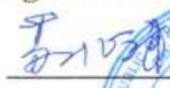


**ЧАСТНАЯ КОМПАНИЯ «Kazakstan FengYuanXinMao Energy Ltd.»**  
**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ**  
**«КЕН БАҒДАР»**

**УТВЕРЖДАЮ:**  
**Генеральный директор**  
**ЧК «Kazakstan FengYuanXinMao Energy Ltd.»**

  
**ZHAOBIN SU**  
« 20 »  2025г.  


**ПРОЕКТ**  
**ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ**  
**РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДОВ**  
**НА УЧАСТКЕ КЕНДАЛА СЕВЕРНЫЙ**

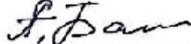
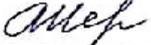
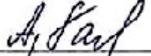
**Директор**  
**ТОО «Кен Бағдар»**



**Ерболат А.**

**г. Астана, 2025 г.**

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	ФИО
Главный геолог		Ерниязова Г.Т.
Ведущий геолог		Айткалиева Н.
Старший геофизик		Баяшева А.И.
Инженер		Шеруснов А.Е.
Инженер		Умбстов Е.
Дизайнер		Галиева А.Т.

## СОДЕРЖАНИЕ

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА .....	7
1. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ .....	9
РИСУНОК 2.1 - ОБЗОРНАЯ КАРТА.....	11
2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ.....	12
2.4. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ .....	34
3. АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ФОНДА СКВАЖИН И .....	41
ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ .....	41
4. ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН.....	43
4.6. ПОДГОТОВКА К РАБОТАМ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН. ....	59
4.6.1. РАЗРАБОТКА ПЛАНА ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ СКВАЖИН.....	59
4.6.2. ПОДГОТОВКА К РАБОТАМ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ.....	60
4.6.3. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ ДОКУМЕНТОВ НА ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН. ....	60
5. СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ЛИКВИДАЦИИ.....	62
5.1. СТОИМОСТЬ ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН.....	63
5.3. РАСЧЕТ ВОЗВРАТА ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ В ПРОЦЕССЕ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИИ РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДОВ .....	64
5.4. РАСЧЕТ ЛИКВИДАЦИОННЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ .....	65
6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ НАСЕЛЕНИЯ И ПЕРСОНАЛА, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ .....	66
6.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР .....	70
6.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	71
6.3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ЛИКВИДАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....	72
6.4. МЕРЫ, ИСКЛЮЧАЮЩИЕ НА ПЕРИОД КОНСЕРВАЦИИ НЕ САНКЦИОНИРОВАННОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ДОСТУП К ЗАКОНСЕРВИРОВАННЫМ ОБЪЕКТАМ .....	76
6.5. МЕРЫ ПО РЕКУЛЬТИВАЦИИ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ .....	76
6.6. ФАКТИЧЕСКОЕ И ПРОГНОЗИРУЕМОЕ СОСТОЯНИЕ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ.....	77
6.7. МЕРЫ ПО ПРИВЕДЕНИЮ КОМПЛЕКСНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ В СЛУЧАЕ ЭКСТРЕННОГО РЕШЕНИЯ О ПРЕКРАЩЕНИИ ДОБЫЧИ.....	77
7. НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ.....	80
8. ПРИЛОЖЕНИЕ .....	81
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ .....	81
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД, КАРТОГРАММА .....	83
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ПРОТОКОЛ СОВМЕСТНОГО ЗАСЕДАНИЯ ГТС .....	86
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ЛИЦЕНЗИИ НА ПРАВО ПРОЕКТИРОВАНИЯ .....	88
ПРИЛОЖЕНИЕ 6. ПИСЬМО СОГЛАСОВАНИЕ РГУ «ДЕПАРТАМЕНТА КОМИТЕТА ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ МЧС».....	90
ПРИЛОЖЕНИЕ 7. ПИСЬМО СОГЛАСОВАНИЕ РГУ «ДЕПАРТАМЕНТА САНИТАРНО- ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ» .....	91
ПРИЛОЖЕНИЕ 8. ПИСЬМО СОГЛАСОВАНИЕ ГУ «УПРАВЛЕНИЕ ЗЕМЕЛЬНЫХ ОТНОШЕНИЙ МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ».....	92
ПРИЛОЖЕНИЕ 9. ГРАФИЧЕСКОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ .....	93

## СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

Наименование	Стр.
Таблица 1.1 - Географо-экономические условия	8
Таблица 3.1. -Общие сведения о конструкции скважины	36
Таблица 4.3.1. – Сводка коэффициентов к расчетам	42
Таблица 4.3.1.1- Исходные данные для расчета цементных мостов и подбора рецептуры цементного раствора при ликвидации скважины №№ К-1, К-2,К-3, БК-1, БК-2, БК-3, Д-1, Д-2, Д-3, УТ-1, УТ-102, УТ-3, Х-1, Х-2, Х-201,Х-202, Х-301, Х-302	43
Таблица 4.3.1.2-Расчетные данные по установке цементных мостов при ликвидации скважины	44
Таблица 4.3.1.3-Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	45
Таблица 4.3.1.4-Потребное количество материалов для установки цементных мостов	47
Таблица 4.3.1.5-Потребное количество тампонажной техники для установки цементных мостов	48
Таблица 4.3.1.6-Параметры труб для установки ликвидационных цементных мостов и испытания их на прочность	48
Таблице 4.4.1. Технические характеристики агрегата УПА 60/80	50
Таблица 5.1.1 - Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин	56
Таблица 5.2.1 - Сводный сметный расчет стоимости рекультивация земли	57
Таблица 5.3.1 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	57
Таблица 5.3.3 – Техническая характеристика фонтанной арматуры	58
Таблица 5.3.4 – Расчет общей массы металлолома	58
Таблица 5.5.1 - Расчет отчислений в ликвидационный фонд	59

## СПИСОК РИСУНКОВ

Наименование	Стр.
Рис.1.1. Обзорная карта	10
Рис 2.1 Тектоническая схема Южного Мангышлака и сопредельной территории	23
Рис. 2.2 – Жарты, Южный Жарты, Кокбахты Структурная карта по отражающему горизонту V <sub>3</sub>	26
Рисунок 4.1.1– Тумба, устанавливаемая на устье скважины при ликвидации	39
Рисунок 4.1.2– Пример металлической таблички, устанавливаемой на бетонной тумбе при ликвидации скважины	39

**Авторы:** Умбетов Е.К Туралиев К.С. и др.

«Проект ликвидации последствий разведки углеводородов на участке Кендала Северный» выполнен на основании Контракта №5354-УВС от 02.07.2024 г. на разведку и добычу углеводородного сырья по участку Кендала Северный, расположенном в Мангистауской области Республики Казахстан».

Книга. Текст отчета 90 страниц, в т.ч. 2 рисунка, 14 таблиц; 8 использованных источников.

ТОО «Кен Бағдар», 050013, г.Алматы, Бостандыкский район, микрорайон Нур Алатау, улица Нурлы Байкенов, дом 62  
Государственная лицензия 13011325 от 18.07.2013 г.

**Адрес объекта исследований:** Республика Казахстан; Мангистауская область, Каракиянский район.

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

**Границы участка недр** – Площадь участка недр составляет 5036,01 кв.км, глубина – до кристаллического фундамента

**Реферат.** Объекты недропользования ликвидируются в соответствии с проектом ликвидации, разработанному проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды, а также прошедшим согласование с уполномоченными органами в области охраны окружающей среды по изучению и использованию недр, в области промышленной безопасности, санитарно-эпидемиологической службы, по управлению земельными ресурсами и утвержденным недропользователем, на основании «Правил ликвидации и консервации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» утвержденные Приказом Правительством Республики Казахстан.

**Ключевые слова:** *Контрактная территория, структура, сейсморазведка МОГТ ЗД, тектоника, отражающий горизонт, перспективы нефтегазонасыщенности, углеводороды, поисково-разведочное бурение, месторождение, запасы нефти, возврат территории.*

## ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Настоящий проект ликвидации выполнен на основании технического задания ЧП «Kazakhstan FengYuanXinMao Energy Ltd.» по Договору №15/2024-118/1 от 11.12. 2024г.с ТОО «Кен Бағдар».

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

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

Площадь участка недр составляет 5036,01 кв.км, глубина – до кристаллического фундамента.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Другие какие-либо технологические объекты на территории не сооружались.

Проект ликвидации утверждается недропользователем, финансирующего проведение работ по проектированию и реализации проекта и согласовывается с уполномоченными органами в области охраны окружающей среды, по изучению и использованию недр, в области промышленной безопасности, са-

нитарноэпидемиологической службы, по регулированию земельных отношений.

Сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

Ликвидация объектов недропользования включает в себя демонтаж, вывоз и захоронение (при необходимости) всех наземных сооружений и коммуникации, скважин разного вида и назначения, рекультивацию земель, которая осуществляется за счет банковского вклада.

Выполнение настоящей работы предусматривает следующие этапы:

- Разработка проекта ликвидации последствий разведки углеводородов на контрактной территории;
- Определение общей стоимости работ при проведении ликвидации;
- Оценка воздействия на окружающую среду при проведении ликвидационных работ.

Необходимая сумма банковского вклада (Ликвидационного фонда) на период проведения ликвидации последствий разведки углеводородов» полученная расчетным путем, исходя из существующих рыночных цен на нефтяные операции и стоимости материалов и услуг в нефтяной отрасли составляет 36961,9536 тысяч. тенге.

Согласно выполненной оценке воздействия на окружающую среду, в процессе проведения ликвидационных работ основными компонентами окружающей среды, которыми будут испытаны в наибольшей мере антропогенными воздействия, будут являться почвенно-растительный покров и атмосферный воздух.

## 1.ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

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

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

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

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

Таблица 1.1 - Географо-экономические условия

п/п №	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Жазгурлинская депрессия и Большая Мангышлакская флексура
2	Место базирования НГРЭ	Каракиянский район Мангистауской области
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	слабоволнистая равнинная местность, наклоненная к западу, то есть в сторону Каспийского моря.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	гидрографическая сеть отсутствует, источники питьевого водоснабжения так же отсутствуют
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	-
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	лето с температурой до $-40^{\circ}\text{C}$ , зимой температура воздуха $-30^{\circ}\text{C}$ .
7	Количество осадков	126 мм, из них на осенне-зимний период приходится 43 мм, а на весенне-летний месяцы – 83 мм
8	Преобладающее направление ветров и их сила	в зимний период господствуют юго-восточные и восточные ветры; летом-северные и северо-западные
9	Толщина снежного покрова и его распределение	Снежный покров не превышает 15 – 20 см, обычно он ложится в ноябре и сходит в марте

10	Геокриологические условия	-
11	Продолжительность отопительного сезона	189 дней
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	растительность района характерна для пустынь-полынь, колючка, биюргун и др. Животный мир представлен сайгаками, волками, лисами, грызунами, пресмыкающимися и насекомыми. Часть территории входит в государственную заповедную зону Кендерли-Каясан.
13	Населенные пункты и расстояния до них	пос. Курык около 60км, до г. Жанаозен - 40 км.
14	Ведущие отрасли народного хозяйства	-
15	Наличие материально-технических баз	-
16	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	нефтепровод Актау – Курык.
17	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	Дизель электростанция
18	Виды связи	Спутниковая, радиостанция
19	Пути сообщения. Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	-
20	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	Сведения о подъездных путях: протяженность -10км. Ширина-6м. Высота насыпи -20см. Характеристика дороги-грунтовая.
21	Условия перевозки вахт	-
22	Наличие зимников, срок их действия	-
23	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	-

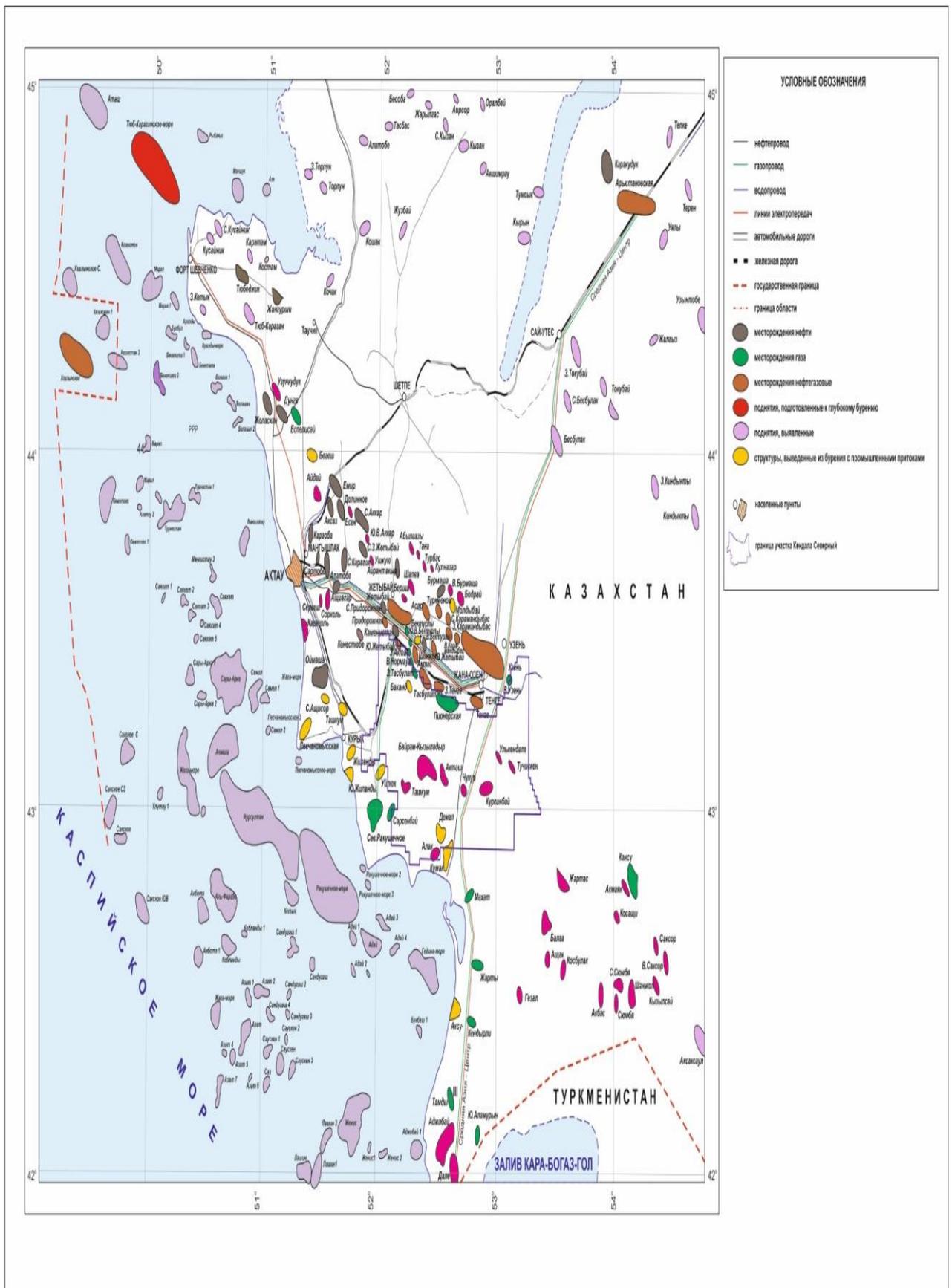


Рисунок 2.1 - Обзорная карта

## **2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ**

### **2.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез**

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

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

#### **Палеозой Pz**

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

#### **Мезазой (Mz)**

#### **Триасовая система (T)**

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

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

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

#### **Нижний отдел (T<sub>1</sub>)**

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

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

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

Разрез монотонный с преобладанием в средней части аргиллитов. Порода отличается значительным уплотнением.

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

#### Средний отдел (Т<sub>2</sub>)

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

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

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

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

#### Верхний отдел (Т<sub>3</sub>)

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

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

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

С размытой поверхностью доюрского комплекса связан условный сейсмический горизонт V.

