м (олигоцен) поднята глина с запахом нефти, в скважине К-36 из интервала 264-277 м поднят мергель (палеоген), пропитанный густой смолистой нефтью.

Поисково-разведочные работы, в том числе буровые работы в надсолевом комплексе отложений, проведенные в районе контрактного блока Кульсары в период 2005-2011гг (на блоке Р-9) оказались отрицательными. Результаты испытаний по скважинам, пробуренным в указанный период приведены в таблице 4.3.1.

Основные промышленные скопления в подсолевых отложениях приурочены к верхним частям доминирующих комплексов, сложенных преимущественно карбонатными породами. Так, в карбонатной оксочно-нижнебашкирской толще (верхняя часть девонско-каменноугольного

комплекса-доминанта) открыты газоконденсатные и нефтяные залежи на юге (Астраханское, Тенгизское месторождения), на востоке (Кенкиякское месторождение). В пределах Жанажол-Сарыкумской ступени основной объем выявленных запасов связан с московско-верхнекаменноугольными отложениями (Жанажольское месторождение).

В целом, с карбонатными толщами подсолевых комплексов прибрежных частей связано не менее 70 % потенциальных ресурсов нефти и газа Прикаспийской синеклизы.

К подсолевой терригенной толще нижней перми приурочены незначительные по запасам нефтяные залежи, расположенные на востоке и юго-востоке синеклизы в пределах Енбекского, Жаркамысского и Биикжальского выступов фундамента -Кенкияк, Бозоба, Каратюбе и др.

Зоны нефтегазонакопления в подсолевых отложениях контролируются тектоно-седиментационными структурами, приуроченными как к выступам фундамента (Астраханский, Енбекский и др.) так и к их склонам (Каратон-Тенгизская и Жанажольская зоны) мощностью до 400 м.

Каратонско-Тенгизская зона нефтегазонакопления расположена в южной части Прикаспийской впадины на северо-восточном побережье Каспийского моря. Она приурочена к обширной девонско-каменноугольной карбонатной платформе, осложненной рифогенными высокоамплитудными постройками. В пределах Каратон-Тенгизской карбонатной платформы залежи нефти и газа приурочены к высокоамплитудным рифовым ловушкам каменноугольного возраста.

Таблица 4.3.1.

Информация о продуктивности поисковых и разведочных скважин в районе исследований, пробуренных в период 2005-2011гг.

№№	Скважина	Отбор кернов в процессе бурения	Наличие признаков нефти в кернах	Нефтенасыщенные горизонты по ГИС	Испытание скважины			
					Интервалы испытания, м	Метод испытания	Интервалы установки фильтров	Полученные результаты
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кульсары С3 №1	Всего 24 интервала: 470-477м, 560-567м, 600-607м, 607-614м, 640-647м, 790-797м, 900-907м, 907-914м, 980-987м, 987-994м, 1020-1027м, 1027-1034м, 1034-1038м, 1050-1057м, 1057-1063м, 1060-1068м, 1422-1426м, 1426-1428м, 1430-1433м, 1470-1477м, 1495-1501м, 1501-1505м, 1545-1550м, 1681-1688м	Без признаков нефти и газа	J3	919-922	В открытом стволе прямыми методами ИПТ		Объект сухой
2	Койкара №1	Всего 20 интервалов: 280-287м, 287-291м, 291-295м, 300-335м, 337-344м, 400-401,2м, 407-412м, 488-492м, 492-494м, 494-499,3м, 600-602м, 607-613,65м, 700-707м, 709-713,52м, 800-807м, 807-814м, 975-979,61м, 982-988,6м, 989-994,57м	В интервале 280-300м, 407-412м, 807-821м признаки нефти в виде пятен, примазок и пропитанности	Не выявлены	247-314; 800-851	В открытом стволе прямыми методами ИПТ		247-314 м - приток пластовой воды; 800-851 м - притока не получено
3	Дүйсеке	Всего 10 интервалов: 300-314м, 350-364м, 420-434м, 580-594м, 650-	Прямых признаков нефтегазоносности	J3-K1				

	Сев. №3	664м, 870-884м, 940-954м, 1000-1014м, 1060-1074м, 1320-1334м	не выделено					
4	Акингень Сев. №500	Всего 7 интервалов: 1170-1177м, 1177-1184м, 1184-1191м, 1250-1257м, 1257-1264м, 1264-1271м, 1670-1684м	Прямых признаков нефтегазоносности не выделено	Не выявлены				
5	Карашунгул №1	Всего 28 интервалов 800-808м, 808-818м, 1000-1006м, 1006-1012,7м, 1012,7-1018м, 1201-1207,7м, 1207,7-1217,1м, 1217,1-1218м, 1300-1309м, 1309-1318м, 1400-1409м, 1409-1418м, 1500-1509м, 1509-1518м, 1600-1609м, 1609-1618м, 1700,1-1709м, 1709-1718м, 1800-1809м, 1809-1818м, 1900-1909м, 1909-1918м, 2000-2008,6м, 2008,6-2018.05м, 2018,05-2027,08м, 2090-2099,4м, 2146,8-2153,14м, 2224-2231м	1500 -1501м, 1505м, 1510-1516м, 1600-1615м, 1710-1718м - пятна битуминозного вещества, 1901-1907м - пропитанность битуминозным веществом, 2009,8-2018м - бурые капли нефти	J1-PT (2010-2012м, 1968 -1983м, 1963-1978; 2010-2013	615-623; 1963-1978; 2010-2013	В открытом стволе прямыми методами ИПТ		2010-2013м – сухой; 1963-1978м – пластовая вода уд. весом 1,14-1,15г/см3, Qсут. = 172м3; 615-623м – пластовая вода уд. весом 1,05г/см3
6	Кульсары С3 №2	Всего 7 интервалов: 1390-1399м, 1418-1427м, 1427,5-1436,5м, 1453-1462м, 1475-1484м, 1491-1500м, 1525-1534м, 1561-1570м	Без признаков нефти и газа	Не выявлены				

7	Койкара №2	Всего 10 интервалов: 1170-1178м, 1200-1208м, 1350-1359м, 1450-1459м, 1500-1509м, 1600-1609м, 1650-1659м, 1700-1709м, 1750-1759м, 1800-1809м, 1841-1850м	Без признаков нефти и газа	Не выявлены				
8	Камысколь Сев. №100	Всего 3 интервала: 1120-1129м, 1160-1169м, 1350-1355м	Без признаков нефти и газа	T3 -T2 (1208-1211,4м, 1289,7-1290,8м)				
9	Кызылкала №102	Всего 4 интервала: 960-969м, 1510-1519м, 1810-1819м, 2895-2900м	Без признаков нефти и газа	T (2605,5-2625,8м, 2827,2-2831м, 2881,2-2882,1м, 2883,1-2884,1м)				
10	Масабай Сев. №100	Всего 3 интервала: 1850-1859м, 1880-1889м, 2045-2050м	Без признаков нефти и газа	Не выявлены				
11	Камысколь Юж. №100	Всего 3 интервала: 1060-1069м, 1100-1109м, 1345-1350м	Без признаков нефти и газа	Не выявлены				
12	Есболай №100	Всего 9 интервалов: 1060-1069м, 1100-1109м, 1150-1177м, 1200-1209м, 1300-1309м, 1340-1349м, 1380-1385м, 1385-1387м, 1387-1396м	Запах УВ, люминисценция в интервалах 1150-1159м, 1159-1168м	J (1156,9-1162,1м)	1176-1170м; 1168-1156м	Перфорация		1176-1170м - пластовая вода уд. весом 1,16г/см ³ ; 1168-1156м - пластовая вода уд.весом 1,17г/см ³

Первооткрывательницей нефтяного месторождения Тенгиз (Рис.4.3.8) явилась скважина Т-1, в которой в 1981 г. при кратковременном опробовании интервала 4054-4095 м был получен приток нефти дебитом выше 100 м. куб. в сутки. Тенгизское месторождение относится к категории гигантских, а по установленной высоте залежи (~1600м), коэффициенту аномальности пластового давления (1.8), содержанию сероводорода в попутном газе (~16%) является уникальным. Залежь нефти приурочена к карбонатному массиву верхнедевонско-среднекаменноугольного возраста размерами 22-23 км по изогипсе - 5000 м.

Область распространения карбонатного резервуара ограничивается глубоководными глинистыми (глинисто - карбонатными) отложениями бассейна, не являющимися коллекторами и играющими роль надежного латерального флюидоупора. Роль покрышки для залежи нефти выполняет толща пород нижнепермского возраста, включающая глинисто-карбонатные отложения артинско-московского возраста и сульфатно-галогенные породы кунгурского яруса толщиной 465-1655 м.

По данным сейсмических исследований и пробуренных скважин в составе карбонатного массива выделены три основные части: платформенная, бортовая (рим, марджин) и крыльевая (склон).

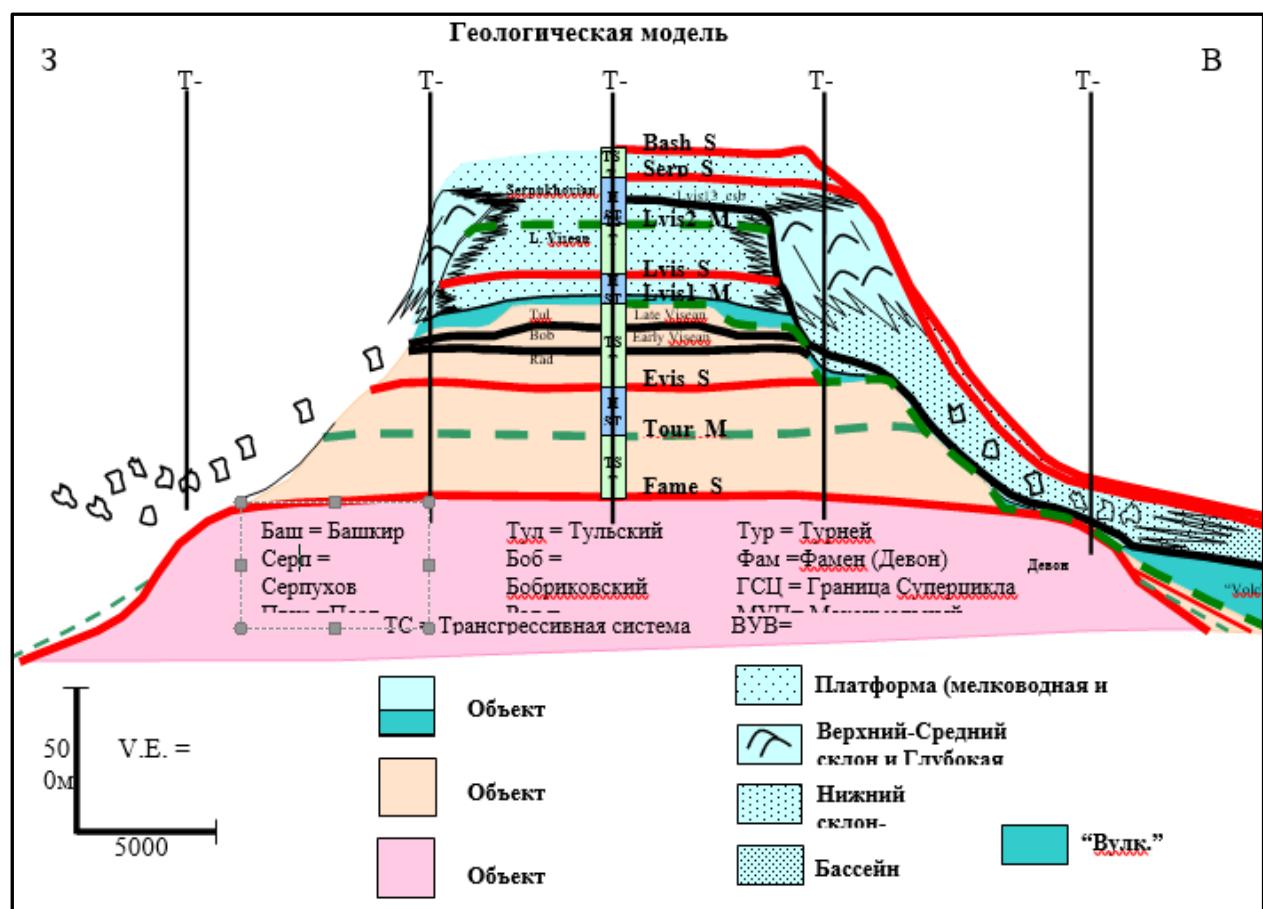


Рис. 4.3.8. Месторождение Тенгиз

Из-за чрезвычайно большого этажа продуктивности, наличия пачки переслаивания туфоаргиллитов и карбонатно - глинистых отложений «вулканик» толщиной 40-50 м, изолирующей башкирско-серпуховско-окскую часть продуктивной толщи в пределах платформы от нижневизейско – турнейской, резкого различия фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов указанных частей разреза и отличного от вышележащей нижне - среднекаменноугольной толщи строения девонских отложений, продуктивный резервуар разделен на три объекта разработки. Объект I включает отложения башкирско-серпуховско-окского возраста и, как бы, облекает на склонах карбонатного массива нижневизейско-турнейский комплекс пород, выделенных в объект II. Объект III составляют девонские отложения. На месторождении Тенгиза дебиты нефти из интервала 4051-4081 м составляли около 430 м³/сут, ее плотность 0,817 г/см³. Промышленные притоки нефти были получены и с глубины около 4650 м.

На ряде приграничных подсолевых структур проводилось глубокое параметрическое и поисковое бурение, результаты которых изложены ниже. Параметрические скважины на всех структурах вскрыли на различную толщину подсолевые отложения.

На месторождении **Тажигали** дебиты газа из интервала 3790-3812 м, по данным объединения Эмбанефть, составляли около 600тыс.м³/сут на 12-мм штуцере, нефти – около 50-70 м³/сут (ее плотность 0,886 г/см³).

При бурении **скважины П1 Аккудук** из отложений предположительно нижнекаменноугольного возраста на глубине -5873м были встречены интенсивные газопроявления. Скважина П-1 Аккудук с глубины 4820м вскрыла подсолевые нижнепермские отложения (отражающий горизонт П1), представленные преимущественно терригенными разностями с небольшими пропластками карбонатных пород. Вскрытая толщина в скважине составила 1470м. При испытании интервала 6287-6290м получен газ дебитом 3600 м³/сут. Высокое давление послужило причиной приостановки дальнейшего бурения скважины при забое 6295м.

Так же, интересные данные были получены при бурении на площади Карапунгул, где из отложений серпуховского возраста получены притоки газоконденсата. В **скважине П-1 Карапунгул** наблюдались обильные нефтегазопроявления, были выделены и рекомендованы к испытанию четыре объекта, из второго объекта в интервале 4965-4980м был получен приток нефти и газа, а при испытании третьего объекта 4925-4943м произошло смятие колонны, в результате чего, опробование объектов не было завершено.

В **скважине П-1 Туйлис** отражающий горизонт П1 вскрыт на глубине 5104м. Разрез нижнепермских отложений представлен терригенными породами. Вскрытая толщина верхнего палеозоя в скважине составила 646м.

Скважина П-1 Берали вскрыла с глубины 5080м подсолевые нижнепермские отложения (отражающий горизонт П1), представленные терригенными разностями. Вскрытая толщина составила 186м.

Таким образом, как свидетельствуют данные по нефтеносным комплексам, на территории блока Кульсары залежи нефти и газа могут быть встречены во всех нефтегазоносных толщах. Однако прямых признаков существования газонефтяных залежей в подсолевом разрезе, непосредственно на участке работ на сегодняшний день не установлено.

4.4 Гидрогеологическая характеристика

В гидрогеологическом отношении площадь проектируемых работ расположена в пределах Прикаспийского мезо-кайнозойского артезианского бассейна. Ниже приводится гидрогеологические характеристики пластовых вод близлежащих месторождений.

Физические свойства и химический состав пластовых вод месторождения Акинген являются важнейшей составляющей гидрохимических условий, характеризующих месторождение. По месторождению было отобрано и проанализировано 29 проб воды. Из них одна проба воды является не представительной пробой из скважины 10 (интервал перфорации 662-666м).

Наиболее изученными являются воды альб-сеноманских, апт-неокомских, неокомских и среднеюрских отложений. По имеющимся данным анализа пластовых вод рассматриваемые воды однотипны по своему составу. Все они соленые, жесткие, III класса по классификации Пальмера. По классификации Сулина хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

Воды альб-сеноманских отложений изучены по 2 пробам, отобранным в скважинах 1,2. Общая минерализация воды меняется от 8,256 г/л до 29,781 г/л, в среднем составляя 19,019 г/л. Жесткость воды составляет 54,81 мг-экв/л, pH равна 5,4-7,6 в среднем составляя 6,5. Удельный вес воды при 20оС изменяется от 1,0044 г/см³ до 1,0197 г/см³, в среднем составляя 1,0121 г/см³. В водах обнаружены микрокомпоненты: йод – 0,97-6,34мг/л; бром – 9,83-14,31мг/л; окиси бора - 12,67-26,48мг/л и единичное определение аммония – 5мг/л и бария – 1мг/л.

Воды I – альбского горизонта изучены по 7 пробам. Общая минерализация воды меняется от 89,449 г/л до 89,521 г/л, в среднем составляя 89,48 г/л. Жесткость воды составляет 200 мг-экв/л, pH равна 6,4-7,5, в среднем составляя 6,86. Удельный вес воды при 20оС изменяется от 1,059 г/см³ до 1,0635 г/см³, в среднем составляя 1,0609 г/см³.

Воды промежуточного горизонта изучены 6 пробам. Общая минерализация воды меняется от 119,341 г/л до 139,937 г/л, в среднем составляя 131,518 г/л. Жесткость воды варьирует от 219,51 мг-экв/л до 270 мг-экв/л, в среднем составляет 258 мг-экв/л., pH равна 6,35-7,6, в среднем составляя 6,35. Удельный вес воды при 20оС изменяется от 1,0812 г/см³ до 1,0917 г/см³, в среднем составляя 1,0877 г/см³. Содержание

микрокомпонентов составило: йода 3,81-6,45мг/л; брома – 119,73-129,41мг/л; бора – 6,14-4,94мг/л и единичное определение аммония – 30мг/л.

Воды II – альб+апт-неокомского горизонта изучены по одной пробе по скважине 7, из интервала перфорации 892-895м. Минерализация воды составляет 135,317 г/л. Жесткость воды равна 242,3 мг-экв/л, рН - 6,35. Удельный вес воды при 20оС - 1,0923 г/см3. Содержание микрокомпонентов составило: йода – 4,24мг/л; брома – 92,46мг/л.

Воды апт-неокомских отложений изучены по трем пробам. Общая минерализация воды меняется от 156,477 г/л до 160,905 г/л, в среднем составляя 158 г/л. Жесткость воды варьирует от 290,73 мг-экв/л до 297,56 мг-экв/л, в среднем составляет 293,66 мг-экв/л, рН равна 5,4-6,5, в среднем составляя 6,4. Удельный вес воды при 20оС изменяется от 1,1052 г/см3 до 1,1061 г/см3, в среднем составляя 1,1056 г/см3. В водах обнаружены микрокомпоненты: йод – 2,91-5,98мг/л; бром – 132,95-165,72мг/л и аммоний – 10-30мг/л; барий – 5-10мг/л.

Воды неокомских отложений изучены по трем пробам, отобранным в скважинах 10,2,7. Общая минерализация воды меняется от 115,06 г/л до 196,982 г/л, в среднем составляя 158,17 г/л. Жесткость воды варьирует от 202,71 мг-экв/л до 330 мг-экв/л, в среднем составляет 281,63 мг-экв/л, рН равна 5,48-6,4, в среднем составляя 5,96. Удельный вес воды при 20оС изменяется от 1,0793 г/см3 до 1,1224 г/см3, в среднем составляя 1,1037 г/см3. В водах обнаружены микрокомпоненты: йод – 2,49-12,5мг/л; бром – 75,21-137,37мг/л и единичное определение аммония – 15мг/л; бария – 5мг/л.

Воды среднеюрских отложений изучены по двум пробам, отобранным в скважинах 5,4. Общая минерализация воды меняется от 188,952 г/л до 217,461 г/л, в среднем составляя 203,207 г/л. Жесткость воды варьирует от 134,61 мг-экв/л до 349,5 мг-экв/л, в среднем составляет 242,06 мг-экв/л, рН равна 5,9-6,7, в среднем составляя 6,3. Удельный вес воды при 20оС изменяется от 1,1269 г/см3 до 1,1473 г/см3, в среднем составляя 1,1371 г/см3. В водах обнаружены микрокомпоненты: йод – 2,85-18,9мг/л; бром – 58,42-187,56мг/л; аммоний 7,5-10мг/л; барий – 12,5-15мг/л и единичное определение окиси бора – 11,34мг/л.

Воды нижнеюрских отложений изучены по одной пробе, отобранный в скважине 4. Минерализация воды составляет 238,728 г/л. Жесткость воды равна 293,26 мг-экв/л, рН - 6. Удельный вес воды при 20оС - 1,158 г/см3. Содержание микрокомпонентов составило: йода – 3,49мг/л; брома – 147,68мг/л; аммония - 45мг/л и окиси бора – 17,97мг/л.

Воды пермитриасовых отложений изучены по двум пробам в скважинах 3,4. Общая минерализация воды меняется от 199,4 г/л до 228,9 г/л, в среднем составляя 214,217 г/л. Жесткость воды варьирует от 262,01 мг-экв/л до 264,69 мг-экв/л, в среднем составляет 263,35 мг-экв/л, рН равна 6,7-7,05, в среднем составляя 6,9. Удельный вес воды при 20оС изменяется от 1,1337 г/см3 до 1,1504 г/см3, в среднем составляя 1,1421 г/см3. В водах

обнаружены микрокомпоненты: йод – 6,97-10,3 мг/л; бром – 65,36-158,86 мг/л; окиси бора 12,86-109,8 мг/л.

Воды кунгурских отложений изучены по одной пробе, отобранный в скважине 4. Минерализация воды составляет 204,603 г/л. Жесткость воды равна 272,61 мг-экв/л, pH – 6,05. Удельный вес воды при 20°C - 1,1382 г/см³. Содержание микрокомпонентов составило: йода – 4,65 мг/л; брома – 126,55 мг/л; окиси бора – 18,71 мг/л.

Водоносные горизонты месторождения Аккудук приурочены к песчаным отложениям и имеются во всех стратиграфических подразделениях надсолевого разреза – от пермотриасовых до четвертичных. Наиболее водообильные горизонты приурочены к отложениям альбского яруса нижнего мела и нижней юры. По каротажу толщина водонасыщенных песчано-глинистых прослоев колеблется от 1-5 до 24 м (в нижней юре более 80 м).

Месторождение Аккудук расположено в юго-восточной части Прикаспийского артезианского бассейна и входит в пределы Южно-Эмбинского района. Водоносные горизонты приурочены к песчаным отложениям и имеются во всех стратиграфических подразделениях надсолевого разреза – от пермотриасовых до четвертичных. Наиболее водообильные горизонты приурочены к отложениям альбского яруса нижнего мела и нижней юры. По каротажу толщина водонасыщенных песчано-глинистых прослоев колеблется от 1-5 до 24 м (в нижней юре более 80 м). Изучение водоносности производилось, в основном, в интервалах предполагаемой нефтеносности разреза.

По пространственно-геометрическому отношению к продуктивным пластам, пластовые воды среднеюрских отложений относятся к нижним краевым для I продуктивного пласта и подошвенным для II продуктивного пласта.

Величины замеренных при опробовании пластовых давлений близки к гидростатическим. Минимальное значение Рпл получено при опробовании в скважине 11, интервал опробования 1732-1746 м, и составляет 15,0 МПа, максимальное – 19,68 МПа – в скважине 1, интервал опробования 1737-1753 м. Величина пластового давления на глубине ВНК – 1771,3 м для I продуктивного пласта составляет 21,2 МПа, на глубине ВНК – 1778,8 м для II продуктивного пласта – 23,9 МПа. Величины пластовых температур среднеюрских отложений, судя по единичным замерам в процессе опробования, варьируют от 63 °C (скв. №7 гл. 1762,5 м) до 66 °C (скв. №12 гл. 1747,5 м).

Вышеизложенный анализ гидрогеологического материала по данному месторождению позволяет сделать вывод о возможном естественном упруго-водонапорном режиме разработки залежей.

На месторождении Досмухамбетовское более подробно изучены воды келловейского яруса верхней юры и батского яруса средней юры. Минерализация воды составляет 235,081 г/л, соленость их изменяется от 18

до 20,2 Бе. Микрокомпонентный состав пластовых вод келловейских отложений характеризуется содержанием брома 204,4 – 316,8 мг/л, иода 8,11-37,87 мг/л. В водах установлены барий 15,6мг/л, окись бора 17,6-31,8 мг/л и NH₄ 450 мг/л. По химическому составу вода соленая, жесткая, третьего класса по Пальмеру. По классификации Сулина она относится к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе.

Воды среднеюрских отложений имеют минерализацию в пределах 709-809 МИЭ, соленость от 20 до 23 Бе. Концентрация йода колеблется в пределах 0,04-2,72 мг/л, брома от 4,06 до 37,8 мг/л, бария от 1,0 до 6,0 мг/л. Вода метаморфизированная. По химическому составу вода соленая, жесткая, третьего класса по Пальмеру. По классификации Сулина относится к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе.

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

5.1 Обоснование проведения сейсморазведочных исследований и буровых работ

Как мы отмечали ранее, картированием подсолевой части разреза по основным отражающим горизонтам района работ занимались в разные годы различные компании и результаты их работ существенно отличались между собой. В отчете 2008г приводится такое разъяснение «Расхождения в структурных построениях по подсолевым горизонтам в районе северо-восточного склона соляного купола Кызылкудук может объясняться различиями в корреляции кровли соли и несовпадением скоростной модели надсолевых отложений» /9/. Сюда нужно добавить отличия в скоростной модели самой соли, а если говорить еще и о расхождениях по горизонтам Π_2 и Π_3 , то и различия в скоростной модели подсолевых отложений.

Естественно, что без информации по глубоким скважинам, вскрывшим подсолевые отложения с изучением их скоростной характеристики, обходиться сложно. Глубинная миграция является элементом объектно-ориентированной обработки, а по сути, важным элементом интерпретации, и ее выполнение невозможно без специалиста, детально знающего особенности геологического строения исследуемой территории и особенностей проявления геологических аномалий в волновом сейсмическом поле.

