

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«Jasyl Energy»  
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«Проектная организация НГУ»**



**ПРОЕКТ ЛИКВИДАЦИИ  
ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ  
ПО ВОЗВРАЩАЕМЫМ ЧАСТЯМ БЛОКОВ А и Е  
КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ ТОО «Jasyl Energy»  
Контракт №1117 от 04 марта 2003 года**

Директор ТОО «Проектная организация НГУ»

Калидуллин Б.

Алматы 2025 г.

**Куанышева Г. Т. «Проект ликвидации последствий недропользования по возвращаемым частям блоков А и Е контрактной территории ТОО «Jasyl Energy»**

Книга и папка с графическими приложениями

Книга – текст 85 страниц, 12 таблиц, 5 рисунков, 9 текстовых приложений.

ТОО «Проектная организация НГУ», Лицензия №23011033 от 18.05.2023 г на проектирование горных производств. г. Алматы, ул. Кооператор, д.56

ТОО «Jasyl Energy», Контракт №1117 от 04.03.2003г. Республика Казахстан, город Алматы, Бостандыкский район, ул. Сатпаева, дом 18А.

**Реферат.** По результатам анализа геофизических материалов и информации, полученной при бурении и опробовании, обобщены результаты геологоразведочных работ проведенных Недропользователем в пределах контрактной территории. Приведены характеристики основных направлений геологоразведочных работ и всех изученных бурением перспективных объектов.

Настоящий отчет составлен в соответствии с Правилам консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (№200 от 22.05.2018 г) с внесенными изменениями приказом Министра энергетики РК от 19.01.2023 г).

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

---

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ  
на выполнение Работ по возврату части контрактной территории блоков А и Е**

**1. Основание на проведение работ:**

- Контракт на Разведку и Добычу углеводородного сырья на территориях Блока А: XXIV (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXVI-17 (частично), 18 (частично) и Блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) в Атырауской области Республики Казахстан, № 1117 от 04.03.2003г. Дополнения 1-29 к Контракту № 1117 от 04.03.2003г.;
- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК;
- «Дополнение №3 к проекту разведочных работ по оценке углеводородов на контрактной территории, включающей блоки А и Е, согласно Контракта №1117 от 04.03.2003г.»

**2. Целевое назначение работ:**

Возврат части контрактной территории блоков А и Е по Контракту на Разведку и Добычу углеводородного сырья на территориях на территориях Блока А: XXIV (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXVI-17 (частично), 18 (частично) и Блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) в Атырауской области Республики Казахстан, № 1117 от 04.03.2003г. Площадь контрактной территории, подлежащая к возврату, составляет около 800 кв.км. В процессе проведения работ по возврату, данная площадь будет уточнена по результатам проектируемых работ.

**3. Объем работ:**

- сбор и подготовка всех материалов по проведенным работам на возвращаемой территории (перечень пробуренных и ликвидированных скважин, включая исторические скважины, принятые на баланс недропользователя, дела скважин, отчеты о результатах сейсморазведочных работ, проекты на проведение геологоразведочных работ, акты ликвидации скважин, акты рекультивации земель, акты возврата земельных участков, предоставленных на праве временного возмездного землепользования и т.д.);
- обследование, совместно с представителями Заказчика, возвращаемой территории (скважины и земельные отводы). Подготовка актов и отчетов о результатах обследования, включая фотоотчеты;
- выдача рекомендаций по проведению дополнительных работ по ликвидации последствий недропользования, включая сдачу земельных участков (если потребуется);
- разработка проекта ликвидации последствий недропользования при проведении разведки;
- составление отчета «Геологическое изучение недр на контрактной территории Блока А: XXIV (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXVI-17 (частично), 18 (частично) и Блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) в Атырауской области Республики Казахстан».

#### **4. Состав и содержание проекта и отчета:**

Состав и содержание проекта ликвидации последствий недропользования при проведении разведки определяются действующими «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и урана», утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года №200. Состав разделов Проекта ОВОС и степень их проработки определить с учетом требований и рекомендаций нормативно-правовых актов, действующих на дату составления проекта;

Состав и содержание отчета по геологическому изучению недр определяются действующими правилами и методическими рекомендациями.

#### **5. Согласование и утверждение:**

##### **1) Проект ликвидации последствий недропользования при проведении разведки**

- предоставить проект на согласование и внести изменения и дополнения в соответствии с замечаниями Заказчика в случае их наличия и согласования;

- организация и проведение общественной экологической экспертизы (общественные слушания) по месту административной принадлежности производственного объекта, согласно «Правилам проведения общественных слушаний», утвержденным приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286;

- согласование и экспертиза в соответствии с законодательством Республики Казахстан:

- охраны окружающей среды;

- о недрах и недропользовании;

- в области промышленной безопасности;

- в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения;

- по регулированию земельных отношений;

- в области использования водного фонда, водоснабжения, водоотведения; прохождение государственной экологической экспертизы в соответствии с экологическим законодательством РК;

- прохождение экспертиз промышленной безопасности, организация и сопровождение всей процедуры возврата контрактной территории в Министерстве энергетики Республики Казахстан.

##### **2) Отчет «Геологическое изучение недр на контрактной территории Блока А и Блока Е в Атырауской области Республики Казахстан».**

- предоставить проект и отчет на согласование и внести изменения и дополнения в соответствии с замечаниями Заказчика в случае их наличия и согласования;

- получение рецензии на отчет;

- согласование и защита отчета в уполномоченных органах согласно действующему законодательству;

- сдача отчета в фонды АО «Национальная геологическая служба» и МД «Запказнедра».