#### Юрская система (J)

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

#### Нижний отдел (J<sub>1</sub>)

Породы нижней юры сформировались в континентальной обстановке при алювиально-озерно-болотных условиях и представлены переслаиванием песчаников и глин. Песчаники серые мелко-среднезернистые, полимиктовые

известковистые, плохо отсортированные, крепкие с обильными вкраплениями слюды и углистого вещества.

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

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

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

#### Средний отдел ( $J_2$ )

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

*Ааленский ярус ( $J_2a$ ).* Осадки ааленского яруса по литолого-фациальному составу сходны с нижнеюрскими и представлены песчаниками с прослоями глин и в меньшей степени, алевролитов. Песчаники серые мелко- и среднезернистые, состоят из обломков кварца, кремнисто-слюдистых сланцев и полевых шпатов, крепко сцементированных глинистым цементом. Песчаники залегают в виде крупных (до 40 м) пачек в нижней и средней частях разреза. Наиболее грубозернистые разности песчаников, нередко переходящие в гравелиты и мелкогалечные конгломераты, развиты в нижней части ааленского яруса. Вверх по разрезу происходит изменение состава в сторону уменьшения количества грубообломочного материала и увеличения глинистости. Для верхней трети ааленской толщи характерно чередование песчаников, алевролитов и глин с преобладанием последних. Отмечается косая слоистость с углами падения слоев от 5-10° до 50-60°. Глины темно-серые плотные, иногда аргиллитоподобные, в различной степени песчаные и алевроитистые, обычно тонкослоистые. В качестве примеси в породах аалена распространены мелкий обугленный растительный детрит или углистые примазки по плоскостям слоистости.

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

*Байосский ярус ( $J_2b$ ).* Отложения этого возраста составляют большую часть разреза средней юры. В литологическом отношении они довольно изменчивы как по разрезу, так и по площади, и представляют собой мощную толщу переслаивания песчаников, глин и алевролитов с единичными маломощными (до 1 м) прослоями известняков в верхней части разреза. Чередование пород, в отличие от нижележащих осадков, более тонкослоистое и снизу вверх по разрезу уменьшается роль глинистых пород и возрастает количество песчаников. Это объясняется тем, что породы нижней части яруса накапливались в континентальных условиях, а верхняя часть разреза формировалась в период равномерного чередования морских и континентальных условий. Песчаники серые и темно-серые, средне- и

мелкозернистые, полимиктовые. Глины темно-серые, иногда черные, известковистые, обычно с примесью песчано-алевритового материала, тонкослоистые. Алевриты серые, слоистые, глинистые, плотные. Постоянной примесью в породах является обугленная растительная органика, наиболее распространенная в этой части юрского разреза.

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

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

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

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

*Келловейский ярус ( $J_2к$ )*. Отложения келловейского яруса представлены толщей глинистых образований с подчиненными прослоями песчано-алевритовых пород.

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

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

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

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

#### Верхний отдел ( $J_3$ )

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

*Оксфордский ярус ( $J_3o$ )*. Отложения оксфордского яруса залегают без перерыва и несогласия на осадках келловейского возраста и в связи с дальнейшим расширением морской трансгрессии представлены тонкоотмученными глинисто-карбонатными породами. В литологическом

отношении характеризуется теми же типами пород, что и келловейский ярус, причем здесь глины резко преобладают над алевролитами и песчаниками. Существенным отличием является более высокое содержание карбонатов, которые, в основном, входят в состав цемента терригенных пород. По литологическим особенностям оксфордскую толщу можно разделить на две части, примерно равные по мощности: нижнюю алевроито-глинистую и верхнюю, преимущественно карбонатную.

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

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

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

*Кимеридж-титонские отложения ( $J_3kt+t$ ).* Породы этого возраста со слабым размывом залегают на подстилающих породах оксфорда и резко отличаются от них по своей литологической характеристике. Это объясняется тем, что в это время морской бассейн претерпевает заключительный этап своего существования. Отложения этого яруса представлены толщей органогенно-обломочных, мелкокристаллических, нередко доломитизированных известняков с прослоями мергелей, глин и песчаных пород.

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

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

#### Меловая система (К)

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

#### Нижний отдел ( $K_1$ )

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

### Неокомский надъярус ( $K_{1ne}$ )

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

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

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

Оолитовые известняки – комковатые с примесью глинистого материала.

Мергели – тонкослоистые с раковистым изломом, обогащены алевролитовым материалом.

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

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

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

*Барремский ярус ( $K_{1br}$ ).* Отложение осадков барремского яруса происходит в нижнемеловом мелководном море, переобразованный в замкнутый пресноводный бассейн, в который изредка проникали воды открытого моря. Отложения барремского яруса представляют собой толщу глинисто-алевролитовых пород с прослоями песчаников, реже мергелей и известняков. В нижней части яруса выделяется пачка преимущественно глинистого состава, в верхней – пачка песчаников мощностью 15-20 м.

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

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

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

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

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

#### Верхний отдел (K<sub>2</sub>)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### Кайнозой ( $Kz$ )

#### Палеогеновая система (P)

Отложения палеогена также с размывом залегают на породах датского яруса.

#### Палеоцен-эоценовые отложения ( $P_1+P_2$ )

Палеоцен-эоценовые отложения представлены чередованием песков, мергелей и глин. Цвет пород голубовато-серый, зеленовато-серый или буро-

коричневый. Отмечается высокая карбонатность пород, обилие фаунистических остатков и растительного детрита.

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

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

#### *Датский ярус ( $P_{1d}$ )*

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

#### *Олигоценовый отдел ( $Pg_3$ )*

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

#### *Неогеновая система (N)*

Отложения неогена развиты не повсеместно и с угловым несогласием ложатся на размытую поверхность подстилающих отложений палеогена. Мощность отложений уменьшается на север, северо-запад в сторону Кокумбайской ступени и Узеньского валообразного поднятия. На территории сопредельной площади Кансу из-за глубокого эрозионного размыва отложения неогена отсутствуют.

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

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

#### Четвертичная система (Q)

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

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

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

## 2.2. Тектоника

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

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

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

В целом на рассматриваемой территории повсеместно и однозначно прослеживаются опорные отражающие горизонты в юрско-палеогеновом

комплексе: I (подошва олигоцена), II (подошва сенон-турона), III (подошва готерива) и IV<sub>1</sub> (репер в оксфорде), которым присущи динамическая выразительность и плавное поведение на временных разрезах. Менее уверенно следует отражающий горизонт IV<sub>2</sub> (репер в байосе). Отражения от горизонта V<sub>1</sub> (подошва юры) нередко имеют невысокую динамическую выразительность, но в целом, по площади прослеживаются с достаточной степенью надежности. Наиболее четко и динамично выделяется горизонт в пределах Кокумбайской ступени, в зонах отсутствия верхне-среднетриасовых отложений. Однозначная прослеживаемость его ухудшается в Жазгурлинской депрессии и, частично, на Большой Мангышлакской флекуре, где основным критерием опознавания горизонта являются косвенные признаки: эрозионное несогласие с нижележащими горизонтами и положение его на временных разрезах.

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

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

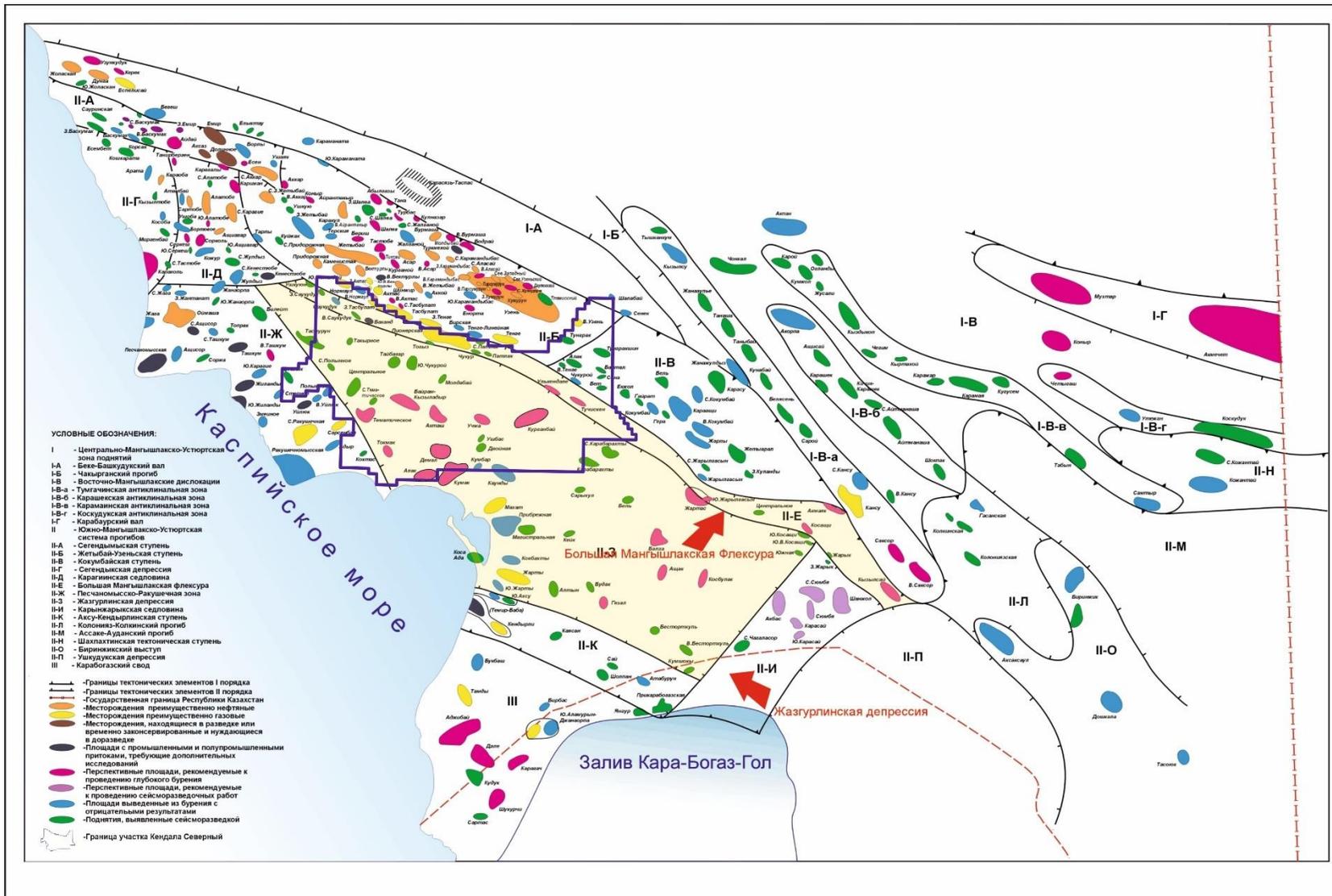


Рис 2.2.1 Тектоническая схема Южного Мангышлака и сопредельной территории

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В 2017 г. ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» совместно с ТОО «PGS Kazakhstan» проведена динамическая и структурная интерпретация данных сейсморазведки МОГТ 3Д на площадях Курганбай, Байрам-Кызыладыр, Демал, Кумак, Алак, Улькендале, Тучискен с целью уточнения геологического строения по юрско-меловым, триасовым отложениям.

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

✓V<sub>3</sub>- кровля отложений индского и оленекского ярусов нижнего триаса;

✓V<sup>II</sup><sub>2</sub>-кровля вулканогенно-карбонатных отложений среднего триаса;

✓V<sub>2</sub> - подошва верхнего триаса;

✓V - подошва нижней юры;

✓J<sub>2b</sub>- подошва байоса;

✓J<sub>2bt</sub>- подошва бата;

✓J<sub>2k</sub>- подошва келловея;

✓III- подошва неокома.

Поднятие Курганбай располагается в центральной части Жазгурлинской депрессии.

*По отражающему горизонту V<sub>3</sub>* (кровля отложений индского и оленекского ярусов нижнего триаса) структура Курганбай представляет собой крупную брахиантиклинальную складку субширотного простирания, осложненная рядом тектонических нарушений. Тектоническим нарушением основная площадь структуры разбита на два обширных блока. Южный, приподнятый блок разбит разломами на четыре свода, из которых два восточных опущены, а юго - западный и северо-восточный приподняты. Наиболее крупный западный свод в контуре изогипсы минус 5250 м имеет размеры 4,8х2,5 км, амплитуду 60 м. Размеры южного блока со всеми мелкими сводами составляют 7,8х1,6км.

В северный блок представляет собой полусвод, экранированный между тектоническими нарушениями F<sub>1</sub> и F<sub>15</sub>. В пределах блока локализуется два полусвода, размеры западного полусвода по изогипсе минус 5380м составляют 3,2х1,3 км, амплитуда более 20м, восточный полусвод по замыкающей изогипсе имеет размеры 3,2х1,6км, амплитуда 30 м (граф. приложение 11).

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

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

*По отражающему горизонту V* (подошва нижней юры) структура Курганбай имеет разно ориентированные два свода, западный свод, ограниченный изогипсой минус 4290 м сохраняет широтную ориентировку, восточный свод вытянут в северном направлении и оконтуривается изогипсой минус 4340 м. В целом структура Курганбай по замыкающей изогипсе -4340 м имеют размеры 9,0х3,3 км, амплитуда 75 м. По сравнению

с нижними горизонтами здесь с меньшей интенсивностью фиксируется тектоническое нарушение (граф. приложение 13).

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

По отражающему горизонту  $J_2b$  (подошва байоса) свод осложняется с двумя вершинами, по замкнутой изогипсе минус 3775 м имеет размеры 9,4x3,5 км, амплитуду 75 м (граф. приложение 14).

По отражающему горизонту  $J_2bt$  (подошва бата) по замкнутой изогипсе минус 3375 м размеры составляют 10x3,9 км, амплитуда 85 м (граф. приложение 15).

По отражающему горизонту  $J_2k$  (подошва келловей) имеет четко выраженное двух купольное строение, разделенное небольшим прогибом. На структурной карте по данному горизонту впервые фиксируется дополнительное малоамплитудное поднятие на западе основного свода, которое ранее не было закартировано по данным сейсморазведки 2Д. Восточный, основной свод по замкнутой изогипсе минус 3025 м имеет размеры 11,7x4,1 км, амплитуду 90 м, второй, западный свод по оконтуривающей изогипсе 3010 м имеет размеры 3,0x2,0 км, амплитуду более 10 м (граф. приложение 16).

При сравнении карт, выполненных в советское время и в 2017 году, по отражающему горизонту  $J_2k$  впервые фиксируется дополнительное поднятие на западе основного свода. Это поднятие ранее не было закартировано по данным сейсморазведки 2Д прошлых лет (рис. 2.2.2-2.2.3).

По отражающему горизонту III (подошва неокома) структура Курганбай в плане смещается на восток, по замкнутой изогипсе минус 2510 м имеет размеры 10,3x3,0 км, амплитуду 45 м.