Главной проблемой при временно-глубинных преобразованиях и, в конечном итоге, для уверенных структурных построений палеозойских границ является правильный учет возможных скоростных аномалий, имеющих место как в солевом, так и в подсолевом разрезах. К сожалению, чисто технически, непосредственно по сейсмическим данным, такие аномалии выявить достаточно трудно, прежде всего, ввиду резкой криволинейности солевой поверхности и, не менее резкой, латеральной изменчивости среднескоростной характеристики применительно к участку исследований. Решение может быть найдено, в каждом конкретном случае, прежде всего, на основании учета многих геолого-геофизических материалов и знаний, относящихся к данной проблеме. В последними сейсмических работах (2011) подчеркнута неоднозначность картирования подсолевых горизонтов.

На рисунке 5.1.1 показаны два глубинных разреза по inline 890, полученных при разных скоростных моделях в подсолевом разрезе. В первом случае (а) использовались скорости первого этапа формирования скоростной модели, т.е. 3600 м/с между Π_1 и Π_2 и 4000м/с между Π_2 и Π_3 .

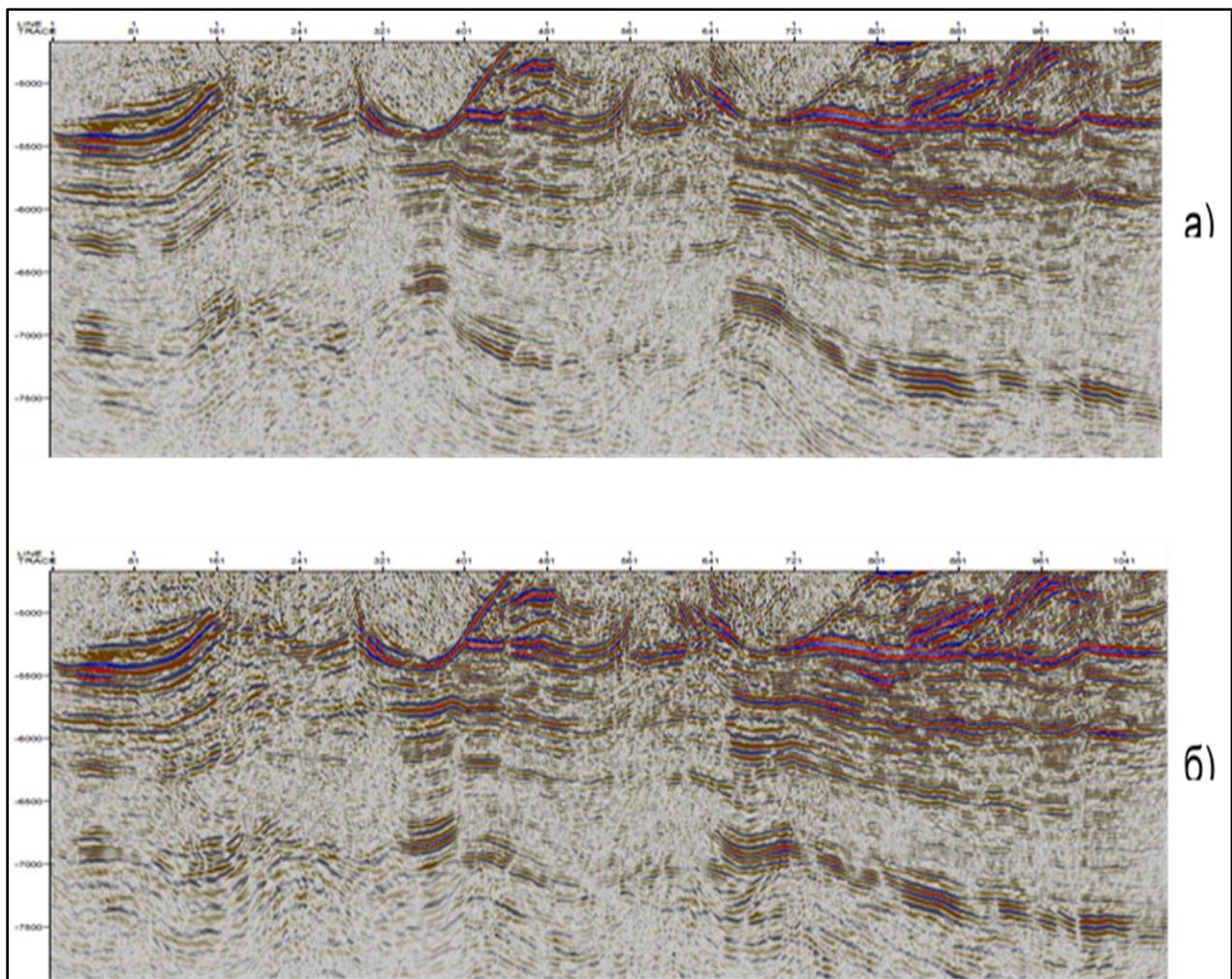


Рис. 5.1.1.Inline 890. Сопоставление глубинных разрезов при разных параметрах скоростной модели для подсолевых отложений

Во втором случае – скорости второго этапа, когда на участках бессолевых окон была применена скорость между Π_1 и Π_3 -4800 м/с. Видно определенное улучшение в динамике отражений и временное «выравнивание» горизонтов ниже Π_1 , что свидетельствует, на наш взгляд, о корректности примененных скоростных поправок. В то же время анализ рисунка показывает, что напрашивается дальнейшее усложнение скоростной модели, связанное с градиентным заданием скоростной зависимости на участках бессолевого окна.

На основании полученных данных наблюдается закономерность, что на участках распространения куполов по поверхности палеозойских горизонтов наблюдаются, как правило, поднятия или приподнятые зоны. На рисунке 5.1.2 приводится комбинированное изображение поверхности соли и контуров по горизонту Π_1 , полученное по результатам первого этапа.

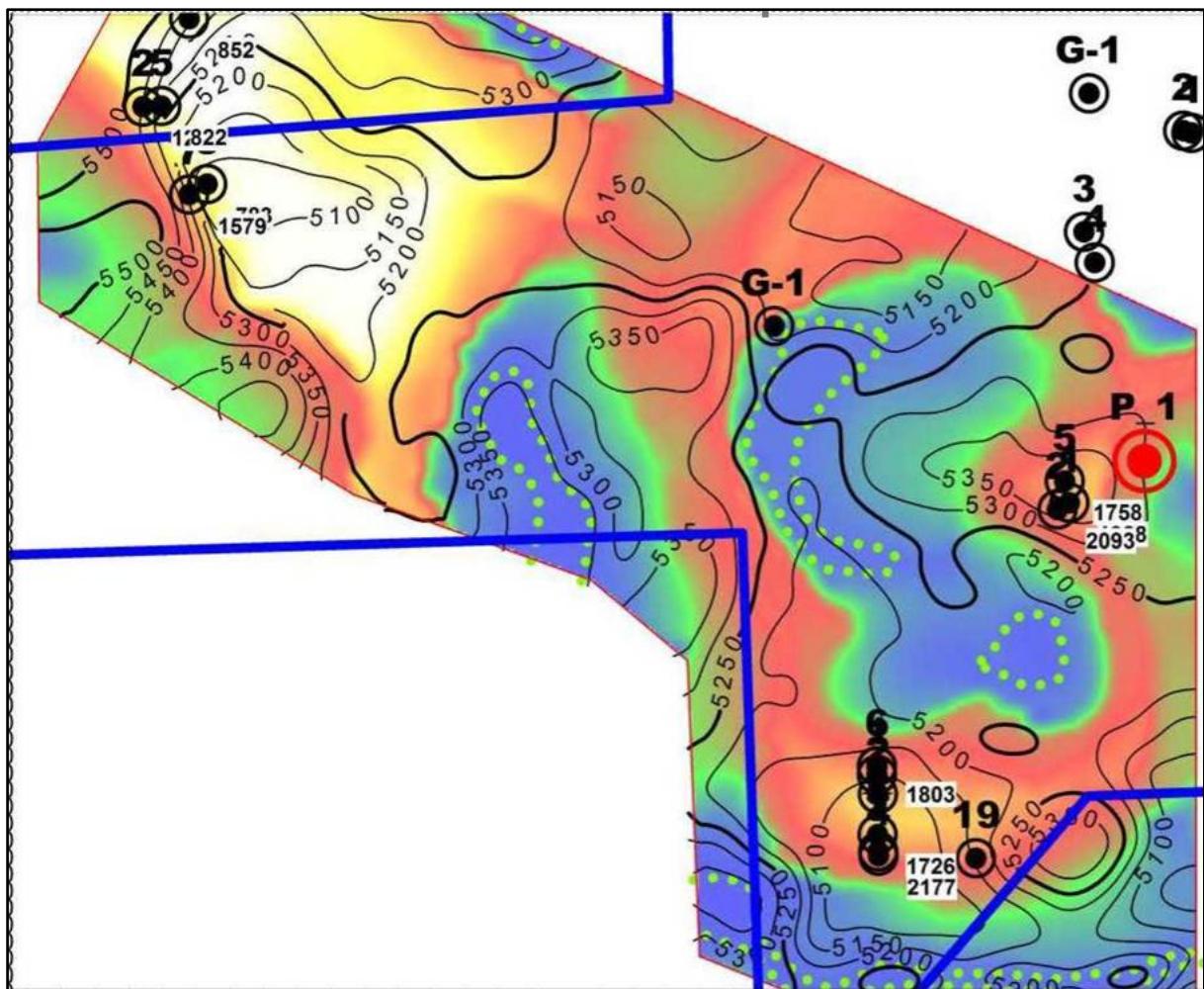


Рис. 5.1.2. Комбинированная схема поверхности соли и контуров по горизонту П1

Участкам распространения соли отвечают приподнятые участки по поверхности подсолевого палеозоя. Такой результат в первом приближении можно объяснить неравномерностью статической нагрузки на подсолевые отложения, принимая во внимание значительную дифференциацию плотностных параметров вышележащей солевой и надсолевой толщ. При таком толковании причин появления положительных структур на участке работ становится объяснимым и выделение участка Кызылкудукского купола как области максимального поднятия в подсолевом разрезе.

Только в одном случае, под куполом Тургуба, где выделяются наиболее значительные неоднородности в соли, наблюдается прогиб по горизонтам Π_1 и Π_2 . Данный эффект в определенной степени был минимизирован после корректировки скоростной модели участка на втором этапе выполнения ГМДС.

На участках мульдовых зон, напротив, отмечается в большинстве случаев погруженное положение подсолевых горизонтов. При этом величина погружения для разных мульд или их разных участков может существенно (100-200м) отличаться. Такие структурные флуктуации частично могут

объясняться недоучетом скоростных параметров в мульдовых зонах либо их отдельных участков.

Другим важным результатом работ является подтверждение высокоамплитудного нарушения, осложняющего строение Кызылкудукского участка. Это значительно меняет взгляд на перспективы участка, учитывая возможность дополнительной миграции из более глубоких горизонтов, а также возможной улучшение коллекторских свойств за счет трещинноватости подсолевых отложений в процессе формировании дизъюнктива.

Нами, в настоящем проекте принятые карты, построенные на этапе второй глубинной миграции при принятой скорости между П1 и П3 - 4800м/с:

- по кровле палеозойских отложений П1 (граф.приложения 11);
- по горизонту П2 (предположительно подошва башкирских отложений) (граф.приложения 12);
- по горизонту П2д (предположительно кровля девонских отложений) (граф.приложения 13);
- по кровле, предположительно досреднедевонского терригенного комплекса отложений П3 (графические приложения 14).

Вследствие сложности учета локальных изменений скоростей в покрывающей толще на участках распространения соляных куполов и мульд, отсутствия уверенности в прослеживании отражений П₁, П₂, П_{2д}, П₃ на отдельных участках, особенно в восточной части площади, а также недостаточности изученности территории работ глубоким бурением, структурные построения по поверхности подсолевых отложений являются схематическими и приводятся в масштабе 1:200000.

Принимая во внимание вышесказанное, настоящим проектом предусмотрено предварительно перед заложением поисковых скважин, провести современную качественную переобработку и интерпретацию сейсмических исследований ЗД (400кв.км) во временном и глубинном алгоритмах с использованием скоростных и плотностных параметров пластов по данным глубоких пробуренных скважин на соседних площадях с целью уточнения строения подсолевых горизонтов и выбора оптимальных точек для заложения поисковых скважин.

Таким образом, в структурном **плане в подсолевом разрезе** наиболее уверенно на уровне всех стратиграфических поверхностей проявляется **поднятие Кызылкудук**, осложненное в своей западной части высокоамплитудным разломом юго-восточного направления. При этом, при втором варианте скоростной модели поднятие довольно значительно увеличивает свои размеры и амплитуду. При обоих вариантах построений отмечается постепенное уменьшение размеров и амплитуд структуры вниз по разрезу. Это может свидетельствовать, в первую очередь, о, преимущественно, гравитационной природе образования поднятия, связанной с резкой дифференциацией массы покрывающих отложений вследствие резкого уменьшения толщины соли на этом участке.

Поднятие Жантай, уверенно выделяемое только по верхнему отражающему горизонту П1 (Рис.5.1.3), имеет, по всей видимости, такую же природу своего образования. Вследствие малой своей структурной выразительности, в отличие от Кзылкудукского поднятия, оно также не имеет тектонического осложнения в своей структуре.

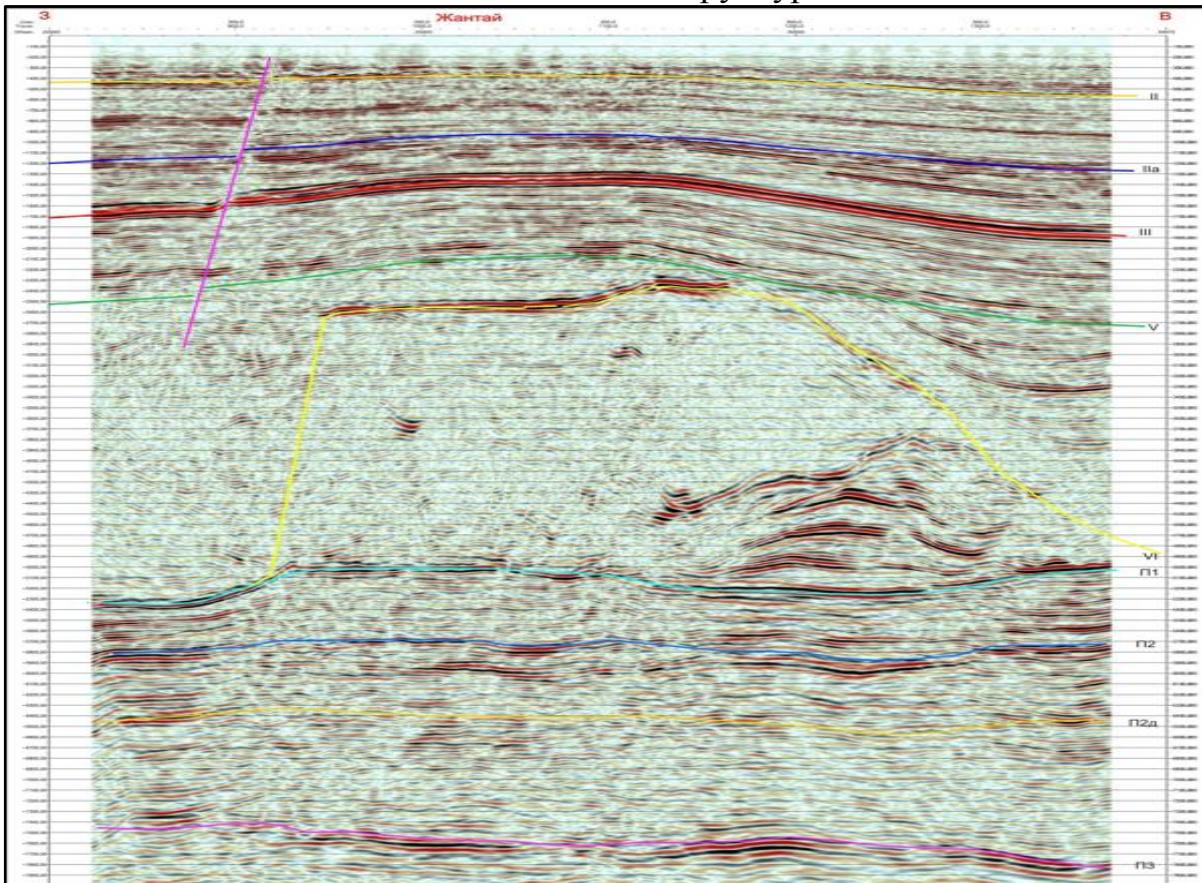


Рис. 5.1.3.Сейсмический профиль по линии I-I Жантай

По этим причинам участок купола Жантай на сегодняшний день рассматривается для дальнейшего изучения подсолевого разреза, как объект третьей очереди.

Динамическое изучение волновых картин на участке Кзылкудукского поднятия не позволяет прогнозировать здесь сколь-либо значительного литологического отличия в составе слагающих разрез отложениях по отношению к изученным соседним площадям. Между горизонтами П1-П2 предполагается смешанный терригенно-карбонатный разрез, который был вскрыт в соседних скважинах Аккудук П-1 и Чапаевская Г-2. Здесь преобладает относительно динамически выдержаный характер чередующихся осей синфазности отражений. Улучшение динамической волновой картины возлагается на проектируемые в настоящей работе переобработку и интерпретацию.

Ниже П2 горизонта появляется цуг динамически выдержаных отражений (Рис.5.1.4), отвечающий в региональном плане положению так называемой «плиты», связанной с появлением в разрезе преимущественно

карбонатных отложений башкирского возраста. В средней и нижней части между отражающими горизонтами Π_2 - $\Pi_2\text{д}$ интенсивность отражений уменьшается, что отображает преимущественно терригенный характер отложений. Накопленная в этом интервале толща тонкодисперсного терригенного материала, видимо, представляет наименьший интерес ввиду низких коллекторских свойств слагающих разрез отложений.

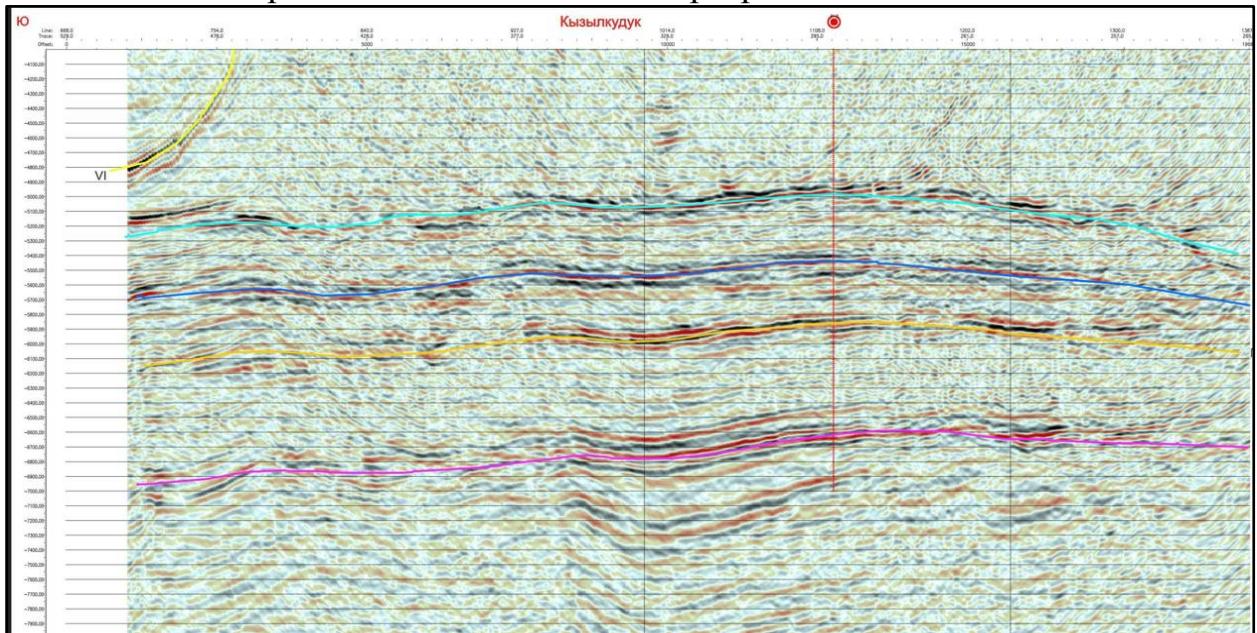


Рис. 5.1.4.Сейсмический профиль по линии II-II. Кызылкудук

Между горизонтами $\Pi_2\text{д}$ и Π_3 видно еще большее ослабление амплитуд отражений, что свидетельствует, в первую очередь, о низкой дифференциации слагающих разрез отложений по параметру акустической жесткости. Действительно, учитывая имеющиеся данные по моделированию положения дна бассейна в этот период геологического времени, можно предположить о существовании между горизонтами $\Pi_2\text{д}$ и Π_3 мощной накопленной толщи преимущественно карбонатных пород. С другой стороны, существование разлома существенно увеличивает перспективы участка с точки зрения появления в разрезе пород с улучшенными коллекторскими свойствами [3].

Для изучения состава пород и характера насыщения коллекторов на участке поднятия Кызылкудук проектируется бурение поисковой скважины глубиной $7000(\pm 250)$ м со вскрытием всей толщи отложений между горизонтами Π_1 и Π_2 . Результаты бурения, безусловно, позволили бы решить многие спорные вопросы, существующие в геологическом мире в отношении геологической природы стратиграфической привязки горизонта Π_3 , как одного из самых важных элементов в познании региона. К сожалению, допустимая глубина по контракту ограничивает проектантов заложить скважину глубже с целью вскрыть горизонт Π_3 и разрез ниже на большую мощность.

В надсолевом комплексе отложений, на контрактном участке Кульсары последними сейсмическими работами (3Д) выделяются ряд объектов,

представляющие интерес в нефтегазоносном отношении. И это прежде всего, это структурно-тектоническая ловушка Тургубза, а именно, его опущенное восточное крыло, на сегодня не освещенное бурением.

На Рис.5.1.5-5.1.7 приведены мигрированные временные разрезы через проектную поисковую скважину Тургубза Т-1 по различным линиям.

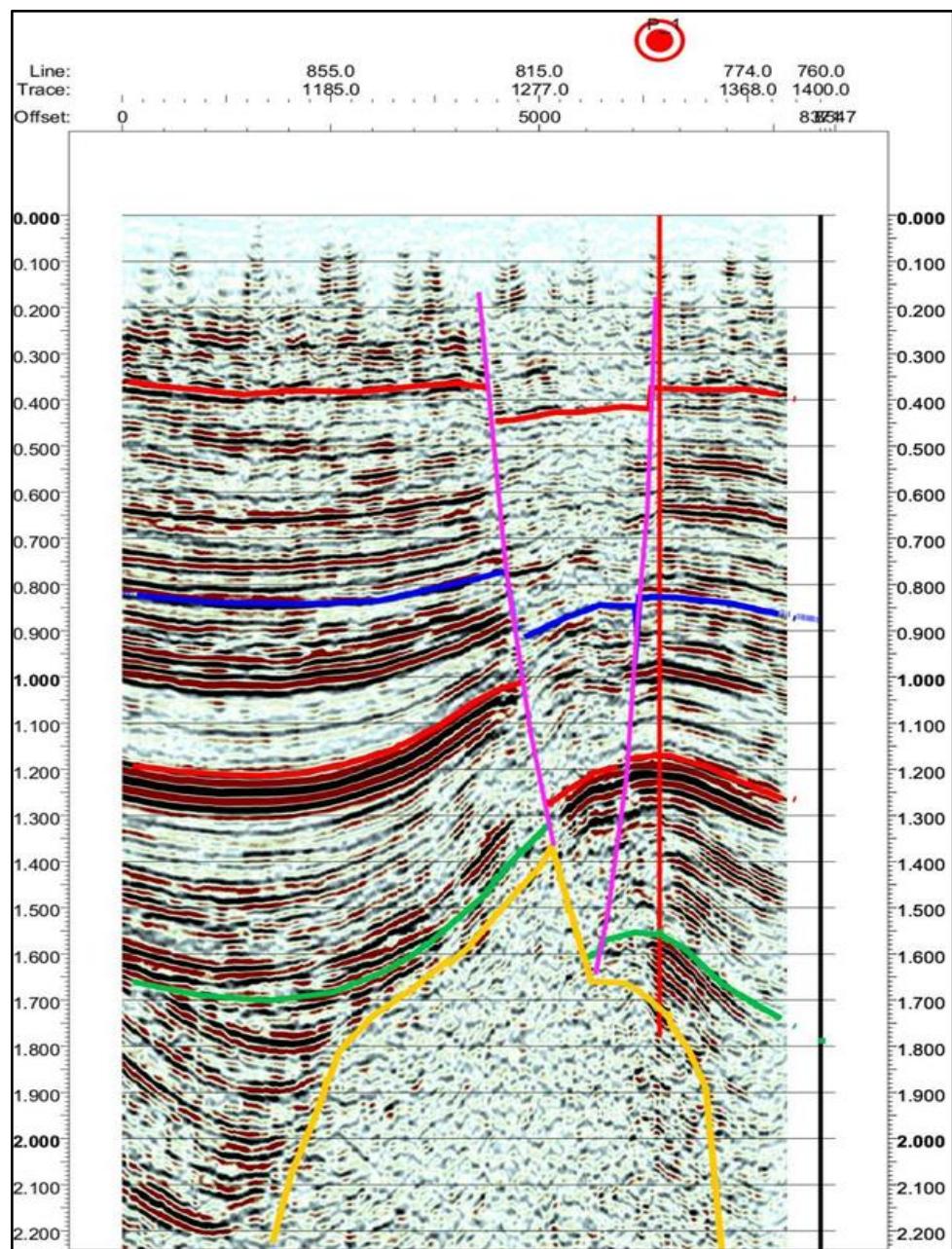


Рис. 5.1.5. Тургубза. Мигрированный временной разрез по линии I-I через проектную скважину Т-1