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

- сведения о проведенных геологоразведочных работах по Контракту;

- картограммы геологического отвода и горных отводов;

- карты геолого-геофизической изученности Блоков А и Е;

- картограммы с нанесением участков разведки и добычи, не подлежащие возврату;

- координаты всех пробуренных и принятых на баланс скважин на возвращаемой территории;

- акты приемки исторических скважин на баланс недропользователя, 2009г., 2014г., 2017г.;

- сейсмические отчеты, составленные по возвращаемой части территории за период разведки;

- проекты геологоразведочных работ, на основе которых проводились геологоразведочные работы на возвращаемой территории;

- акт сдачи первичного материала;
- справки о приеме материалов на хранение в РЦГИ (сейсмика и др.);
- другая информация, согласно списку исходной информации по запросу Исполнителя в рамках решаемых задач по договору.

**7. Срок выполнения услуг по возврату части контрактной территории:**

- до 31.10.2025г.

**8. Количество экземпляров:**

- передача Заказчику по 2 (два) экземпляра проекта ликвидации последствий недропользования при проведении разведки и отчета «Геологическое изучение недр на контрактной территории Блока А и Блока Е в Атырауской области Республики Казахстан» с графическими приложениями на бумажных носителях и в цифровом виде на CD.

**9. Требования к потенциальным Исполнителям:**

- наличие лицензии на составление технических проектных документов для месторождений углеводородов (подпункт 12 пункта 8 Приложения 1 к Закону РК «О разрешениях и уведомлениях»);
- наличие лицензии на выполнение и оказание услуг в области охраны окружающей среды;
- все дополнительные вопросы, не нашедшие отражения в настоящем техническом задании, которые могут возникнуть у Заказчика, рассматриваются в рабочем порядке, и при необходимости должны учитываться в процессе предоставления услуг;
- Исполнитель обязуется устранить все замечания, которые могут возникнуть при согласовании предварительных результатов с Заказчиком.
- при возникновении замечаний в процессе предоставления услуг со стороны государственных и контролирующих органов, на основании авторства устранять замечания от имени Исполнителя по согласованию с Заказчиком.
- вся переписка и корреспонденция с государственными и контролирующими органами должна осуществляться по согласованию с Заказчиком.
- все изменения, дополнения и рекомендации должны вноситься в проектную документацию после согласования с Заказчиком.

**ЗАКАЗЧИК:**

ТОО «Jasyl Energy»

Генеральный директор

Рзиева З.А.



**ИСПОЛНИТЕЛЬ:**

ТОО «Проектная организация НГУ»

Генеральный директор

Калидуллин Б.Р.



## СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Название раздела	Стр.
<b>1.</b>	<b>Общая пояснительная записка</b> Ошибка! Закладка не определена.	<b>10</b>
<b>2.</b>	<b>Общие сведения о районе работ</b>	<b>17</b>
<b>3.</b>	<b>Геологическая характеристика района работ</b>	<b>20</b>
3.1	Литолого-стратиграфическая характеристика	<b>20</b>
<b>4.</b>	<b>Нефтегазоносность</b>	<b>34</b>
<b>5.</b>	<b>Анализ структуры фонда скважин и перечень объектов ликвидации</b>	<b>43</b>
<b>6.</b>	<b>Перечень работ по ликвидации последствий недропользования</b>	<b>49</b>
6.1	Требования к проведению работ по ликвидации последствий недропользования при проведении разведки и добычи углеводородов на месторождении	<b>49</b>
6.2	Оборудование устьев скважин для восстановления разрушенных тумб-репера для исторических скважин	<b>52</b>
6.3	Требования к проведению работ по восстановлению разрушенных тумб-реперов для исторических скважин	<b>52</b>
6.4	Сводный сметный расчет стоимости при восстановлении разрушенных тумб-реперов	<b>53</b>
6.5	Мероприятия по рекультивации	<b>54</b>
<b>7.</b>	<b>Мероприятия по обеспечению безопасности населения и персонала, зданий и сооружений</b>	<b>58</b>
7.1	Мероприятия по охране недр	<b>65</b>
7.2	Мероприятия по охране окружающей среды	<b>66</b>
7.3	Мероприятия по предотвращению загрязнения подземных вод	<b>67</b>
7.4	Обеспечение радиационной безопасности населения	<b>67</b>
7.5	Оценка воздействия ликвидации объектов недропользования на окружающую среду	<b>68</b>
7.6	Меры, исключаящие на период консервации не санкционированное использование и доступ к законсервированным объектам	<b>72</b>
7.7	Меры по рекультивации нарушенных земель	<b>72</b>
7.7.1	Фактическое и прогнозируемое состояние нарушенных земель	<b>73</b>
7.7.2	Производство изысканий	<b>76</b>
7.8	Меры по приведению комплексных мероприятий в случае экстренного решения о прекращении добычи	<b>81</b>
<b>8.</b>	<b>Список нормативно-справочных и инструктивно методических материалов</b>	<b>85</b>

<b>9.</b>	<b>Текстовые приложения</b>	<b>86</b>
-----------	-----------------------------	-----------

### СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

<b>№№ п/п</b>	<b>Наименование</b>	<b>Стр.</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
1	Копия геологического отвода и картограммы	87
2	Протокол совместного геолого-технического совещания ТОО «Jasyl Energy» и ТОО «Проектная организация НГУ»	94
3	Лицензия на право проектирования	
4	Письмо согласование РГУ «Департамента Комитета Промышленной безопасности МЧС»	
5	Письмо согласование РГУ «Департамента санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области»	
6	Письмо согласование ГУ «Управление земельных отношений Атырауской области»	
7	Письмо согласование РГУ МД «Запказнедра»	
8	Письмо согласование РГУ «Департамент экологии»	
9	Графическое приложение	

### СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

<b>№ № п/п</b>	<b>№№ табл.</b>	<b>Наименование таблиц</b>	<b>Стр.</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
1	1	Координаты угловых точек возвращаемых участков контрактной территории	14
2	2.1	Общие сведения о районе работ	17
3	3.1.1	Отбивки кровли стратиграфических границ по скважинам, пробуренным недропользователем	21
4	5.1	Сведения по историческим ликвидированным скважинам, расположенным в пределах возвращаемой территории	45
5	5.2	Координаты скважины ЖЛГЮ-1	46
6	5.3	Кровли целевых пластов скважины ЖЛГЮ-1	46
7	5.4	Информация о техническом состоянии скважины ЖЛГЮ-1	48
8	6.4.1	Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по восстановлению разрушенных тумб-реперов одной скважины	52

№ № п/п	№№ табл.	Наименование таблиц	Стр.
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
9	6.4.2	Технические средства, используемые для выполнения работ	52
10	6.5.1	Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	55
11	6.5.2	Технические средства, используемые для выполнения работ по технической рекультивации земель	55
12	6.5.3	Сводный сметный расчет стоимости рекультивации нарушенных земель	55

### СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ

№ № п/п	№№ рис.	Наименование рисунков	Стр
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
1	1	Схема изученности блоков «А» и «Е» с указанием площадей, подлежащих возврату	16
2	2.1	Обзорная карта района работ	19
3	4.1	Геолого-геофизический профиль через газоконденсатное месторождение Карачаганак (по материалам Уральской нефтеразведочной экспедиции)	39
4	4.2	Геолого-схематическая модель месторождения Тенгиз	42
5	6.1	Устья ликвидированных скважин, подлежащих восстановлению	50
4	6.2	Текущее состояние скважины Жалгыз Южный - ЖЛГЮ-1	51
5	6.3	Схема установки тумбы с репером	52

## 1. Общая пояснительная записка

«Проект ликвидации последствий недропользования по возвращаемым частям блоков А и Е контрактной территории ТОО «Jasyl Energy» выполнен согласно договору №S-PE-174–25 от 10.04.2025г, заключенного между ТОО «Jasyl Energy» и ТОО «Проектная организация НГУ».

По административному делению площадь работ, в пределах контрактной территории блоков А и Е, расположена в Кызылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан.

ТОО «Jasyl Energy» проводит геологоразведочные работы, пробную и промышленную эксплуатацию месторождений в пределах Блоков А и Е в соответствии с Контактном №1117 на разведку и добычу углеводородного сырья на территориях Блока А: XXIV (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXVI-17 (частично), 18 (частично) и Блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) в Атырауской области Республики Казахстан, от 4 марта 2003 года (далее - Контакт)..

Право недропользования по Контракту №1117 перешло к ТОО «Jasyl Energy» от ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)» на основании Дополнения №27 к Контракту от 19.06.2024г.

Дополнением №22 к Контракту период разведки для оценки продлен на 2 года, с 29.04.2021 г. по 29.04.2023 г., а также Контакт №1117 от 04.03.2003г. изложен в новой редакции (типовой контракт).

Дополнением №25 к Контракту №1117 от 2003 года на проведение Разведки и Добычи УВ между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)», период разведки по Контракту был продлен до 01.09.2025 г.

Решением экспертной комиссии МЭ РК период разведки по Контракту №1117 от 2003 года на проведение Разведки и Добычи УВ между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «Jasyl Energy» продлен до 22.08.2026 г.

За период 2003-2013гг. в пределах контрактной территории проведены сейсморазведочные работы, включающие сейсмосьемку 2Д в объеме 2159 км, 3Д - 5148 кв.км. После окончания сейсморазведочных работ, на участках были проведены необходимые работы по рекультивации. Все первичные материалы, отчеты по проведению и интерпретации сейсморазведочных работ сданы в МД «Запказнедра», за исключением дополнительных материалов, полученных в 2016 г.

По состоянию на 01.01.2025 г. на контрактной территории, с начала действия Контракта, завершено бурением 135 поисковых, разведочных, оценочных и эксплуатационных скважин.

Разведочные работы были проведены по площадям Восточный Макат, Боркылдакты, Асанкеткен, Кызылжар I Восточный, Сагиз Западный, Бай-

чунас Западный, Уйтас, Толеген Западный, Бесболек Северо-Восточный, Доссор Северо-Западный, Акатколь, Карсак Западный, Секир Западный, Жалгыз Южный, Нармунданак Южный, Ескене, Ескене Северный, Жаршик, Доссор Юго-Восточный, Кызылжар I, Кызылжар II, Кызылжар II Северный, Алтыколь Западный, Жарбас, Нур.

По результатам геологоразведочных работ на контрактной территории были выявлены месторождения нефти и газа в надсолевых ловушках на локальных объектах Жана Макат, Асанкеткен, Боркылдакты, Кызылжар Восточный I, Сагиз Западный, Байчунас Западный, Уйтас.

В период 2012–2014 гг., в соответствии с Дополнениями №№ 8, 12 и 15 к Контракту №1117 от 04.03.2003 г., месторождения Восточный Макат (участок Жана Макат), Боркылдакты и Асанкеткен введены в промышленную разработку.

В связи с завершением пробной эксплуатации месторождений Кызылжар I Восточный и Сагиз Западный, в соответствии с пунктом 34 статьи 278 Кодекса «О недрах и недропользовании», между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «5А OIL (5А OИЛ)» были заключены: Контракт на добычу углеводородов на месторождении Кызылжар I Восточный в Атырауской области Республики Казахстан за рег. №4948-УВС от 13.07.2021 г. и Контракт на добычу углеводородов на месторождении Сагиз Западный в Атырауской области Республики Казахстан за рег. №4947-УВС от 13.07.2021 г., на основе которых месторождения Кызылжар I Восточный и Сагиз Западный были введены в промышленную разработку с 01.08.2021 г. и с 01.09.2021 г., соответственно.