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

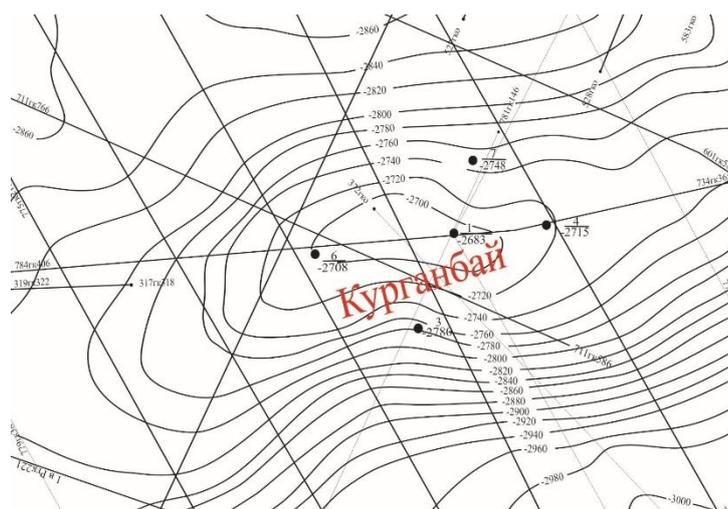


Рис. 2.2.2 – Курганбай. Структурная карта по ОГ IV1 (репер в оксфорде), 1967 г

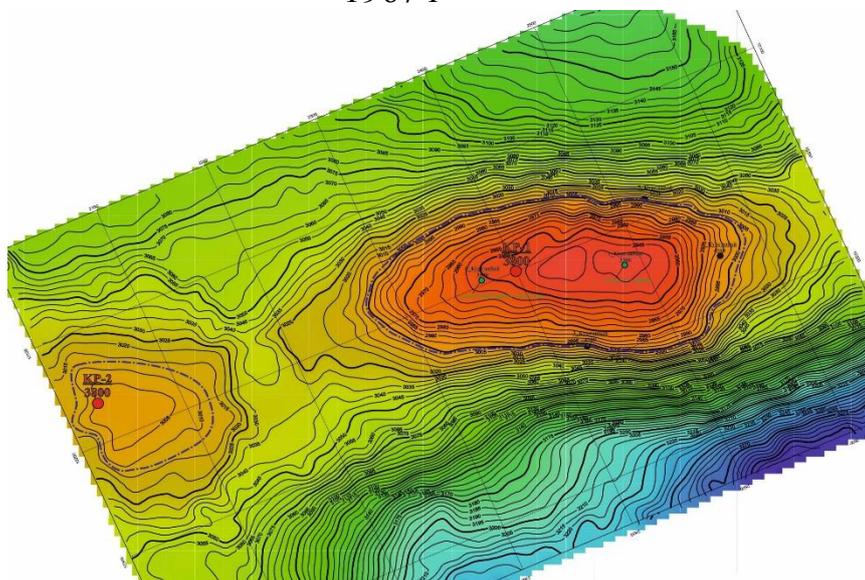


Рис.2.2.3 – Курганбай. Структурная карта по подошве J2k, 2017 г.

Поднятие Байрам-Кызыладыр располагается в центральной части Жазгурлинской депрессии.

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

По отражающему горизонту  $V_2^H$  (кровля вулканогенно-карбонатных отложений среднего триаса) сохраняет структурный план нижнего горизонта, так же представляет собой брахиантиклинальную складку из трех полусводов, разделенный серией тектонических нарушений, ступенчато погружающихся в юго-восточном направлении. Западный приподнятый полусвод имеет размеры 10x6,5 км, амплитуду 80 м по изогипсе минус 5100 м, центральный полусвод по замкнутой изогипсе минус 5140 м. Размеры - 3,3x2,9 км и амплитуда 20 м. Восточный свод вытянут в северо-восточном направлении, осложнен тремя мелкими вершинами в границах изогипсы

минус 5150 м. Размеры – 5,5х6 км при амплитуде 50 м (граф. приложение 26).

При сравнении структурных карт по отражающему горизонту  $V_2^{\text{II}}$ , приуроченному к кровле карбонатной пачки среднего триаса, выполненных в 1967г. и 2017г. видим, что структурный план 1967года представляет собой крупный вал (Байрам-Кызыладырский) осложнен большим количеством тектонических нарушений различной протяженности, ориентировки и амплитуды по изогипсе минус 4550 м и имеет размеры 10,5\*3,5 км и амплитуду 50 м. По современным сейсморазведочным работам МОГТ 3Д вал осложнен тремя полусводами, разделенный серией тектонических нарушений, каждый из которых представляет поисковый интерес (рис.2.2.4-2.2.5).

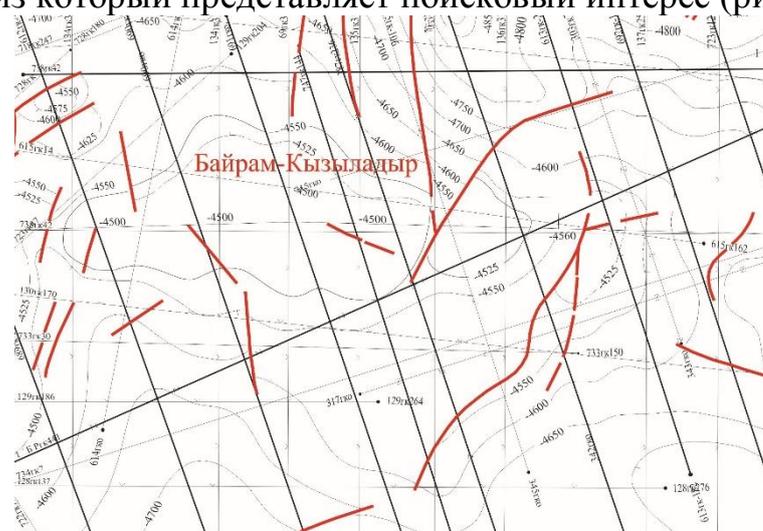


Рис. 2.2.4 – Байрам-Кызыладыр. Структурная карта по ОГ  $V_2^{\text{II}}$  (кровля карбонатов Т2), 1967 г

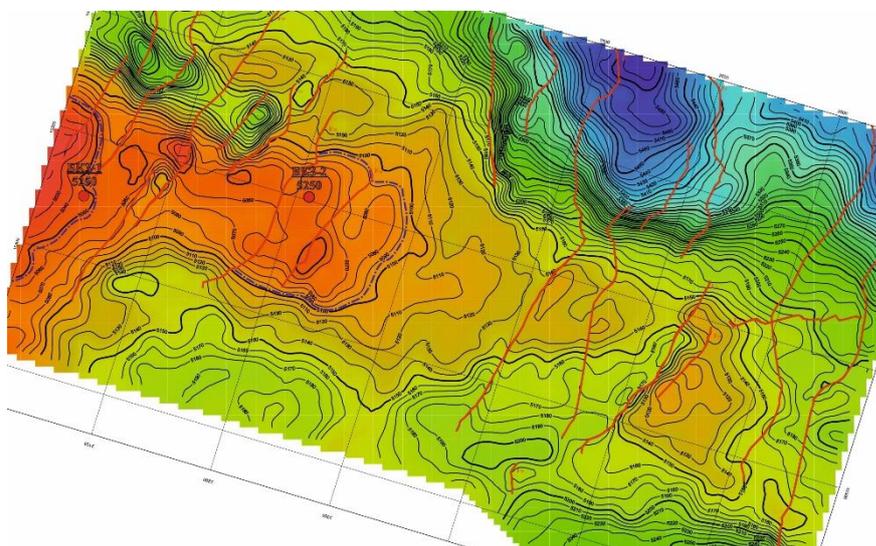


Рис. 2.2.5 – Байрам-Кызыладыр. Структурная карта по ОГ  $V_2^{\text{II}}$  (кровля Т2), 2017г

*По отражающему горизонту  $V_2$  (подошва верхнего триаса) сохраняется структурный план нижележащего вулканогенно-карбонатного комплекса,*

вытянут в субширотном направлении, состоит из двух сводов. Приподнятый западный свод структуры, восточное крыло которой оконтуривается по замкнутой изогипсе минус 4600 м, а западное крыло структуры "обрезано" границей съемки 3Д и закрывается за ее пределами. Размеры по замкнутой изогипсе минус 4600 м - 6х7 км, амплитуда 60 м.

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

*По отражающему горизонту V (подошва нижней юры)* приподнятый западный свод структуры разбит с субмеридиональными разломами на 6 блоков, которые ступенчато погружаются в юго-восточном направлении. По замкнутой изогипсе минус 4250 м имеет размеры 13х8 км, амплитуда 50 м.

*По внутриюрским отражающим горизонтам  $J_2b$ ,  $J_2bt$ ,  $J_2k$*  структурный план триасового комплекса не находит отражения и представляет с собой структурный нос, раскрывающийся в западном направлении.

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

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

*По отражающему горизонту  $V_3$*  (кровля отложений индского и оленекского ярусов нижнего триаса) структура Демал представляет собой антиклинальную складку, ограниченную с юго-востока и с севера-запада тектоническими нарушениями  $F_7$  и  $F_{29}$ . По замкнутой изогипсе минус 4610 м размеры структуры составляют 5,0х2,5 км, амплитуда 10 м.

Структура Кумак *по отражающему горизонту  $V_3$*  представляет собой антиклинальную складку, вытянутую в юго-западном направлении, ограниченная с юго-востока и северо-запада тектоническими нарушениями. Восточное крыло разбито серией тектонических нарушений на блоки, ступенчато погружающихся в юго-восточном направлении. В пределах съемки 3Д структура полностью не замыкается с юго-запада. В пределах замкнутой изогипсы минус 4560 м северо-западный приподнятый блок структуры имеет размеры 5,4х2,5 км, амплитуду 50 м. В целом структура Кумак в пределах съемки 3Д имеет размеры 10,9х3,3 км, амплитуду 70 м.

Структура Алак *по отражающему горизонту  $V_3$*  представляет собой брахиантиклиналь, вытянутая в юго-западном направлении, в пределах съемки 3Д также структура не замыкается с юго-запада. Свод ориентирован северо-восточном направлении, имеет узко вытянутую форму. По замкнутой изогипсой минус 4570 м в пределах съемки 3Д размеры структуры Алак составляют 4,5х4,9 км, амплитуда 20 м.

*По отражающему горизонту  $V''_2$*  (кровля вулканогенно-карбонатных отложений среднего триаса) структура Демал так же представляет собой антиклинальную складку, ограниченную с юго-востока и с северо-запада тектоническими нарушениями  $F_7$  и  $F_{29}$ . Свод осложнен с тремя небольшими

вершинами, в одной из которых проектируется поисковая скважина Дл-1. По замкнутой изогипсе минус 4520 м размеры структуры составляют 5,4х3,5км, амплитуда 30 м.

Структура Кумак *отражающему горизонту*  $V_2^H$  представляет собой вытянутую в юго-западном направлении брахиантиклиналь, ограниченная с обеих сторон тектоническими нарушениями, ширина структуры сужается в юго-западном направлении. Восточное крыло разбито серией тектонических нарушений на блоки, ступенчато погружающихся в юго-восточном направлении. Северо-западный приподнятый блок по замыкающей изогипсе минус 4460 м имеет размеры 7,3х3,0 км, амплитуду 50м. В целом размеры структуры Кумак в пределах съемки 3Д изогипсе минус 4480 м составляют 11,6х3,4 км, амплитуда 70 м.

Структура Алак *отражающему горизонту*  $V_2^H$  представляет собой брахиантиклиналь, вытянутую в юго-западном направлении. Свод осложнен малоамплитудными тремя вершинами небольшого размера. В целом размеры структуры Алак в пределах съемки 3Д изогипсе минус 4480 м составляют 6х5 км, амплитуда 30 м.

При сравнении структурных карт по отражающему горизонту  $V_2^H$ , приуроченному к кровле карбонатной пачки среднего триаса, выполненных в 1991г. и 2017г. видим, что структурный план 1991 года поднятие Демал осложнено одним сводом, ограниченным с юго-востока тектоническим нарушением. Поднятие оконтурено изогипсой -4600 м, размеры 9х6,3 км, амплитуда -125 м. Площадь 42,5 км<sup>2</sup>. В 1991году своде поднятия пробурена скважина Демал-1 (рис.2.2.6-2.2.7).

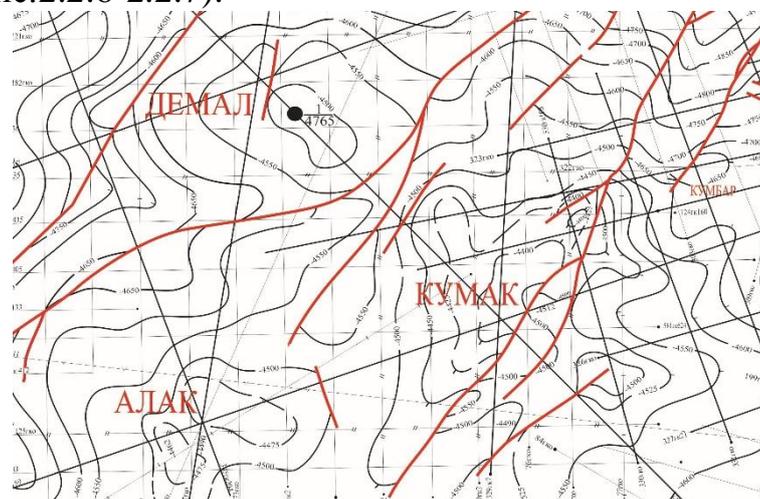


Рис.2.2.6 – Демал, Алак, Кумак. Структурная карта по ОГ  $V_2^H$  (кровля пласта А Т2), 1991 г

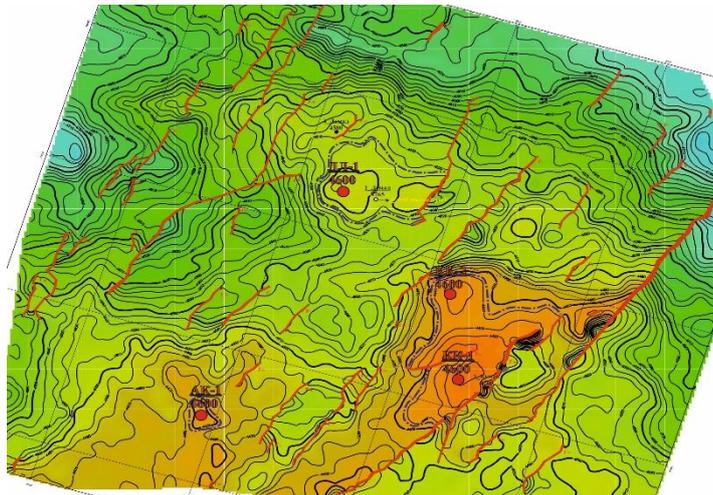


Рис.2.2.7 - Демал, Алак, Кумак. Структурная карта по ОГ  $V_2^{\text{II}}$  (кровля Т2), 2017 г.

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

Структура Демал по отражающему горизонту  $V$  структура Демал представляет собой антиклинальную складку, размеры которой по замкнутой изогипсе минус 3960 м составляют 5,7x2,6 км, амплитуда 20 м.

Структура Кумак по отражающему горизонту  $V$  вытянута в меридиональном направлении, крылья структуры осложнены непродолжительными разломами, свод имеет форму полуантиклинали, южная перекинь структура выходит за пределы съемки 3Д. В целом размеры структуры Кумак в пределах съемки 3Д изогипсе минус 3940 м составляют 9,5x3,3 км, амплитуда 30 м.

Структура Алак по отражающему горизонту  $V$  вытянута северо-восточном направлении, имеет брахиантиклинальную форму, свод осложнен многочисленными вершинами небольшой амплитуды. В целом размеры структуры Алак в пределах съемки 3Д изогипсе минус 3945 м составляют 8,0x3,8 км, амплитуда 20 м (граф. приложение 39).

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

Структура Демал по внутриюрским горизонтам теряет свое многосводовое строение и представляет собой структуру, вытянутую в меридиональном направлении, размеры его сокращаются до 3,5x1,3 км, амплитуда составляет 5-10 м (граф. приложения 40,41)

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

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

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

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

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

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

К северу от описанной структуры, в юго-восточной части следующей ступени также выделена тектонически экранированная структура, состоящая из двух сводов, вытянутая в широтном направлении. Размеры западного свода структуры по примыкающей изогипсе минус 5000 м составляют 6,9х1,2 км, амплитуда -150 м. Восточный свод с юга и севера ограничен разрывным нарушением, размеры по замыкающей структуры нарушениям составляют 3,2х1,6 км, амплитуда более 250 м.

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

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

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

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

По  $V_2^{\text{II}}$  отражающему горизонту структура Тучискен представлена двухсводовым поднятием. Западный купол локализуется изогипсой минус 4080 м, восточный – минус 3990 м, в пределах которых проектируется поисковые скважины Т-1 и Т-2. Размеры, соответственно, 2,25x1,13 км и 1,64x1,4 км. Амплитуды – 70м и 100м соответственно.