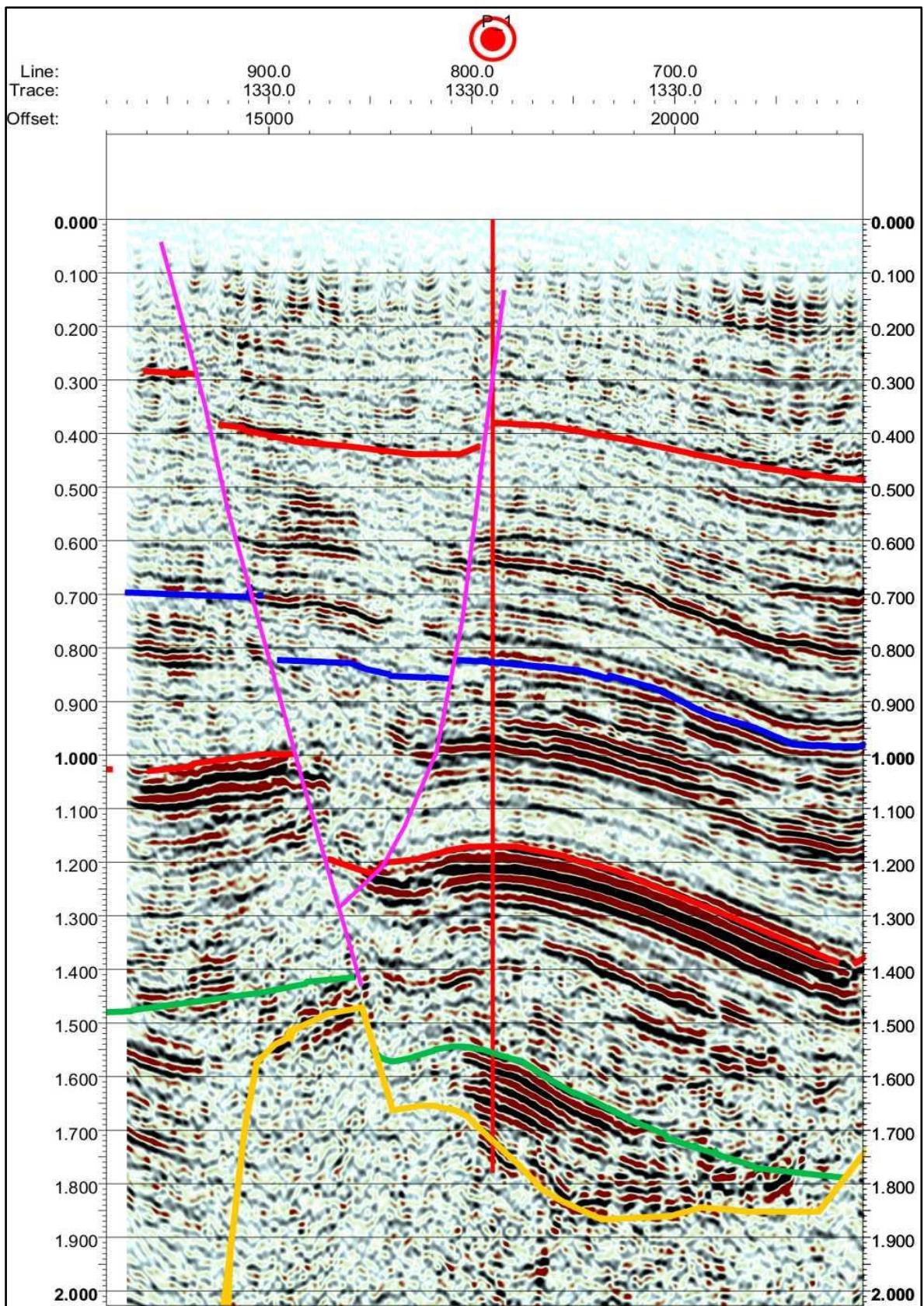


Рис. 5.1.6. Түргузба. Мигрированный временной разрез по линии II-II через проектную скважину Т-1

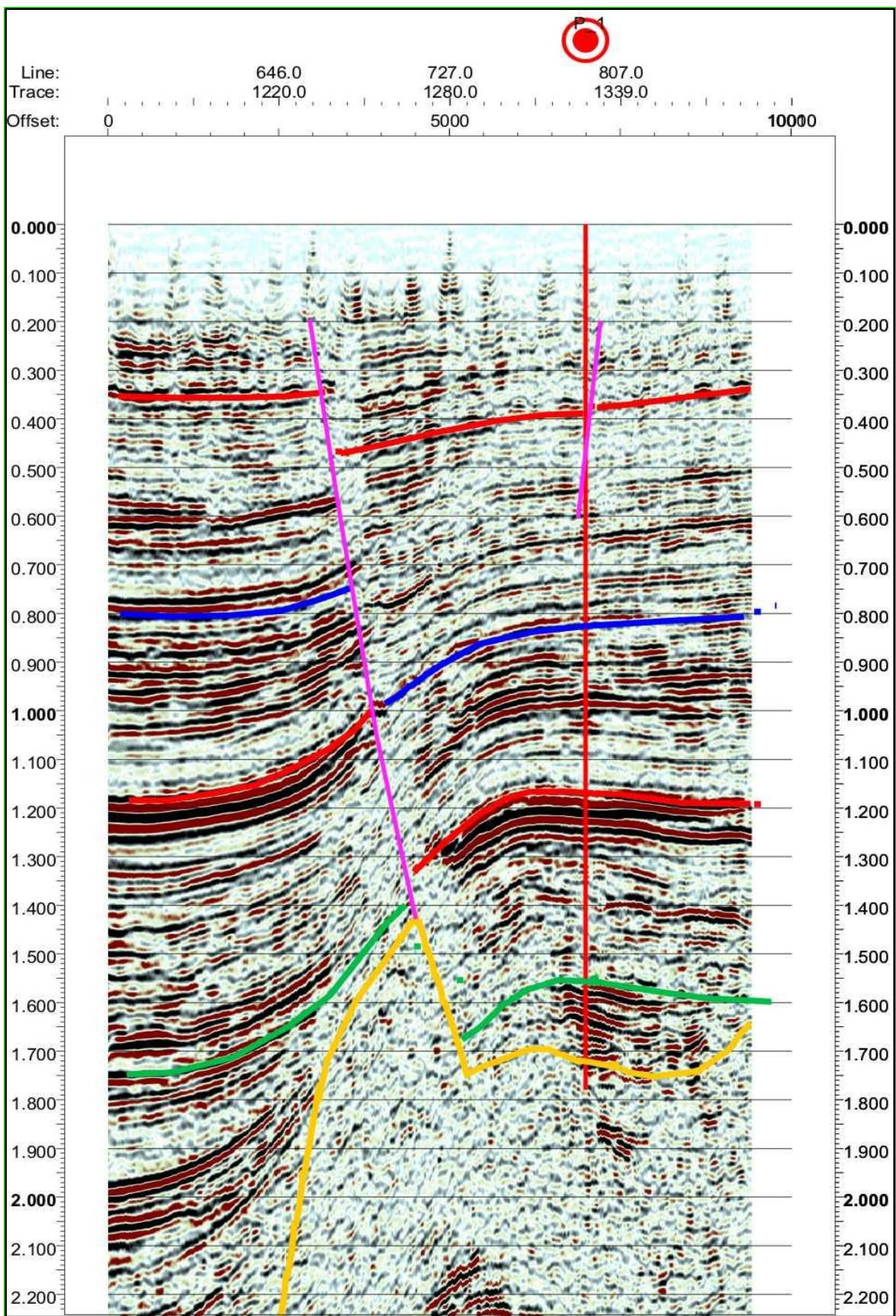


Рис. 5.1.7. Тургузба. Мигрированный временной разрез по линии III-III через проектную скважину Т-1

5.2 Цели, задачи и объемы поисковых работ

В процессе поиска месторождений (залежей) решается задача установления факта наличия или отсутствия промышленных запасов нефти и газа на блоке Кульсары. В случае открытия месторождения (залежи), подтверждающие геолого-геофизические материалы с оценкой запасов УВС в установленном порядке представляются на государственную экспертизу запасов и по ее результатам ставятся на государственный баланс.

В настоящей работе проектируется поисковые буровые работы на трех перспективных объектах, в надсолевом комплексе это:

1. **Структура Тургуба**, его восточное крыло. Здесь, с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевом разрезе предусматривается бурение одной независимой поисковой скважины Т-1 на пересечении профилей IL-790 и XL-1328 и проектной глубиной 2750м(± 250 м) в кунгурских отложениях и к югу на предполагаемом контуре нефтеносности, бурение двух зависимых от результатов бурения Т-1, поисковых скважин: Т-101 на пересечении профилей IL-725 и XL-1316 и проектной глубиной 2750м и Т-102 на пересечении профилей IL-870 и XL-1380 и проектной глубиной 2750м в кунгуре.
2. **На подсолевой структуре Кызылкудук** с целью поисков залежей УВ в подсолевом разрезе проектируется бурение поисковой независимой скважины К-1 на пересечении профилей IL-1120 и XL-290.

В случае получения нефтегазового кондиционного притока, структуру Кызылкудук необходимо будет доразведать, для этого проектируется бурение зависимых от результатов бурения скважины К-1, двух поисковых скважин - К-101 и К-102 с проектными глубинами 7000(± 250)м и проектными горизонтами в каменноугольных отложениях

- a) Зависимая скважина К-101 закладывается на пересечении профилей IL-1065 и XL-246.
 - b) Зависимая скважина К-102 закладывается на пересечении профилей IL-1116 и XL-361.
3. **На подсолевой структуре Жантай** с целью поисков залежей УВ в подсолевом разрезе проектируется заложить бурение одной поисковой скважины J-1 на пересечении профилей IL-300 и XL-1000 и двух зависимых от результатов бурения скважины J-1, поисковых скважин: J-101 на пересечении профилей IL-360 и XL-890 и скважины J-102 на пересечении профилей IL-300 и XL-1125 с проектными глубинами 7000(± 250)м в каменноугольных отложениях.

Глубина залегания подсолевых объектов на структуре Кызылкудук может находиться в диапазоне глубин 5000-7000(± 250) м, в связи с тем, что допускаемая по Контракту, глубина разведки до 7000(± 250)м, проектная глубина всех подсолевых скважин предусматривается на структуре Кызылкудук до глубины 7000(± 250)м.

При этом, конкретную глубину каждой независимой скважины в обязательном порядке должны уточнить по результатам современной переобработки и интерпретации и глубины зависимых скважин будут уточняться, как по новым сейсмическим данным, так и в зависимости от глубины залегания подсолевого объекта, вскрытого независимыми поисковыми скважинами.

4. Высокоразрешающая интегрированная переобработка и интерпретация сейсмических исследований 3Д МОГТ.

Необходимо отметить, что последняя обработка и интерпретация 3Д МОГТ сейсмических исследований на площади Кызылкудук была проведена в 2010 году компанией ТОО «Гео Энерджи Групп», то есть 14 лет назад. С тех пор на мировом рынке оказания сейсмических услуг появилось множество инновационных технологий и высокоразрешающих процедур в обработке и интерпретации сейсмических данных (2Д и 3Д МОГТ). Поскольку для подсолевого разреза блока Кульсары методы сейсморазведки являются пока единственной информационной базой со всеми их неоднозначными результатами в деле подготовки и обосновании перспективных объектов, определении оптимального размещения проектных глубоких скважин, компанией недропользователем в 2025г предусматривается современная переобработка и интерпретация сейсмических исследований 3Д МОГТ Кызылкудук объемом 400 кв.км во временной и глубинной модификациях в интеграции с данными глубокой скважины на соседней площади Аккудук (Скв П-1). Высококачественная переобработка и интерпретация будет предварять поисковое бурение и по итогам новой структурной и динамической интерпретации 3Д будут уточняться местоположения и глубины всех проектных скважин.

Предварительно выбранные местоположения всех проектных скважин показаны на соответствующих структурных картах и мигрированных глубинных профилях (граф.приложения 8-21).

5. Кроме того, с целью уточнения строения подсолевого разреза северной части контрактного участка (южная часть купола Косчагыл) настоящим проектом предусматривается **отработка сейсмической съемки МОГТ 2Д по 8 профилей 2Д общей протяженностью 150 полнократных пог.км.**

Схема расположения линий проектных профилей отражена на рис.5.2.1.

Объемы рекомендуемых 2Д приводятся в таблице 5.2.1.

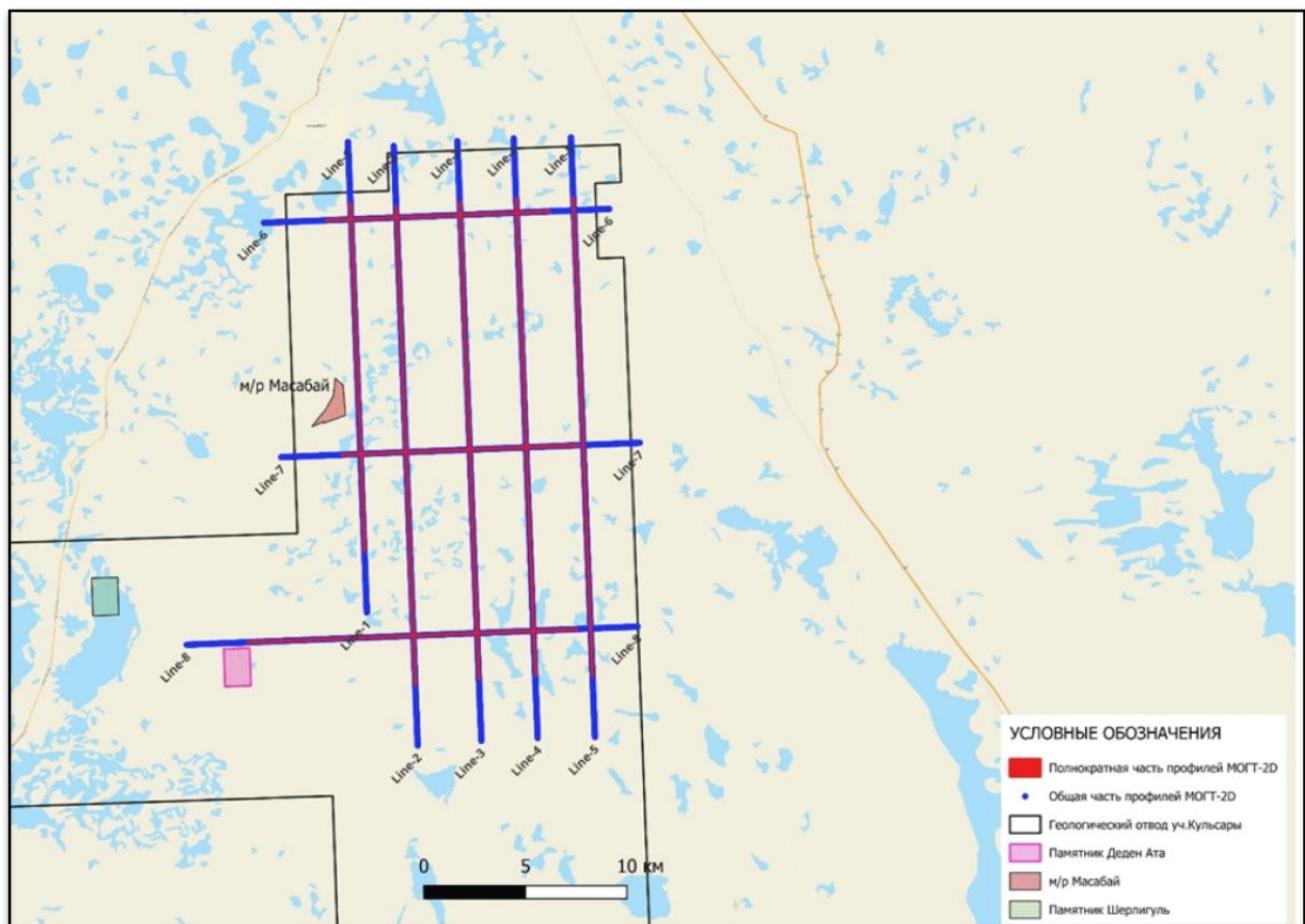


Рис. 5.2.1. Схема проектных линий МОГТ 2Д

Таблица 5.2.1

Рекомендуемые ейсмические профили МОГТ 2Д

Профили	Направленность	Длина, полн.пог.км	Примечание
1	С-Ю	17,15	через Кызылкала-Косчагылскв.Масабай 4
2	С-Ю	23,50	
3	С-Ю	23,50	
4	С-Ю	23,50	
5	С-Ю	23,50	через скв.Берали Г-4
6	3-В	11,00	
7	3-В	11,65	
8	3-В	16,20	через Кызылкудук Вост Г-1
Итого		150,00	

5.3 Прогнозные разрезы проектных скважин

Прогнозные разрезы проектируемых в настоящей работе поисковых и разведочных скважин на структурах Тургуба (восточное крыло), Кызылкудук, Жантай взяты по структурным картам (2011г, Гео Энерджи Групп) в абсолютных отметках и представлены в нижеследующих таблицах:

Таблица 5.3.1

Прогнозные разрезы проектных независимой поисковой скважины Т-1 и зависимых скважин Т-101, Т-102 на надсолевой структуре Тургуба (восточное крыло)

Скважины	Глубина вскрытия, в абсолютных отметках, м					
	II (подошва верхнего мела)	III (подошва апта)	IV (подошва нижнего мела)	V (подошва юры)	VI (кровля кунгура)	забой
T-1	460	1140	1700	2425	2690	2750
T-101	530	1220	1735	2600	2700	2750
T-102	450	1100	1700	2500	2550	2750

Прим. Прогнозные разрезы будут уточняться по результатам переобработки и новой интерпретации ЗД

Таблица 5.3.2

Прогнозные разрезы проектных скважин (подошвы в абс.отм) подсолевых структур Кызылкудук и Жантай

Отражающие горизонты и стратиграфия	II	III	V	VI	P1	P2	P2d	P3	D(забой)
	K2t	K1	J	PT	P1k	P1ar-as	Кровля карбонатной пачки в среднем карбоне	C1	
K1	-	-	-	290	4980	5440	5850	6610	7000 (±250)
K-101	-	-	-	900	4970	5420	5830	6640	7000 (±250)
K-102	-	-	250	600	4965	5450	5880	6680	7000 (±250)
J-1	960	1350	2125	2590	5030	5685	6400	-	7000 (±250)
J-101	1090	1575	2425	2800	5025	5700	6330	-	7000 (±250)
J-102	990	1370	2100	2400	5150	5740	6440	-	7000 (±250)

Примечание. Прогнозные разрезы будут уточняться по результатам переобработки и новой интерпретации ЗД.

5.4 Геологические условия проводки скважин

Проводка скважины на структурах Кызылкудук, Жантай и Тургузба предусматривается исходя из предполагаемого разреза и опыта бурения наподсолевые и надсолевые структуры Прикаспийского региона.

Подсолевые отложения данного региона характеризуются аномально-высокими давлениями, особенно там, где они представлены мощными терригенными отложениями глинистого состава, большими толщинами соленосных отложений с кепроком, что характерно и для блока Кульсары. АВПД является существенно осложняющим поисково-разведочное и эксплуатационное бурение фактором. Существует достаточно большое количество методик прогнозирования АВПД, но вместе с тем точный прогноз АВПД остается до сих остается нерешенной проблемой. Проблема состоит в недостаточности знаний о свойствах и поведении соленосных и глинистых отложений в тех или иных условиях по разрезу.

В настоящей работе прогноз пластовых давлений выполнен на основе фактических данных бурения в районе исследований на подсолевые отложения. В частности, на месторождении Кобланды (Актюбинской области) на глубине 4875м пластовое давление равно 87,7МПа (градиент давления 0,018 МПа), превышение гидростатического давления составляет 1,795; на месторождении Акжар при вскрытии глубины 5000м пластовое давление равно 95МПа (градиент-0,19); на месторождении Кенкияк в нижнепермских подсолевых отложениях на глубине 4375м пластовое давление равно 87,3МПа превышает гидростатическое в 1,79 раза; на месторождении Тенгиз в каменноугольных отложениях на глубине 4068м, замеренное давление в пласте равно 79,92 МПа. На месторождении Сарыбулак на глубине 2875м (каменноугольные терригенные отложения) пластовое давление равно 35,7МПа. Исходя из вышеуказанных данных, для месторождений региона в подсолевых отложениях характерно АВПД, превышающее гидростатическое давление в 1,24-1,97 раза (Коэффициент аномальности Рпл). По указанным имеющимся данным по Рпл построен линейный график прогноза давлений в пласте для подсолевого разреза с высокой степенью апроксимации (Рис.5.4.1).

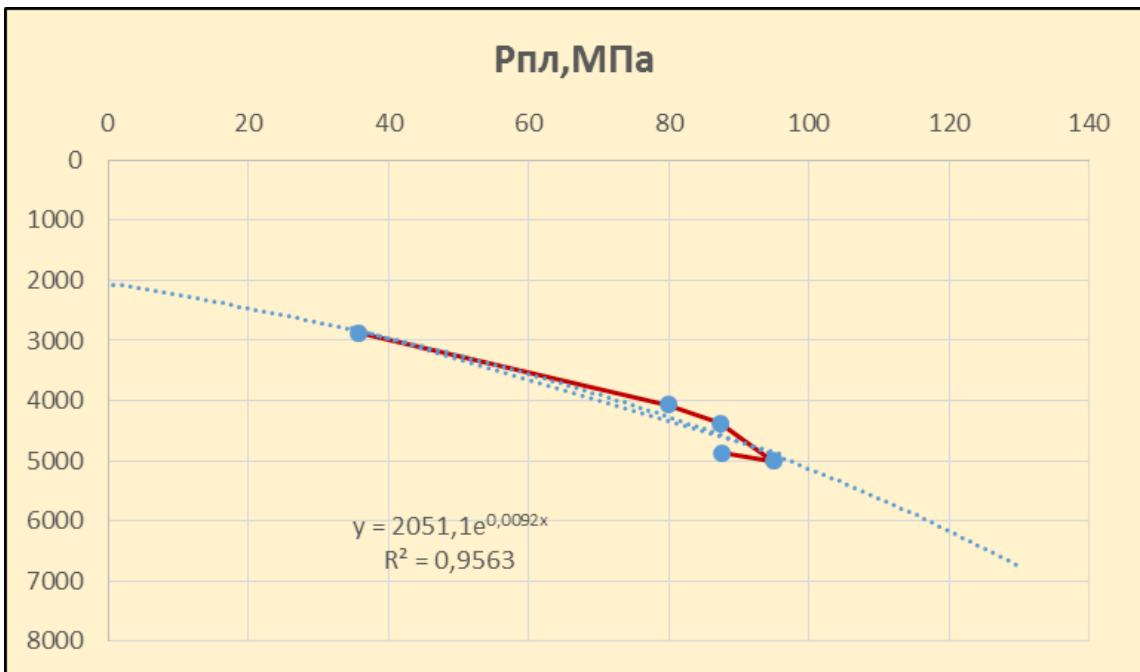


Рис. 5.4.1.График зависимости пластовых давлений от глубины по соседним структурам блока Кульсары

Результаты расчетов прогнозируемых пластовых давлений, рассчитанных по данному графику, указаны в таблицах 5.4.1 и 5.4.3.

Учитывая тот факт, что степень осерненности газов, постепенно снижается от центральных к краевым их частям Прикаспийской впадины, то можно предположить, что на структуре Кызылкудук и Жантай содержание H2S будет в пределах 4-5% (на Тенгизском месторождении содержание H2S варьирует от 12.29 до 14.33% мол.).

Геологические условия проводки проектных независимых скважин на перспективных объектах Кызылкудук, Жантай и Тургубза даны в нижеследующих таблицах 5.4.1-5.4.3. Условия проводки зависимых скважин прогнозируются аналогичными условиям в соответствующих стратиграфико-литологических комплексах в разрезах независимых скважин по участкам.

Уточнить прогнозные значения АВПД до начала бурения скважин, можно будет по методике эквивалентных глубин по данным сейсморазведки. Для этого используются данные об интервальных скоростях распространения упругих волн, полученные в процессе переобработки МОГТ ЗД, акустического и плотностного каротажа в пробуренных глубоких скважинах. Методика выявления АВПД по геофизике заключается в построении эталонных зависимостей изменения скорости с глубиной в породах различного литологического состава для условий нормального уплотнения пород. О наличии зон АВПД судят по результатам сопоставления фактической и эталонной зависимостей интервальной скорости, зонам АВПД будут соответствовать интервалы глубин с понижением интервальной скорости относительно эталонной.

Таблица 5.4.1.

Геологические условия проводки скважины К-1 Кызылкудук

Возраст отложений	Интервал вскрытия (м)	Литология	Категория крепости пород по буримости (по Протодьяконову)	Ожидаемые Рпл, Т ⁰ пл, углы падения пород
Четвертичные отложения	0-30	пески, супеси, суглинки	VI-IX	-
Верхний мел	-	-	-	-
Нижний мел	-	-	-	-
Юрский отдел	-	-	-	-
Пермотриас	30-290	Глины с прослойми песков, песчаников и алевролитов, реже мергелей и пестроцветными песчаниками, алевролитами, глинами и мергелями с прослойми известняков, ангидритов и гипсов	V-IV	3,0МПа; 20 ⁰ C; Углы-до 10 ⁰
Кунгурский ярус нижней перми	290-4980	каменная соль (галит), ангидриты	VI(соль) III(ангидриты)	96,4МПа; 116 ⁰ C;
Нижняя пермь	4980-5440	аргиллиты, известняки, с прослойми серых известковистых аргиллитов, песчаников и доломитов	V-III	106,0МПа; 126 ⁰ C; Углы-0-7 ⁰
Карбон средний	5440-5850	Песчаники серые, мергели, переклаивание туфов с аргиллитами, известняки водорослевые, оолитовые, неравномерно доломитизированные, светло-серые, бурые и коричнево-серые, органогенные и органогенно-обломочные, иногда перекристаллизованные;	V-III	113,9МПа; 134 ⁰ C; Углы-0-5 ⁰
Карбон нижний	5850-6610	известняки массивные, перекристаллизованные и засульфаченные с отдельными прослойми биоморфно-детритовых, фораминиферо-водорослевых известняков; известняки с прослойми песчаников, алевролитов, аргиллитов, обогащены твердыми битумами	V-III	127,2МПа; 116 ⁰ C; Углы-0-5 ⁰

Средний девон	6610-7000	известняки органогенно-обломочные, массивные и тонкоплитчатые, неравномерно перекристаллизованные и содержащие прослои вторичных доломитов, а также чередование морских карбонатно-глинистых битуминозных и терригенных отложений.	V-III	133,4 МПа; 158 ⁰ С; Углы-0-7 ⁰
---------------	-----------	--	-------	--

Примечание. Прогнозные разрезы будут уточняться по результатам переобработки и новой интерпретации ЗД.