На месторождении Байчунас Западный в 2023г. утвержден ГКЗ РК отчет по подсчету запасов нефти и газа. Получен горный отвод. В соответствии с дополнением № 27 к Контракту №1117 от 04.03.2003 г. месторождение введено в промышленную разработку с 21 апреля 2024г.

На месторождении Уйтас проведены оценочные работы в период 2013-2014гг. По состоянию на 01.06.2025г. месторождение находится во временной консервации до утверждения нового проектного документа и ввода месторождения в пробную эксплуатацию, в связи с продлением периода разведки в рамках Дополнения №25 к Контракту №1117.

В 2020г. был выполнен «Проект разведочных работ по оценке углеводородов на контрактной территории, включающей блоки А и Е, согласно Контракта №1117 от 04.03.2003 г.» (протокол ЦКРР РК №11/13 от 18.02.2021г.).

Работы, предусмотренные «Проектом разведочных работ по оценке...» не были начаты в связи с оформлением Дополнения №22 к Контракту №1117, которое было подписано Компетентным органом 02.09.2021г. (рег. №4959-УВС) сроком до 29.04.2023г.

Согласно контрактным обязательствам ТОО «5А OIL (5 А OИЛ)» в 2021 году осуществило возврат части контрактной территории общей площадью 1161,554 кв. км, определенной в «Проекте разведочных работ по оценке углеводородов на контрактной территории, включающей блоки А и Е, со-

гласно Контракта №1117 от 04.03.2003 г.», 2020 г.: на территории Блока А площадью 1102,014 кв. км и на территории Блока Е площадью 59,54 кв. км. (Акт ликвидации последствий недропользования недр (о приемке работ) №4-УВС от 31 мая 2021 года). Также в рамках возврата части контрактной территории возвращены 7 исторических скважин.

В связи с возвратом части контрактной территории и уменьшением участка недр по Контракту №1117 от 04.03.2003 года геологический отвод (участок недр) был переоформлен (рег. № 438 Р-УВ от 21 июля 2021 г.).

Площадь геологического отвода на Блоках А и Е составила 10039,88 кв.км. Глубина отвода – до подошвы девона.

Из площади геологического отвода на блоках «Е» и «А» были исключены месторождения и контрактные территории других недропользователей, Блок Е: Макат (южная часть), Макат Южный, Макат Восточный, Танатар, Танатар Южный (Дангар), Доссор (контур 1 и контур 2), Доссор Юго-Западный, Сагиз, Бек-Беке (Северное поле), Бек-Беке (южное поле), Кошкар Южный (контур 1 и контур 2), Толеген, Бесболек, Байчунас (контур 1 и контур 2), Тентяксор, Каратайкыз, Комсомольское (Нармунданак), Алтыколь, Корсак, Ботахан, Косчагыл, структура Айранколь, Айранколь, участка подземных вод Аккизтогай; Блок А: Таган Южный, Жыланкабак, месторождение подземных вод Кульсаринское. Также, были исключены площади месторождений, на которые ТОО «5А OIL (5 А OИЛ)» получены горные отводы: Макат Восточный (участок Жана Макат), Боркылдакты, Асанкеткен, Кызылжар I Восточный и Сагиз Западный.

В 2022г. на основании Дополнения № 22 к Контракту по рекомендациям ЦКРР РК и для обеспечения планомерных геологоразведочных работ по изучению всей площади контрактной территории был составлен проект «Дополнение к проекту разведочных работ по оценке углеводородов на контрактной территории, включающей блоки А и Е, согласно Контракта №1117 от 04.03.2003г» (Протокол ЦКРР №26/7 от 11.05.2022г.), в котором предусматривался ранее запланированный объем работ по контрактной территории (блоки А и Е), включая структуры Доссор Юго-Восточный, Жаршик и Кызылжар II.

Согласно «Дополнению к проекту разведочных работ...», был выполнен следующий запланированный объем работ:

✓ 2022г на структуре Кызылжар II пробурена скважина КЗП-1 глубиной 1073м. Скважина была ликвидирована по геологическим причинам.

✓ 2022г на структуре Кызылжар II пробурена скважина КЗП-2 глубиной 1076м Скважина оказалась «сухая»

✓ 2022г на структуре Жаршик пробурена скважина Ж-1 глубиной 993,2м. Скважина оказалась «сухая»

✓ 2022г. на структуре Доссор Юго-Восточный пробурена скважина ДОСЮВ-1 глубиной 1616м. Скважина оказалась «сухая»

В связи с получением отрицательных результатов на структурах Кызылжар, Жаршик, Доссор Юго-Восточный было принято решение о нецелесообразности дальнейших ГРП на этих структурах.

Проект «Дополнение №2 к проекту разведочных работ по оценке углеводородов на контрактной территории, включающей блоки А и Е, согласно Контракта №1117 от 04.03.2003 г.», 2023 г» предусматривает следующий объем работ:

- переобработка и переинтерпретация данных сейморазведочных работ 3D в объеме 3394,5 кв.км;
- работы по субатомной технологии на участках Акатколь и Кузбак (150 кв.км);
- бурение независимой оценочной скважины Кызылкала-1 глубиной 750м;
- бурение зависимой оценочной скважины Кызылкала-2 глубиной 750м;
- восстановление скважины НУР-1 путем резки бокового ствола глубиной 7250м;
- бурение независимой скважины Акатколь Северо-Западный-1 глубиной 1700м
- возврат части контрактной территории площадью 1839 кв.км.