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

На юго-востоке от структуры Тучискен выделен полусвод примыкания к тектоническому нарушению  $F_1$ , размеры которого составляют по замыкающей изогипсе минус 5470 м 14,5x1,5 км, амплитудой 330м. Севернее от этой данного полусвода, выделяется еще один полусвод примыкания к тектоническому нарушению  $F_2$  по замыкающей изогипсе минус 4350 м размерами 12,5x1,3 км, амплитуда поднятия 240 м.

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



Рис.2.2.8 – Улькендале, Тучискен. Структурная карта по ОГ  $V_2^{\text{II}}$  (кровля пласта А Т2), 1991 г

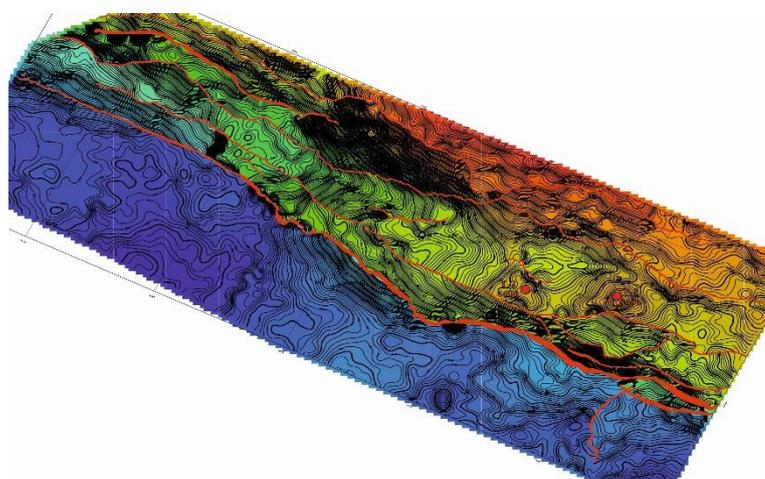


Рис.2.2.9 - Улькендале, Тучискен. Структурная карта по ОГ  $V_2^{\text{II}}$  (кровля Т2), 2017 г.

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

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

#### 2.4. Нефтегазоносность

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

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

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

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

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

притоки газа с водой. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Скважина 2 вскрыла кровлю горизонта Т<sub>2</sub>В на глубине 4330 и остановлена из-за интенсивных газопроявлений на забое скважины. В процессе бурения из интервала 3683-3689 м (верхний триас) поднят керн, представленный нефтенасыщенным песчаником. В скважине проведено три пластоиспытания, из них в интервале 4199-4166 м (Т<sub>2</sub>) получен приток газа. Из опробованных семи объектов только из интервала 4218-4244 м (Т<sub>2</sub>БВ) получен фонтан газа и конденсата дебитом соответственно 21 тыс.м<sup>3</sup>/сут и 7,2 м<sup>3</sup>/сут. на 9 мм штуцере. В верхнетриасовых отложениях из одного объекта была получена вода с признаками газа и конденсата, а из другого – слабый приток нефти с водой.

Скважина 4 пробурена до глубины 4900 м и вскрыла кровлю горизонта Т<sub>2</sub>-Б. В отобранных образцах керна признаков нефтегазонасыщенности не обнаружено. Из-за большой кавернозности ствола скважины проведено всего одно пластоиспытание в среднем триасе в интервале 4822-4898 м, однако притока получено не было. По этой же причине информация большинства методов ГИС искажена. По заключению комплекса ГИС в разрезе скважины продуктивные пласты-коллекторы не выделяются. Скважина 4 без спуска эксплуатационной колонны ликвидирована по геологическим причинам.

Скважина 8 пробурена до глубины 4700 м, вскрыв отложения нижнего триаса. В процессе бурения в отложениях верхнего триаса наблюдались газопроявления, а с глубины 4585 м (Т<sub>1</sub>-Г) началось водопроявление, что в других пробуренных скважинах не отмечалось. В единственном объекте, испытанном при бурении (Т<sub>2</sub>Б), притока не получено. По данным ГИС в верхнетриасовых отложениях выделены как возможно продуктивные два проницаемых пласта - 3361-3369 м и 3410-3422 м; в горизонте Т<sub>2</sub>Б среднего триаса интервалы 4005-4029 м, 4031-4048 м, 4054-4065 м, 4075-4080 м представлены пористыми, возможно нефтенасыщенными, карбонатными породами. В скважине проведено шесть опробований в колонне. Из пачки Т<sub>2</sub>-Б получен слабый приток нефти (столб 480 м), из пачки Т<sub>2</sub>А+АБ - очень слабый приток газа и воды. Из верхнетриасовых отложений притоков не получено. В связи с отсутствием промышленных притоков скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Скважина 10 пробурена до глубины 4850м, вскрыв отложения нижнего триаса. В процессе бурения с глубины 3618 м (Т<sub>3</sub>) и до забоя отмечалось газопроявление. В поднятых образцах керна признаки нефтегазонасыщенности отсутствуют. В процессе бурения в средне- нижнетриасовом разрезе проведено одиннадцать пластоиспытаний, не давших положительных результатов. По заключению ГИС в триасовом разрезе скважины нефтегазонасыщенные пласты-коллекторы не выявлены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

Скважина 12 пробурена до глубины 4464 м (Т<sub>2</sub>Б). В результате аварии с глубины 4015 м скважина забурена вторым стволом. В процессе бурения с глубины 3179 м и до забоя отмечалось газопроявление. В поднятых образцах керна признаки нефтегазонасыщенности отсутствуют. В процессе бурения в скважине проведено два пластоиспытания в отложениях верхнего триаса. При испытании "базальной пачки" верхнего триаса был получен приток газоконденсата. На глубине 4464 м (Т<sub>2</sub>Б) началось интенсивное газопроявление, в виде выходящего разгазированного раствора. При ликвидации газопроявления путем задавки буровым раствором произошел захват буровой колонны. Принятыми мерами освободить буровую колонну не удалось. Скважина ликвидирована по техническим причинам.

По результатам опробования скважины №2 на площади Пионерская установлена небольшая газовая залежь в отложениях среднего триаса. Балансовые запасы газа оценены по категории С<sub>1</sub> и составляют 497 млн. м<sup>3</sup> и утверждены в ЦКЗ МНП СССР.

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

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

Запасы газа подсчитаны объемным методом, по формуле, учитывающей затрудненную связь с законтурной областью в связи с тектоническим экранированием на севере структуры. Площадь газонасыщенности определялась на западе и юге в пределах продуктивного контура, на севере ограничивалась зоной потери корреляции, отождествляемой с разрывным нарушением, а на востоке – линией разведанности, проведенной на расстоянии 1500 м от скважин №8 и №1, т.е. на половине расстояния между пробуренными скважинами.

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

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

Месторождение Пионерское считается не доразведанной.

Кроме открытых в результате глубокого поисково-разведочного бурения месторождений нефти и газа, имеющих запасы, утвержденные в ЦКЗ МНП СССР, в пределах Жазгурлинской депрессии и Большой Мангышлакской флексуры на некоторых объектах, получены притоки углеводородов с

различными дебитами, не получившие в силу ряда обстоятельств официального статуса месторождений.

В сводовой части поднятия Демал году была пробурена поисковая скважина №1 до глубины 4765 м и вскрыла нижнетриасовые отложения. В поднятых образцах керна признаков углеводородов не обнаружено. Пластоиспытания проведены в среднетриасовых отложениях. Из верхней части вулканогенно – карбонатной толщи (интервал 4557-4587 м) был получен газ с дебитом 49,9тыс.м<sup>3</sup>/сут.

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

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

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

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

Таким образом, с невыясненными перспективами промышленной нефтегазоносности по триасу, с 1996 года площадь Демал находится во временной консервации. На площади Кумак на северо-западном блоке была пробурена поисковая скважина №1 до глубины 4700 м вскрывшая среднетриасовую толщу. В керновом материале признаков углеводородов не обнаружено. При испытании интервалов в вулканогенно-карбонатной толще среднего триаса был получен слабый газ с пластовой водой. В связи с отрицательным заключением ГИС по скважине, эксплуатационную колонну не спускали, а провели пластоиспытания селективным методом. При пластоиспытании в отложениях среднего триаса в интервал 4574-4615 м получен излив доливной воды, а в интервале 4537-4564 м получен газ с дебитом 38,29тыс.м<sup>3</sup>/сут.

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

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

В образцах керна скважины №1 признаки углеводородов отмечены в среднетриасовых породах, отобранных из интервалов 4720-4730 м, 4830-4840 м и 4850-4860 м. При пластоиспытании интервала 3712-3732 м в верхнем триасе были получены признаки газа. В скважине № 1 при опробовании рекомендованных геофизикой пластов в верхне – среднетриасовой толще в

интервале 4007-4940 м получен фонтан газа с конденсатом дебитом 89,8 тыс.м<sup>3</sup>/сут через 8 мм штуцер. При испытании четырех верхнетриасовых объектов в интервале 3707-3871 м были получены слабые притоки газа.

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

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

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

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

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

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

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

#### **2.4. Гидрогеологическая характеристика разреза**

Основным гидрогеологическим элементом рассматриваемого региона является Южно-Мангышлакский артезианский бассейн, распространяющийся в пределах Южно-Мангышлакского прогиба. Северной границей

бассейна служат горно-складчатые сооружения Центрально-Мангышлакской системы дислокаций, а южной – Карабогазский свод.

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

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

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

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

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

На площадях Жазгурлинской депрессии, Аксу-Кендырлинской ступени, Карабогазского свода гидрохимическая характеристика вод свидетельствует об условиях затрудненного водообмена и высокой закрытости недр. В частности на это указывает высокая степень метаморфизованности вод ( $r_{Na/rCl} = 0,77$ ), повышение минерализации до 144-148 г/л (Курганбай, Каунды). Далее на юг минерализация вод возрастает еще больше до 160-186 г/л (Букбаш, Кудук). Воды заметно обогащены бромом (более 300 мг/л), аммонием (около 120 мг/л) и по гидрохимическому облику и микроэлементному составу близки к юрским пластовым водам.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На месторождении Пионерское, расположенном в пределах Большой Мангышлакской флексуры, отобрано и проанализировано 19 проб воды из

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

### **3. АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ФОНДА СКВАЖИН И ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ**

Проектом разведочных работ предусматривается проведение переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ, а также увязка их с ранее проведенными сейсморазведочными 2Д-МОГТ работами. По результатам вышеприведенных геологоразведочных работ, предусматривается бурение 18 поисковых скважин.

Из них 12 скважин запланированы на основании результатов ранее выполненных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д:

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

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

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

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

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

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

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

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

Таким образом в расчете ликвидации скважин будет участвовать шесть независимых скважин:

- поднятии Курганбай К-1:
- поднятии Байрам-Кызыладыр БК-1:
- поднятии Демал Д-1:
- поднятии Улкендале-Тучискен УТ-1:
- поднятии Баканд Х-1:
- поднятии Учма Х-2.

Фактическая глубина башмака обсадной колонны различна для разных скважин - она зависит от залегания продуктивного пласта. Однако для большинства скважин глубина будет определяться одним и тем же фактором - свойствами встретившегося разреза. Конструкция скважин проектируется в соответствии с действующими инструктивно-методическими документами, и предусматривает:

#### **Для скважины глубиной 4800м**

1. **Направление**  $\varnothing$  473,1 мм, спускается на глубину 100 м для защиты устья скважины от размыва буровым раствором и обвязки устья скважины с циркуляционной системой и цементируется цементным раствором, высота подъема тампонажного раствора до устья;

- **Кондуктор**  $\varnothing$ 339,7 мм спускается на глубину 1500 м для перекрытия неустойчивых в верхней части разреза, установки ПВО и цементируется раствором, высота подъема раствора до устья;

- **Техническая колонна**  $\varnothing$ 244.5 мм спускается на глубину 3000 м для перекрытия пород палеогена, верхнего мела и верхней части нижнего мела и установки ПВО. Цементируется раствором, высота подъема раствора до устья;

- **Эксплуатационная колонна**  $\varnothing$ 177,8 мм спускается на глубину 4800 м для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов и цементируется раствором, высота подъема раствора до устья.

#### **Таблица 6.2. -Общие сведения о конструкции скважины**

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долото	колонна		
Направление	609,6	473,1	100	до устья
Кондуктор	444,5	339,7	1150	до устья
Техническая колонна	311,1	244,5	3000	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	4800	до устья

#### **4. ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН**

##### **4.1. Технические решения по ликвидации скважины.**

Проектные технологические и технические решения по ликвидации скважин на участке недр предусматривают обеспечение промышленной безопасности, сохранение скважины на весь период разведки, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей природной среды.

Скважина может быть ликвидирована по завершению строительства по инициативе пользователя недр. Ответственность за качество и своевременность проведения работ по ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет пользователь недр.

Предприятие – пользователь недр вправе, на договорной или иной правовой основе, делегировать право подготовки документации и проведения работ по консервации, ликвидации скважины предприятиям, привлекаемым им для выполнения подрядных работ, при наличии у предприятий лицензии на соответствующий вид деятельности. Во всех случаях право контроля и ответственность за охрану недр и рациональное использование природных ресурсов остаётся за пользователем недр.

За основу расчетов по ликвидации скважин должна быть принята проектные решения по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация скважины должны производиться с учетом фактических условий строительства скважин.

По результатам геофизических исследований, анализу кернового материала, опробованию интервалов залегания продуктивных горизонтов пластоиспытателем на бурильных трубах в открытом стволе определяется целесообразность спуска эксплуатационной колонны. По этим же критериям определяется целесообразность ликвидации скважины.

Работы по ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния проводятся по планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды.

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии с требованиями «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Министра энергетики Республики Казахстан» №200 от 22.05.18г

Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, а также ликвидация по геологическим причинам, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Утвержденный Заказчиком план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опресовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей.

На этом оборудовании ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

Устье скважины оборудуется заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером  $1 \times 1 \times 1$  м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации. Бетонная тумба, устанавливаемая на устье скважины при ликвидации и металлическая табличка, устанавливаемая на бетонной тумбе, представлены на рисунках 4.1.1 и 4.1.2.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

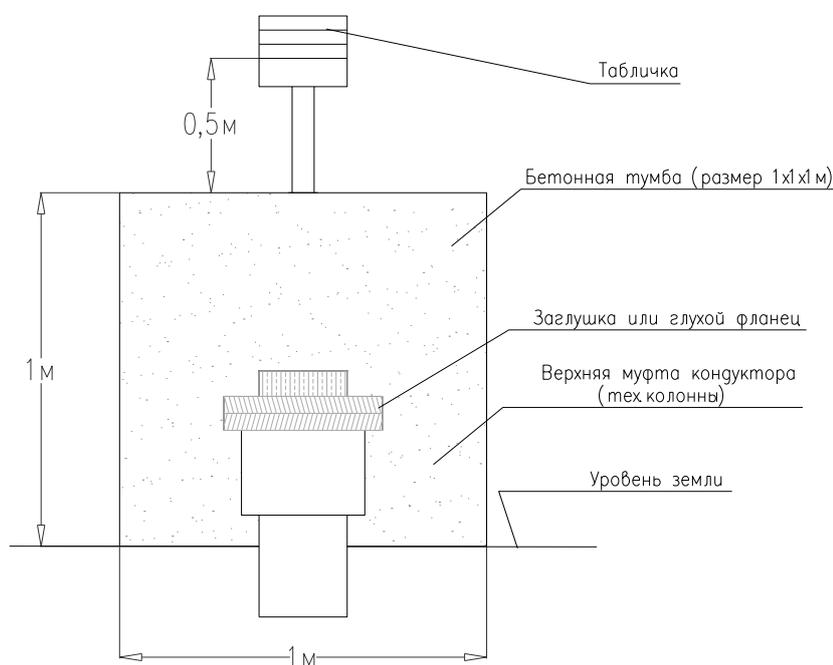


Рисунок 4.1.1– Тумба, устанавливаемая на устье скважины при ликвидации



Рисунок 4.1.2– Пример металлической таблички, устанавливаемой на бетонной тумбе при ликвидации скважины

#### **4.2. Выбор цемента. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста при ликвидации скважины.**

Для установки цементных мостов в открытом стволе и обсадной колонне используются тампонажные портландцемента тип ПЦТ I по ГОСТ 1581-2019. Транспортирование цементов осуществляется по СТ РК ИСО 10426-1-2011 (ISO 10426-1:2009).