Таблица 5.4.2

Геологические условия проводки скважины J-1 Жантай

Возраст отложений	Интервал вскрытия (м)	Литология	Категория крепости пород по буримости (по Протодьяконову)	Ожидаемые Рпл, Т ⁰ пл, углы падения пород
Четвертичные отложения +палеоген	0-340	пески, супеси, суглинки, в нижней части мергели с прослойми глин	VI-IX	
Верхний мел	340-960	глины, песчаники, алевролиты	VI-V	10 МПа; 34 ⁰ С; Углы - 0-5 ⁰
Нижний мел	960-1350	Глины серые известковистые, пески, песчаники, алевролиты и мергели; глины зеленовато-серые, темно-красные, коричневые		14 МПа; 42 ⁰ С; Углы-0-7 ⁰
Юрский отдел	1350-2125	Глины, мергели, крепким, с пропластками известняка песчаники, аргиллиты, алевролиты	VI-IV	25,0 МПа; 58 ⁰ С; Углы-0-10 ⁰
Пермотриас	2125-2590	Глины с прослойми песков, песчаников и алевролитов, реже мергелей и пестроцветными песчаниками, алевролитами, глинами и мергелями с прослойми известняков, ангидритов и гипсов	V-IV	34 МПа; 67,7 ⁰ С; Углы-0-15 ⁰
Кунгурский ярус нижней перми	2590-5030	каменная соль (галит), ангидриты	VI(соль) III(ангидриты)	97,5 МПа; 118 ⁰ С;
Нижняя пермь	5030-5685	аргиллиты, известняки, с прослойми серых известковистых аргиллитов,	V-III	110,8 МПа; 131 ⁰ С;

		песчаников и доломитов		Углы-0-5°
Карбон средний+D	5685-7000	Песчаники серые, мергели, переклаивание туфов с аргиллитами, известняки водорослевые, оолитовые, неравномерно доломитизированные, светло-серые, бурые и коричнево-серые, органогенные и органогенно-обломочные, иногда перекристаллизованные;	V-III	116,7 МПа; 137,7°C; Углы-0-5°

Примечание. Прогнозные разрезы будут уточняться по результатам переобработки и новой интерпретации ЗД.

Таблица 5.4.3

Проектный геологический разрез независимой поисковой скважины Т-1 Тургубза

Возраст отложений	Интервал вскрытия (м)	Литология	Категория крепости пород по буримости (по Протодьяконову)	Ожидаемые Рпл, Т0пл, углы падения пород
Q+N+F	0-460	пески, супеси, суглинки	VI-IX	4,5 МПа; 24°C;
Верхний мел	460-1050	глины, песчаники, алевролиты	VI-V	11,5 МПа; 36°C; Углы-0-5°
Нижний мел	1050-1700	Глины серые известковистые, пески, песчаники, алевролиты и мергели; глины зеленовато-серые, темно-красные, коричневые		18,7 МПа; 50°C; Углы-0-7°
Юрский отдел	1700-2425	Глины, мергели, крепким, с пропластками известняка песчаники, аргиллиты, алевролиты	VI-IV	26,7 МПа; 64°C; Углы-0-10
Пермотриас	2425-2690	Глины, алевролиты, карбонатизированные песчаники	V-IV	30 МПа; 70°C; Углы-до 30°
Кунгурский ярус нижней перми	2690-2750	каменная соль (галит)	VI (соль) III (ангириды)	31 МПа; 71°C;

Примечание. Прогнозные разрезы будут уточняться по результатам переобработки и новой интерпретации ЗД.

Температура пластов на глубинах прогнозировалась по общей кривой температурного режима юга Прикаспийской впадины (Рис.5.4.2), температурный градиент которой в районе блока Кульсары в среднем равен 0,2.

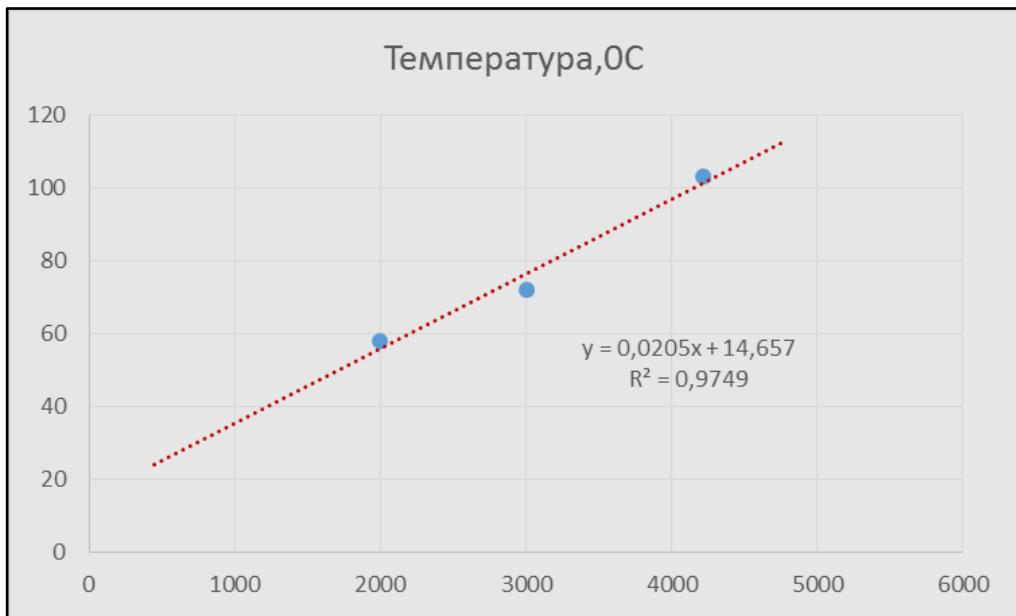


Рис. 5.4.2. Зависимость температуры от глубины для Южной Эмбы

Углы наклона пластов определялись по сейсмическим профилям через скважины.

5.5 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах

Пр определении видов и объемов рекомендуемых геолого-геофизических исследований в проектных скважинах руководствовались документом: «Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования» (ГОСТ 32358-2013). Этот стандарт устанавливает виды, объемы, стадии и порядок проведения геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. Он предназначен для применения при геологическом изучении, разведке и добыче углеводородного сырья.

5.5.1 Отбор керна и шлама в проектных скважинах

Отбор керна в поисковых скважинах предусматривается для изучения надсолевых и подсолевых отложений и получения информации об их фильтрационно-емкостных свойствах.

Как правило, в поисковых скважинах проводится отбор керна в количестве до 12 % от глубины скважины: сплошной отбор керна в интервалах предполагаемого залегания нефтегазоносных горизонтов, а также на границах некоторых стратиграфических подразделений. При бурении разведочных скважин проводится отбор керна в интервалах залегания продуктивных пластов в количестве, обеспечивающем достаточное освещение коллекционских и петрофизических свойств -до 8 % от глубины скважины.

При заложении проектных объемов отбора керна в скважинах Кызылкудука и Жантай учитывались, мощности вскрытия соленосных отложений кунгура в каждой скважине, которые составляют 4700,2520м. С учетом последнего, процент отбора керна в скважинах составляет всего 6%, но в целевых горизонтах высокий.

Интервалы отбора керна запроектированы с учетом изученности разреза исследуемых структур и в соответствии с методическими указаниями по оптимизации условий отбора керна и количества изучаемых образцов. Проектом определены ориентировочные интервалы отбора керна из перспективных интервалов разреза, которые будут корректированы в процессе бурения скважин. Отбор керна производится из перспективных интервалов разреза, а также при проявлениях прямых признаков нефти и газа по данным газового каротажа и по шламу в процессе бурения – и в других изначально не предусмотренных участках разреза.

Вынос керна планируется не менее 100% от каждого долбления с отбором керна. Консервация керна осуществляется разрезанием фиброгlassовых грунтоносов длиной по 1 метру и перед закрытием обоих концов, керн из перспективных интервалов должен быть кратко описан, по концам снабжен этикетками, на которых указывается площадь, номер скважины, номер образца, интервал отбора.

Полное описание образцов осуществляется в лабораторных условиях.

Отбор шлама начинается с глубины башмака технической колонны и продолжается через каждые 5 м проходки, а в случае проявления признаков углеводородов отбор шлама необходимо производить через каждый 1м проходки скважины. Отобранный шлам должен быть изучен через микроскоп, ЛБА и описан на месте. Образцы шлама промываются, высушиваются, складируются в бумажные пакеты, снабжаются этикетками и хранятся наравне с образцами керна. При взятии образцов шлама следует отмечать глубину, соответствующую положению забоя скважины. Шлам описывается в том же порядке и с той же степенью детальности, что и керн, и заносится в геологический журнал. По шламу определяют литологический состав, наличие углеводородов.

В процессе бурения ведется тщательное наблюдение за нефтегазопроявлениями – появлением пленок нефти или пузырьков газа в восходящем потоке бурового раствора.

При испытании продуктивных горизонтов, в случае получения промышленных притоков нефти и газа производится отбор проб флюидов на физико-химический анализ, а также отбирается проба воды при водопроявлениях в процессе испытания.

Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама из проектируемой независимой скважине приведены в таблицах 5.5.1.1- 5.5.1.3.

Таблица 5.5.1.1

Рекомендуемые интервалы отбора керна и шлама по поисковой скв. К-1

№ скв.	Интервал отбора керна	Интервал отбора шлама
К-1	4970-4988* , 4988-5006, 5056-5074, 5124-5142, 5200-5218, 5236-5254, 5300-5318, 5318-5336 (P1ar)	в интервале 0-4980м и 4980-7000м отбор шлама через каждые 5 м, в случае проявления признаков углеводородов через каждые 1 м.
	5430-5448* , 5448-5466, 5500-5518, 5518-5536, 5600-5618, 5618-5636, 5700-5718 (C2+3)	
	5840-5858* , 5858-5876, 5920-5938, 6000-6018, 6060-6078, 6120-6138, 6190-6208, 6258-6276, 6276-6294, 6300-6318, 6400-6418, 6500-6518 (C2+1)	
	6600-6618* , 6618-6636, 6700-6718, 6718-6736, 6800-6818, 6818-6836, 6900-6918, 6982-7000 (D)	

Итого: 630м(9%)**.-отбор керна на стратиграфических границах*

Примечания: Прогнозные разрезы будут уточняться по результатам переобработки и новой интерпретации ЗД. Интервал отбора керна и шлама будет корректироваться во время выполнения буровых работ по данным газового каротажа

Таблица 5.5.1.2

Рекомендуемые интервалы отбора керна и шлама по поисковой скв. J-1

№ скв.	Интервал отбора керна	Интервал отбора шлама
J-1	1340-1358*(J)	в интервале 0-5020м и 5020-7000м отбор шлама через каждые 5 м, в случае проявления признаков углеводородов через каждые 1 м.
	2115-2132* , 2132-2150, 2300-2318, 2580-2598* (PT)	
	5020-5038 , 5038-5056, 5056-5074, 5150-5168, 5210-5228, 5300-5318, 5360-5378, 5430-5448, 5500-5518, 5600-5618 (P1ar)	
	5680-5698* , 5698-5716, 5770-5798, 5850-5868, 5950-5968, 6100-6118, 6200-6218, 6300-6318 (C2)	
	6390-6408* , 6460-6478, 6550-6568, 6650-6668, 6710-6728, 6800-6818, 6818-6836, 6900-6918, 6982-7000 (C2+1)	

Итого: 576м (8,2%)**.-отбор керна на стратиграфических границах*

Примечания: Прогнозные разрезы будут уточняться по результатам переобработки и новой интерпретации ЗД. Интервал отбора керна и шлама будет корректироваться во время выполнения буровых работ по данным газового каротажа.

Таблица 5.5.1.3

Рекомендуемый интервал отбора керна и шлама по поисковой скважине Т-1 Тургуба

№ скв.	Интервал отбора керна	Интервал отбора шлама
T-1	1140-1158*	0-2750м отбор шлама через каждые 5 м, в случае проявления признаков углеводородов через каждые 1 м.
	1690-1708*, 1708-1729, 1726-1744, 1900-1918, 2100-2118, 2200-2218, 2300-2318(J)	
	2420-2438, 2500-2518, 2536-2554, 2600-2618, 2732-2750* (PT)	

Итого: 234м (8,5%)

*.-отбор керна на стратиграфических границах

Примечания: Прогнозные разрезы будут уточняться по результатам переобработки и новой интерпретации ЗД. Интервал отбора керна и шлама будет корректироваться во время выполнения буровых работ по данным газового каротажа

5.5.2 Геофизические исследования в скважинах

Материалы ГИС являются основным видом геологической документации разрезов скважин и вместе с результатами исследования керна и шлама, результатами испытания пластов, пластовых флюидов должны обеспечить всесторонние изучение геологического разреза. В разрезе проектной скважины выделены интервалы, требующие различной детальности исследований - общие, детальные, специальные. Общие исследования независимо от категории скважины должны решать следующие задачи:

- выделение стратиграфических реперов;
- расчленение разреза на литолого-стратиграфические комплексы (терригенный, карбогатный, хемогенный и т. д.);
- расчленение разреза на пласти, их привязку по глубине и абсолютным отметкам;
- определение характера насыщения пород;
- корреляцию разрезов скважин внутри структур и межплощадную;
- привязку интервалов отбора керна по глубине;
- привязку интервалов опробования и перфорации по глубине;
- информационное обеспечение сейсморазведки;
- определение пространственного положения и технического состояния скважин.

Общие исследования проводят по всему стволу от устья до забоя, после завершения бурения интервалов, намеченных для перекрытия кондуктором, технической и эксплуатационной колоннами. В скважинах Кызылкудук,

Жантай исследования проводят в интервалах не более 1000 м. Детальные исследования проводят после завершения бурения перспективного или продуктивного интервала скважины. При большой толщине продуктивных (перспективных) пород интервал исследований не должен быть более 400 м. В выбранных интервалах в первую очередь проводят электрические исследования, затем проводят АК, ГК, НК, ГГК-П (ГГК-ЛП), профилеметрию, инклинометрию. Завершают ГИРС испытанием пластов (ИПК, ИПТ), гидродинамическими исследованиями (ГДК) и отбором образцов пород керноотборником на кабеле. ГИРС в открытом стволе проводят при заполнении его той же промывочной жидкостью, которая была использована при бурении.

Этапы, интервалы и объёмы общих исследований закладываются в проектах на строительство скважин. Промежуточные исследования проводятся после разбуривания интервалов, намеченных под спуск кондуктора, промежуточных колонн и т. д.), и включают в надсолевую части разреза: стандартный электрический каротаж (КС) – измерение кажущегося удельного сопротивления пород кровельным и подошвенным градиент-зондами (М0,5Н2А и А2М0,5Н) с одновременным измерением самопроизвольного потенциала (ПС) и диаметра скважины (ДС); ВЭК боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), радиактивный каротаж ГК (естественная радиоактивность), НГК (вторичное гамма-излучение), ИННК, время пробега упругой волны (АК), резистивиметрию, термометрию, инклинометрию, профилеметрию.

Детальные исследования выполняются в неизученной или малоизученной части разреза и в интервалах предполагаемой продуктивности.

В поисковых скважинах на изучаемых участках - это надсолевая и подсолевая части разреза. Комплекс детальных исследований наряду с другими видами исследований (керновые данные, опробование, испытание и др.) должны обеспечить:

- расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, их привязку по глубине и абсолютным отметкам;
- детальную литологическую оценку и определение литотипа пород;
- выделение коллекторов и оценку типа ёмкостного пространства;
- оценку фильтрационных свойств;
- разделение пластов по характеру насыщения и количественную оценку флюидонасыщения;
- определение положения межфлюидных контактов.

При детальных исследованиях подсолевой части разреза комплекс ГИС должен включать БК – многозондовый, МБК, ВЭК, ГК, спектральный гамма-каротаж (СГК с выделением Th, K, U), компенсированный нейтронный каротаж (КНК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКП), время пробега упругой волны (АК), ВИКИЗ, кавернометрию, профилеметрию, резистивиметрию, термометрию, инклинометрию.

Рекомендуется комплексировать исследования CNL + FDC + ИННК в девоне. ВЭК проводится совместно с ВЭК в модификации микро- и боковых зондов (МК, БКЗ) в интервалах возможных коллекторов (4980–7000(+250) м в скв. К-1) для повышения точности.

ВИКИЗ (Высокочастотный индукционный каротаж и импедансный зонд) проводится с целью оценки нефтегазонасыщенности пород, особенно в карбонатных коллекторах (карбон-девон); выявления зон с высокой пористостью и трещиноватостью; уточнения литологического разреза при наличии глинистых прослоев и повышения точности оценки удельного сопротивления пластов с высокой минерализацией пластовых вод.

Кроме того, в целевом разрезе рекомендуется провести в поисковых скважинах широкополосный индукционный каротаж (AIT); акустический каротаж (SL); кросс-дипольный акустический каротаж; гамма-плотностной каротаж (LDT) (или ГГК-п); диэлектрический каротаж (EPT); фокусированный боковой каротаж (MSFL, LLS, LLD); гамма-спектрометрический каротаж (NGS) (K, U, Th, KTh); КНК; ядерно-магнитный резонанс (CMR); ВИКИЗ; Микросканирование стенки скважины (FMI); RFT или MDT, отбор проб на каротажном кабеле, АКЦ.

В скважине К-1 проектируется вертикальное сеймопрофилирование после бурения.

Рекомендуется перекрытие интервалов записи ГИС между зондами и методами 100–150 м между ключевыми интервалами для точной интерпретации, обеспечения плавности кривых и устранения погрешностей.

При комбинировании ГИС с керновыми и испытательными данными – не менее 50 м, что обеспечивает достоверное сопоставление каротажа и лабораторных исследований.

В интервале детальных исследований - от подошвы соли до забоя следует выполнить геолого-технологические исследования (ГТИ), включающие геологические исследования (анализ шлама), газовый каротаж (изучение газовой смеси в выходящей из скважины промывочной жидкости) и контроль параметров бурения и бурового оборудования. ГТИ послужит для уточнения интервалов отбора керна и более детальное изучение разреза. Для контроля пространственного положения ствола следует выполнять инклинометрию по мере углубления скважин. Расстояния между точками отсчёта прибором не должно превышать 20-25 м при вертикальном стволе и уменьшаться до 3-5 м в наклонной скважине. По завершению строительства скважины для оценки целостности обсадной колонны, качества цементирования и герметичности затрубного пространства выполняется комплекс ГИС, состоящий из ГК, локатора муфт (ЛМ), акустической цементометрии (АКЦ).

Рекомендуемые комплексы общих и детальных промысловогеофизических исследований в открытом стволе проектируемых скважинах приведены в таблицах 5.5.2.1-5.5.2.4.

Виды проектируемых ГИС в проектных скважинах уч.Кызылжар

Наименование работ	Масштаб записи	Интервал записи, м		
		K-1	K-101	K-102
Радиоактивный каротаж (GR, CNL, ННК, ИННК), ПС, КС (стандартный зонд), ВЭК, АК (SL) и Кавернometрия, Профилеметрия, Термометрия, Инклинометрия.	1: 500 25-50м	0-4980	0-4970	0-4960
Радиоактивный каротаж (GR, CNL, ИННК, FDC); Акустический каротаж (ВНС); Резистивиметрия (DIT); ПС, КС (стандартный зонд), БКЗ, МБК, МКЗ, ИК, Кавернometрия, Термометрия, Профилеметрия. Инклинометрия.	1:200 1:500 25-50м	4830-7000	4820-7000	4815-7000
Широкополосный индукционный каротаж (AIT); Акустический каротаж (SL); Кросс-дипольный акустический каротаж; ВЭК Гамма-плотностной каротаж (LDT); ГГК-п; Диэлектрический каротаж (EPT); Фокусированный боковой каротаж (MSFL, LLS, LLD); Гамма-спектрометрический каротаж (NGS) (K, U, Th, KTh); Ядерно-магнитный резонанс (CMR); ВИКИЗ;	1: 200	4830-7000	4820-7000	4815-7000
Микросканирование стенки скважины (FMI); RFT или MDT КНК	1:200	В интервале продуктивных пластов		
Вертикальное сейсмическое профилирование.	1:500	0-7000	нет	нет
Отбор проб на каротажном кабеле (FMT).		В интервале продуктивных пластов		
Геолого-технологические исследования и ГК.		0-7000		
Акустическая цементометрия, ОЦК	1:500 1:200	0-290 0-4980 4980-5850 5850-7000	0-900 0-4970 4970-5420 5420-7000	0-600 0-4960 4965-5420 5450-7000
Привязка интервалов отбора керна и ИПГ по ГК, ДС, Т	1:200	В соответствии с интервалами отбора керна испытаний		

Виды проектируемых ГИС в проектных скважинах уч.Жан

Наименование работ	Масштаб записи	Интервал записи, м		
		J-1	J-101	J
Радиоактивный каротаж (GR, CNL, ННК, ИННК), ПС, КС (стандартный зонд), ВЭК, АК (SL) и Кавернometрия, Профилеметрия, Термометрия, Инклинометрия.	1: 500 25-50м	30-7000	30-7000	30
Радиоактивный каротаж (GR, CNL); Акустический каротаж (ВНС); Резистивиметрия (ДИТ); ПС, КС (стандартный зонд), БКЗ, МБК, МКЗ, ИК, Кавернometрия, Термометрия, Профилеметрия. Инклинометрия.	1:500 1:200 25-50м	2590-7000	2800-7000	240
Широкополосный индукционный каротаж (AIT); Акустический каротаж (SL); Кросс-дипольный акустический каротаж; Радиоактивный каротаж (GR, CNL); Гамма-плотностной каротаж (LDT); ГТК-п; Диэлектрический каротаж (EPT); Фокусированный боковой каротаж (MSFL, LLS, LLD); Гамма-спектрометрический каротаж (NGS) (K, U, Th, KTh); ПС, КС (стандартный зонд), Кавернometрия, Профилеметрия, Термометрия.	1: 200	2590-7000	2800-7000	240
Ядерно-магнитный резонанс (CMR); ВИКИЗ; Микросканирование стенки скважины (FMII); RFT или MDT КНК	1:200	В интервале продуктивных пластов		
Отбор проб на каротажном кабеле (FMT).		В интервале продуктивных пластов		
Геолого-технологические исследования и ГК.		0-7000	0-7000	0-
Акустическая цементометрия, ОЦК	1:500 1:200	0-1150 0-2590 0-5030	0-1100 0-2800 0-5025	0-

Комплекс ГИС в проектируемых скважинах уч.Тургызба.

Наименование работ	Масштаб записи	Интервал записи, м		
		T-1	T-101	T-
Радиоактивный каротаж (GR, CNL), ПС, КС (стандартный зонд), АК (SL) и Кавернометрия, Профилеметрия, Термометрия, Инклинометрия.	1: 500 25-50м	0-2750	0-2800	0-2800
Радиоактивный каротаж (GR, CNL); Акустический каротаж (ВНС); Резистивиметрия (DIT); ПС, КС (стандартный зонд), БКЗ, МБК, МКЗ, ИК, Кавернометрия, Термометрия, Профилеметрия. Инклинометрия.	1:500 1:200 25-50м	1000-2700	1100-2800	1000-2800
Широколосный индукционный каротаж (AIT); Акустический каротаж (SL); Кросс-дипольный акустический каротаж; Радиоактивный каротаж (GR, CNL); Гамма-плотностной каротаж (LDT); ГТК-п; Диэлектрический каротаж (EPT); Фокусированный боковой каротаж (MSFL, LLS, LLD); Гамма-спектрометрический каротаж (NGS) (K, U, Th, KTh); ПС, КС (стандартный зонд), Кавернометрия, Профилеметрия, Термометрия.	1: 200	1000-2700	1100-2800	1000-2800
Ядерно-магнитный резонанс (CMR); ВИКИЗ; Микросканирование стенки скважины (FMI); RFT или MDT КНК	1:200			В интервале продуктивных пластов
Отбор проб на каротажном кабеле (FMT).				В интервале продуктивных пластов
Геолого-технологические исследования и ГК.		0-2750	0-2800	0-2800
Акустическая цементометрия, ОЦК	1:500 1:200	0-1150 0-2750	0-1220 0-2800	0-1220 0-2800
Привязка интервалов отбора керна и ИПТ по ГК, ДС, Т	1:200	1140-2750	1220-2800	1100-2800

Примечание: Комплекс геолого-геофизических исследований в скважине могут корректироваться. В проектируемых скважинах интервалы замера будут меняться.

При решении других задач, связанных с испытаниями скважины (например, в обработкой призабойной зоны, установление места прихвата НКТ, положения па-

5.5.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов

При проектировании испытаний на трубах (ИПТ) для глубоких поисковых скважин (7000(+250) м) на нефть и газ, важно учитывать высокие давления, температуры и агрессивные флюиды. Проведение ИПТ регламентируется РД 153-39.0-062-00, но испытания скважин выполняются по индивидуальному плану на каждое испытание, согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденному приказом Министра энергетики РК от 15 июня 2018 года № 239».

На Кызылкудуке и Жантае рекомендуется использовать многоразовый испытатель на трубах с гидравлическим управлением, рассчитанный на НРНТ-условия, с материалами, устойчивыми к H_2S . Если бюджет ограничен, можно использовать автономный испытатель с кварцевыми датчиками давления в памяти.

В конструкции ИПТ должны использоваться коррозионностойкие материалы (например, Inconel 718, Super 13Cr, Duplex Stainless Steel) для защиты от H_2S и CO_2 и высокопрочные элементы, рассчитанные на аномально высокие пластовые давления; устойчивые в условиях высоких температур пакеров (HNBR, Aflas или Teflon). В компоновка испытателя рекомендуются использовать:

- Двойной пакер (если интервал большой и требуется селективная изоляция)
- Обратный клапан для предотвращения выброса при разгерметизации
- Гидравлически управляемые клапаны для безопасного контроля потока
- Манометры памяти с кварцевыми датчиками для точного замера пластового давления. Предусмотреть автоматическую систему сброса давления (в случае АВПД).

Режим испытания устанавливают при планировании работ и указывают в плане по испытанию в зависимости от решаемых геологических задач, типа коллектора, ожидаемого по данным ГИРС и ГТИ насыщения и активности проявления пласта, технической оснащенности ИПТ, конструкции и состояния ствола скважины. Режим испытания корректируют в процессе выполнения технологических операций с учетом продолжительности безопасного нахождения инструмента на забое скважины.

Режим испытания включает:

- депрессию на пласт;
- время открытого и закрытого периодов испытания в цикле;
- количество циклов и соотношение продолжительности между ними при многоциклическом испытании;
- объем притока флюида.

Объект испытания ИПТ должен назначаться геологической службой Недропользователя на основании всей информации по региону, рекомендаций ГТИ и ГИС, выполненных в процессе бурения скважин, по которым оцениваются как продуктивные или возможно продуктивные:

- по нефтепроявлениям, наблюдаемым у устья циркуляции бурового раствора;
- по насыщению нефтью образцов керна или шлама;
- по результатам люминисцентного битуминологического анализа шлама или промывочной жидкости;
- по содержанию УВ газов(газокаротажу).