Во исполнение проектных решений и рекомендаций Центральной комиссии по разведке и разработке РК (протокол №43/1 от 28-29.09.2023 г.) ТОО «Jasy1 Energy» осуществляет возврат части контрактной территории, общей площадью 1839 кв. км, определенной в «Дополнении №2 к проекту разведочных работ по оценке углеводородов на контрактной территории, включающей блоки А и Е, согласно Контракта №1117 от 04.03.2003 г.».

В связи со сменой недропользователя и с увеличением горного отвода месторождения Восточный Макат (участок Жана Макат), исключаемого из площади геологического отвода блока Е, в марте 2025 года геологический отвод (участок недр) был переоформлен (рег. № 713-Р-УВ от 18 марта 2025 г.). Площадь геологического отвода на Блоках А и Е составила 9984,7 кв. км. Глубина отвода – до подошвы девона. В 2025 году, в связи с продлением периода разведки, было составлено «Дополнение №3 к Проекту разведочных работ по оценке углеводородов на контрактной территории, включающей блоки А и Е согласно контракта №1117 от 04.03.2003 г.». В рамках данного проекта недропользователем было принято решение вернуть часть контрактной территории блоков А и Е.

Площадь возвращаемых участков составляет 800 кв. км, из которых на блоке А – 690 кв.км и блок Е – 110 кв.км. В таблице 1 представлены угловые точки возвращаемых, в рамках настоящего проекта, участков. На рисунке 1 показана схема изученности блоков А и Е, указанием расположения возвращаемых участков

В основу Проекта по ликвидации последствий недропользования положены проекты и отчёты на проведение полевых сейморазведочных работ (2006–2013 гг.), проекты ОВОС к ним и результаты поискового и разведочного бурения, выполненных Недропользователем за поисково-разведочный период.

Из числа всех пробуренных Недропользователем в пределах контрактной территории скважин, на возвращаемой территории находится 1 поисковая скважина ЖЛГЮ-1, пробуренная на структуре Жалгыз Южный, в пределах Блока А. По результатам бурения перспективность на нефть и газ не подтвердилась, скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Кроме того, из 50 исторических ликвидированных скважин, принятых Компанией на баланс, были возвращены 21 скважин, из которых в 2021 году возвращены 7 скважин, в 2025 году возвращены 14 скважин. Таким образом, на момент составления настоящего проекта на балансе компании, в пределах геологического отвода, находится 29 исторических скважин, из них в пределах возвращаемой территории находятся 7 скважин, согласно акту межведомственной комиссии от 30.09.2009 г. На участках расположения 7-ми ликвидированных исторических скважин были произведены работы по очистке территории.

Таким образом, на возвращаемой территории находятся только ликвидированные скважины. Какие-либо технологические объекты на возвращаемой территории не сооружались.

В настоящем «Проекте ликвидации последствий недропользования...» представлен в краткой форме анализ результатов геолого-геофизической изученности контрактной территории, ее геологическое строение, описана методика полевых работ по указанным технологиям, меры, предпринятые недропользователем по обеспечению безопасности работающего персонала и охране недр и окружающей среды.

**Таблица 1. Координаты угловых точек возвращаемых участков контрактной территории**

Участки возврата	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Площадь участка
<b>Блок «Е» (WGS-84 (39 зона))</b>				
А	1	47°27'40.34"C	52°37'55.65"B	110 кв.км
	2	47°27'23.65"C	52°46'39.10"B	
	3	47°16'48.30"C	52°37'55.58"B	
<b>Блок «А» (WGS-84 (40 зона))</b>				
Б	1	47°45'03,58"C	54°13'33,77"B	444 кв.км
	2	47°47'15,59"C	54°29'55,79"B	
	3	47°49'49.83"C	54°36'10.05"B	
	4	47°38'24.68"C	54°37'18.62"B	
	5	47°37'22.33"C	54°18'35.20"B	
В	1	47°55'27.94"C	54°49'46.74"B	246 кв.км
	2	47°58'35,62"C	54°57'19,81"B	
	3	47°43'4.64"C	54°58'46.22"B	
	4	47°43'24.77"C	54°51'6.22"B	



## 2. Общие сведения о районе работ

**Таблица 2.1 - Общие сведения о районе работ**

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Кызылкогинский район Атырауской области
2	Место базирования	город Атырау
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	слабо всхолмленная равнина с абсолютными отметками от минус 15 до минус 25 м.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Вода подвозится из п.Макат, Доссор
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	-40°С-+44°С
7	Количество осадков	100 мм
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Восточное, северо-восточное, до 20 м/с
9	Толщина снежного покрова и его распределение	5-40 см, неравномерно
10	Геокриологические условия	Мерзлые породы отсутствуют
11	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	Ноябрь-март
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	сайгаки, волки, лисы, грызуны, пресмыкающиеся и насекомые
13	Населенные пункты и расстояния до них	г.Атырау в 80 км на юго-запад
14	Состав населения	Казахи
15	Ведущие отрасли народного хозяйства	Нефтяное хозяйство, животноводство
16	Наличие материально-технических баз	В г.Атырау
17	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Нефтегазопровод Средняя Азия-Центр
18	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	автономные
19	Виды связи	Радио, спутниковая связь
20	Пути сообщения	Грунтовые дороги
21	Условия перевозки вахт	Автомобильный транспорт
22	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Г.Атырау – аэропорт, жд.станции Макат, Доссор