Качество (пригодность) цемента для установки цементного моста определяется по соответствию физико-механических свойств тампонажного раствора, приготовленного из испытуемого цемента, требованиям ГОСТ 1581-2019.

Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих для интервала установки цементного моста, запрещается.

Цементные мосты должны быть прочными. Если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3-6 МПа, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям нагружения от массы колонны труб.

Герметичность моста зависит от высоты и состояния поверхности контактов (тампонажный раствор – стенка скважины, тампонажный раствор - внутренняя поверхность колонны) в период размещения тампонажного раствора в интервале глубин. Для повышения герметичности и несущей способности мостов рыхлая часть глинистой корки в открытом стволе и прилипшие слои (остатки) глинистого раствора на внутренней стенке обсадной колонны должны быть удалены. С этой целью используют буферную жид-

кость, размещенную между вытесняемым глинистым раствором и вытесняющим тампонажным раствором.

При определении высоты цементного моста исходят из требования перекрытия пронизываемого пласта (перфорированного интервала) мостом плюс на 20 м выше кровли и на 20 м ниже подошвы пласта. Таким образом, минимальная высота моста превышает 40 м.

При отказе от применения буферной жидкости высота моста должна быть существенно больше.

### 4.3. Технология и типовые расчеты установки цементного моста.

Доставка в интервал установки моста тампонажного раствора необходимого качества и объема – одно из решающих условий благоприятного исхода работ.

Производственный опыт, подтвержденный научными исследованиями, свидетельствует о потерях цементного раствора за счет адгезии (налипания) на стенки труб и смешения с буровым раствором и, кроме того, об ошибках в определении объема прокачанной продавочной жидкости.

Для предупреждения продавливания в интервал установки цементного моста смеси тампонажного раствора с продавочной жидкостью или собственно продавочной жидкости при определении ее объема  $V_{\Pi}$  следует исходить из уравнений

$$V_{\Pi} = V_T(1 - \Delta V)$$
$$\Delta V = \frac{H_M S_T}{V_T} + C_0 + C_1 + C_3$$

где  $V_T$  - внутренний  
объем колонны зали-

вочных труб,  $m^3$ ;  $\Delta V$  - относительное превышение над внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости;  $H_M$  - протяженность цементного моста, м;  $S_T$  - площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста,  $m^2$ ;  $C_0$  - коэффициент, учитывающий неточность продавливания цементного раствора при контроле по объему продавочной жидкости;  $C_1$  - коэффициент потерь вследствие адгезии цементного раствора на стенках труб;  $C_3$  - коэффициент потерь цементного раствора при смешении со второй порцией буферной жидкости.

Коэффициенты приведены в табл. 5.1.

По результатам исследований установлено, что одно из основных условий доставки в интервал установки моста необходимого объема тампонажного раствора может быть записано как

$$V_{\Pi} = HSc + V_T (C_1 + C_2 + C_3 + C_0) \quad (2)$$

где  $Sc$  - площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста,  $m^2$ ;  $C_2$  - коэффициент потери цементного раствора при смешении с первой порцией буферной жидкости (см. табл. 4.3.1).

Следует подчеркнуть, что при использовании воды в качестве буферной жидкости потери цементного раствора резко сокращаются, также

уменьшаются и объемы зон смешения с буровым раствором и буферной жидкостью.

**Таблица 4.3.1. – Сводка коэффициентов к расчетам**

Коэффициенты	Для бурильных труб с высаженным внутри концами		Для НКТ	
	с буферной жидкостью	без буферной жидкости	с буферной жидкостью	без буферной жидкости
C <sub>1</sub>	0,01	0,03	-	0,01
C <sub>2</sub>	0,02	0,04	0,01	0,02
C <sub>3</sub>	0,02	0,03	0,01	0,02
C <sub>4</sub>	0,02	-	0,02	-
C <sub>5</sub>	0,40	-	0,40	-
C <sub>6</sub>	0,03	0,20	0,03	0,20
C <sub>0</sub>	0,01	0,02	0,01	0,02

Экспериментальные исследования по смешению тампонажного раствора с глинистым и буферной жидкостью (водой), проведенные непосредственно на бурящихся скважинах, показали, что зоны смешения могут быть очень значительными. При этом общую протяженность подъема тампонажного раствора Н<sub>м</sub> и зоны смешения Н<sub>см</sub> в кольцевом пространстве от башмака заливочной колонны без учета образования застойных зон (загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама) определяют по уравнению

$$H_{см} = H_{м} + \frac{C_2 V_T + C_6 V_{см}}{S_k} \quad (3)$$

где V<sub>см</sub> - объем зоны смешения, м<sup>3</sup>; S<sub>к</sub> - площадь кольцевого сечения скважины, м<sup>2</sup>; C<sub>6</sub> - коэффициент потери, учитывающий смешение цементного раствора в кольцевом пространстве (от башмака заливочной колонны) без учета образования застойных зон (см. табл. 17.1); C<sub>2</sub> = 0,02÷0,04 и C<sub>6</sub> = 0,2 - при контакте тампонажного раствора с буровым, а при контакте тампонажного раствора с водой C<sub>2</sub> = 0,01÷0,02 и C<sub>6</sub> = 0,03.

Объемы первой и второй порций буферной жидкости (воды), исходя из условия исключения смешивания (полного разделения тампонажного и бурового растворов), можно рассчитать по формулам:

для первой порции 
$$V_1 = C_4 V_T + C_5 H_m S_c$$

(4)

для второй порции 
$$V_2 = C_4 V_{II}$$

где C<sub>4</sub> и C<sub>5</sub> - коэффициенты потери буферной жидкости в результате ее адгезии соответственно к стенкам заливочных труб и в кольцевом пространстве.

**Таблица 4.3.1.1- Исходные данные для расчета цементных мостов и подбора рецептуры цементного раствора при ликвидации скважины №№ К-1, К-2, К-3, БК-1, БК-2, БК-3, Д-1, Д-2, Д-3, УТ-1, УТ-102, УТ-3, Х-1, Х-2, Х-201, Х-202, Х-301, Х-302**

№	Наименование							
		1	2	3	4	5	6	7
1	Проектная глубина, забой скважины, м	2295м						
2	Интервал установки цементного моста, м	4570	3890	3750	3350	3310	3240	150
	от:							
	до:	4660	4070	3800	3400	3360	3310	250
3	Высота цементного моста, м	90	180	50	50	50	70	100
4	Цель установки моста	Изоляция						
5	Способ и метод установки моста	На равновесие с контролем по объему						
6	Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	168,3						
7	Толщина стенки труб эксплуатационной колонны, мм	10,6						
8	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм	147,1						
9	Наружный диаметр заливочной колонны, мм	73,0						

<b>10</b>	Толщина стенки труб заливочной колонны, мм	7,8						
<b>11</b>	Внутренний диаметр заливочной колонны, мм	57,4						
<b>12</b>	Глубина спуска заливочной колонны, мм	4660	4070	3800	3400	3360	3310	250
<b>13</b>	Тампонажный материал	ПЦТ I-G						
<b>14</b>	Добавки к цементу: (замедлитель или ускоритель схватывания)	НТФ (0,05% к цем.)						
<b>15</b>	Водоцементное отношение	0,45						
<b>16</b>	Жидкость затворения	Техническая вода 1000кг/м <sup>3</sup>						
<b>17</b>	Буферная жидкость	Вода + КМЦ-600						
<b>18</b>	Продавочная жидкость	Буровой раствор						
	Параметры бурового раствора:							
	плотность, кг/м <sup>3</sup>	1280						
	вязкость, сек	35-40						
	водоотдача, см <sup>3</sup> /30мин	4-5						
	СНС, 1/10 мин.	18/27						
	РН	9,5						

Таблица 4.3.1.2-Расчетные данные по установке цементных мостов при ликвидации скважины

1	Номер моста		4	5	Объем бу- ферной жидкости, м <sup>3</sup>		8	9	10	11	12	13	Затраты времени на операции по установке цементных мостов										
	(верх)	Интервал установки моста			буфер	буфер							Время приготовления и закачивания цементного рас- твора, мин	Время продавки, мин	Время подъема заливаемых труб до верхней границы моста, мин	Время герметизации устья скважины, мин	Время на подготовку к срезке моста, мин	Время срезки моста обратной промывкой, мин	Суммарное время на установку моста, мин.	Расчетное время загустевания цементного раствора, час.	Принятое время загустевания цементного раствора для подбора рецептуры, час.	Запас времени на установку моста от времени загу- ствания раствора, %	
		от																					до
2	3	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
1	4570	4660	90	2,37	0,9	0,2	11,3	23	1,258	3,13	1,8	2,8	9	21	26	12	10	5	83	1,38	1,7	25	
2	3890	4070	180	3,79	1,4	0,3	9,5	47	1,258	5,01	2,9	4,6	14	18	48	12	10	4	107	1,78	2,2	25	
3	3750	3800	50	1,54	0,5	0,1	9,3	13	1,258	2,03	1,2	1,8	6	18	16	12	10	4	65	1,08	1,4	25	
4	3350	3400	50	1,46	0,5	0,1	8,3	13	1,223	1,88	1,2	1,8	6	16	16	12	10	4	62	1,04	1,3	25	
5	3310	3360	50	1,46	0,5	0,1	8,2	13	1,223	1,87	1,1	1,8	6	16	16	12	10	4	62	1,04	1,3	25	
6	3240	3310	70	1,79	0,6	0,1	8,0	18	1,223	2,30	1,3	2,1	7	15	21	12	10	4	68	1,13	1,4	25	
7	150	250	100	1,89	0,7	0,2	0,3	26	1,223	2,42	1,3	2,1	7	1	28	12	10	0	57	0,96	1,2	25	

**Таблица 4.3.1.3-Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов**

Номер объекта испы- тания	Интерва уста- новки моста, м		Х а р а к т е р и с т и к а ж и д к о с т и								
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м <sup>3</sup>	плот- ность , кг/м <sup>3</sup>	пласти- ческая вяз- кость, мПа*с	динами- ческое напря- жение сдвиг. Па	С о с т а в л я ю щ и е к о м п о н е н т ы			
								название	Плотн ость, кг/м <sup>3</sup>	влаж- ность, %	удельный расход на 1 м <sup>3</sup> рас- тво- ра, кг/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	4570	4660	Цементный раствор	2,37	1850	52	14	ПЦТ I-G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цемент.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
2	3890	4070	Цементный раствор	3,79	1850	52	14	ПЦТ I-G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цемент.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
3	3750	3800	Цементный раствор	1,54	1850	52	14	ПЦТ I-G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цемент.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
4	3350	3400	Цементный раствор	1,46	1850	52	14	ПЦТ I-G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цемент.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20

Продолжение таблицы 4.3.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	3310	3360	Цем.раствор	1,46	1850	52	14	ПЦТ I-G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
6	3240	3310	Цем.раствор	1,79	1850	52	14	ПЦТ I-G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
7	150	250	Цем.раствор	1,89	1850	52	14	ПЦТ I-G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20

**Таблица 4.3.1.4-Потребное количество материалов для установки цементных мостов**

Номер объ-екта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	т	3,13
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода		м <sup>3</sup>	0,7
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,9
2	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	т	5,01
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	м <sup>3</sup>	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,9
3	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	т	2,03
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	м <sup>3</sup>	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,8
4	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	т	1,88
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	м <sup>3</sup>	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,8
5	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	т	1,87
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	м <sup>3</sup>	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,8
6	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	т	2,30
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	м <sup>3</sup>	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,8
7	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	т	2,42
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	м <sup>3</sup>	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,8

**Таблица 4.3.1.5-Потребное количество тампонажной техники для установки цементных мостов**

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт	Продолжительность работы, час
1	2	4	5
1	ЦА-320М	1	8
2	ЦА-320М	1	8
3	ЦА-320М	1	8
4	ЦА-320М	1	8
5	ЦА-320М	1	8
6	ЦА-320М	1	8
7	ЦА-320М	1	8

**Таблица 4.3.1.6-Параметры труб для установки ликвидационных цементных мостов и испытания их на прочность**

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу-вверх)	Интервал		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса прочности		
		установки секции, м		номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 п.м, кг/м		теоретическая	плюсового допуска $k=1,036$	на растяжение	на избыточное давление	
		от (верх)	до (низ)										наруж-ное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1-7	1	0	4660	73,0	НКТ	N-80	7,8	12,8	4660	59,64	61,79	1,59	>1,15	>1,5



#### 4.4. Выбор мобильной установки (подъемного агрегата) для изоляционных работ.

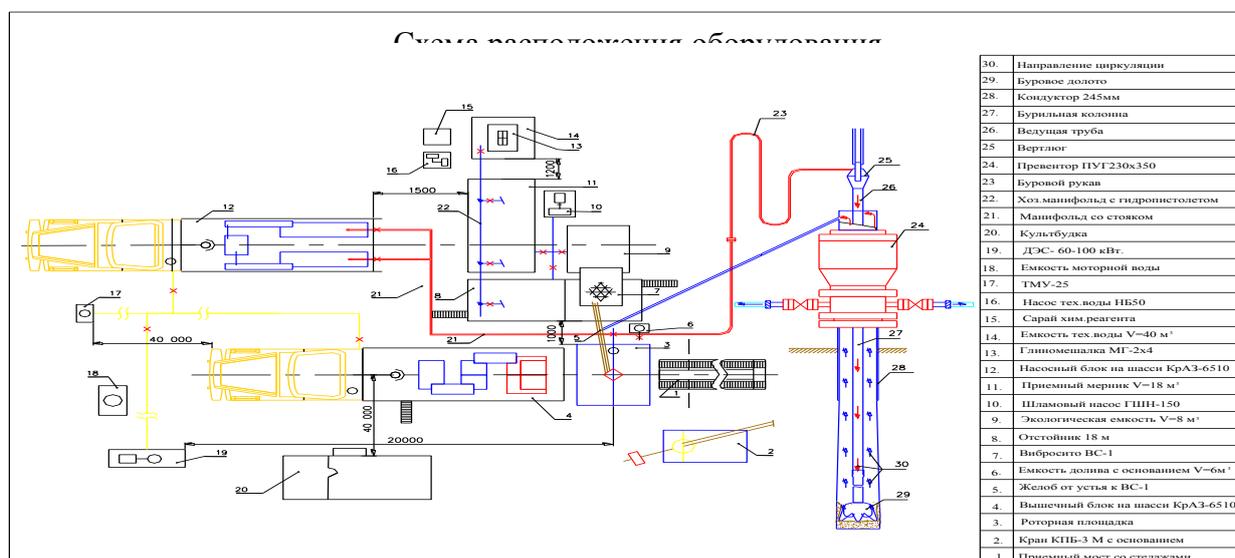
Основным критерием выбора установки для проведения изоляционно-ликвидационных работ является соответствие грузоподъемности агрегата весу применяемых колонн труб (НКТ или бурильных). При этом нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны или 0,9 от расчетной массы колонны НКТ. Кроме того, параметры мобильной установки должны соответствовать ГОСТ16293. Все работы по ликвидации скважин будут производиться установкой УПА-60/80 (рис 4.4.)

Технические характеристики подъемного агрегата УПА-60/80 приведены в таблице 4.4.1.