Интервалы с неоднозначной характеристикой насыщения должны быть испытаны ИПТ(ТНТ) с целью исключения пропуска продуктивного объекта, уточнения границ флюидных контактов.

Пласти с различным характером насыщения рекомендуется по возможности испытывать с селективным разобщением каждого интервала.

Опробования пластов в открытом стволе проводится в строгом соблюдении инструкции по испытанию скважин трубными испытателями пластов. Для повышения достоверности выделения коллектора и определения насыщенности в случае тонкого переслаивания коллекторов с плотными породами (толщиной меньше 3м) целесообразно проводить опробование по системе исследований «каротаж–ИП–каротаж».

Вскрытие возможно продуктивных горизонтов производится на полимерном растворе при параметрах, соответствующих геологическим условиям проводки скважин. Для предотвращения возможных флюидопроявлений необходимо иметь запас бурового раствора не менее одного объема скважины. После спуска и цементирования эксплуатационной колонны, производится испытание на герметичность снижением уровня и опрессовкой под давлением. Вызов притока производится сменой раствора на воду. При получении притоков флюидов, производятся исследовательские работы. При опробовании пластов с низкими дебитами необходимо провести работы по интенсификации притоков – гидроразрыв пласта, метод переменных давлений. Также рекомендуется предусмотреть возможность проведения кислотной обработки призабойной зоны и вызов притока механизированными способами до принятия решения о проведении ГРП.

Перфорация продуктивных горизонтов будет проводиться в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и мощностью перфорируемых интервалов перфораторами ПК-105, ПКО-89, ПКС-80, ПКО73, КПРУ-65 на НКТ и/или кабеле из расчета от 15 до 40 отверстий на 1 погонный метр.

Перед проведением перфорации объекта опробования проводятся каротажные исследования интервала (100 м) методом ГК с целью привязки интервала перфорации к разрезу, а также ЛПО и термометрию после перфорации для проверки местонахождения перфорационных отверстий.

Между исследованиями открытого ствола и испытаниями в колонне – не менее 100–150 м для исключения пропусков зон возможной продуктивности и учета возможных погрешностей при спуске ОК.

Исследования скважин

Гидродинамические исследования скважин выполняются с учетом состояния эксплуатационной колонны и точного определения искусственного забоя. Комплекс исследований включает:

- замер начального пластового давления;
- определение забойного давления (депрессии) и температуры;
- определение продуктивности скважины методом установившихся отборов;
- замеры дебитов нефти, газа и воды, газовый фактор;
- отбор глубинных и поверхностных проб.

В зависимости от характера притока флюидов из скважины, применяют фонтанный метод исследований или метод свабирования. В случае фонтанирования производится определение пластового давления в начале и в конце опробования, замер дебитов флюидов, забойных давлений и температуры на нескольких режимах.

На всех режимах отбираются глубинные пробы, определяются механические примеси. По результатам исследования строят кривую притока и определяют коэффициент продуктивности скважин.

Опробование осуществляется методом свабирования или аэрации, производится комплекс исследовательских работ: замер дебитов флюидов на каждом режиме, забойного и пластового давления, отбор поверхностных и глубинных проб. После проведения всех видов исследований, устанавливается цементный мост с целью перехода к следующему объекту.

Время испытания может составлять до 90 дней для каждого продуктивного пласта (объекта в скважине) или объединенных в один объект испытания группы продуктивных пластов с проведением комплекса промыслового-геологических и гидродинамических исследований по каждому объекту испытания.

При каждом открытии новой залежи (совокупности залежей) недропользователь в течение месяца со дня такого открытия направляет в уполномоченный орган по изучению недр заявление о подтверждении обнаружения. Недропользователь в течение месяца со дня подтверждения обнаружения уполномоченным органом по изучению недр обязан письменно уведомить об этом компетентный орган и начать разработку дополнения к проекту разведочных работ, предусматривающего проведение работ по оценке.

В таблицах 5.5.3.1-5.5.3.3 приведены проектные интервалы опробования в открытом стволе и эксплуатационной колонне, приуроченные к предполагаемым продуктивным горизонтам, который будет уточняться по результатам промыслового-геофизических исследований.

Таблица 5.5.3.1

Предполагаемые интервалы перфорации в скважинах уч. Кызылкудук

Геологический возраст, литология	Интервалы испытания объектов			Способ вскрытия, количество отверстий на 1 пог/м	Испытания в открытом стволе, ИПТ
	K-1	K-101	K-102		
P1, терригенные	5050-5080 5300-5330	4970-5000, 5050-5080, 5100-5130, 5300-5330.	4980-5010, 5050-5080, 5100-5130, 5300-5330.	прострел произвести на НКТ перфоратором типов "Predator" - 4 $\frac{1}{2}$ или НХМ 4505-4 $\frac{1}{2}$ прорывной мощностью не менее 1400мм по 14-16 отверстий	Многоразовый испытатель на трубах (ИТТ) с полноразмерным открытием (e.g., типа Halliburton DST, Schlumberger CHAMP) или разовый испытатель
C2, терригенные	5440-5470 5500-5530	5420-5450, 5850-5880.	5450-5480, 5850-5880.		
C2+1, карбонаты	5850-5880 5930-5960 всего 180м.	5830-5860, <u>5970-7000</u> всего 240м.	5880-5910, <u>5970-7000</u> всего 240м.		

Таблица 5.5.3.2

Предполагаемые интервалы перфорации в скважинах уч. Жантай

Геологический возраст, литология	Интервалы испытания объектов			Способ вскрытия, количество отверстий на 1 пог/м	Испытания в открытом стволе, ИПТ
	J-1	J-101	J-102		
P1, терригенные	5100-5130	5025-5055, 5200-5230 5300-5330 5400-5430	5150-5180, 5250-5270, 5300-5330, 5400-5430, 5500-5530, 5600-5630.		
C2, терригенные	5685-5715 5850-5880 всего 180м.	5700-5730, 5850-5880, 5970-7000. всего 240м.	5740-5770, 5850-5880, 5970-7000 всего 240м.	прострел производится на НКТ перфоратором типов "Predator" - 4 1/2 или НХМ 4505-4 1/2 пробивной мощностью не менее 1400мм по 14-16 отверстий	
C2, карбонаты					Многоразовый испытатель на трубах (ИПТ) с полноразмерным открытием (e.g., типа Halliburton DST, Schlumberger CHAMP) или разовый испытатель

Таблица 5.5.3.3

Предполагаемые интервалы перфорации в скважинах на уч. Тургубза

Геологически й возраст, литология	Интервалы испытания объектов			Способ вскрытия, количество отверстий на 1 пог/м	Испытания в открытом стволе, ИПТ
	T-1	T-101	T-102		
K ₁ , терригенные	1500-1530, 1670-1700,	1500-1530, 1600-1630, 1700-1730.	1400-1430, 1500-1530, 1670-1700.	прострел производится на НКТ перфоратором типов "Predator" - 4 1/2 или НХМ 4505-4 1/2 пробивной мощностью не менее 1400мм по 14-16 отверстий	Многоразовый испытатель на трубах (ИТГ) с полноразмерным открытием (e.g., типа Halliburton DST, Schlumberger CHAMP) или разовый испытатель
J ₂ , терригенные	2000-2030, 2100-2130	2100-2130, 2200-2230, 2300-2330.	2000-2030, 2100-2130, 2200-2230.		
PT, терригенные	2400-2430, <u>2500-2530</u> всего 180м.	2500-2530 2580-2610 2680-2710 всего 270м.	2500-2530, <u>2570-2600</u> всего 240м		

5.5.4 Лабораторные исследования

Образцы пород, отобранные колонковым снарядом, подвергаются комплексным исследованиям, с целью стратиграфического расчленения и изучения литолого-фациальных особенностей пород, определения физико-химических свойств пластовых флюидов и фильтрационно-емкостных, механических, акустических свойств пород. Образцы шлама описываются на буровой. По ним контролируется литология и признаки нефтегазоносности разбуриваемых интервалов.

Необходимо предусмотреть биостратиграфический и литологический анализ шлама в лаборатории. Кроме того, предусмотрен анализ вод для определения минерализации и гидрохимического состава и содержания микрокомпонентов.

Проектом предусматривается следующий комплекс исследований керна и проб нефти, газа, воды по скважинам Кызылкудук, Жантай и Тургубза (таблица 5.5.4.1).

Таблица 5.5.4.1

Предполагаемый комплекс исследований образцов керна и флюидов

№№	Наименование исследований	Единица измерения	Количество образцов керна		
			K-1, K-101, K-102	J-1, J-101, J-102	T-1, T-101, T-102
1	Макроописание керна, шлама	образец	весь отобранный объем		
2	Литолого-минералогический анализ (определение гранулиметрического состава, плотности, карбонатности, глинистости и др.)	образец	500	500	200
3	Определение пористости (общей и эффективной)	образец	500	500	200
4	Определение проницаемости	образец	500	500	200
5	Определение нефтегазонасыщенности	образец	500	500	200
6	Споро-пыльцевой анализ	образец	20	20	10
7	Микрофаунистический анализ	образец	30	30	10
8	Определение удельного электрического сопротивления пород	образец	100	100	50
9	Изучение акустических свойств пород	образец	100	100	50
10	Петрографический анализ (шлифы, тонкие срезы)	образец	100	100	50
11	Электронно-микроскопический анализ (структура порового пространства)	образец	100	100	50
12	Физико-механические свойства пород (прочность на одноосное сжатие, предел прочности при растяжении, деформационные свойства (модуль упругости, коэффициент Пуассона) и др.)	образец	50	50	20
13	Флюидные исследования (химический анализ воды - анионы, катионы, минерализация, pH; анализ нефти и газ-фракционный состав, ПВТ-исследования, вязкость, плотность; определение растворённого газа; анализ солеотложения и коррозионных свойств)	проба	Флюидные пробы – не менее 5-10 проб нефти/газа/воды из различных интервалов		
14	Геохимические исследования (органический углерод (TOC); пиролитический анализ (Rock-Eval); хромато-масс-спектрометрия (биомаркеры); изотопный анализ углеводородов	проба	5-10		

Примечание: Комплекс исследований образцов и анализ нефти, газа и воды будет корректироваться.

5.6 Характеристика промывочной жидкости

В целях предотвращения осложнений ствола скважины и недопущения нефтегазоводопроявлений, проводка их будет осуществлена на качественном буровом растворе, обработанном химреагентами. Требования, предъявляемые к буровым растворам следующие:

1. предупреждать дифференциальные прихваты бурильных труб снижением водоотдачи, образованием тонкой, практически непроницаемой глинистой корки, введением эффективной смазочной добавки;
2. обеспечивать стойкость к коррозии и сероводородной агрессии;
3. обеспечивать защиту и минимальное воздействие на окружающую среду и недр в районе буровых работ;
4. обеспечивать сохранение естественной проницаемости за счет предотвращения поступления твердой фазы и ограничения глубины проникновения фильтрата в продуктивный пласт. Для предотвращения образования в продуктивном коллекторе эмульсий необходимо использовать буровой раствор совместимый с пластовым флюидом.

В таблице 5.6.1 приведены рекомендуемые типы и состав буровых растворов для поинтервальной проводки скважины **К-1 на площади Кызылкудук**, наиболее подходящими являются ингибиованный полимерный хлоркалиевый и ингибиованный термостойкий раствор на водной основе.

Интервал 0–50 м – бурение под направление Ø473,08 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $p = 1100–1180 \text{ кг}/\text{м}^3$. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе активных глинистых отложений, а также песчаников.

Интервал 50–290 м – бурение под кондуктор Ø339,72 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $p = 1180–1200 \text{ кг}/\text{м}^3$. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе глинистых отложений, песков и песчаников. Переход глин в раствор могут привести к увеличению содержания коллоидных составляющих в буровом растворе, что может привести к определенным осложнениям, т.е. несвоевременная очистка бурового раствора может привести к сальникообразованию, что, в свою очередь, может привести к увеличению давления ЭЦП в затрубе и размыту ствола скважины, при гидроразрыве пород и последующем поглощении возможен дифференциальный прихват бурильной колонны.

Для предупреждения осложнений рекомендуется производить контрольные СПО каждые 150-250 м бурения (в зависимости от скорости бурения). В местах возможных мест затяжек/посадок и сужений, необходимо осуществлять контрольные СПО (КСПО), промывки, проработки с регулируемым режимом.

Интервал 290–4980 м – бурение под 1-ую промежуточную колонну Ø250,83-244,5 мм. Бурение данного интервала рекомендуется производить при плотности бурового раствора $p = 1700–1990 \text{ кг}/\text{м}^3$. Горные породы интервала

характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе активных глинистых отложений и соленосных отложений. Возможен размыв ствола скважины, сальникообразование, увеличение давления в затрубе, соответственно, возможен дифференциальный прихват бурильной колонны.

Для предупреждения осложнений рекомендуется производить контрольные спускоподъемные операции (КСПО) через каждые 150–250 м бурения (в зависимости от скорости бурения). В местах возможных затяжек/посадок и сужений, необходимо осуществлять КСПО, промывки, проработки с регулируемым режимом. При появлении первичных затяжек/посадок или повышенного момента увеличить время промывки перед наращиванием, произвести прокачку ВУС. Если затяжки/посадки не прекращаются, произвести внеплановую шаблонировку ствола скважины до свободного хождения инструмента. Максимально уменьшить время нахождения инструмента без движения на забое.

Для наилучшего выноса шлама и препятствия его скопления на стенках скважины необходимо периодически прокачивать tandemы низко- и высоковязких пачек.

Периодически разбавлять свежим буровым раствором и запустить центрифуги для поддерживания необходимого параметров бурового раствора.

Интервал 4980–7000(±250) м – бурение под эксплуатационную колонну Ø177,8 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $p = 1900–1920 \text{ кг/м}^3$. Из-за наличия зон разуплотнения прогнозируется поглощение бурового раствора и возможны газонефтоводопроявления.

В качестве наиболее перспективной, рекомендуется использование термостойких систем буровых растворов на водной основе. Подобные растворы отличаются хорошо регулируемой вязкостью, плотностью, обладают достаточной стабильностью, малым отстоем и фильтрации. Обеспечение сходства внешней среды этих растворов с флюидом пласта делает такие растворы нейтральными по отношению к матрице пласта и цементу породы, что не ухудшает фильтрационных характеристик прискважинной зоны пласта (ПЗП).

Резервный вариант

Интервал 4980–5440 м – бурение под эксплуатационную колонну (надставка) Ø177,8 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $p = 1900–1920 \text{ кг/м}^3$.

В качестве наиболее перспективной, рекомендуется использование термостойких систем буровых растворов на водной основе. Подобные растворы отличаются хорошо регулируемой вязкостью, плотностью, обладают достаточной стабильностью, малым отстоем и фильтрации. Обеспечение сходства внешней среды этих растворов с флюидом пласта делает такие растворы нейтральными по отношению к матрице пласта и цементу породы,

что не ухудшает фильтрационных характеристик прискважинной зоны пласта (ПЗП).

Интервал 5440-7000(+250) м – бурение под эксплуатационная колонна «хвостовик» Ø114,3 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $p = 1700\text{--}1890 \text{ кг/м}^3$. Из-за наличия зон разуплотнения прогнозируется поглощение бурового раствора и возможны газонефтоводопроявления. Ожидается высокая температура, возможно наличие сероводорода. Ниже в таблице представлены прогнозные показатели.

В таблице 4.19 приведены рекомендуемые типы и состав буровых растворов для поинтервальной проводки скважины **J-1 на площади Жантай**, наиболее подходящими являются ингибиционный полимерный хлоркалиевый и ингибиционный термостойкий раствор на водной основе.

Интервал 0–50 м – бурение под направление Ø630 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $p = 1100\text{--}1180 \text{ кг/м}^3$. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе активных глинистых отложений, а также песчаников

Интервал 0–1150 м – бурение под кондуктор Ø473,08 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $p = 1180\text{--}1210 \text{ кг/м}^3$. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе активных глинистых отложений, а также песчаников.

Интервал 1150–2590 м – бурение под 1-ую промежуточную колонну Ø339,72 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $p = 1210\text{--}1320 \text{ кг/м}^3$. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе глинистых отложений, песков и песчаников. Переход глин в раствор могут привести к увеличению содержания коллоидных составляющих в буровом растворе, что может привести к определенным осложнениям, т.е. несвоевременная очистка бурового раствора может привести к сальникообразованию, что, в свою очередь, может привести к увеличению давления ЭЦП в затрубе и размыву ствола скважины, при гидроразрыве пород и последующем поглощении возможен дифференциальный прихват бурильной колонны.

Для предупреждения осложнений рекомендуется производить контрольные СПО каждые 150-250 м бурения (в зависимости от скорости бурения). В местах возможных мест затяжек/посадок и сужений, необходимо осуществлять контрольные СПО (КСПО), промывки, проработки с регулируемым режимом.

Интервал 2590–5030 м – бурение под 2-ую промежуточную колонну Ø250,83 мм. Бурение данного интервала рекомендуется производить при плотности бурового раствора $p = 1700\text{--}1990 \text{ кг/м}^3$. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе активных глинистых отложений и соленосных отложений. Возможен размыв ствола скважины, сальникообразование, увеличение давления в затрубе, соответственно, возможен дифференциальный прихват бурильной колонны.

Для предупреждения осложнений рекомендуется производить контрольные спускоподъемные операции (КСПО) через каждые 150–250 м бурения (в зависимости от скорости бурения). В местах возможных затяжек/посадок и сужений, необходимо осуществлять КСПО, промывки, проработки с регулируемым режимом. При появлении первичных затяжек/посадок или повышенного момента увеличить время промывки перед наращиванием, произвести прокачку ВУС. Если затяжки/посадки не прекращаются, произвести внеплановую шаблонировку ствола скважины до свободного хождения инструмента. Максимально уменьшить время нахождения инструмента без движения на забое.

Для наилучшего выноса шлама и препятствия его скопления на стенках скважины необходимо периодически прокачивать tandemы низко- и высоковязких пачек.

Периодически разбавлять свежим буровым раствором и запустить центрифуги для поддерживания необходимого параметров бурового раствора.

Интервал 5030–7000(±250) м – бурение под эксплуатационную колонну Ø177,8 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $p = 1900–1920 \text{ кг/м}^3$. Из-за наличия зон разуплотнения прогнозируется поглощение бурового раствора и возможны газонефтоводопроявления.

В качестве наиболее перспективной, рекомендуется использование термостойких систем буровых растворов на водной основе. Подобные растворы отличаются хорошо регулируемой вязкостью, плотностью, обладают достаточной стабильностью, малым отстоем и фильтрации. Обеспечение сходства внешней среды этих растворов с флюидом пласта делает такие растворы нейтральными по отношению к матрице пласта и цементу породы, что не ухудшает фильтрационных характеристик прискважинной зоны пласта (ПЗП).

Резервный вариант

Интервал 5030–5685 м – бурение под эксплуатационную колонну (надставка) Ø177,8 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $p = 1900–1920 \text{ кг/м}^3$.

В качестве наиболее перспективной, рекомендуется использование термостойких систем буровых растворов на водной основе. Подобные растворы отличаются хорошо регулируемой вязкостью, плотностью, обладают достаточной стабильностью, малым отстоем и фильтрации. Обеспечение сходства внешней среды этих растворов с флюидом пласта делает такие растворы нейтральными по отношению к матрице пласта и цементу породы, что не ухудшает фильтрационных характеристик прискважинной зоны пласта (ПЗП).

Интервал 5685–7000(±250) м – бурение под эксплуатационная колонна «хвостовик» Ø114,3 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $p = 1700–1890 \text{ кг/м}^3$. Из-за наличия зон

разуплотнения прогнозируется поглощение бурового раствора и возможны газонефтоводопроявления. Ожидается высокая температура, возможно наличие сероводорода. Ниже в таблице представлены прогнозные показатели.

В таблице 5.6.1 приведены рекомендуемые типы и состав буровых растворов для поинтервальной проводки скважины **Т-1 на площади Тургузба**, наиболее подходящими являются ингибионный полимерный хлоркалиевый и ингибионный термостойкий раствор на водной основе.

Интервал 0–50 м – бурение под направление $\varnothing 339,72$ мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $p = 1100–1180$ кг/м³. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе активных глинистых отложений, а также песчаников

Интервал 50–1150 м – бурение под кондуктор $\varnothing 244,5$ мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $p = 1180–1210$ кг/м³. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе активных глинистых отложений, а также песчаников.

Интервал 1150–2750 м – бурение под эксплуатационную колонну $\varnothing 177,8$ мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $p = 1210–1260$ кг/м³. Из-за наличия зон разуплотнения прогнозируется поглощение бурового раствора и возможны газонефтоводопроявления.

В качестве наиболее перспективной, рекомендуется использование систем буровых растворов на водной основе. Подобные растворы отличаются хорошо регулируемой вязкостью, плотностью, обладают достаточной стабильностью, малым отстоем и фильтрации. Обеспечение сходства внешней среды этих растворов с флюидом пласта делает такие растворы нейтральными по отношению к матрице пласта и цементу породы, что не ухудшает фильтрационных характеристик прискважинной зоны пласта (ПЗП).

Таблица 5.6.1

Рекомендуемые характеристики промывочной жидкости проектной скважины К-1 на площади Кызылкудук

Интервал, м		Плотность раствора, кг/м ³	Рекомендуемые типы буровых растворов	Примерный состав буровых растворов
от	до			
0	50	1100–1180	Ингибиционный KCL полимерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота.
50	290	1180–1210	Ингибиционный KCL полимерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Асфальтен, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота.
290	4980	1700–1990	Соленасыщенный NaCL полимерный	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Оксид цинка, ЧГПАА, Аттапульгит, NaCL, утяжелитель, бикарбонат натрия, лимонная кислота.
4980	7000 (±250)	1900–1920	Ингибиционный полимерный, термостойкий	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Асфальтен, Оксид цинка, Аттапульгит, Термостабилизатор, бикарбонат натрия, лимонная кислота, утяжелитель.
Резервный вариант				
4980	5850	1900 –1920	Ингибиционный полимерный, термостойкий	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Асфальтен, Оксид цинка, Аттапульгит, Термостабилизатор, бикарбонат натрия, лимонная кислота, утяжелитель.
5850	7000 (±250)	1700-1890	Ингибиционный полимерный, термостойкий	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Асфальтен, Оксид цинка, Аттапульгит, Термостабилизатор, утяжелитель.

Таблица 5.6.2

Рекомендуемые характеристики промывочной жидкости проектной скважины J-1 на площади Жантай

Интервал, м		Плотность раствора, кг/м ³	Рекомендуемые типы буровых растворов	Примерный состав буровых растворов	
от	до				
0	50	1100–1180	Ингибированный KCL полимерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота.	
50	1150	1180–1210	Ингибированный KCL полимерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Асфальтен, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота.	
1150	2590	1210–1260	Соленасыщенный NaCL полимерный	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Оксид цинка, ЧГПАА, Аттапульгит, NaCL, утяжелитель, бикарбонат натрия, лимонная кислота.	
2590	5030	1700–1990	Соленасыщенный NaCL полимерный	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Оксид цинка, ЧГПАА, Аттапульгит, NaCL, утяжелитель, бикарбонат натрия, лимонная кислота.	
5030	7000 (±250)	1900–1920	Ингибированный полимерный, термостойкий	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Асфальтен, Оксид цинка, Аттапульгит, Термостабилизатор, бикарбонат натрия, лимонная кислота, утяжелитель.	
5030	5685	1900 –1920	Ингибированный полимерный, термостойкий	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Асфальтен, Оксид цинка, Аттапульгит, Термостабилизатор, бикарбонат натрия, лимонная кислота, утяжелитель.	
5685	7000 (±250)	1700-1890			

Таблица 5.6.3

Рекомендуемые характеристики промывочной жидкости проектной скважины Т-1 на площади Тургубза

Интервал, м		Плотность раствора, кг/м ³	Рекомендуемые типы буровых растворов	Примерный состав буровых растворов
от	до			
0	50	1100–1180	Ингибиционный KCL полимерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжигатель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота.
50	1150	1180–1210		
1150	2750	1210–1260		

5.7 Обоснование типовой конструкции скважин

Выбор типовой конструкции скважин является одним из важнейших мероприятий для обеспечения безопасной проводки проектных скважин в зависимости от горно-геологических условий вскрываемого разреза, надежного разобщения пластов и максимального соблюдения правил охраны недр при строительстве скважин и разработке месторождений.

Конструкция скважины представляет собой комплекс данных о ее глубине, числе обсадных колонн, их наружных диаметрах и глубинах спуска, диаметрах долот для бурения ствола под каждую из колонн, о глубинах интервалов цементирования заколонного пространства.

Конструкция скважины должна обеспечить:

- устойчивость стенок ствола скважины;
- надежное разобщение различных пластов в разрезе;
- возможность спуска в скважину оборудования, необходимого для подъема на поверхность жидкости или газа;
- надежную связь скважины с продуктивным пластом.

В соответствии с действующими нормативно-методическими документами, исходя из геологической характеристики разреза, с учетом назначения скважин, проектной глубины и методов воздействия на пласт, способов эксплуатации скважин, а также многолетнего опыта строительства предусмотрена нижеследующая конструкция скважин

Для независимой скважины К-1 на площади Кызылкудук

Направление Ø473,08 мм рекомендуется спустить до глубины 50 м для перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, предохранение устья от размыва буровым раствором, создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе. Цементируется до устья.

Кондуктор Ø339,72 мм рекомендуется спустить до глубины 290 м для перекрытия отложений пермотриаса, а также для безопасного углубления скважины до глубины спуска следующей колонны. Цементируется до устья. Устанавливается ПВО.

Промежуточная колонна Ø250,83x244,5 мм рекомендуется спустить до глубины 4980 м для перекрытия соленосных отложений, где ожидаются прихват или провалы бурового инструмента, а также возможны осложнения, связанные с газо-нефте- и водопроявлениями. Цементируется до устья. Устанавливается ПВО.

Эксплуатационную колонну Ø177,8 мм рекомендуется спустить до глубины 7000(±250) м для испытания (освоения) продуктивных горизонтов. Цементируется до устья 2-я ступенями с применением МСЦ.

Резервный вариант

Эксплуатационную колонну Ø177,8 мм с надставкой рекомендуется спустить на глубины 5440 м в виде хвостовика с подвеской на глубине 4880

м с помощью расширяющейся подвески хвостовика внутри предыдущей колонны для перекрытия подсолевых отложений нижней Перми и верхней части нижнего Карбона, а также для испытания (освоения) продуктивных горизонтов с подъемом цемента на всю длину. После доведения скважины до проектной глубины и спуска Ø114,3мм колонны наращивается до устья спуском второй секции (надставки). Цементируется на всю длину 0–4880 м.