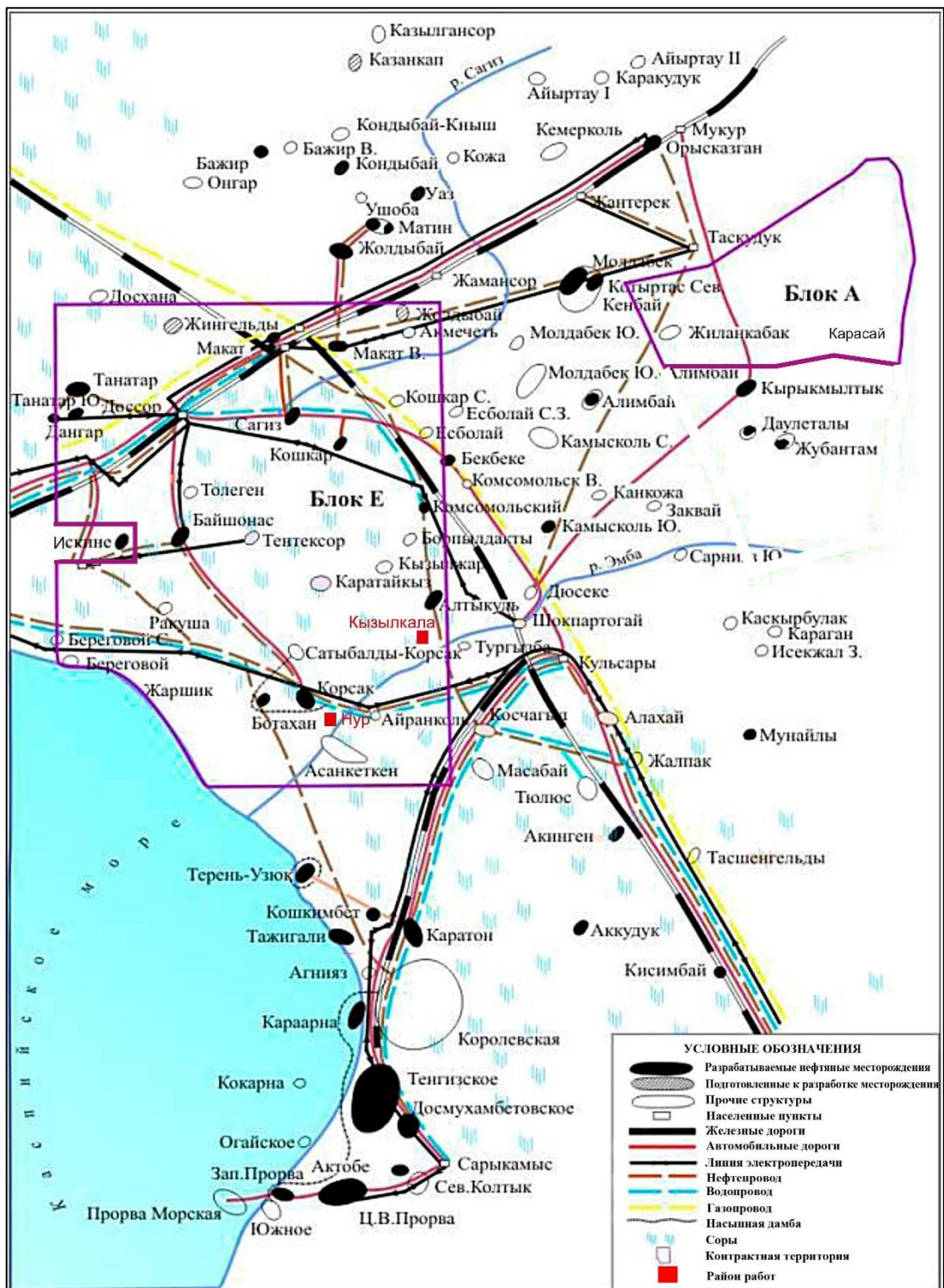


Рис. 2.1 - Обзорная карта района работ

### 3. Геологическая характеристика района работ

#### 3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

Территория Южной Эмбы характеризуется развитием мощного осадочного чехла. В его строении участвуют три комплекса осадков - подсолевой, соленосный и надсолевой.

Подсолевой комплекс залегает на глубинах 6–7 км, нижнепермско-каменноугольные отложения, сложены, преимущественно, терригенными породами. В районе расположения контрактной территории в 1993 году пробурена параметрическая скважина П-3 Гурьевский свод (Акатколь), которая вскрыла на забое (6455 м) визейские отложения. Породы в интервале 6332–6455 м по данным изучения керна, представлены аргиллитами с редкими прослоями туффитов и известняков микрозернистых типа мадстоуна, также встречены прослои песчаников среднезернистых грауваккового состава (А. П. Пронин, 2011г).

Выше по разрезу в этой скважине в интервале 6314–6332 м обнаружены серпуховские отложения толщиной 18 м, которые представлены известняком типа мадстоун в разной степени окремненными и доломитизированными с редкими спикулами губок, с прослоями витрокластических туфов. Башкирские отложения в скв. П-3 выделены в интервале 6300–6314 м, сложены доломитами и известняками микрозернистыми типа мадстоун с единичными радиоляриями.

Московские отложения имеют толщину 67 м и представлены серыми витрокластическими туфами окремненными; верхнекаменноугольные отложения толщиной 13 м сложены карбонатно-терригенными породами, ассельские - глинисто-битуминозно-кабонатными. Общая толщина пород равна 150 м, для них характерна повышенная радиоактивность, что четко выделяется на каротажной диаграмме в виде гамма-активной пачки.

Артинские породы толщиной 76 м в интервале 5994–6070 м сложены более плотными отложениями, чем нижележащие – известняками микрозернистыми, типа мадстоун, доломитизированными.

Подсолевые отложения на контрактной территории бурением не вскрыты, из нижнепермских отложений вскрыты лишь соленосные породы кунгурского яруса.