**Таблица 4.4.1 - Техническая характеристика агрегата УПА-60/80**

Наименование	Шифр, тип оборудования, ГОСТ, ОСТ, ТУ	Показатель
Допустимая нагрузка, кН		800
Мощность привода, кВт		132,4
Мачта	телескопическая наклонная	
Угол наклона в рабочем положении, град		6
Высота от земли до оси кронблока, м		22,4
Допустимая длина поднимаемой свечи, м		16
Расстояние от торца рамы до оси скважины, мм		1040
Наибольшая статическая нагрузка на стол ротора, т		60
Диаметр проходного отверстия, мм		142
Компрессор	M155-2B5	
Промывочный насос	НБ-125 (9МГр-73)	
Лебедка вспомогательная	ТВ-224В (ТЛ-9)	
Грузоподъемность, т		80

Рис. 4.4. Установка УПА 60/80 для освоения и ремонта скважин



#### 4.5. Продолжительность изоляционно-ликвидационных работ.

Продолжительность работ по ликвидации 1 (одной) скважины из опыта аналогичных работ составляет 240 часов, в том числе рекультивация земли техническая и биологическая

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность, в сутки
1	Ликвидация скважины	6
2	Рекультивация земли	
3	техническая	2
4	биологическая	2
	Всего	10

Виды работ при ликвидации скважин

Код	Описание работы	время (час)
A001	Смонтировать подъемную установку	24
A001	Установить превентор	6
A001	Спуск НКТ, установка верхнего цементного моста	4
A001	Промывка, подъем НКТ с выкидом на мостки	4
A001	ОЗЦ	24
A001	Испытание и опрессовка цементного моста	2
A001	Спуск НКТ, установка цементного моста №2, приготовление цементного раствора	5
A001	Промывка, подъем с выкидом НКТ	3
A001	ОЗЦ	24
A001	Испытание и опрессовка цементного моста на 50 атм в течение 10 мин	2
A001	Демонтаж ПВО, заполнение скважины раствором, установка пробки на устье	8
A001	Демонтаж станка КРС	24
A001	Установка цементной тумбы и репера на устье скважины	14
	итого	144

Виды работ по технической рекультивации земли

Код	Описание работы	время (час)
A001	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами,	14
A001	Вывоз загрязненного грунта, мусора	8
A001	Планировка площадки	12
A001	Сбор, резка и вывоз металлолома	4
A001	Транспортировка машин и механизмов	10
	итого	48

Виды работ по биологической рекультивации земли

Код	Описание работы	время (час)
A001	Вспашка	14
A001	Предпосевное боронование в 2 сл.	8
A001	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	4
A001	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	4
A001	Разбрасывание минеральных удобрений	8
A001	Транспортировка минеральных удобрений	10
	итого	48

#### **4.6. Подготовка к работам по ликвидации скважин.**

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

##### **4.6.1. Разработка плана изоляционных работ скважин.**

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- 1) способ установки цементного моста – на равновесие,
- 2) метод установки – с контролем по объему,
- 3) заливочная колонна - НКТ-73(СБТ -88,9) –с «воронкой» на первой трубе,
- 4) продавочная жидкость – буровой раствор.

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

- 1) перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;
- 2) демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовибрового оборудования предусмотренного проектом;
- 3) установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;
- 4) закачка буферной жидкости №1;
- 5) закачка цементного раствора;
- 6) закачка буферной жидкости №2;
- 7) закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
- 8) подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;
- 9) герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементировочным агрегатом).
- 10) срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер», вымыв с контролем излишек цементного раствора. При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки  $\frac{1}{2}$  расчетного объема продавочной жидкости;
- 11) разгерметизация устья;
- 12) подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;
- 13) стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъём заливочной колонны;
- 14) спуск инструмента для нащупывания цементного моста;

- 15) испытание моста на прочность разгрузкой;
- 16) испытание моста на герметичность опрессовкой.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

При завершении подъема заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (50м) дизельным топливом (нефтью)

#### ***4.6.2. Подготовка к работам по ликвидации скважины.***

Планирование работ по установке цементных мостов

При планировании работ по установке цементных мостов предусматривается ряд этапов:

1. Определение условий эксплуатации моста, действующих на него нагрузок и геолого-технических условий его установки, а также дополнительно - статической и динамической температур в скважине, диаметра каверн, вязкости и статического напряжения сдвига глинистого раствора, гидравлических сопротивлений, наличия поглощений или проявлений.

2. Расчет высоты моста в соответствии с действующими на него нагрузками, ограничениями по высоте и технологическими особенностями его установки.

3. Определение объемов цементного раствора, продавочной жидкости, первой и второй порций буферной жидкости - воды и высоты подъема цементного раствора (с учетом зоны смешения) в кольцевом пространстве соответственно по формулам (2), (1), (4), и (3). При использовании верхней разделительной пробки коэффициенты  $C_1$  и  $C_3$  в указанных формулах принимаются равными нулю.

4. Расчет параметров режима продавливания цементного раствора в скважину в соответствии с величиной гидравлических сопротивлений, эффективностью замещения бурового раствора цементным (оценивается по скорости потока в кольцевом пространстве) и особенностями управления процессом срезки штифтов в случае применения соответствующих контролирующих устройств.

5. Определение общей продолжительности операции по установке моста и подбор рецептуры цементного раствора.

#### ***4.6.3. Порядок оформления документов на ликвидации скважин.***

Утвержденный Заказчиком и согласованный АСС план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опресовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

По окончании ликвидационных работ устье скважины оборудуется колонной головкой и задвижкой высокого давления в коррозионно-стойком исполнении, а также отводами для контроля давлений в трубном и межколонном пространствах.

На устье ликвидированной скважины устанавливается армированная бетонная тумба размером 1х1х1 метров, где устанавливается табличка на которой рельефно (для обеспечения сохранности данных) указываются номер и географические координаты скважины, наименование месторождения, недропользователь, дата ликвидации..

После проведения ликвидационных работ через 6 месяцев и далее один раз в год должен проводиться контроль давлений в трубном и межколонном пространствах, а также окружающего воздуха с оформлением соответствующих актов.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

Акт заверяется печатью и подписью руководства Заказчика. Проект акта о ликвидации скважины вместе с утвержденным актом на выполненные работы и актом на рекультивацию земли хранятся у Недропользователя.

## 5. СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ЛИКВИДАЦИИ

Ликвидация последствий разведки углеводородов по окончании разведочных работ (в пределах геологического отвода) на месторождении Кендала Северный 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)

## 5.1. 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 – 34876,2 тыс.тг.

Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин на месторождения приведена в таблице 5.1.1. Подробные сметные расчеты представлены в Приложении №5.

**Таблица 5.1.1 - Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин**

Сметный расчет стоимости строительства в сумме		34876,2	тыс.тенге	
<b>СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА</b>				
Ликвидация скважин на участке Кендала Северный				
(наименование стройки)				
№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	количество скважин	Всего, тыс. Тенге
1	Ликвидация скважин	5812,7	6	34876,2
	Всего по сводному сметному расчету			34876,2

## 5.2. 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 – 9043,2 тыс.тг.

Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин на месторождения приведена в таблице 5.2.1. Подробные сметные расчеты представлены в Приложении №6.

**Таблица 5.2.1 - Сводный сметный расчет стоимости рекультивация земли**

Сметный расчет стоимости строительства в сумме		9043,2	тыс.тенге	
<b>СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА</b>				
Ликвидация скважин на участке Кендала Северный				
(наименование стройки)				
№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	количество скважин	Всего, тыс. Тенге
1	рекультивация землиодной скважины	1507,2	6	9043,2
	Всего по сводному сметному расчету			9043,2

### **5.3. 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 металлолома.

Средняя рыночная стоимость приема металлолома в настоящее время составляет 40 000 тенге. Оценка общей массы металлолома, которую можно получить от имеющегося на месторождении оборудования составляет 21,41 тонн, согласно таблицы 5.3.1-5.3.2

В таблице 5.3,1 представлены характеристика используемых насосно-компрессорных труб (НКТ)

**Таблица 5.3.1 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)**

Интервал		Характеристика трубы					Масса ,т
установки		номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 п.м, кг/м	
от (верх)	до (низ)						
0	4800	73,0	НКТ	Д	5,5	9,5	45,6

На устье скважин установлена фонтанная арматура типа АФК2-65/65x70  
Техническая характеристика фонтанной арматуры представлена ниже в таблице 5.3.2

**Таблица 5.3.3 – Техническая характеристика АФК2-65/65х70**

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
АФК2-65/65х70	ГОСТ 13846-2003	1	70,0	2,7	2,7

**Таблица 5.3.4 – Расчет общей массы металлолома**

Наименование	Единица измерения	Количество	Масса, т	Общий вес, тонна
НКТ	шт	6	45,6	273,6
АФК	шт	6	2,7	16,2
РГС-50м3	т	4	9,2	36,8
Итого				326,6

Таким образом общая сумма средств, получаемых от реализации металлолома составит:

$$40\ 000\ \text{тенге} * 326,6\ \text{тонн} = 13064000\ \text{тенге}$$

#### **5.4. 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:

$$\text{Слм} = \text{Слс} + \text{Ссрез} + \text{Сэп} - \text{Дл} \quad (1)$$

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 месторождения Кендала Северный представлен в таблице 5.4.1

**Таблица 5.5.1 - Расчет отчислений в ликвидационный фонд**

Наименование	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тыс. тнг.	34876,2
Рекультивация земли	тыс. тнг.	9043,2
Платы за негативное воздействие на окружающую среду	тыс. тнг.	746,63
Итого	тыс. тнг.	44666,03
НДС 12%	тыс. тнг.	5359,9236
Всего стоимость затрат по ликвидации последствий разведки углеводородов, с учетом НДС	тыс. тнг.	50025,9536
Возврат денежных средств от сдачи металлолома	тыс. тнг.	13064
Отчисления, подлежащие выплате	тыс. тнг.	36961,9536

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.

## **6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ НАСЕЛЕНИЯ И ПЕРСОНАЛА, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ**

Все рабочие места необходимо обеспечить инструкциями, схемами, предупредительными знаками и надписями. Рабочих обеспечить спецодеждой и индивидуальными средствами защиты.

Для снижения шума и вибрации от технологического оборудования предусмотреть:

- заключение в кожухи механизмов, производящих шум и вибрацию;
- установку гибких связей;
- упругие прокладки пружины;
- установку тяжелого вибрирующего оборудования на самостоятельные фундаменты; – применение вибробезопасных и малошумящих машин;
- дистанционное управление и сокращение времени пребывания в условиях вибрации и шума;
- применение средств индивидуальной защиты.

**Решения по обеспечению безопасности производства:**

Для обеспечения взрывобезопасности установки предусмотреть в период ликвидации систему противоаварийной защиты, включающую в себя автоматический контроль за параметрами подаваемых сред (давление, расход, уровень).

Технологическое оборудование расположить с соблюдением соответствующих разрывов между отдельными аппаратами, что обеспечивает безопасность обслуживания установки и ограничивает зоны развития аварийных ситуаций.

**В целях обеспечения максимальных условий безопасности обслуживающего персонала и снижения вредности производства предусмотреть:**

- полную герметизацию технологического процесса;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках;
- установка датчиков системы контроля и управления технологическим процессом во взрывозащищенном исполнении;
- автоматизация технологического процесса с централизованным контролем в операторной;
- освещение территории, площадок, рабочих мест;
- соблюдение безопасных максимально допустимых расстояний между сооружениями;
- установка площадок или переходных мостиков в местах перехода людей над трубопроводами на высоте 0,5 м и выше.

Персонал должен быть обучен на знание технологической схемы и технологического процесса.

Обслуживающий персонал обязан выполнять следующие основные правила:

- перед началом смены произвести осмотр рабочего места, проверить состояние технологического процесса, работу оборудования, его герметичность, исправность электрооборудования, канализационных сооружений, наличие и исправность противопожарного оборудования, а в случае обнаружения неполадок, угрожающих безопасности, принять меры к их немедленному устранению;
- вести технологический режим в соответствии с разделом технологического регламента «Нормы технологического режима установки»;
- не допускать резких изменений давления в аппаратах и трубопроводах во избежание их разгерметизации;
- не допускать переполнение емкостного оборудования.

При нарушении технологического режима принимать меры по устранению нарушений.

Запретить проживание людей в рабочей зоне месторождения без производственной необходимости.

Запретить нахождение посторонних и детей на объектах месторождений.

### **Мероприятия по обучению персонала в аварийных ситуациях**

Безопасность работы на опасных производственных объектах компании обеспечивается реализацией программы по подготовке и обучению всего персонала безопасной эксплуатации оборудования и соответствующим навыкам действий при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Проводится периодическое обучение руководящего состава принципам действий в чрезвычайных ситуациях, появление которых возможно на декларируемом объекте.

Вводный инструктаж включает в себя ряд обязательных для всех подразделений компании, разделов, часть из которых относится к вопросам изучения способов защиты и действиям при различных авариях:

- Способы и сигналы оповещения об аварийных ситуациях;
- Значение и содержание сигнальных цветов, знаков безопасности, звуковой и световой сигнализации;
- Основные вредные и опасные производственные факторы;
- Основные сведения о предельно допустимых значениях вредных производственных факторов;
- Промышленная вентиляция, аварийная вентиляция, режим ее работы; Назначение, классификация, порядок выдачи и замены СИЗ и СИЗОД; Порядок и правила пользования СИЗ и СИЗОД;
- Способы и средства оповещения о пожаре и вызова пожарной команды; Планы эвакуации людей и места сбора;
- Порядок пользования противопожарным инвентарем и средствами пожаротушения;
- Средства и способы тушения нефтепродуктов, электропроводки, электроустановок;
- Порядок оповещения о несчастных случаях на производстве;
- Способы и средства вызова скорой медицинской помощи на объектах;
- Способы и методы оказания первой доврачебной помощи пострадавшему при несчастных случаях и отравлениях (поражении электрическим током, при термических и химических ожогах, тепловом и солнечном ударах, обморожениях, ранениях, переломах, ушибах, повреждения органов зрения, отравлениями парами нефтепродуктов и газами).

Весь персонал, отвечающий за эксплуатацию опасных производственных объектов, проходит обучение способам защиты и действия в чрезвычайных ситуациях.

Разработаны программы обучения с учетом конкретных требований к каждому объекту. В программу обучения персонала включен раздел, касающийся воздействия различных углеводородов на здоровье, безопасность и окружающую среду. Полученные во время обучения знания поддерживаются и расширяются в процессе регулярно проводимых учений на объекте, интенсивность которых предполагается не реже двух раз в год. Персонал прошел элементарный курс экологических знаний с целью получения представления об отрицательном воздействии залповых выбросов и разливов на природу и здоровье.

В основе обучения персонала способам защиты и действий при возникновении аварий заложены «Планы действий при возникновении аварийных ситуаций» (ПЛАС). Проводимые на основе выполнения требований ПЛАС тренировочные занятия охватывают комплекс мер необходимых для минимизации возможного ущерба при возникновении аварийных ситуаций, необходимые действия персонала по защите имущества компании, избеганию человеческих потерь, снижению ущерба для окружающей среды.

### **Мероприятия по повышению промышленной безопасности**

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение выделений вредных, взрывопожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются:

- Обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- Автоматизация и дистанционный контроль;
- Размещение вредных и взрывопожарных производств в отдельных помещениях и на открытых площадках;
- Вентиляция производственных помещений.

### **Решение по технике безопасности.**

Все работники обеспечены необходимыми подсобными вспомогательными помещениями бытового обслуживания, встроенными в производственные здания и операторские).

Все рабочие места обеспечены инструкциями, схемами, предупредительными знаками и надписями. Рабочие обеспечены спецодеждой и индивидуальными средствами защиты.

Для снижения шума и вибрации от технологического оборудования предусмотрено:

- Заключены в кожухи механизмы, производящие шум и вибрацию;
- Установка гибких связей;
- Упругие прокладки пружины;
- Установка вибрирующего оборудования на самостоятельные фундаменты и
- модули;

- Применение вибробезопасного и малошумящего оборудования;
- Применение средств индивидуальной защиты.