Эксплуатационный хвостовик Ø114,3 мм рекомендуется спустить до глубины 7000(±250) м для перекрытия отложений нижнего карбона и верхнего девона, а также для испытания (освоения) продуктивных горизонтов. Цементируется на всю длину 5340–7000(+250) м.

Примечание: Резервный вариант предусматривается в случае возникновения осложнений в виде поглощений бурового раствора, осипей и обвалов стенок скважины, сужений ствола скважины и т.д. при бурении под экс. колонной 177,8 мм во избежание возникновения возможной критической ситуации, грозящей потерей скважины.

Обсадные трубы и их соединения выбираются исходя из геологотехнических условий строительства и эксплуатации скважины, а также с учетом опыта строительства и испытания сверхглубоких скважин на аналогичных структурах.

В связи с ожиданием АВПД при вскрытии артинского – асельского яруса и проявлением сероводорода (H₂S), для промежуточной колонн, эксплуатационной колонны и хвостовика рекомендуется применения обсадных труб сероводородостойкого исполнения с премиальным соединением.

Для повышения надежности изоляции и разобщения продуктивных и водоносных горизонтов в открытой части ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы, а также скребки в интервале перфорации. Перед входом и выходом из каверн устанавливаются турбулизаторы. Для улучшения качества крепления в цементный раствор под эксплуатационную колонну вводится понизитель водоотдачи, понизитель вязкости.

Диаметр эксплуатационной колонны принимается исходя из назначения скважины. Диаметры направления, кондуктора и промежуточных колонн проектируются исходя из минимально-допустимых зазоров, обеспечивающих беспрепятственный спуск и качественное цементирование обсадных колонн.

Для надежной изоляции пластов и предотвращения коррозии труб предусматривается подъем цемента за колоннами производить до устья скважины.

Таблица 5.7.1

Рекомендуемая конструкция скважины К-1 на площади Кызылкудук

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м
	долото	колонна	
1	2	3	4
Направление	558,8	473,08	50
Кондуктор	444,5	339,72	290
Промежуточная	311,15	250,83x244,5	4980
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	7000(+250)
Резервный вариант			
Эксплуатационная колонна (надставка)	215,9	177,8	4980-5440
<u>Эксплуатационный хвостовик</u>	149,2	114,3	5440-7000 (± 250)

Для независимой скважины J-1 на площади Жантай

Направление Ø630,0 мм рекомендуется забить до глубины 50 м для перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, предохранение устья от размыва буровым раствором, создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

Кондуктор Ø473,08 мм рекомендуется спустить до глубины 1150 м для перекрытия неустойчивых горных пород, изоляции водоносных пластов, насыщенных пресной водой. Цементируется до устья. Устье скважины оборудуется ПВО.

1-ая промежуточная колонна Ø339,72 мм рекомендуется спустить до глубины 2590 м для перекрытия отложений мела, юры и пермотриаса, а также для безопасного углубления скважины до глубины спуска следующей колонны. Цементируется до устья. Устанавливается ПВО.

2-ая промежуточная колонна Ø250,83 мм рекомендуется спустить до глубины 5030 м для перекрытия соленосных отложений, где ожидаются прихват или провалы бурового инструмента, а также возможны осложнения, связанные с газо-нефте- и водопроявлениями. Цементируется до устья. Устанавливается ПВО.

Эксплуатационную колонну Ø177,8 мм рекомендуется спустить до глубины 7000(+250) м для перекрытия отложений верхнего девона, а также для испытания (освоения) продуктивных горизонтов. Цементируется до устья 2-я ступенями с применением МСЦ.

Резервный вариант

Эксплуатационную колонну Ø177,8 мм с надставкой рекомендуется спустить на глубины 5685 м в виде хвостовика с подвеской на глубине 4930 м с помощью расширяющейся подвески хвостовика внутри предыдущей колонны для перекрытия подсолевых отложений нижней Перми и верхней части нижнего Карбона, а также для испытания (освоения) продуктивных горизонтов с подъемом цемента на всю длину. После доведения скважины до проектной глубины и спуска Ø114,3мм колонны наращивается до устья спуском второй секции (надставки). Цементируется на всю длину 0–4930 м.

Эксплуатационный хвостовик Ø114,3 мм рекомендуется спустить до глубины 7000(+250) м для перекрытия отложений нижнего карбона и верхнего девона, а также для испытания (освоения) продуктивных горизонтов. Цементируется на всю длину 5585–7000 (+250) м.

Примечание: Резервный вариант предусматривается в случае возникновения осложнений в виде поглощений бурового раствора, осипей и обвалов стенок скважины, сужений ствола скважины и т.д. при бурении под экс. колонной 177,8 мм во избежание возникновения возможной критической ситуации, грозящей потерей скважины.

Обсадные трубы и их соединения выбираются исходя из геологотехнических условий строительства и эксплуатации скважины, а также с учетом опыта строительства и испытания сверхглубоких скважин на аналогичных структурах.

В связи с ожиданием АВПД при вскрытии артинского – ассельского яруса и проявлением сероводорода (H2S), для промежуточных колонн, эксплуатационной колонны и хвостовика рекомендуется применения обсадных труб сероводородостойкого исполнения с премиальным соединением.

Таблица 5.7.2

Рекомендуемая конструкция скважины J-1 на площади Жантай

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м
	долото	колонна	
1	2	3	4
Направление	Забивная	630,0	50
Кондуктор	558,8	473,08	1150
1-ая Промежуточная колонна	406,4	339,72	2590
2-ая Промежуточная колонна	311,15	250,83	5030
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	7000 (+250)
Резервный вариант			
Эксплуатационная колонна (надставка)	215,9	177,8	4930-5685
Эксплуатационный хвостовик	149,2	114,3	5585-7000 (+250)

Для независимой скважины Т-1 на площади Тургубза

Направление Ø339,72 мм рекомендуется забить до глубины 50 м для перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, предохранение устья от размыва буровым раствором, создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

Кондуктор Ø244,5 мм рекомендуется спустить до глубины 1150 м для перекрытия неустойчивых горных пород, изоляции водоносных пластов, насыщенных пресной водой. Цементируется до устья. Устье скважины оборудуется ПВО.

Эксплуатационную колонну Ø177,8 мм рекомендуется спустить до глубины 2590 м для испытания (освоения) продуктивных горизонтов. Цементируется до устья 2-я ступенями с применением МСЦ.

Таблица 5.7.3

Рекомендуемая конструкция скважины Т-1 на площади Тургубза

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м
	долото	колонна	
1	2	3	4
Направление	406,4	339,72	50
Кондуктор	311,15	244,5	1150
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	2590

5.8 Оборудование устья скважин

С целью недопущения нефтегазоводопроявления и открытого фонтанирования устья скважины оборудуется устьевым и противовыбросовым оборудованием (ПВО). Оборудование устья скважин должно осуществляться с использованием колонных головок различных конструкций по схемам, утвержденным для конкретной скважины.

Конструкция устья скважины и колонных головок при этом должны обеспечивать:

- жесткую и герметичную обвязку всех обсадных колонн, выходящих на устье скважины;
- подвеску с расчетной натяжкой промежуточных и эксплуатационных колонн, обеспечивающую компенсацию температурных деформаций на всех стадиях работы скважины (колонны);
- возможность контроля флюидопроявлений за обсадными колоннами;
- возможность управления скважиной при ликвидации газонефтоводопроявлений и аварийном глушении в процессе бурения и крепления.

Критериями выбора ПВО являются максимальное давление, возникающее на устье скважины при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом при закрытом превенторе и диаметры проходных отверстий превенторов, позволяющих нормально вести углубление скважины или проводить в ней любые работы.

Монтаж противовыбросового оборудования следует осуществлять согласно типовой схеме. Типовая схема должна разрабатываться буровым подрядчиком, согласовываться с заказчиком, с аварийно спасательной службой (АСС) и утверждаться техническим руководителем. Схемы необходимо пересматривать один раз в три года и в случае технологических и конструкторских изменений согласовывать и утверждать в установленном порядке.

Ниже в таблице 5.8.1-5.8.2 приведена спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).

Таблица 5.8.1

Оборудование устья для подсолевых скважин

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, Мпа
номер в порядке спуска	название					
2	Кондуктор	32	ОКК3-105 178x250x340x473 К3 ОП-32- 480/80x21 ПУГ 480x21 -1шт ППГ 480x21-1шт	ГОСТ 30196-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 1 1 1	105,0 21,0 21,0 21,0
3	1-я промежуточная	67	ОП-67- 350x70 К3 ПУГ 350x35 К3-1шт ППГ 350x70 К3-1к-т (спаренный)* ППГ 350x70 К3-1шт	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 1 1 1	70,0 35,0 70,0 70,0
4	2-я промежуточная	67	ОП-67- 280x105 К3 ПУГ 280x70 К3-1шт ППГ 280x105 К3-1к-т (спаренный)* ППГ 280x105 К3-1шт	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 1 1 1	105,0 70,0 105,0 105,0
5	Экс. колонна		АФК6Д 80/65x105 К3	ГОСТ 13846-2003	1	105,0
Резервный вариант						
5	Экс. колонна	67	ОП-67- 280x105 К3 ПУГ 280x70 К3-1шт ППГ 280x105 К3-1к-т (спаренный)* ППГ 280x105 К3-1шт АФК6Д 80/65x105 К3	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13846-2003	1 1 1 1 1	105,0 70,0 105,0 105,0 105,0
6	Экс. хвостовик		АФК6Д 80/65x105 К3	ГОСТ 13846-2003	1	105,0

Таблица 5.8.2

Оборудование устья для надсолевых скважин

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, Мпа
номер в порядке спуска	название					
2	Кондуктор	32	ОКК-35 178x245 ОП-43- 350/80x35 ПУГ 350x35 -1шт ППГ 350x35-1шт	ГОСТ 30196-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 1 1 1	35,0 35,0 35,0 35,0
5	Экс. колонна		АФК 65/65x35	ГОСТ 13846-2003	1	35,0

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

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

В настоящее время радиактивные виды каротажа являются обязательным методом при комплексном изучении скважин.

Гамма-каротаж проводится в скважине до обсадки ее колоннами.

В соответствии с существующими требованиями в данном «Проекте разведочных работ на участке Кульсары» предусматривается производство гамма-каротажных работ со 100 % охватом запроектированного метража бурения, контрольный (повторный) каротаж с 10 % охватом от общего метража бурения. Относительно повышенной радиоактивностью в разрезе скважин обладают глинистые, углефицированные породы юрско-триасовых и нижнепермских отложений.

Кроме того, предусмотрен отбор проб воды для определения водорастворенных солей урана и радия.

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 верхней части (надсолевой) разреза, в случае обнаружения притоков какой-либо из перечисленных вод произвести анализы на соответствие ГОСТам.

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

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ

По результатам переобработки и интерпретации сейсмических исследований МОГТ ЗД (2010г) должен быть составлен отчет по стандартам инструкции № 419 «Об утверждении форм отчетов по геологическому изучению недр» (Приказ и.о. Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31 мая 2018 года. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 13 июня 2018 года № 17050) с обновлениями от 25.08.2020г. Отчет должен пройти все необходимые процедуры рецензирования, защищен в МД «Запказнедра» и сдан в территориальный (г.Актобе) и республиканские фонды НГС (г.Астана).

По результатам переобработки и интерпретации сейсмических материалов ЗД должны быть уточнены местоположения и объем поискового бурения. В случае кардинальных изменений настоящих проектных решений, должно быть составлено Дополнение к настоящему Проекту с прохождением требуемых процедур.

При бурении скважин должна непрерывно вестись геологическая документация от начала до завершения их строительства. Документы, предшествующие бурению скважин: -акты о заложении скважины с выkopировкой из структурной карты, проектным геолого-геофизическим профилем, на которых обозначено местоположение скважин; -геолого-технический наряд; -акт о переносе проектной скважины в натуру. На бурящуюся скважину заводится дело, включающее в себя: -журнал описания керна и шлама; -журнал регистрации образцов, отобранных на различные виды анализов с указанием организации исполнителя, времени отправления образцов, папка с результатами всех видов анализов керна, воды, нефти, газа; -геолого-технический журнал, отражающий условия проводки скважины, изменение режима бурения, параметров промывочной жидкости, интервалы поглощений, обвалов, газопроявлений.

Перечень документов, составляющих дело скважины, должен включать все виды первичной документации, отражающей процесс бурения и опробования скважины. По завершению производства работ на основе систематизации, анализа геолого-геофизической информации, интерпретации материалов ГИС, обобщения данных лабораторных исследований керновых данных, пластовых флюидов, газового каротажа, результатов промысловых исследований, технико-технологических условий проводки скважин будут получены новые данные о геологическом строении исследуемого объекта.

При подтверждении наличия залежей с прогнозируемыми запасами УВ составляется оперативный подсчет запасов, с дальнейшим вводом в пробную эксплуатацию.

8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УВС

Ликвидация последствий разведки углеводородов по окончанию разведочных работ (в пределах геологического отвода) на участке Кулсары будет производиться по следующим направлениям:

- физическая ликвидация скважин с установкой цементных мостов;
- оборудование устья скважин (установка тумб и реперов);
- демонтаж наземного и подземного оборудования скважин и коммуникаций с вывозом за пределы участка (при наличии);
- техническая и биологическая рекультивация земли (подъездных дорог и приустьевых площадок);
- утилизация отходов.

Расчет стоимости ликвидации выполнен согласно перечню наземного оборудования, сооружений и коммуникаций, подлежащих ликвидации (рекультивации, утилизации), объемам работ, представленных Заказчиком.

В работе проведена ориентировочная оценка необходимых материально-технических, трудовых затрат на ликвидацию скважин и других производственно-хозяйственных объектов и сооружений, а также на рекультивацию использованных земель.

Исходные параметры, необходимые для расчетов приняты на основании существующих норм и утвержденных калькуляций. Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок.

Все расходы, связанные с ликвидацией последствий недропользования на Контрактной территории, возлагаются на самого Недропользователя.

В рамках настоящего «Проекта...» проведена ориентировочная оценка необходимых материально-технических, трудовых затрат на ликвидацию/консервацию скважин, а также на рекультивацию промышленно использованных земель.

Исходные параметры, необходимые для расчетов приняты на основании существующих норм и утвержденных калькуляций. Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок.

Все произведенные в рамках настоящего проекта экономические расчеты являются прогнозными. Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется согласно «Нормативно-технический документ по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам», (далее НТД) МЭ №27-н/к от 17.01.2025г, (далее НТД).

8.1 Стоимость ликвидации скважин

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину

Таким образом затраты на ликвидацию скважин, платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов составят – 113,855 млн.тг.

Сводный сметный расчет стоимости ликвидация скважин на участке Кульсары приведена в таблице 8.1.1.

Таблица 8.1.1

Сводный сметный расчет стоимости ликвидация скважин

Сметный расчет стоимости строительства в сумме		113.8547	млн.тенге
№ п/п	СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА		
	Ликвидация скважин на участке Кульсары		
(наименование стройки)			
Наименование глав, объектов, работ и затрат		Сметная стоимость 1 скважины, млн. тенге	Количество скважин
1	Ликвидация скважин подсолевой К-1 и J-1	54,021	2
	Ликвидация скважин подсолевой Т-1	5.8127	1
	Всего по сводному сметному расчету		113.8547

8.2 Расчет рекультивации земли

Согласно пп.3 п.2 ст.238 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Рекультивация биологическим методом относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Таким образом, затраты на рекультивацию земли одной скважины - 3014,4 тыс.тг.

Сводный сметный расчет стоимости ликвидация скважин на месторождения приведена в таблице 8.2.1.

Таблица 8.2.1

Сводный сметный расчет стоимости рекультивации земли

Сметный расчет стоимости строительства в сумме		4521.6	тыс.тенге
	СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА		
	Ликвидация скважин на участке Кулсары		
	(наименование стройки)		
№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	Количество скважин
1	рекультивация земли одной скважины	1507,2	3
	Всего по сводному сметному расчету		4521.6

8.3 Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации последствий разведки углеводородов

В процессе работ по ликвидации последствий недропользования, большую часть оборудования и сооружений невозможно использовать вновь в работе, в результате эксплуатационного износа. Однако, некоторая часть оборудования и сооружений может пойти на сдачу металломолома.

Средняя рыночная стоимость приема металломолома в настоящее время составляет 40 000 тенге. Оценка общей массы металломолома, которую можно получить от имеющегося на месторождении оборудования составляет 21,41 тонн. В таблице 8.3.1 представлены характеристика используемых насосно-компрессорных труб (НКТ).

Таблица 8.3.1

Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Интервал установки секций, м		Характеристика трубы					Масса ,т
от (верх)	до (низ)	номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 п.м, кг/м	
0	2500	73,0	НКТ	Д	7,62	12,8	32
2500	7000(+ 250)	88,9			10,92	23,07	103,9

На устье скважин установлена фонтанная арматура типа АФК6-65/65x105

Техническая характеристика фонтанной арматуры представлена ниже в таблице 8.3.2.

Таблица 8.3.2
Техническая характеристика фонтанной арматуры

Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого оборудования и ПВО	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, мПа	Масса, т	
				единицы	суммарная
АФК6Д 80/65x105 К3	ГОСТ 13846-2003	1	105,0	4,5	4,5

Таблица 8.3.3

Расчет общей массы металлолома

Наименование	Единица измерения	Количество	Масса, т	Общий вес, тонна
НКТ 88,9мм	шт	2 скв	135,9	271,63
НКТ 73мм	шт	1	32	32
АФК6Д 80/65x105 К3	шт	3 скв	4,5	13,5
РГС-50м3	шт	10	9,2	92
Итого				409,13

Таким образом общая сумма средств, получаемых от реализации металлолома составит:

$$40\ 000 \text{ тенге} * 409,13 \text{ тонн} = 16365200 \text{ тенге}$$

8.4 Расчет ликвидационных отчислений

В соответствии Нормативно-технический документ по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам стоимость ликвидации месторождения рассчитывается по формуле 1:

$$С_{lm} = С_{lc} + С_{re} + С_{ep} - Д_{l} \quad (1)$$

где,
Сл» — Стоимость ликвидации;
Слс — Затраты на ликвидацию скважин;
срз — Затраты на техническую рекультивацию нарушенных при разработке месторождения земель;
Сэп — Платы за негативное воздействие на окружающую среду: за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, сбросы загрязняющих веществ, образующиеся в процессе демонтажных работ, а также платежи за захоронение отходов и размещение серы в открытом виде на серных картах;
Дл — Доход при проведении ликвидационных работ.

Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на участке Кулсары представлен в таблице 8.4.1.

Таблица 8.4.1

Расчет отчислений в ликвидационный фонд

Наименование	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тыс. тнг.	113854,7
Рекультивация земли	тыс. тнг.	4521,6
Платы за негативное воздействие на окружающую среду	тыс. тнг	746,63
Итого	тыс. тнг.	119122,93
НДС 12%	тыс. тнг.	14294,752
Всего стоимость затрат по ликвидации последствий разведки углеводородов, с учетом НДС	тыс. тнг.	133417,68
Возврат денежных средств от сдачи металломолома	тыс. тнг.	16365,2
Отчисления, подлежащие выплате	тыс. тнг.	117052,48

Выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа проектных работ. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий недропользования, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

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

Проведению геологоразведочных работ с целью поиска залежей нефти и газа должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, включая оценку воздействия на окружающую среду (ОВОС), предусматривающую экологическое картирование района работ с проведением фоновых исследований и выявление экологически особо чувствительных зон.

Нефтяные операции регулируются следующими актуальными природоохранными законами Республики Казахстан:

- Законом «Об охране окружающей среды»;
- Законом «Об экологической экспертизе»;
- Законом «Об особо охраняемых территориях»;
- Законом «Об охране атмосферного воздуха»;
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- Законом «О земле»;
- Законом «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
- Законом «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера»;
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан;
- Стратегией развития Республики Казахстан до 2030 года, где большое значение придается охране окружающей среды;
- Правилами техники безопасности и защиты окружающей среды при строительстве, прокладке, эксплуатации и ремонте подводных трубопроводов, подводных линий электропередачи и связи, относящихся к нефтяным операциям. Постановление Правительства РК № 901 от 22.09.2006г.

Сбор хозяйствственно-бытовых отходов будет проводиться в водонепроницаемые контейнеры. Техническое водоснабжение будет осуществляться путем забора воды из водозаборной скважины. Шламы от бурового раствора будут собираться в специальные емкости, поэтому фильтрация раствора и воды практически исключена. В эти же емкости будет сбрасываться выбуренная порода после отделения на выброс и отработанный буровой раствор. Приготовление бурового раствора будет осуществляться в глиномешалке и он будут храниться в металлических емкостях.

По завершении бурения поисково-разведочных скважин (1 категория), проведения всех промыслового-геофизических исследований и в зависимости от результатов испытания на нефть и газ, скважины могут быть консервированы на определенное время или ликвидированы. Консервация или ликвидация скважины производится согласно «Правил консервации и

ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» от 19.06.2018г №17094 (обновленным 11.10.2024г).

Проведение изоляционно-ликвидационных работ на скважине осуществляется по индивидуальному плану, согласованному с контролирующими органами. Объем и виды работ определяются исходя из конкретных условий.

В соответствии с законами «Об охране окружающей среды РК», а также другим действующим законодательством, предусматривается ряд мероприятий, обеспечивающих выполнение установленных требований охраны биологических ресурсов.

При этом:

- все буровые работы должны производиться строго в пределах отведенного участка;
- циркуляционная система буровой предусматривает замкнутый цикл использования бурового раствора, исключающий его выброс и загрязнение окружающей среды;
- для предотвращения возможного открытого фонтанирования, бурение скважин осуществлять строго соответствии с утвержденным геолого-техническим нарядом (ГТН);
- своевременно устраниТЬ течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки и не допускать загрязнения акватории моря;
- для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;
- хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах;
- для хранения и складирования сыпучих веществ применять контейнера;
- жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие – в контейнерах и мешках;
- использовать металлические емкости с общим объемом не менее 500 м³ для сбора нефти в случаях выброса и при испытании.

Основными источниками воздействия на окружающую среду при безаварийной деятельности являются:

- Выбросы продуктов сгорания топлива в двигателях;
- Шум производственного оборудования на объектах, двигателей, устройств и механизмов;
- Освещение производственных площадок;
- Выбросы продуктов сгорания при кратковременных испытаниях скважин.

В процессе работ, на всех его стадиях будет осуществляться производственный экологический мониторинг, мониторинг качества окружающей среды и экологический мониторинг при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Рекомендуется осуществление следующих мероприятий по охране почвы:

- герметизация системы сбора, сепарации, подготовки нефти;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекателями;
- обваловка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- организация движения транспорта только по автодорогам;
- проводить качественную техническую рекультивацию земель.

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, атмосферы, почвы, растительности.

Необходимо обеспечивать следующие мероприятия по охране флоры и фауны в границах месторождения:

- защита окружающей воздушной среды;
- защита поверхностных и подземных вод от техногенного воздействия;
- защита птиц от поражения электрическим током, путем применения «холостых» изоляторов;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных.

Район работ не представляет радиационной опасности. Естественный фон не превышает 10-14мкр/час. Древние осадочные породы на поверхности отсутствуют. Предусмотрено проведение анализа добываемой нефти на радиоактивность. Нефть, полученная при испытании и опробовании скважин из первых продуктивных скважин, рекомендуется доставить в Республиканскую санэпидемстанцию для проведения анализа на радиоактивность в необходимом для проведения анализа объеме. В случае подтверждения результатами проводимого анализа радиоактивности добываемой нефти, работы на загрязненном радиоактивностью действующем производственном оборудовании должны соответствовать НРБ-76/78 и ОСП-72/87.

На площади будет организован постоянный дозиметрический контроль нефтепромыслового оборудования, труб (особенно НКТ). На возможный случай накопления радиоактивных отходов будет предусмотрено создание пункта сбора и приземного захоронения этих радиоактивных отходов.

Контроль за состоянием окружающей среды осуществляется путем динамического наблюдения (мониторинга) по унифицированной методике РД 52.04.186-89 и аналогичным документам. Принцип мониторинга – проведение исследований на представительных участках и контрольных точках по стандартной номенклатуре, включающей исследования:

- атмосферного воздуха;
- сточных вод;

- почвы и грунтов;
- флоры и фауны;
- коррозионной агрессивности атмосферы;
- радиационной обстановки.

Анализ данных исследований позволяет иметь исчерпывающую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на окружающую среду, в том числе на флору

Рекомендациями для проведения разведки и добычи углеводородов, как правило, являются:

- Обеспечение охраны недр;
- Рациональное и экономически эффективное использование недр на основе применения высоких технологий и положительной практики пользования недр;
- Соблюдение требований экологического законодательства Республики Казахстан.
- Мероприятия по охране недр, природы и окружающей среды в период строительства глубоких скважин, подготовительных и заключительных работ на площади. Утилизация продуктов, получаемых при испытании скважин.
- Условия эксплуатации артезианских скважин с целью технического водоснабжения.
- Оценка воздействия на окружающую среду при реализации проекта разведочных работ (изменения и дополнения к нему), предусматривающий бурение и/или испытание скважин, в рамках проекта ПредОВОС к проекту разведочных работ (изменения и дополнения к нему).

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.

При операциях недропользования, связанных с буровыми работами, в особенности глубоких скважин с АВПД и с повышенными содержанием H2S наибольший ущерб наносят аварийные выбросы и фонтанирование подземными флюидами, в особенности нефтью. Воздействие нефтяной промышленности на геологическую среду «снизу» происходит при строительстве скважин. Может развиться сероводородное загрязнение за счет жизнедеятельности сульфатосодержащих бактерий. 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 поисково-разведочных работ

Охрана недр при проведении разведочных работ на месторождении должна проводиться в соответствии с Законом «О недрах и недропользовании». Основу охраны недр составляют полнота и достоверность геологического, гидрогеологического, экологического, инженерно геологического и технологического изучения объектов недропользования. Мероприятия по охране недр должны, прежде всего, быть направлены на высокую экологическую и экономическую эффективность при наименьшем отрицательном воздействии на состояние окружающей среды. Мероприятия по охране недр в процессе разведочных работ на месторождении предусматривают:

- 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, грифонообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков воды в процессе проводки и освоения скважины; – надежную изоляцию в пробуренных скважинах водоносных горизонтов по всему вскрытыму 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 бурения

При разбуривании участка работы должны проводиться таким образом, чтобы не допустить межпластовых перетоков и обеспечить качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением естественных свойств пластов. При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующими 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 ингибиционных 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 среды, 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 и устьевое оборудование 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, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проникаемых пород и дневной поверхности, а также с учетом ожидаемых в подсолве разрезе аномально-высоких пластовых давлений и сероводорода.