Ниже дано описание разрезов, вскрытых скважинами на контрактной территории, расчленение всего комплекса отложений произведено по электрометрическим кривым скважин, пробуренных недропользователями на основании сопоставления их с разрезами скважин, пробуренных на соседних месторождениях Южной Эмбы. Геологический возраст пород определялся по шламу (таблица 3.1.1).

Таблица 3.1.1 - Отбивки кровли стратиграфических границ по скважинам, пробуренным недропользователем

Блок Структура				Блок «Е»											
				Алтыколь Западный	Бесболек СВ	Доссор СЗ	Ескене СЗ	Ескене Северный		Карсак Западный	Кызылжар II Северный		Нармунданак Южный	Толеген Западный	
Система	Отдел	Ярус	№ скв	АЛТЗ -1	БСБСВ- 1	ДОССЗ- 1	ЕСЗ-1	ЕСКС-1	ЕСКС- 2	КАЗ-1	КЗН-1	КЗН-2	НАРЮ-1	ТОЛЗ-1	
			Альти -туда	ротор	-16,03	-14,37	-17,11	-23,90	-17,39	-11,03	-16,62	-16,07	-15,99	-12,60	-21,96
				земля	-22,25	-19,57	-22,31	-28,1	-22,59	-16,23	-22,82	-22,26	-22,26	-17,02	-27,16
			Забой	Карот.отм., м	1947,0	1327,8	1334,4	949,0	1507,1	1523,4	1858,0	1408,0	1457,0	1589,0	1538,7
Абсол.отм., м	-1963,0	-1309,57		-1351,51	-972,9	-	-	-1874,62	-1424,07	-1472,99	-1601,65	-1560,66			
Меловая	верхний	Турон- Сенон	Карот.отм.,м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			Абсол.отм.,м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			Мощность, м	103,78	48,0	30,3	-	139,8	98,6	194,5	151,31	138,73	-	140,5	
		Сеноман	Карот.отм.,м	110,0	53,2	35,5	-	145,0	98,6	200,7	157,5	145,0	-	140,5	
			Абсол.отм.,м	-126,03	-67,57	-52,6	-	-	-	-217,32	-173,57	-160,99	-	-162,46	
			Мощность, м	140,0	116,8	160,5	123,4	59,0	95,4	262,1	89,7	96,0	157,65	60,6	
	нижний	Альбс-кий	Карот.отм.,м	250,0	170,0	196,0	127,6	204,0	194,0	462,8	247,2	241,7	145,0	201,1	
			Абсол.отм.,м	-266,03	-184,37	-213,11	-151,5	-	-	-479,42	-263,27	-256,99	-157,65	-223,06	
			Мощность, м	95,0	120,0	92,0	69,4	144,0	160,6	64,6	142,2	256,0	169,5	153,8	
		Аптский	Карот.отм.,м	345,0	290,0	288,0	-	348,0	354,6	527,4	389,4	497,0	314,5	354,9	
			Абсол.отм.,м	-361,03	-304,37	-305,1	-	-	-	-544,02	-405,47	-512,99	-327,15	-376,86	
			Мощность, м	240,0	142,1	135,0	-	29,2	135,4	247,6	150,6	129,0	111,5	223,9	
		Неоком	Карот.отм.,м	585,0	432,1	423,0	197,0	377,2	490,0	775,0	540,0	626,0	426,0	578,8	
			Абсол.отм.,м	-601,03	-446,47	-440,1	-220,9	-394,6	-	-791,62	-556,07	-641,99	-438,65	-600,76	
			Мощность, м	300,7	229,3	219,0	57,4	390,2	230,0	270,4	198,2	184,0	291,0	223,8	
Юрская	Верхний	Карот.отм.,м	885,7	661,7	642,0	254,4	767,4	720,0	1045,4	738,2	810,0	717,0	802,6		
		Абсол.отм.,м	-901,73	-675,77	-659,1	-278,3	-784,8	-	-1062,02	-754,27	-825,99	-729,65	-824,56		
		Мощность, м	52,7	40,5	48,0	319,5	127,8	54,0	58,3	15,2	24,0	42,5	58,8		
	Средний	Карот.отм.,м	938,4	702,5	690,0	573,9	895,2	774,0	1103,7	753,4	834,0	759,5	861,4		
		Абсол.отм.,м	-954,43	-716,27	-707,1	-597,8	-	-	-1120,32	-769,47	-849,99	-772,15	-883,36		
		Мощность, м	314,97	435,9	363,0	96,4	257,8	449,0	352,3	383,4	389,7	417,0	372,0		
	нижний	Карот.отм.,м	1253,4	1161,0	1053,0	670,3	1153,0	-	1456,0	1136,8	-	1176,5	1233,4		
		Абсол.отм.,м	-1269,4	-1152,17	-1070,1	-694,2	-1170,39	-	-1472,62	-1152,87	-	-1189,15	-1255,36		
		Мощность, м	288,6	23,5	89,0	11,7	113,0	-	178,0	25,6	-	53,5	100,4		

## **Пермская система (Р)**

### **Нижний отдел (Р<sub>1</sub>)**

Отложения кунгурского яруса (Р<sub>1k</sub>) не вскрыты в двух (АЛТЗ-1 и ЕСКС-2) скважинах, в остальных - их вскрытая толщина составляет 4,0 (Нур-1) - 70,3 м (ЕСЗ-1). Эти отложения по описанию шлама представлены ангидритом от грязно-белого до очень светло-серого, мягким, от аморфного до субглыбистого, с карбонатным материалом.

Структурную поверхность гидрохимических осадков кунгурского яруса отображает опорный сейсмический отражающий горизонт VI.