**Средства и мероприятия по защите людей. Мероприятия по созданию, подготовке и поддержанию в готовности к применению на промышленном объекте сил и средств по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций.**

Для осуществления эффективных мероприятий по защите людей и ликвидации аварии создана система формирований гражданской обороны, которая поддерживает в готовности к применению силы и средства по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, обеспечивает согласованные действия персонала различных уровней и знание руководящим составом своих ролей и обязанностей в аварийных ситуациях.

На основании закона Республики Казахстан «О гражданской защите»/ Организационная структура описывает внутренние ресурсы аварийного реагирования и их прямое назначение, оснащенность формирований техникой и имуществом, степень готовности. Территориальные и объектовые формирования могут привлекаться к ликвидации возможных чрезвычайных ситуаций вне зависимости от их принадлежности к отдельным подразделениям, поэтому нет необходимости деления этих формирований по отношению к какому либо особо опасному производству. При организации формирований и их дислокации была учтена необходимость их применения в местах возможных наиболее крупных аварий, для их более эффективного и быстрого реагирования. Формирования гражданской обороны организованы из числа сотрудников компании и сформированы таким образом, чтобы при выполнении задач члены формирований (по возможности) находились на участках выполнения их основных обязанностей. При такой организации члены формирований могут более грамотно, профессионально и эффективно выполнять задачи связанные с ликвидацией возможных чрезвычайных ситуаций.

### **6.1. Мероприятия по охране недр**

Наиболее сложной и ответственной задачей при ликвидации нефтепромыслов и находящихся на них скважин является охрана недр.

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».

Недр пользователь несет полную ответственность за состояние охраны недр, так и в процессе ликвидации его объектов. Ответственность за соблюдение требований законодательства в области охраны недр несет непосредственно руководитель Компании, осуществляющего пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе ликвидации разведочных скважин предусматривают:

- > обеспечение полноты достоверной оценки состояния скважин перед их ликвидацией;
- > сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов;

- > достоверный учет извлеченных и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- > соблюдение установленного порядка ликвидации объектов недропользования;
- > надежную прочность и герметичность цементных мостов, отсекающих продуктивные горизонты в добывающие и водопринимающие пласты в нагнетательных скважинах;
- > разработку мероприятий по предупреждению осложнений в процессе проведения ремонтно-изоляционных работ, если таковые появятся.

Работы по ликвидации скважин, должны проводиться на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники, при достаточно высокой экологической культуре персонала.

При этом роль играет не только соблюдение технологии ликвидации объектов, но и организация работ. Так, в большинстве случаев, аварийные ситуации, как правило, возникают из-за нарушений исполнителями правил ведения работ.

Одной из наиболее ответственных операций (с точки зрения надежности ликвидации и охраны недр) является установка цементного моста. Качество проводимого цементирования оказывает существенное влияние на экологические показатели сохранности ликвидированной скважины.

При цементировании должен применяться качественный цемент с химическими добавками, улучшающими качество бетона:

- замедлитель схватывания;
- понизитель водоотдачи;
- понизитель трения.

Ликвидация дефектных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной и т.д.) без устранения дефектов не допускается. При обнаружении в ходе работ по ликвидации скважины недостатков (устьевое давление, межколонные проявления, грифоны и т.п.) скважина должна быть выведена из процесса ликвидации. Предприятие-пользователь недр – обязано выяснить причины недостатков; разработать и реализовать мероприятия по их устранению по планам, согласованным с областной инспекцией геологии и недропользования.

Важным условием надежной охраны недр являются требование и поддержание в работающем персонале высокой экологической культуры.

После окончания работ по ликвидации скважины и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с существующими требованиями.

## **6.2. Мероприятия по охране окружающей среды**

При ликвидации производственных объектов обеспечивается безопасность для жизни и здоровья населения, охрана зданий и сооружений, атмо-

сферного воздуха, земель, вод, животного мира и других объектов окружающей среды.

Экологические критерии являются доминирующими при принятии решения о ликвидации объекта. Это объясняется тем, что ее организация не должна вызвать негативных изменений окружающей среды в ареале проводимых работ. При проектировании ликвидации промышленных объектов в обязательном порядке должны учитываться:

- разработка раздела проекта «Охрана окружающей среды»
- разработка вопросов рекультивации объекта в составе проекта ликвидации объекта;
- техническая рекультивация объекта;
- биологическая рекультивация объекта, если есть в этом необходимость.

Мероприятия по предотвращению подземных пожаров, в данном проекте не рассматриваются, так как технология не предусматривает возникновение пожаров.

### **6.3. Оценка воздействия ликвидации объектов недропользования на окружающую среду**

Антропогенный пресс при реализации проекта испытают все элементы природной среды, в том числе: атмосферный воздух, воды, почвенный и растительный покров, биотические комплексы, то есть произойдет комплексное воздействие на все компоненты геосистем.

Анализ экологических последствий развития различных производственных объектов позволил выявить потенциально возможные экологические проблемы, возникающие при взаимодействии техногенных объектов и окружающей среды и ранжировать основные факторы техногенного воздействия по степени их влияния на природную обстановку. Основными потенциальными факторами воздействия на природную среду могут являться:

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- сбросы сточных вод на рельеф;
- загрязнение экосистем технологическими жидкостями;
- механические нарушения почв;
- изменение гидрологического и гидрогеологического режима территории;
- изменение геодинамической обстановки в пластах;
- шумовое загрязнение окружающей среды;
- антропогенный фактор воздействия на фаунистические комплексы.

В данном проекте оценка факторов техногенного преобразования природной среды при реализации проектных решений отражает количественные и качественные уровни воздействия и основывается на комплексном подходе, предполагающем определение нагрузок на все компоненты экосистем с учётом эффектов суммации, аккумуляции и последующих цепных реакций, поскольку оценка воздействий на отдельные компоненты, даже являющиеся

ведущим фактором природного хода сукцессии, не позволяет обнаружить полный объём эффектов взаимодействия.

Воздействие определяется степенью измененности отдельных природных компонентов или их структуры в целом. При этом она может проявляться либо в виде его техногенных модификаций, либо в виде коренной перестройки основных структур всего комплекса.

Техногенная модификация природного территориального комплекса при реализации проектных решений является следствием соответствующего режима воздействия, при этом, отчасти, природное саморегулирование заменяется техническим.

Все многообразие причин, которое может привести к загрязнению природной среды, можно с достаточной степенью условности свести в три основные группы:

- несовершенство технологии строительства;
- несоблюдение технологических регламентов;
- ненадежность оборудования, конструкций и элементов обустройства площадок.

Поэтому, помимо экологической обоснованности технических решений учитывались природные динамические тенденции и потенциальные возможности самовосстановления природных экосистем.

Основной целью комплексной оценки является выделение территорий, объединенных комплексом проблемных ситуаций, возникающих в результате хозяйственной деятельности и требующих осуществления специфического набора природоохранных мероприятий.

Уровень воздействия на отдельные компоненты природной среды определялся наиболее явными фиксируемыми количественными параметрами, определяемыми по содержанию загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, почве, и воде (в пересчёте на ПДК), а также по физическим процессам поступления (перемещения) вещества и энергии.

Выделяемые территории (зоны воздействия) объединены в соответствии с интенсивностью техногенного воздействия на окружающую среду, а именно:

- атмосферный воздух;
- почвы, земли;
- растительность;
- животный мир;
- водные ресурсы;
- геологическую среду.

В данном проекте под зоной воздействия подразумевается часть территории, где в результате хозяйственной или иной деятельности происходят изменения в окружающей природной среде.

**Зона наиболее интенсивного воздействия** – здесь возможно воздействие превышающее допустимые нормы. То есть может измениться свыше 70 % от исходного состояния природного комплекса (совокупность элементов живой и неживой природы, находящихся в определенной связи и отношениях

между собой и образующих относительно устойчивое единство или целостность). Антропогенное воздействие гораздо сильнее природных факторов, влияющих на изменение экотопа.

В рельефе может происходить образование новых форм, изменяющих геохимические потоки, геохимические барьеры и пути миграции химических элементов. Нарушения почвенного покрова на уровне типов может превысить 70 % от общей площади природного комплекса. В почвогрунтах возможно изменение окислительно-восстановительных условий в результате вторичного засоления.

Изменение химического состава поверхностных и грунтовых вод возможно на уровне, подавляющим процессы ассимиляции и диссимиляции в биоценозе и тем самым приводящее к угнетению биоты. Возможна общая деградация природного комплекса, приводящая к опустыниванию или образованию техногенного ландшафта.

После прекращения антропогенного воздействия восстановление данного вида природного комплекса без проведения обширных природоохранительных мероприятий невозможно.

**Зона интенсивного воздействия** – в этой зоне будет наблюдаться значительное воздействие с существенным превышением допустимых норм, может изменяться до 50-70 % от исходного состояния природного комплекса.

Изменение экотопа идет под преобладающим воздействием антропогенных факторов воздействия.

В горных породах возможно изменение физико-химических свойств и механических свойств приводящее к преобразованиям структуры. В рельефе может происходить образование новых форм.

Целостность почвенного покрова на уровне типов сохраняется. В почвах возможно проявление вторичного засоления или изменение вторичных химических процессов.

На почвах с легким мехсоставом могут развиваться дефляционные процессы, которые могут распространяться на сопредельные территории. В почвах возможно замедление темпов накопления органического вещества, разрушение гуминовых и фульвокислот, уменьшение содержания азота.

В растительных сообществах возможно изменение структуры, выражающееся в смене доминантных видов. Морфофизиологические показатели свидетельствуют об угнетенном жизненном состоянии большинства видов. Проективное покрытие изреженное. При восстановлении растительности появляется лишь часть видов с широким ареалом распространения.

Возможно уменьшение видового разнообразия и численности представителей энтомофауны и педобионтов. Трофические связи укорачиваются, в фаунистическом комплексе будет происходить общее упрощение структуры.

Уровень экологической емкости превышен и при продолжающемся антропогенном воздействии наступит постадийная трансформация природного комплекса с образованием нового.

После прекращения антропогенного воздействия самостоятельный возврат на природно-обусловленный путь развития растянется на длительное время в результате нарушения естественного экологического равновесия, поэтому здесь необходимо применение комплекса рекультивационных и природоохранных мероприятий.

**Зона умеренного воздействия** - здесь будет наблюдаться воздействие приближающееся к верхнему пределу допустимого или несущественно превышает его. Изменения затронут до 20-50 % от исходного состояния природного комплекса.

Изменение экотопа происходит под воздействием природных и антропогенных процессов примерно в равных пропорциях.

Целостность почвенного покрова на уровне подтипов сохраняется, хотя возможно механическое нарушение в пределах почвенных разностей. В почвах возможно снижение темпов накопления гумуса и азота, ускорится минерализация гуминовых кислот. Возможно образование дефляционно опасных участков, и возрастание риска распространения дефляции на сопредельные территории.

Изменение химического состава поверхностных и грунтовых вод будет происходить на уровне, оказывающем влияния на процессы ассимиляции и диссимиляции в биоценозе и тем самым приводящее к структурным изменениям биоты и снижения численности особей на 15-30 % территории природного комплекса.

Биоценотические изменения будут выражаться, главным образом в изменении структуры, состава и динамики фито- и зооценозов.

В растительных сообществах возможно увеличение доли сорнотравных видов и видов-индикаторов загрязнения и сбоя. Изменение проективного покрытия и биопродуктивности могут достичь значений превышения типичного диапазона.

Локально уменьшится видовое разнообразие энтомофауны, а также обилие педобионтов, для которых создаются неблагоприятные условия.

Под влиянием антропогенного вытеснения может сократиться ареал распространения и численность основных групп наземных позвоночных. Одновременно может происходить заселение новых экологических ниш синантропными видами.

Общее накопление загрязнителей антропогенного происхождения, не свойственных для данного природно-территориального комплекса, в отдельных компонентах может приблизиться к верхнему пределу санитарно-токсикологических нормативов.

*В зону умеренного воздействия попадают территории, расположенные в радиусе 500 м от площадки бурения и сопутствующих объектов.*

**Зона незначительного воздействия** – в данной зоне воздействие будет фиксироваться на уровне гораздо ниже допустимых норм. Изменениям подвергнется до 20 % исходного природного комплекса.

Изменение экотопа (атмосфера, вода, почва, горная порода) будет происходить под воздействием преимущественно природных процессов. Изме-

нением почвенного покрова затронуто до 10-15 % от территории природного комплекса. Морфоструктурных изменений горных пород и образования новых форм рельефа не наблюдается.

Нарушение верхней части почвенного профиля может привести к ухудшению среды произрастания растений, восстановление исходных свойств почв возможно, но в ее морфологическом строении сохранятся некоторые не характерные для данной почвы черты. Целостность почвенного покрова на уровне подтипов и видов сохранится.

Изменение химического состава поверхностных и грунтовых вод будет происходить на уровне не оказывающим существенного влияния на процессы ассимиляции и диссимиляции в биоценозе.

Биоценотические изменения будут происходить преимущественно под воздействием природных процессов. Под влиянием антропогенного фактора изменения структуры, состава и динамики растительных сообществ будут незначительные. Изменение проективного покрытия и биопродуктивности незначительно превысят типичный диапазон.

После уменьшения или прекращения антропогенного воздействия возможно постепенное возвращение (3-6 лет) на природно-обусловленный путь развития, то есть экологическая емкость природного комплекса не будет превышена и естественное экологическое равновесие не нарушено.

*Зона слабого воздействия* – антропогенное воздействие будет на уровне порога чувствительности современных инструментальных средств контроля.

Экологические и биоценотические изменения будут обусловлены в основном природными процессами. Накопление антропогенных загрязнителей возможно в скрытом виде без видимых проявлений.

#### **6.4. Меры, исключаящие на период консервации не санкционированное использование и доступ к законсервированным объектам**

Во время ликвидации будут применяться следующие меры, исключаящие на период ликвидации не санкционированное использование и доступ к ликвидируемым объектам:

- репером высотой не менее 0,5 м и на металлической таблице электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), предприятие-пользователь недр, дата ее ликвидации.
- Вся техника, используемая в процессе ликвидационных работ будет находиться на специализированной стоянке.
- Объект будет охраняться охранным агентством: каждая машина проверяется перед въездом, без допуска не разрешается въезд на территорию.

#### **6.5. Меры по рекультивации нарушенных земель**

Рекультивация земель предусматривает комплекс мероприятий, направленных на восстановление нарушенных земель, частично или полностью утративших свою ландшафтную первозданность и иную ценность или являющихся источником отрицательного воздействия на окружающую среду

в связи с нарушением почвенного покрова, гидрологического режима и рельефа местности в результате добычи углеводородного сырья.

## **6.6. Фактическое и прогнозируемое состояние нарушенных земель**

В настоящее время территория участка представляет собой промышленную зону с технологическим циклом разведочного бурения и обустройства с сопутствующими коммуникационными службами. Современное состояние почвенного покрова несет на себе отпечаток техногенной нарушенности, отражая характер, темпы и масштабы разведки и обустройства месторождения.

Нарушенность почвенного покрова *линейного* характера проявляется как при сельскохозяйственном, так и при техногенном воздействии. Степень нарушенности почвенного покрова при каждом из вышеперечисленных видов воздействия различна.

При сельскохозяйственном виде воздействия линейного характера (прокладка проселочных дорог, скотопрогонов) отмечается уплотнение верхнего почвенного горизонта на относительно узких по ширине, но длительных по протяженности площадях. Степень нарушенности почвенного покрова при данном виде воздействия классифицируется как умеренная.

Принимая во внимание степень и характер нарушенности земель на контрактной территории, обустройство селитебно-промышленного комплекса месторождения и сопутствующих ему коммуникационных сооружений на проектируемом участке приведет также к нарушению почвенного покрова *площадного* характера.

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

## **6.7. Меры по приведению комплексных мероприятий в случае экстренного решения о прекращении добычи**

Все работы, связанные с осуществлением ликвидации объектов недропользования, регулируются нормативными и законодательными Актами РК и настоящим «Проектом..»