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 нарушенных и отчуждаемых земель в связи со строительством дорог, строительством скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов добычи и переработки минерального сырья; - предотвращение ветровой эрозии почвы, отвалов и отходов производства;

- изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
- предотвращения истощения и загрязнения подземных вод;
- применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;
- очистка и повторное использование буровых растворов;
- ликвидация остатков буровых и горюче-смазочных материалов в окружающей природной среде экологически безопасным способом.

9.3 Воздействия проектируемых работ на геологическую среду

При разбуривании площади работы должны проводиться таким образом, чтобы не допустить межпластиных, 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, легкодиспергирующими 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 ингибиционных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям. На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газоводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду.

Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный метод». В процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению «безамбарного метода». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры, которые по мере их заполнения вывозятся на полигон для последующей обработки и утилизации шлама. Контейнеры возвращаются обратно на

буровую для последующего использования. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, после осветления и очистки частично могут повторно использоваться для нужд бурения. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей химобработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины

. По окончании бурения все неиспользованные отходы бурения, в том числе нефтесодержащие сточные воды, вывозятся на специализированный полигон. После окончания бурения, освоения (испытания) скважин и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с существующими требованиями.

9.4 Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду

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

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

10. СРОКИ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Настоящим «Проектом разведочных работ по поиску углеводородов на контрактном участке Кульсары в Атырауской области Республики Казахстан» согласно контракту № 5426-Р-УВ от 31 декабря 2024г., проектный объем геологоразведочных работ распределены по годам и представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1
Календарный план-график на проведение сейсморазведочных и буровых работ на участке Кульсары

№ п/п	Годы, месяцы	Наименование проектных работ	Объем проектных работ	
		2025		
1	2025	Сбор и систематизация геолого-геофизической информации		
2	2025	Составление Проекта разведочных работ	Проект	
3	2025	Подготовка техпроекта на проведение сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ на участке Кульсары с проектом ОВОС. Проведение полевых сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ на участке Кульсары. Обработка и интерпретация сейсморазведки МОГТ 2Д	Проект, 150 пог.км, Отчет	
4	2025	Переобработка и интерпретация сейсморазведки МОГТ 3Д	400 кв.км	
		Экспертиза и защита Отчета по переобработке и интерпретации	Отчет	
5	2025	Составление технического проекта на строительство поисковой скважины, с разделом РООС на структуре Тургузба по участку Кульсары.	Проект	
6	2025	Составление Индивидуальных технических проектов на строительство поисковых скважин на структуре Кызылкудук, с разделом РООС по участку Кульсары и общественными слушаниями.	Для 3-х скважин	
7	2025	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кульсары	Отчет	
8	2025	Экологический производственный мониторинг при проведении сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ и бурение скважины на участке Кульсары.	Отчет	
		2026		
9	2026	Бурение и исследование поисковой независимой скважины Т-1 на структуре Тургузба по участку Кульсары.	2750м (± 250 м)	

10	2026	Бурение и исследование поисковой независимой скважины К-1 на структуре Кызылкудук по участку Кульсары.	7000(± 250)м
11	2026	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины Т-101 на структуре Тургузба по участку Кульсары.	2750м (± 250)м
12	2026	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кульсары.	Отчет
13	2026	Экологический производственный мониторинг при строительстве поисковой скважины по участку Кульсары.	Отчет
2027			
14	2027	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины Т-102 на структуре Тургузба по участку Кульсары.	2750м (± 250)м
15	2027	Бурение и исследование поисковой независимой скважины Ж-1 на структуре Жантай по участку Кульсары.	1скв/7000(± 250)м
16	2027	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины К-101 на структуре Кызылкудук по участку Кульсары.	1скв/7000(± 250)м
17	2027	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины К-102 на структуре Кызылкудук по участку Кульсары.	1скв/7000(± 250)м
18	2027	Оперативный подсчет запасов нефти и газа на структуре Тургузба по участку Кульсары скважины Т-1, Т-101 и Т-102.	отчет
19	2027	Проект пробной эксплуатации на структуре Тургузба по участку Кульсары скважины Т-1, Т-101 и Т-102.	отчет
20	2027	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кульсары.	отчет
21	2027	Экологический производственный мониторинг при строительстве поисковых скважин на участке Кульсары.	отчет
2028			
22	2028	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины J-101 на структуре Жантай по участку Кульсары.	1скв/7000(± 250)м
23	2028	Бурение и исследование поисковой зависимой скважины J-102 на структуре Жантай по участку Кульсары.	1скв/7000(± 250)м
24	2028	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ по поиску УВ на участке Кульсары.	Отчет
25	2028	Экологический производственный мониторинг при строительстве поисковых скважин на участке Кульсары.	Отчет
2029			
26	2029	Оперативный подсчет запасов нефти и газа на структуре Кызылкудук по участку Кульсары скважины К-1, К-101 и К-102.	Отчет

27	2029	Проект пробной эксплуатации на структуре Кызылкудук по участку Кульсары скважины К-1, К-101 и К-102.	Проект
28	2029	Оперативный подсчет запасов нефти и газа на структуре Жантай по участку Кульсары скважины Ж-1, Ж-101 и Ж-102.	Отчет
29	2029	Проект пробной эксплуатации на структуре Жантай по участку Кульсары скважины Ж-1, Ж-101 и Ж-102.	Проект
2030			
30	2030	Составление проекта разведочных работ по оценке залежей углеводородов на участке Кульсары с проектом пред ОВОС.	Проект

Настоящим проектом планируется бурение независимых поисково-разведочных скважин на надсолевые в пределах структур Тургузба (восточное крыло), и подсолевые толщи на Кызылкудуке и Жантай и по два зависимых на каждом участке, всего 9 скважин.

Продолжительность строительства одной поисково-разведочной скважины на структуре Тургузба (восточное крыло) проектной глубиной 2750 (+/-250)м определена, исходя из опыта бурения на месторождениях, расположенных в районе блока Кульсары и состоит из следующих этапов:

1. Монтажные и демонтажные работы - 20 сут;
2. Подготовительные работы - 2 сут;
3. Бурение и крепление - 50 сут;
4. Испытание эксплуатационной колонне - 360 сут;

Итого общая продолжительность безаварийной работы по строительству скважины составляет **432суток**.

Продолжительность строительства одной поисковой скважины на площади Кызылкудук с проектными глубинами 7000(+250)м состоит из следующих этапов:

1. Монтажные и демонтажные работы - 40 сут;
2. Подготовительные работы - 5 сут;
3. Бурение и крепление - 220 сут;
4. Испытание эксплуатационной колонне - 360 сут;

Итого общая продолжительность безаварийной работы по строительству скважины составляет **625 суток**.

Продолжительность строительства одной поисковой скважины на площади Жантай с проектными глубинами 7000(+250)м состоит из следующих этапов:

1. Монтажные и демонтажные работы - 40 сут;
2. Подготовительные работы - 5 сут;
3. Бурение и крепление - 225 сут;
4. Испытание эксплуатационной колонне - 360 сут;

Итого общая продолжительность безаварийной работы по строительству скважины составляет **630суток**.

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Данным Проектом разведочных работ по поиску проектируется проведение высокоразрешающей переобработки во временной и глубинной областях и интерпретация сейсмических исследований МОГТ 3Д объемом 400кв.км на контрактной территории, проведение сейсмических исследований 2Д МОГТ общей протяженностью 150 полнократных пог.км, обработка интерпретация 2Д и бурение трех независимых поисковых и шести зависимых поисковых скважин на трех структурных объектах.

Общие планируемые затраты на поисково-разведочные работы по годам приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1
Планируемые затраты на поисковые работы по годам

№ п/п	Годы	Стоимость работ, млн.КЗТ
1	2025	1 344
2	2026	36 574
3	2027	105 054
4	2028	70 004
5	2029	100
6	2030	15
ИТОГО:		213 091

Таким образом, за весь контрактный период 2025-2030гг. на поисково-разведочные работы будет израсходовано 213 091 000 000 (двести тринаццать миллиардов девяносто один миллион) тенге.

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1 Оценка прогнозных ресурсов УВС

Для оценки перспективности с точки зрения возможности обнаружения залежи УВ структуры Тургузба, восточное крыло выполнена прогнозная оценка ресурсов УВС:

При этом основными параметрами оценки приняты возможности (пути) миграции углеводородов из подсолевого разреза. Данный фактор учитывается двумя параметрами: наличием «бессолевого окна» (в таблице обозначен БО) в сопряженной мульде и преимущественное направление восстания пермотриасовых горизонтов (РТ). Исходные данные для определения величин этих параметров отображены на карте поверхности соли). Вторым важным фактором является наличие и размеры древней ловушки на исследуемом участке в юрско-триасовой период развития, когда, по результатам моделирования юга Прикаспийского бассейна, и происходило основное заполнение ловушек. Для такого анализа были выполнены построения толщин юрских отложений /9/, которые, по существу, отображают в генерализованном виде палеоплан дна бассейна на конец юрского периода. В таблице данный параметр обозначен ПЛ. Численное значение параметра равно отношению площадей юрской палеоловушки и современной.

Следующим немаловажным фактором является вопрос о возможности разрушения накопленных залежей в процессе тектонической перестройки участка исследований. Это на сегодняшний день одна из самых трудных и дискуссионных тем в вопросе прогнозирования залежей. Поскольку большинство исследователей признают ведущую роль в разрушении залежей периодам усиления тектонической активности и масштабов разрывной тектоники, отдавая при этом большую роль более молодым и современным движениям, использован при учете так называемый «параметр разрушения» (Пр.), эмпирически рассчитанный применительно к геологическим условиям участка работ /9/. Этот параметр численно зависит от максимальных амплитуд тектонического нарушения, ограничивающего потенциальную залежь на своде структуры, по III и II отражающим горизонтам.

$$\text{Пр.} = 500 / (\text{A3} + 2 * \text{A2}),$$

где А3 – максимальная амплитуда нарушения на уровне III отражающего горизонта, А2 – то же на уровне II отражающего горизонта (в метрах).

Все параметры оцениваются в диапазоне от 0 до 1, кроме «параметра разрушения», который может принимать значения больше 1. Результирующая оценка (коэффициент перспективности ловушки Кп.) определяется по формуле:

Кп. = (БО + РТ + Пр.) х ПЛ и в определенной мере является оценкой перспективности ловушки с точки зрения возможности образования и сохранения в ней залежи.

Результаты такого анализа по структурно-тектонической ловушке Тургуба, восточное крыло приведены в таблице 12.1.1.

Таблица 12.1.1

Параметры для оценки коэффициента продуктивности ловушки

Тургуба, восточное крыло	БО	РТ	А3	А2	Пр.	ПЛ	Кп.
	1*	0.9	40	30	5	0.8	5.52

* - параметр взят по результатам изучения соседней территории

Как видно из таблицы, потенциальная ловушка на опущенном крыле структуры Тургуба имеет достаточно высокий коэффициент перспективности, что обусловлено, главным образом, низкой величиной амплитуды контролирующего ловушку дизъюнктива, что предопределяет, при прочих равных условиях, хорошую сохранность залежи.

При показанном способе оценки ловушек напрашивается вывод, что основной причиной отсутствия залежей на структурах Жантай и Тургуба, западное крыло является активный тектонический режим на участках локализации ловушек при отсутствии антиклинальной составляющей в амплитуде ловушек в процессе их формирования. В то же время, остается невыясненным вопрос о причинах отсутствия залежей на структуре Кызылкудук Восточный Г-1, где антиклинальная составляющая амплитуды ловушки для юрского комплекса отложений на представленной карте все же присутствует. Однако амплитуда ее невелика, и не исключена возможность, на каком-либо этапе развития ловушки ее замыкание определялось только тектоническим фактором, что привело к расформированию залежей через плоскость развивающегося дизъюнктива.

Размеры перспективного объекта Тургуба, восточное крыло имеет следующие размеры на разных стратиграфических уровнях:

Таблица 12.1.2

Размеры перспективного надсолевого объекта

Местонахождение ловушки	Отражающий горизонт	Оконтуривающая изогипса, м	Амплитуда ловушки, м	Площадь ловушки, кв. км
Тургуба, восточное крыло	V	-2520	90	3.5
	III	-1730	50	5.1
	IIa	Нет	0	0

Структурно-тектоническое замыкание ловушки установлено для триасового, юрского и неокомского комплексов отложений. Это, в принципе,

предполагает возможность обнаружения здесь многопластовых залежей. Размеры ловушек по основным отражающим горизонтам значительны и не уступают размерам залежей по разрабатываемым месторождениям в непосредственной близости от участка исследований (Теренъузек Западный, Каратон).

Оценку ресурсов ловушки выполним методом геологических аналогий, взяв в качестве эталона месторождение Каратон как ближайшее к рассматриваемому участку, где в схожих геологических условиях выявлены залежи в юрских и меловых отложениях. Известно, что геологические ресурсы Каратонского месторождения, одного из старейших в регионе, составляют 12898 тыс. тонн. Для данного месторождения известны плотность геологических запасов, которая составляет 3284 тыс. т /кв.км для меловых залежей и 602 тыс. т/кв.км – для юрских при коэффициенте извлечения нефти 50% /9/. Приняв в качестве средней величины коэффициента заполнения ловушки 50%, можно определить геологические и извлекаемые ресурсы выявленной ловушки на участке восточного крыла структуры Тургузба:

Геологические ресурсы меловой толщи = $3284 \times 5.1 \times 0.5 = 8374$ (тыс. тонн)

Геологические ресурсы юрской толщи = $602 \times 3.5 \times 0.5 = 1053$ (тыс. тонн)

Всего геологические ресурсы = 9427 тыс. тонн

Извлекаемые ресурсы = $9427 \times 0.5 = 4714$ тыс. тонн.

Выполненный подсчет показывает коммерческую ценность ловушки в случае установления в ней юрских и меловых залежей.

Оцененные перспективные ресурсы нефти на участке Кызылкудук относятся к категории С₃, подготовленные для глубокого бурения ловушек, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района. Форма, размер и условия залегания предполагаемой залежи определены в общих чертах по результатам геолого – разведочных работ, а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти принимаются по аналогии с разведенными месторождениями. В связи с этим, для сравнения подсчета прогнозных ресурсов палеозойского комплекса приняты условно два продуктивных пласта толщиной 10 и 100 метров соответственно, залегающих на поверхности терригенно – карбонатных отложений среднего карбона. Структурной основой для оценки прогнозных ресурсов является структурная карта по сейсмическому горизонту П2 масштаба 1:100000, на которой выделена палеозойская структура. Подсчетные параметры, такие как пористость, нефтенасыщенность, плотность нефти, пересчетный коэффициент и коэффициент извлечения нефти взяты по аналогии с параметрами известных подсолевых залежей в карбонатных отложениях Каратон – Тенгизской зоны с небольшой

корректировкой на особенности геологического строения исследуемой площади (литология и толщина коллекторов, размеры ожидаемых залежей и т.д.). Оценка ресурсов произведена объемным методом. Переумножением объема продуктивной толщи (общий объем залежи) на вышеуказанные подсчетные параметры подсчитаны геологические и извлекаемые ресурсы нефти подсолевой структуры Кызылкудук, результаты подсчета приведены нижеследующей таблице (таблица 12.1.3).

Исходя из выше выполненного расчета извлекаемые ресурсы нефти являются рентабельными, имеющие положительно предварительно ожидаемую стоимость запасов.

Таблица 12.1.3

**Результаты подсчета прогнозных ресурсов УВ на участке
Кызылкудук**

Участок	Кызылкудук			
Структура	№1			
Карта оценки ресурсов	П2			
Продуктивный объект	РZ			
Площадь залежи, км ²	27,6			
Амплитуда залежи, м	150			
Абсолютная отметка свода, предполагаемого продуктивного горизонта	-5620			
Осредненная условная мощность продуктивного пласта, м	10		100	
Степень заполнения структуры, %	50	75	50	75
Пористость, %	10	12	10	12
Нефтенасыщенность, %	65	75	65	75
Пересчетный коэффициент, д.е.	0,55	0,6	0,55	0,6
Плотность нефти, г/см ³	0,74	0,78	0,74	0,78
Коэффициент извлечения нефти, %	30	34	30	34
Геологические ресурсы нефти, млн. т.	3,6	11,6	36	116
Извлекаемые ресурсы нефти, млн. т.	1,1	3,95	11	39,5

Аналогично подсчитаны прогнозные ресурсы подсолевых отложений для структуры Жантай (таблица 12.1.4). Форма, размер и условия залегания предполагаемой залежи определены в общих чертах поверхности ОГ П1 (2011), а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти принимаются по аналогии с разведанными месторождениями. В связи с этим, для сравнения подсчета прогнозных ресурсов палеозойского комплекса приняты условно два варианта толщин для продуктивных пластов: 10 и 60 метров в артинско-ассельских отложениях.

Таблица 12.1.4

Результаты подсчета прогнозных ресурсов УВ на участке Жантай

Участок	Жантай			
Структура	№2			
Карта оценки ресурсов	П1			
Продуктивный объект	РZ			
Площадь залежи, км ²	14,4			
Амплитуда залежи, м	120			
Абсолютная отметка свода, предполагаемого продуктивного горизонта	-5050			
Осредненная условная мощность продуктивного пласта, м	10	60		
Степень заполнения структуры, %	50	75	50	75
Пористость, %	10	12	10	12
Нефтенасыщенность, %	65	75	65	75
Пересчетный коэффициент, д.е.	0,55	0,6	0,55	0,6
Плотность нефти, г/см ³	0,74	0,78	0,74	0,78
Коэффициент извлечения нефти, %	30	34	30	34
Геологические ресурсы нефти, млн. т.	1,9	2,9	11,4	17,1
Извлекаемые ресурсы нефти, млн. т.	0,6	0,9	3,4	5,1

12.2 Ожидаемые результаты от сейсморазведочных работ

Как мы уже выше отмечали, последняя обработка и интерпретация 3Д МОГТ сейсмических исследований на площади Кызылкудук была проведена в 2010-2011гг. компанией ТОО «Гео Энерджи Групп», результаты которых были взяты за структурно-тектоническую основу при проектировании работ настоящего Проекта. При чем необходимо отметить, что авторами тогда были отмечены неоднозначности в корреляции подсолевых отражающих горизонтов, связанных с различными скоростными моделями, обусловленных сложной соляной тектоникой. Эти неоднозначности сильно влияют на амплитуды и размеры выделяемых в разных вариантах структур, вплоть до полного нивелирования. Аналогично эти трудности подчеркивались и в более ранних работах по интерпретации сейсмических данных 2Д (2007, 2009). Поэтому, очень важное значение имеет качественное и своевременное (до бурения) выполнение переобработки и интерпретации 3Д.

С момента последней переобработки на мировом рынке оказания сейсмических услуг появилось множество инновационных технологий и высокоразрешающих процедур в обработке и интерпретации сейсмических данных (2Д и 3Д МОГТ). Переобработка 3Д данных (глубинная и времененная) и их интерпретация должна осуществляться на самом современном

оборудовании (кластерная система) и с использованием новейшего программного обеспечения. Граф обработки должен обеспечить не только качественную корреляцию отражающих горизонтов по всему разрезу, в том числе поверхность соли, но и улучшить динамические характеристики сейсмической волновой картины с сохранением реальных амплитуд с целью достоверного прогноза коллекторов как в надсолевой части разреза, так и в подсолевой. Для этого необходимо использовать результаты ВСП (Чапаевское), скоростные и плотностные данные в пробуренных в районе блока Кульсары, глубоких скважинах (Аккудук, Берали и др.).

На основе структурной интерпретации и динамического анализа должна быть разработана концептуальная геологическая модель нефтегазового потенциала контрактной территории и уточнены геологические строения выделенных перспективных объектов, Кызылкудук, Жантай и Тургубза, соответственно откорректированы все рекомендованные исследования в проектных скважинах.

Проектируемые сейсмические исследования 2Д-МОГТ в северной части контрактного участка позволит откартировать основные отражающие горизонты в надсолевой части разреза, в соли и подсолевого разреза. По данным сейсмических исследований 2Д-МОГТ 1986г были переобработы материалы 2Д компанией Ойл-ГеоКонсалтинг в 2007г, на основе которой была проведена интерпретация (Рис.12.2.1). По результатам переинтепретации по подсолевым горизонтам в районе купола Косчагыл выделяются относительно погруженные поднятия. Дополнительная сейсмика 2Д призвана уточнить скоростную модель и достоверность выделенных поднятий.

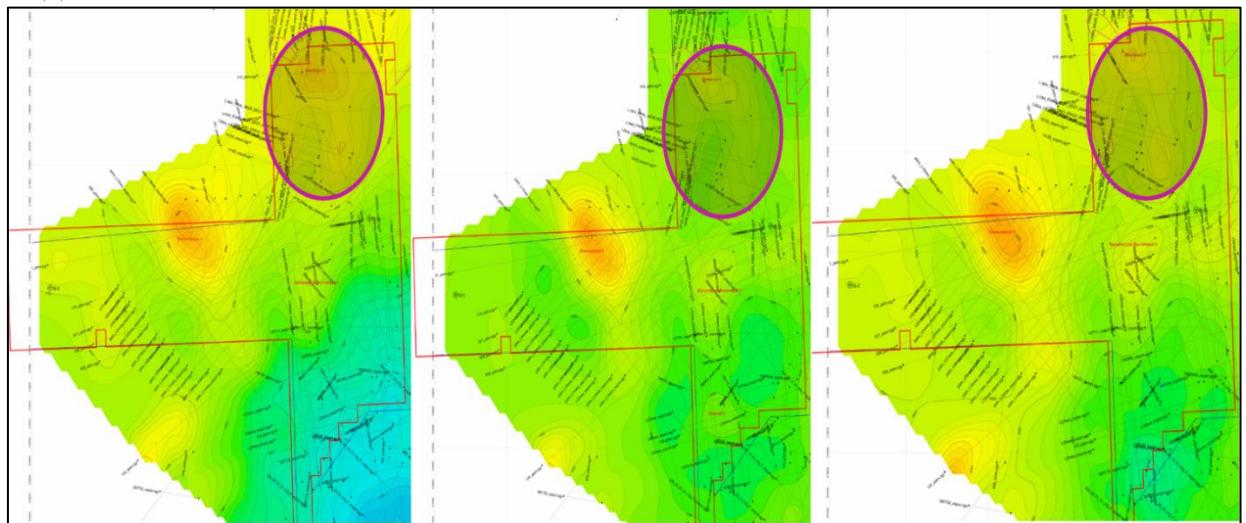


Рис. 12.2.1.Подсолевые поднятия в северной части контрактного участка по материалам 2007г.

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Для прогноза геолого-экономической эффективности ГРР, заложенных в настоящем проекте, ниже в таблицу 13.1 сведены основные технико-экономические показатели поисковых работ на контрактном участке.

Подсчитанные прогнозные геологические/извлекаемые ресурсы по трем площадям по максимальному коэффициенту заполнения ловушки составляет 143/49,3 млн.т. Для определения эффективности ГРР берем подсчитанные извлекаемые ресурсы при максимальной заполненности (75%), так как подсчетные параметры при этом /9/ были приняты с большой осторожностью и считаем параметры заниженными для оптимального коэффициента заполнения ловушки-50.

Таблица 13.1

Основные технико-экономические показатели поисковых работ

№№ п/п	Показатели	Единица измерения	Величины
1	2	3	4
1	Количество проектных поисковых скважин	ед.	9
2	Проектные глубины, горизонты	м	7000(+250) (D), 2750 (P1k)
3	Суммарный метраж	м	44150
4	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения глубиной до 7000м	тыс. тенге	4932
5	Предполагаемые затраты на 1м проектируемого бурения глубиной до 2800м	тыс. тенге	780
6	Предполагаемые затраты на поисковое бурение глубиной до 7000м на площади	тыс. тенге.	34 524 000
7	Предполагаемые затраты на поисковое бурение глубиной до 2800м на площади	тыс. тенге.	2 184 000
8	Продолжительность проектируемых работ на площади	год, месяц	6 лет
9	Ожидаемый прирост запасов нефти	млн. т	49,3
10	Прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки	т/м	1117
11	Прирост ожидаемых запасов на 1 поисковую скважину	тыс.т/скв.	5478
12	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов нефти	тенге /т	5017

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ЧК «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd», по результатам проведенного аукциона и в соответствии с контрактом за № 5426-УВС от 31 декабря 2024г предоставлено право на разведку углеводородов на участке Кульсары в Атырауской области с периодом разведки – 6 лет, до 12 декабря 2030 года.

В результате детального изучения надсолевой и подсолевой толщ блока Кульсары в модификации 3Д получены достаточно надежные структурные планы основных стратиграфических горизонтов на структурах Тургуба и Кызылкудук, получены подтверждающие данные об отсутствии залежей на участках солянокупольных структур Кызылкудук, Кызылкудук Восточный, Жантай, Тургуба в пределах крыльев, где проводилось глубокое поисковое бурение.

Полученные результаты позволяют надеяться на открытие новых месторождений. В то же время выполненные и предшествующие работы показали всю сложность задач, связанные с изучением подсолевого палеозоя, и неоднозначность оценок и выводов разных исполнителей при применении примерно схожих методик полевых работ и обработки. Установлено, что формальная постановка задачи еще не обеспечивает однозначного ее решения только в плоскости существующих алгоритмов применяемых программ, а требует развития геологической мысли в оценке получаемых результатов. В первую очередь, это относится к процессам моделирования скоростных свойств среды в солевом и подсолевом комплексах отложений, от чего, в конце концов, зависит правильная геологическая оценка объектов и событий, выделяемых на волновых картинах. Только неформализованный подход с использованием всех накопленных региональных геолого-геофизических данных, многовариантный алгоритм анализа, в том числе и при применении программных процедур, может привести к правильному геологическому пониманию строения среды. В данном случае, это может быть достигнуто, в первую очередь, качественной переобработкой старых сейсмических исследований, сфокусированной на сохранении реальных амплитуд и динамической выраженности волновой картины и интерпретацией, интегрированной со скважинными данными, что было заложено настоящим проектом в первую очередь.

Основная задача составления настоящего «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кульсары ...» является определение объемов геологоразведочных работ для выявления перспективных объектов на нефть и газ в надсолевом и подсолевом разрезах.

В настоящем Проекте разведочных работ на данном этапе предлагаются:

1. Современная высокоразрешающая переобработка сейсмических исследований МОГТ 3Д 2010г (400 кв. км) (временная и глубинная миграция до суммирования) и интерпретации в интеграции со скважинными данными

(атрибутный анализ сейсмических отражений, AVO инверсия, тотальная корреляция отражающих горизонтов, кластерный сейсмостратиграфический анализ и др.) с целью уточнения строения подсолевого и надсолевого комплекса отложений и местоположений проектируемых в настоящей работе глубоких поисковых и разведочных скважин;

2. Отработка сейсмопрофилей 2Д МОГТ в северной части участка Кульсары объемом 150 полн.пог.км.
3. Бурение трех независимых поисковых скважин: Т-1 - на надсолевой структуре Тургубза (восточное крыло) глубиной 2750 (± 250)м; одна скважина К-1-на подсолевой структуре Кызылкудук с проектной глубиной 7000(± 250)м и одна скважина J-1 – на структуре Жантай с глубиной 7000(± 250)м.
4. В зависимости от результатов бурения независимых скважин, проектируется бурение с целью разведки в случае открытия залежей зависимых скважин на каждой из структур: на Кызылкудуке две поисковые скважины К-101, К-102; на Жантайе-две поисковые скважины J-101, J-102 и на структуре Тургубза – две поисковые скважины-Т-101, Т-102.

Для проектируемых скважин исходя из опыта бурения скважин на соседних площадях и учитывая геологическую особенность контрактной территории выбраны конструкции скважин. В проектируемых скважинах предусмотрено проведение полного комплекса ГРИС, отбор керна и шлама, интервалы опробования и испытания скважин, также лабораторные исследования отобранных образцов пород, нефти, газа и воды.

В настоящем Проекте поисковых работ обоснованы цели и задачи заложения проектных скважин, продолжительность строительства скважины, а также проведены основные геолого-экономические показатели планируемых работ.

В результате выполнения полного комплекса поисковых работ будет уточнено геологическое строение и перспективность выделяемых объектов в пределах контрактной территории.

Реализация проекта будет осуществляться в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан в области недропользования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная:

1. Жолтаев Г.Ж., Абильхасимов Х.Б., Ажгалиев Д.К., Литолого-фациальные особенности обстановок осадконакопления в позднем палеозое на юго-востоке Прикаспийской синеклизы. Недра Поволжья и Прикаспия, 1992г.
2. Трохименко М.С. Структурно-седиментационные ловушки-резервуары в солянокупольной области Прикаспийской впадины: закономерности расположения, механизм формирования, особенности образования залежей нефти и газа. Материалы конференции: Актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности южной части Прикаспийской впадины. Атырау, 2011г.
3. Турков О.С и др., Атлас нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан, Комитет Геологии, КОНГ, 2020г

Фондовая:

4. Абильхасимов Х.Б. и др., Отчет по результатам геологоразведочных работ, выполненных на участках возвращаемой Контрактной территории АО «РД «КазМунайГаз» Блок Р-9 в Атырауской области Республики Казахстан Контракт недропользования №1817 от 26.08.2005 г. АО «РД «КазМунайГаз», АО «Казахский институт нефти и газа», Астана, 2013г.
5. Альжанов Х.М., Уваков К.А., Айткалиева Н.Б. и др., «Переобработка старых сейсмических профилей и переинтерпретация сейсмических профилей Р-9», ТОО «ОйлГеоконсалтинг», г.Алматы, 2007г.
6. Джамикешев А.М., Ерниязова Г.Т., Тлекбаева Л.Н. «Научно-методическое сопровождение ГРР по блоку Р-9», ТОО «Каспий Энерджи Ресерч», г. Атырау, 2007г.
7. Панкратов В.Ф. и др. Отчет «о работах МОГТ сейсмической партии 1/90-91», трест «Эмбанефтегеофизика», Атырау, 1991
8. Панкратов В.Ф. и др. Отчет «о работах МОГТ сейсмической партии 1/91-92», трест «Эмбанефтегеофизика», Атырау, 1992
9. Панкратов В.Ф. и др. Отчет о результатах обработки и интерпретации сейсмических данных 3Д-МОГТ на блоке Р-9, ТОО «Geo Energi Group», Атырау, 2011г

Нормативные документы:

- 10.Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании»
- 11.Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Обновленный 24.09.2024
- 12.Инструкция по составлению проектных документов по геологическому изучению недр (Приказ № 396 от 28 мая 2018 года Министерства по инвестициям и развитию РК).

Государственный регистрационный № 5426-УВС
от «31» декабря 2024 года

**КОНТРАКТ НА РАЗВЕДКУ И ДОБЫЧУ
УГЛЕВОДОРОДОВ НА УЧАСТКЕ КУЛЬСАРЫ
В АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

между

Министерством энергетики Республики Казахстан
(«Комpetентный орган»)

и

ЧК «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd»
(«Недропользователь»)

Астана, 2024 год

Преамбула

Принимая во внимание, что:

1) в соответствии со статьей 6 Конституции Республики Казахстан недра принадлежат народу, от имени народа право собственности осуществляет государство;

2) Республика Казахстан предоставляет участок недр в пользование на основаниях, условиях и в пределах, предусмотренных Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (далее – «Кодекс»);

3) Недропользователь имеет намерение, финансовые и технические возможности рационально и эффективно проводить разведку и добывчу углеводородов на участке недр;

4) Правительство Республики Казахстан определило Компетентный орган и наделило его правом на заключение и исполнение Контракта;

5) пользование недрами осуществляется в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании;

6) Контракт на недропользование является договором, содержание, исполнение и прекращение которого определяются в соответствии с Кодексом;

7) Республика Казахстан в лице Компетентного органа и Недропользователь договорились о том, что Контракт будет регулировать их взаимные права и обязанности при разведке и добывче углеводородов,

Республика Казахстан в лице Компетентного органа и Недропользователь договариваются о нижеследующем:

Глава 1. Предмет Контракта

1. Республика Казахстан в лице Компетентного органа предоставляет на установленный Контрактом срок Недропользователю право недропользования, а Недропользователь обязуется за свой счет и на свой риск осуществлять недропользование в соответствии с условиями Контракта и Кодексом.

2. Право недропользования на участке недр возникает с даты вступления в силу Контракта.

3. При условии соблюдения Недропользователем положений, предусмотренных законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании и Контракта, Недропользователь вправе на участке недр осуществлять разведку и добывчу углеводородов.

Глава 2. Срок действия Контракта

4. Срок действия Контракта, указанный в пункте 5 Контракта, определяется последовательно закрепленными в нем периодом разведки, подготовительным периодом (при необходимости) и периодом добывчи.

5. Контракт заключен на срок, равный 6 (шесть) лет, и действует до «31» декабря 2030 года.



131. Все приложения к Контракту рассматриваются как его неотъемлемые части. При наличии каких-либо расхождений между положениями приложений и самим Контрактом, положения Контракта имеют преимущественную силу.

132. Определения и термины, используемые в Контракте, имеют значения, определенные для них в Кодексе и (или) в соответствующих нормативных правовых актах Республики Казахстан.

133. Отношения Сторон, их права и обязанности, не урегулированные Контрактом, регулируются законодательством Республики Казахстан.

134. Настоящий Контракт заключен 31 (дня), 12 (месяца) 2024 года в городе Астана (Республика Казахстан), уполномоченными представителями Сторон.

135. Юридические адреса и подписи Сторон:

Компетентный орган

Министерство энергетики
Республики Казахстан
Республика Казахстан,
010000, г. Астана,
пр. Кабанбай батыра, 19, Блок А

Вице-министр энергетики
Республики Казахстан

Арымбек К.Б.



Недропользователь

Частная компания «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd»
Республика Казахстан, 010000,
г. Астана, пр. Мангилик Ел, дом 53,
кв. 448
тел.: +7 775 509 18 64

Директор

Ли Хуху



Приложение №1
к Контракту на
разведку и добывчу углеводородов
на участке Кульсары
в Атырауской области Республики Казахстан

Минимальные объемы и виды работ по Контракту в период разведки

№	Наименование	Описание	Сроки реализации	Стоимость в тенге
1	Бурение	Бурение - 1 (одна) скважина	2024 - 2028	1 567 470 000
Итого				

По курсу Национального банка Республики Казахстан на 17.12.2024г.
1 USD – 522,49 KZT

Директор



 Ли Хуху



Приложение № _____
к Контракту №_____ от _____ г.

на право недропользования

углеводороды

(вид полезного ископаемого)

разведка

(вид недропользования)

от 13 декабря 2024 года Рег. № 691 -Р-УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И СТРОИТЕЛЬСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен частной компании «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd» для осуществления операций по недропользованию на участке Кульсары на основании решения компетентного органа (Протокола Министерства энергетики Республики Казахстан от 27 ноября 2024 года №401104 о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам).

Участок недр расположен в Атырауской области.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 28.

Угловые Точки №/№	Координаты угловых точек						Угловые 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	46	50	0,00	53	51	0,00	15	46	25	0,00	53	51	0,00	
2	46	50	0,00	54	00	0,00	16	46	25	0,00	53	50	0,00	
3	46	49	0,00	54	00	0,00	17	46	20	0,00	53	50	0,00	
4	46	49	0,00	53	59	0,00	18	46	20	0,00	53	48	0,00	
5	46	47	0,00	53	59	0,00	19	46	33	0,00	53	48	0,00	
6	46	47	0,00	54	00	0,00	20	46	33	0,00	53	29	0,00	
7	46	29	0,00	54	00	0,00	21	46	34	0,00	53	29	0,00	
8	46	29	0,00	53	55	0,00	22	46	34	0,00	53	28	0,00	
9	46	28	0,00	53	55	0,00	23	46	33	0,00	53	28	0,00	
10	46	28	0,00	53	53	0,00	24	46	33	0,00	53	19	0,00	
11	46	27	0,00	53	53	0,00	25	46	40	0,00	53	19	0,00	
12	46	27	0,00	53	52	0,00	26	46	40	0,00	53	47	0,00	
13	46	26	0,00	53	52	0,00	27	46	49	0,00	53	47	0,00	
14	46	26	0,00	53	51	0,00	28	46	49	0,00	53	51	0,00	

Из участка недр (геологического отвода) исключаются месторождение Масабай ТОО «Gold Tengry Estate» (контракт №5178Д от 17.02.2023 г.) и памятники (Шерлігүл XII-XX век и Дәден ата 1860 ж.).

Угловые Точки №/№	Координаты угловых точек месторождение Масабай											
	северная широта						восточная долгота					
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	46	44	5,00	53	48	40,00						
2	46	43	53,00	53	48	58,00						
3	46	43	11,00	53	49	1,00						
4	46	43	5,00	53	49	1,00						
5	46	42	54,00	53	48	10,00						
6	46	42	56,00	53	48	10,00						
7	46	42	49,00	53	47	42,00						
8	46	43	2,00	53	47	58,00						
9	46	43	16,00	53	48	16,00						
10	46	43	38,00	53	48	35,00						

Площадь – 1,47 кв.км

Угловые Точки №№	Координаты угловых точек памятника Шерлігүл (XVII-XX век)					
	северная широта			восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	46	38	0,00	53	39	0,00
2	46	39	0,00	53	39	0,00
3	46	39	0,00	53	40	0,00
4	46	38	0,00	53	40	0,00

Угловые Точки №/№	Координаты угловых точек некрополь Дэден ата					
	северная широта			восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	46	36	0,00	53	44	0,00
2	46	37	0,00	53	44	0,00
3	46	37	0,00	53	45	0,00
4	46	36	0,00	53	45	0,00

Площадь участка недр, за вычетом исключаемых территорий составляет – 1147,26 (одна тысяча сто сорок семь целых двадцать шесть сотых) кв. км.

Глубина разведки – до минус 6000 м.

Председатель



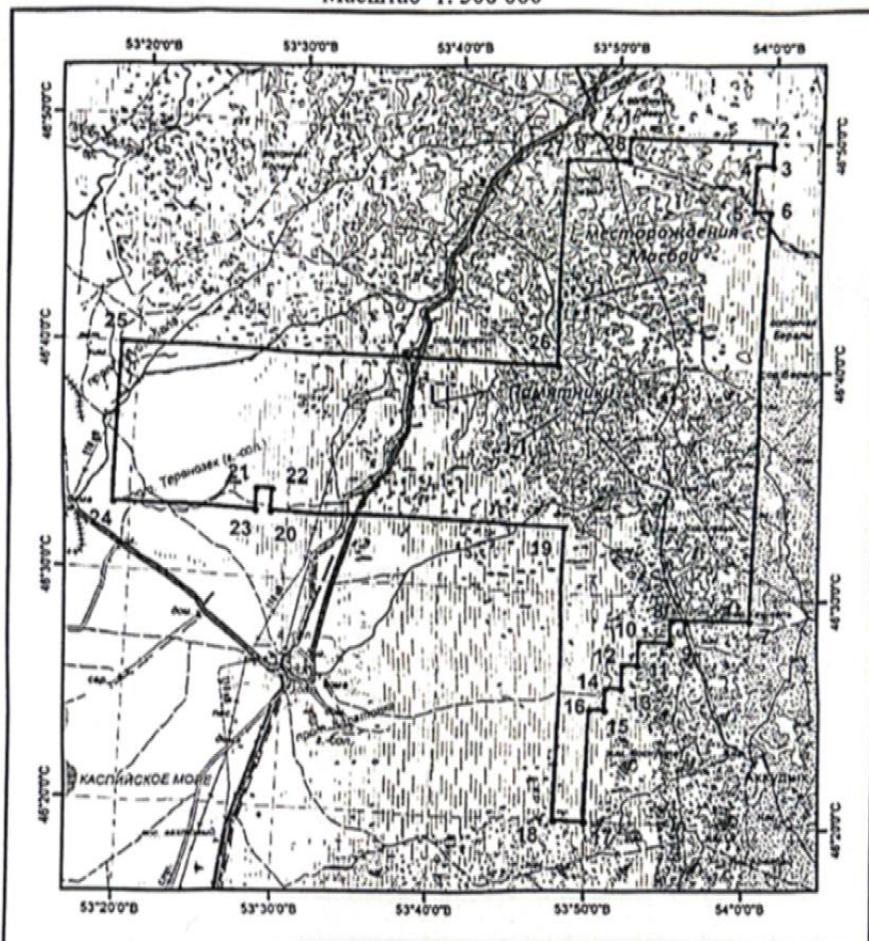
Е. Акбаров

Приложение № _____
по Контракту № _____,
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка и добыча
(вид недропользования)

от « » 2024 г. Рег. № _____ РД-УВ

Картограмма расположения участка недр Кульсары

Масштаб 1: 500 000



Условные обозначения

- | | | | |
|--|---|--|--|
| | контуры участка недр для добычи месторождении Масабай | | нефтепроводы подземные |
| | контуры участка памятников | | газопроводы подземные |
| | контуры участка недр для разведки участок Кульсары | | ЛЭП на металлических или железобетонных опорах |
| | железные дороги | | реки, ручьи (пересыхающие) |
| | автодороги с усовершенствованным покрытием | | реки, ручьи (постоянныe) |
| | улучшенные грунтовые дороги | | населенный пункты |
| | грунтовые проселочные дороги | | горизонтали основные |
| | полевые дороги | | пески бугристые |
| | | | озера |
| | | | солончаки проходимые |

г. Астана декабрь, 2024 г.

1 - 1

13011325



ЛИЦЕНЗИЯ

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)

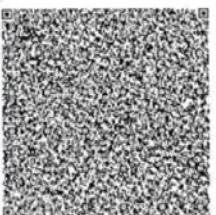
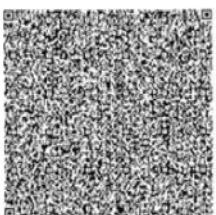
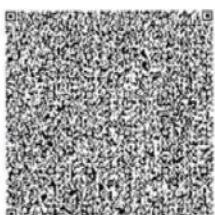
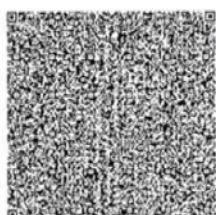


ПОДПИСЬ(для лицензий на бумажных носителях)

Место печати(для лицензий на бумажных носителях)

Место выдачи

г.Астана



Берилес күншат - Электрондан, күншат жөнне электрондан, шифрлық, колтакта тұралын 2003 жылды 7 наурыздын Казахстан Республикасы Зәйнұлла 7 тарихында сәйкес келет тасығыншының күншаты тен
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗПК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии **13011325**

Дата 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 добычи 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 **БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ**
(уполномоченное лицо)

ПОДПИСЬ(для лицензий на бумажных носителях)



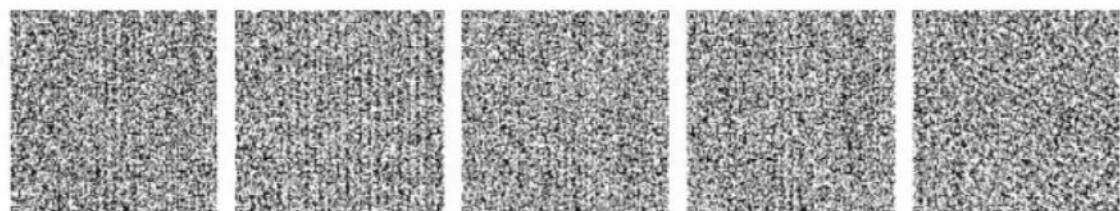
Место печати(для лицензий на бумажных носителях)

Номер приложения к
лицензии **001**

Дата выдачи приложения
к лицензии **18.07.2013**

Срок действия лицензии

Место выдачи **г.Астана**



Беркеттің қызметінде «Электрондық қызмет төзөне электрондық шифрлік жайылба турағын» 2003 жылғы 7 науқарданын Казахстан Республикасының 7 қыркүйек 1 қарындағы сабактада дағы тапсыныштың көрсеткіштік тәсілі.
Данай документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗПК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписью» размещается документа на бумажном носителе.

Заключение метрологической экспертизы

**«Проект разведочных работ по поиску углеводородов
на контрактном участке Кульсары в Атырауской области
Республики Казахстан»**
Контракт №5426-УВС от 31.12.2024г.

Отв. исполнители:
Битеуова С.А.
Айткалиева Н.Б.

Проект по договору не связан с созданием объектов геологоразведочной техники, и используемая аппаратура не относится к классу измерительной техники, поэтому метрологической экспертизе не подлежит.

«21» мая 2025 г.

Метролог



Куанышева А.К.

СПРАВКА
о рассылке: «Проект разведочных работ по поиску углеводородов
на контрактном участке Кульсары в Атырауской области
Республики Казахстан»
Контракт №5426-УВС от 31.12.2024г.

Отв. исполнители:
Битеуова С.А.
Айткалиева Н.Б.

Отпечатано: 3 экз.

Разослано: 3 экз.

№ п/п.	Организация	Адрес организации	№ экз.	Кол- во экз.
1	ЦКРР МЭ РК	Республика Казахстан, г. Астана, ул. Кабанбай батыра 19	1	1
2	МД «Запказнедра»	Республика Казахстан, г. Актобе, ул. Ш. Калдаякова, 5 «Б»	2	1
3	ЧК «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd »	Республика Казахстан, г. Астана, район Есиль, ул. Сауран, дом 3/1	3	1

**Протокол
геолого-технического совещания ТОО «Кен-Багдар»**

г. Алматы

«21» мая 2025г.

Присутствовали:

Ерболат А. – директор;
Битеуова С.А. – главный геолог;
Айткалиева Н.Б. – ведущий геолог;
Шеруенов А.Е. - ведущий инженер;
Умбетов К.К. - ведущий инженер по бурению;
Касымова Н. – секретарь.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кульсары, расположенного в Атырауской области Республики Казахстан» согласно контракту № 5426-УВС от 31 декабря 2024г, выполненного по заказу ТОО «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd».

СЛУШАЛИ: Айткалиеву Н.Б.

Целью для составления настоящего «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на контрактном участке Кульсары в Атырауской области РК» является анализ всех материалов проведенных геолого-геофизических работ и определение объема постановки геологоразведочных работ на контрактной территории в контрактный период 2025-2030гг.

В настоящем Проекте предусмотрены переобработка и интерпретация сейсмических материалов ЗД МОГТ и предложено поисково-разведочное бурение на надсолевой структуре Тургузба и подсолевых структурах Кызыкудук и Жантай.

На каждой из структур рекомендовано бурение по одной независимой поисковой скважине со вскрытием целевых горизонтов и по две зависимых от результатов бурения первых скважин. На основе результатов современной интегрированной переобработки и интерпретации ЗД МОГТ объемом

400кв.км, рекомендовано уточнение местоположений рекомендованных скважин. Кроме того, с целью уточнения подсолевого разреза в северной части участка заложено проведение 2Д МОГТ объемом 150 пог.км.

В Проекте определены цели и задачи проектных работ, обосновано местоположение и конструкции проектных скважин. В каждой проектной скважине запланировано проведение рационального комплекса ГИС для изучения разреза, отбор керна и шлама, испытание перспективных объектов в колонне, лабораторный анализ проб нефти, газа и воды.

Выступили: Битеуова С.А., Умбетов Е.К.

По итогам обсуждения **Постановили:**

1. Разработанный «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кульсары, расположенный в Атырауской области Республики Казахстан» одобрить.
 2. 2. Данный Проект направить Недропользователю ТОО «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd» на согласование.

Председатель

Ерболат А.

Секретарь

Касымова Н.



ПРОТОКОЛ №_____
совместного заседания геолого-технического совета
ЧК «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd»
и ТОО «Кен-Бағдар»

г. Алматы

«23 » мая 2025г.

Присутствовали:

От ЧК «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd»:

Ли Хуху - генеральный директор, председатель;
Кадырхан Ы.- главный геолог, секретарь НТС;

От ТОО «Кен Бағдар»

Ерболат А. - директор;
Битеуова С.А. - главный геолог;
Айткалиева Н.Б. - ведущий геолог.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кульсары, расположенного в Атырауской области Республики Казахстан»

СЛУШАЛИ: ответственного исполнителя Битеуову С.А.

Настоящий проект поисково-разведочных работ составлен ТОО «Кен-Бағдар» по заказу недропользователя компании «Kazakhstan Zhonghengyongsheng Energy Co., Ltd», имеющего Контракт за № 5426-Р-УВ от 31 декабря 2024г сроком на 6 лет для осуществления операций по недропользованию на участке Кульсары (на основании Протокола МЭ РК от 27.11.2024 за№401104) в пределах номенклатурных листов L-39-XII и L-39-XVIII.

Участок Кульсары расположен в Атырауской области, площадь участка за вычетом исключаемых территорий (месторождение Масабай-1,47 кв. км, исторические памятники-2,36 и 2,36 кв. км), составляет 1147,26 кв.км.

Контрактный участок занимает небольшую юго-западную часть ранее изученного разведочного блока Р-9, которое достаточно долгое время находилось в разведке в ведении АО «РД «Казмунайгаз», а также соседствует с перспективным нефтедобывающим участком (Тенгиз, Королевское, Кашаган) по палеозойским отложениям юга Прикаспийской впадины.

В административном отношении блок Кульсары занимает Жылойский район Атырауской области.

В тектоническом плане поисковый участок относится к прибортовой части Южной Эмбы в пределах Актюбинско-Астраханская система поднятий.

В геологическом отношении в разрезе территории выделяются два основных комплекса: подсолевой и надсолевой. Главной особенностью строения надсолевого комплекса является влияние соляной тектоники и развитие различных по размерам соляных тел, осложняющих структурный план верхнего юрско-мелового этажа.

Поисковое и разведочное бурение на блоке Кульсары проводилось в надсолевой части разреза со вскрытием соленосных отложений кунгура, подсолевой комплекс отложений не вскрыт. По данным поискового бурения в районе работ в надсолевом комплексе, несмотря на многочисленные скважины с отрицательным результатом, в пределах блока Кульсары отмечены признаки углеводородов в процессе бурения в виде пропиток в керне в меловых и юрских отложениях.

По данным последних проведенных сейсмических исследований 2Д и 3Д (2007-11гг.) на контрактном участке Кульсары выделены перспективные участки в надсолевом разрезе (Тургубза) и подсолевом разрезе (Кызылкудук, Жантай), разведка которых легла в основу настоящего проекта.

Основной задачей составления настоящего «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кульсары...» является определение объемов геологоразведочных работ для выявления перспективных объектов на нефть и газ в надсолевом и подсолевом разрезах.

В настоящем Проекте разведочных работ... на данном этапе предлагаются:

1. Современная высокоразрешающая переобработка сейсмических исследований МОГТ-3Д 2010г. (400 кв. км) (временная и глубинная миграция до суммирования) и интерпретации в интеграции со скважинными данными с целью уточнения строения подсолевого и надсолевого комплекса отложений и местоположений проектируемых в настоящей работе глубоких поисковых скважин;
2. Отработка сейсмопрофилей 2Д-МОГТ объемом 150 пог.км с целью уточнения геологического строения подсолевого разреза в северной части участка Кульсары.
3. Бурение трех независимых поисковых скважин: Т-1 - на надсолевой структуре Тургубза (восточное крыло) глубиной 2750 м; одна скважина К-1-на подсолевой структуре Кызылкудук с проектной глубиной 7000м и одна скважина J-1 – на структуре Жантай с глубиной 7000 м.
4. В зависимости от результатов бурения независимых скважин, проектируется бурение с целью разведки в случае открытия залежей зависимых скважин на каждой из структур: на Кызылкудуке две поисковые скважины К-101, К-102; на Жантай-две поисковые скважины J-101, J-102 и на структуре Тургубза –две поисковые скважины Т-101, Т-102.

Для проектируемых скважин, исходя из опыта бурения скважин на соседних площадях и учитывая геологическую особенность контрактной территории выбраны конструкции скважин. В проектируемых скважинах предусмотрено проведение полного комплекса ГРИС, отбор керна и шлама, интервалы опробования и испытания скважин, также лабораторные исследования отобранных образцов пород, нефти, газа и воды. В настоящем Проекте поисковых работ обоснованы цели и задачи заложения проектных скважин, продолжительность строительства скважины, а также проведены основные геолого-экономические показатели планируемых работ.

«Проект разведочных работ...» разработан согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разведочных работ УВ (изменения и дополнения к нему)», утвержденного приказом Министерства энергетики РК от 24.08.2018г. №329.

Заслушав и обсудив сообщение Битеевой С.А. и после обмена мнениями,

Совещание решило:

1. Разработанный «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кульсары, расположенного в Атырауской области Республики Казахстан» одобрить.
- 2.Проект направить в уведомительном порядке в ЦКРР МЭ РК.

Председатель

Секретарь



Кадырхан Ы.

**Заключение государственной
экологической экспертизы**