### **1. Административные ресурсы, требуемые для ликвидации объектов недропользования**

#### ***Решение о начале ликвидационных работ контрактной территории***

Ликвидация объекта недропользования, а также всей существующей инфраструктуры на площади может быть осуществлена в следующих случаях:

- Нецелесообразности дальнейшей разведки территории, или его части;
- Истощения геологических запасов углеводородного сырья;
- Возврата Контрактной территории или её части государству.

## ***Назначение комиссии***

На момент принятия решения о ликвидации последствий своей деятельности Недропользователю целесообразно создать комиссию из сотрудников ИТР, которая будет регулировать, и сопровождать все процессы, процедуры и выполняемые мероприятия, связанные с производством работ по ликвидации объектов.

К основным функциям комиссии будут относиться:

- Инициирование обращения в Компетентный орган РК о возможности доступа к средствам ликвидационного фонда;
- Разработка мероприятий по обеспечению промышленной безопасности, безопасности населения, охраны недр и окружающей среды, зданий и сооружений;
- Подготовка комментариев и предложений по реализации проектных решений по ликвидации объекта;
- Осуществление контроля за качеством проводимых работ по ликвидации объекта, соблюдением проектных решений, реализацией рекомендаций экспертизы промышленной безопасности и государственной экологической экспертизы;
- Приемка всех ликвидационных работ на площади месторождения;
- Подготовка актов приемки выполненных работ по ликвидации объекта и проекта акта о ликвидации;
- Формирование заключения по дальнейшему потенциальному использованию скважин, зданий и сооружений ликвидируемого объекта;
- Систематизация и документирование всех мероприятий по ликвидации объекта.

## **2. Инструктивные ресурсы, требуемые для организации работ по ликвидации объектов недропользования**

«Разрешение на проведение огневых работ» согласовывается с местной пожарной охраной по части обеспечения мер пожарной безопасности и наличия на месте проведения огневых работ первичных средств пожаротушения в порядке, установленном правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах.

Необходимость контроля за выполнением мер безопасности при проведении огневых работ со стороны службы техники безопасности определяется в инструкциях, разрабатываемых на месторождении.

Канаты, применяемые для обвязки грузов и изготовление строп, должны соответствовать государственным стандартам. Полученные от завода-изготовителя стальные канаты снабжаются сертификатами с технической характеристикой изделия. Погрузочно-разгрузочные работы следует выполнять, как правило, механизированным способом при помощи кранов, погрузчиков и средств малой механизации. Механизированный способ погрузочно-разгрузочных работ является обязательным для грузов весом более 50 кг, а также при подъеме грузов на высоту более 3м.

При погрузочно-разгрузочных работах, перевозке грузов, грунтов и т.д. крановщики, водители должны производить операции только по сигналу стропальщика (грузчика).

Руководство работой по зачистке резервуаров должно быть поручено ответственному лицу из числа инженерно-технических работников, которое совместно руководством предприятия определяет технологию зачистки резервуара с учетом местных условий и особенностей работ.

Перед началом работ по очистке резервуара рабочие проходят инструктаж о правилах безопасного ведения работ и методах оказания первой помощи при несчастных случаях.

К плану организации работ должна быть приложена, для конкретного случая дегазации, схема обвязки и установки оборудования (вентилятор, устройство для поворота струи и регулирования подачи вентилятора, воздухопровод, газоотводная труба и др.). В схеме должны найти отражение тип, исполнение и марка применяемого оборудования, приборов и материалов, размеры воздухопровода (диаметр и длина) и газоотводной трубы (длина и диаметр), а также, если это необходимо, и другие вопросы, связанные с особенностями монтажа оборудования и его эксплуатации (крепление вентилятора и др.). ПОР утверждается руководством (директором или главным инженером) и согласовывается с начальником пожарной охраны нефтебазы.

### **3. Специализированная техника, используемая при производстве работ по ликвидации объекта**

В таблице 3.1 представлен номинал машин и агрегатов, используемых при ликвидационных работах

**Таблица 3.1 – Машины и агрегаты, задействованные для ликвидационных работ**

<b>№ п/п</b>	<b>Вид агрегата</b>	<b>Характеристика</b>	<b>Кол-во, ед.</b>	<b>Примечание</b>
1	Буровая установка АРБ-100	г/п – 100 тонн	1	
2	Цементировочный агрегат ЦА-320	Масса -17,5 тонн	2	
3	Смесительная машина СМН-20	Объем бункера	1	
4	Автокран	г/п – 25 тонн	1	
5	Трубовоз, длинномер	Не менее 12 м.	1	
6	Автотралл	г/п – 25 тонн	1	
7	Автопогрузчик		1	
8	Бульдозер		1	
9	Экскаватор		1	
10	САГ		1	
11	Самосвал	5 тонн	1	
12	Воздушно компрессорная установка		1	

## 7.НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ

№№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.08.2023г.)	Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355
2	Закон РК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.06.2024г.)	Астана, от 11.04.2014г. №188-V
3	Закон РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024г.)	Астана, от 15.06.2018г. №239
4	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 09.09.2024г.)	Астана, 16.05.2014 №202-V
5	Закон РК «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021г.)	Астана, от 23 апреля 1998 года №219-1
6	Экологический кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 09.09.2024г.)	Астана, от 9 января 2007 года № 212-III
7	Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 22.07.2024г)	Астана, от 24.05.2018г.
8	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (с изменениями и дополнениями от 28.02.2024г)	Астана, от 22.05.18г МЭ РК №200
9	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.06.2024г.)	Астана, от 9 июля 2003г №481-II
10	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 09.09.2024г.)	Астана, от 18.09.2009 года №193-IV
11	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»	Приказ МЗ РК от 11.02.2022 г. № ҚР ДСМ-13
12	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»	Приказ МЗ РК от 11.01.2022г. № ҚР ДСМ-2
13	Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам»	Приказ МЗ РК от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90

## 8. ПРИЛОЖЕНИЕ

### Приложение 1 – Техническое задание на проектирование Техническое задание

на предоставление услуги по разработке проектной документации по теме: «Проект ликвидации последствий разведки углеводородов на участке Кендала Северный»

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	Место выполнения работ	Мангистауской область Контрактная территория ЧК «Kazakhstan FengYuanXinMao Energy Ltd.»
2	Основание выдачи технического задания:	- Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 22.07.2024г.): - Министра энергетики РК от 22.05.2018 года №200 Правила ликвидации и консервации при проведении разведки и добычи углеводородов (с изменениями и дополнениями от 17.12.2024г.): - Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Кендала Северный 2025г
3	Требования по согласованию	Согласовать проект с Заказчиком, согласовать в соответствующих контролирующих органах в соответствии с нормами и законодательством РК; Обеспечить техническое сопровождение разработанного проекта при рассмотрении его контролирующими органами.
4	Основные требования к инженерному оборудованию и технологии	1.Оборудование и технологии, применяемые в проекте должны отвечать требованиям норм и Законов. 2.Объемы выполняемых работ должны предусматривать необходимый комплекс мероприятий, обеспечивающих: - физическую ликвидацию скважин; - демонтаж наземного и подземного оборудования и коммуникации с вывозом за пределы месторождения, на площадки реализации и утилизации; техническую и биологическую рекультивацию земли;
5	Требования исполните-	1 .Исполнитель должен обладать всеми

	лю:	разрешительными документами (лицензиями), необходимыми для оказания услуг; 2.Работы необходимо производить в соответствии с действующими на территории Республики Казахстан требованиями, техническими регламентами. 3.Наличие опыта составления, согласовании и утверждении подобного вида проектов 4.Наличие специалистов в штате Исполнителя: - геолог инженер-технолог -инженер - буровик
6	Требование к содержанию проекта	В соответствии с Правилами ликвидации и консервации недропользования указанной в п.2.
7	Гарантия на выполняемые работы	Исполнитель гарантирует качество и достоверность выполненных Работ, их соответствия ГОСТам и нормативам Применимого законодательством Республики Казахстан.
8	Сроки (периоды) выполнения работ	С даты заключения договора до 31 декабря 2025 года. С даты подписания Договора Подрядчик обязан в течение 5 дней согласовать с Заказчиком порядок выполнения работ.
9	Предоставление материалов	Утвержденный проект представить Заказчику в 2-х экземплярах в бумажном носителе (жесткий перелет) и 1 экземпляр на электронном носителе.

**От имени Заказчика:**

**От имени Подрядчика:**

**Подпись:**

**Подпись:**

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

**ФИО:** ZHAOBIN SU

**ФИО:** Ерболат А.

**Должность:** Генеральный директор

**Должность:** Генеральный директор

**Печать:**

**Печать:**

## **Приложение 2 – Геологический отвод, Картограмма.**

Приложение 3. Протокол совместного научно-технического совещания специалистов  
ТОО «Кен Бағдар»

*г. Астана 13.03.2025г*

**ПРИСУТСТВОВАЛИ:**

От ТОО «Кен Бағдар»

Битеуова С.А. – заместитель генерального директора по геологии, председатель НТС;

Маушева М.К. – ведущий геолог;

Кожаметова Н.С. – ведущий инженер;

Умбетов Е.К. – ответственный исполнитель;

Касымова Н. – инженер, секретарь НТС.

**ПОВЕСТКА ДНЯ:**

**Рассмотрение**

«Проект ликвидации последствия разведки углеводородов на участке Кендала Северный».

**Слушали** сообщение ответственного исполнителя Умбетов Е.К.

Проект выполнен по договору №52 от 17.12.2024г. между ТОО «Кен Бағдар» и с частной компанией «Kazakstan FengYuanXinMao» согласно геологическому заданию.

В административном отношении участок Кендала Северный в Караки-янском районе Мангистауской области Республики Казахстана.

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

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

Площадь участка недр составляет 5036,01 кв.км, глубина – до кристаллического фундамента.

Проектная документация разработана согласно «Правилам консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года №200 и Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года № 355 (с изменениями и дополнениями от 04.08.2024 г).

Проект ликвидации утверждается недропользователем, финансирующего проведение работ по проектированию и реализации проекта и согласовывается с уполномоченными органами в области охраны окружающей среды, по изучению и использованию недр, в области промышленной безопасности, санитарноэпидемиологической службы, по регулированию земельных отношений.

Общая сумма расчета стоимости ликвидаций последствий недропользования на возвращаемой части контрактной территории составила 36961,9536 тысяч тенге.

В рамках проекта была выполнена оценка воздействия ликвидации объектов недропользования на окружающую среду.

После обмена мнениями совещание постановляет:

1. Принять НИР «Проект ликвидации последствий разведки углеводородов на участке Кендала Северный»;
2. Проект направить на согласование Заказчику.

Председатель НТС

Битеуова С.А.

Секретарь НТС

Касымова Н.

## Приложение 4. Протокол совместного заседания ГТС

### ПРОТОКОЛ геолого - технического совещания между Частной компанией «Kazakstan FengYuanXinMao Energy Ltd.» и ТОО «Кен Бағдар»

г. Астана 14.03.2025г

#### ПРИСУТСТВОВАЛИ:

От Частная компания «Kazakstan FengYuanXinMao Energy Ltd.»  
ЗНАОВИН СУ – генеральный директор, председатель ГТС;  
Кызырбек З.К. - главный геолог.

От ТОО «Кен Бағдар»

Битеуова С.А. – заместитель генерального директора по геологии;  
Маушева М.К. – ведущий геолог;  
Кожаметова Н.С. – ведущий инженер;  
Умбетов Е.К. – старший инженер;  
Касымова Н. – инженер, секретарь ГТС.

#### ПОВЕСТКА ДНЯ:

##### Рассмотрение

«Проект ликвидации последствий разведки углеводородов на участке Кендала Северный».

СЛУШАЛИ: сообщение ответственного исполнителя проекта Умбетов Е.К.

В административном отношении участок Кендала Северный в Караки-янском районе Мангистауской области Республики Казахстана.

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

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

Площадь участка недр составляет 5036,01 кв.км, глубина – до кристаллического фундамента.

Рабочий проект выполнен в соответствии с техническим заданием Заказчика и действующими инструкциям.

В настоящем проекте отражены объемы работ с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды в порядке, предусмотренном законодательством Республики Казахстан.

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на рекультивацию земли.

Общая сумма расчета стоимости ликвидаций последствий недропользования на возвращаемой части контрактной территории составила 36961,9536 тысяч.тенге.

В рамках проекта была выполнена оценка воздействия ликвидации объектов недропользования на окружающую среду. Проектные технологические решения по ликвидации скважин предусматривают обеспечение промышленной безопасности, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей среды.

После обмена мнениями ГТС постановило:

1. Проект принять.
2. Направить проект на согласование в контролирующие органы.

Председатель

ГТС ZHAOBIN SU

Секретарь ГТС

Касымова Н.

# Приложение 5. Лицензии на право проектирования

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»)

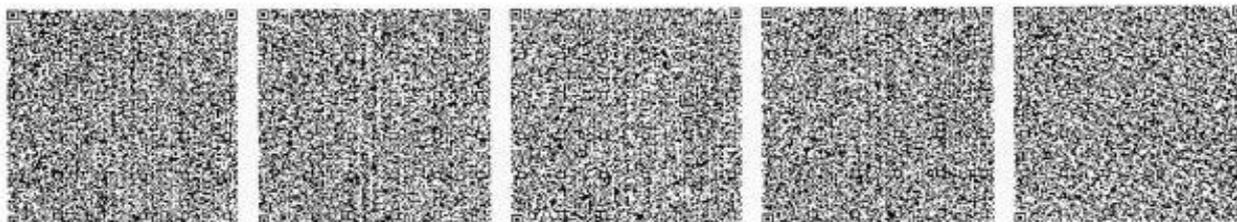
**Лицензиар** Министерство нефти и газа Республики Казахстан, Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства нефти и газа Республики Казахстан  
(полное наименование лицензиара)

**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



Верхний квадрат – Электронная копия, нижне-электронный цифровой код (код туркылы) – 2002 жылғы 7 желтодағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатты тек. Дәлелді документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2002 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 добыча нефти, газа, нефтегазоконденсата

Производственная база г. Алматы, мкр. Школьный 2, д. 4, кв. 2

(место нахождения)

Лицензиат Товарищество с ограниченной ответственностью "Кен Багдар"

Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Пирогова, дом № 31., 210., БИН: 120440009973  
(полное наименование, местонахождение, бизнес идентификационный номер юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Лицензиар Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе  
Министерства нефти и газа Республики Казахстан, Министерство нефти и  
газа Республики Казахстан,  
(полное наименование лицензиара)

Руководитель  
(уполномоченное лицо)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ  
(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

 подпись (для лицензий на бумажных носителях)

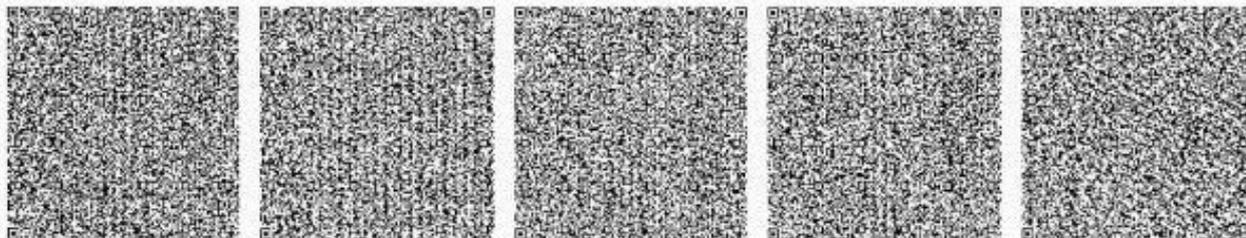
 Место печати для лицензий на бумажных носителях

Номер приложения к  
лицензии 001

Дата выдачи приложения  
к лицензии 18.07.2013

Срок действия лицензии

Место выдачи г. Астана



**Приложение 6. Письмо согласование РГУ «Департамента Комитета Промышленной безопасности МЧС»**

**Приложение 7. Письмо согласование РГУ «Департамента Санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области»**

**Приложение 8. Письмо согласование ГУ «Управление земельных отношений Мангистауской области»**

# Приложение 9. Графическое приложение