**Пермотриасовая система (РТ).** В районе развития соляных куполов Южной Эмбы надсолевой разрез обычно начинается с терригенных красноцветных пород верхнепермского возраста, достигающих в межкупольных мульдах толщин до 2,0–3,0 км. В скважинах, пробуренных в присводовых условиях, эти отложения выпадают из разреза. С нижнетриасовыми отложениями из-за их литологической однородности они образуют единую нерасчлененную толщу, названную «пермотриасовой». Вскрытая толщина этих отложений колеблется от 111,4 (БСБСВ-1, площадь Бесболек) до 405 м (АЛТЗ-1, площадь Алтыколь Западный).

Эти отложения вскрыты в скважине Нур-1 в интервале 1888,4–5717,5 толщиной 3829 м.

В разрезе структуры Уйтас отложения литологически представлены двумя комплексами: верхним - менее плотным и нижним - более плотным.

Верхний комплекс сложен конгломератовыми песчаниками и реже - аргиллитами. Нижний комплекс сложен часто переслаивающимися и переходящими друг в друга конгломератами, конгломератовыми песчаниками, редкими аргиллитами и известняками. Конгломераты – пестроцветные, слабосцементированные. Обломки хорошо окатаны, от субсферических до субпродолговатых, имеют включения кварца и пирита. Песчаники светло-зеленовато-серые, мелко- и крупнозернистые, конгломератовые и плохо сортированные. Аргиллиты светло-зеленовато-серые, темновато-коричневые и красновато-коричневые, дисперсные, от мягких до крепких, по форме - от аморфных до субглыбистых. Аргиллиты – известковистые до слабо известковистые. Известняки светло-серые, грязно белые, серые, крепкие.

Вскрытая максимальная толщина пермотриасовых отложений в скв. УТС-3 составляет 100 м.

В разрезе скважин на площади Асанкеткен пермотриасовый комплекс литологически представлен переслаиванием глин и аргиллитов с редкими прослойками угля, песчаников, алевролитов и известняков.

Вскрытая толщина пермотриасовых пород на площади Асанкеткен составляет 1303–1885,1 м.

**Триасовая система (Т).** Залегающие над солью в сводовых и присводовых частях соляных куполов отложения по каротажной характеристике и керновому материалу имеют триасовый возраст. По данным палинологических исследований, разрез вскрытой пестроцветной толщи в разрезе скважины

БОР-2 на структуре Боркылдакты отнесен к нерасчлененному среднему-верхнему триасу.

Представлены породы пачками известковистых глин, аргиллитов и алевролитов, расчлененных прослоями песчаников.

В скважине БОР-2 выделен спорово-пыльцевой комплекс, датируемый средним и верхним триасом.

На структурах Боркылдакты, Сагиз Западный и Ескене Северный, блока «Е», поисково-разведочными скважинами были выявлены залежи нефти и газа в триасовых отложениях. В литологическом отношении коллекторы продуктивных горизонтов представлены терригенными породами – песками, песчаниками с прослойками гравелитов и алевролитами, в разной степени известковистыми.

Вскрытая толщина пермтриасовых отложений в скв. ЕСКС-1 равна 231 м, в скважинах на месторождении Боркылдакты составляет 328,5–393 м.

**Юрские отложения (J)** представлены тремя отделами: нижним, средним, верхним.

**Отложения нижнего отдела (J<sub>1</sub>)** литологически представлены песчано-галечниковой толщей, которая включает чередование песков, алевролитов, песчаников, глин.

Пески желтовато-серые, светло-серые, серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, чаще разномзернистые с включениями гравия и галек преимущественно метаморфических пород,

Песчаники серые, светло-серые, прозрачные, мелко- и крупнозернистые, конгломератовые, зерна песка полуугловатые и полуокатанные, сцементированные доломитовым и известковистым цементом, сложенные кварцем, реже пиритом, с прослоями известковистых песчаников серых и светло-серых, разномзернистых.

Аргиллиты светло-серые, светло-коричневато-серые, мягкие, дисперсные и аморфные, алевролитистые, карбонатные, слабоизвестковистые.

Толщина нижнеюрских отложений изменяется от 23,5 м (БСБСВ-1) до 290 м (СЕКЗ-1, площадь Секир Западный).

**Отложения среднеюрского возраста (J<sub>2</sub>)** представлены тонко переслаивающимися комплексами, переходящими от аргиллитов в песчаники с периодически встречающимися углями, известняками. Аргиллиты от светло-серых до серых с увеличивающимся содержанием карбонатов и переходящие в оливково-коричневые угли, мягкие, сильно дисперсные и аморфные, от умеренно до сильно известковистых. Известняки обычно от светло-серых до серых, а иногда темно-серые, умеренно твердые.

На месторождениях Макат Восточный (Жана Макат), Асанкеткен, Кызылжар I Восточный в отложениях средней юры выявлены залежи нефти.

Толщина среднеюрских отложений в разрезах скважин составляет 96,4 (ЕСЗ-1, площадь Ескене С.В.) – 449 м (ЕСКС-2, площадь Ескене Сев.). В скважине Нур-1, пробуренной в мульде, вскрытая толщина этих пород достигает 509,6 м.

**Верхнеюрские отложения (J<sub>3</sub>)** вскрыты не во всех скважинах, так как в сводовых частях солянокупольных структур эти отложения, как правило, отсутствуют.

Породы представлены известняками, у основания разреза переходящими в известковистые аргиллиты. Известняки светло-серые, твердые, с прослоями доломитов, мергелей и аргиллитов.

Толщина верхнеюрских отложений изменяется от 15,5 м (скв. ЖЛГЮ-1) до 127,8 м (скв. ЕСКС-1).

**В меловых отложениях (K)** четко выделяются два комплекса пород, отражающих различные этапы развития исследуемой территории: нижнемеловой, представленный терригенными образованиями морского и континентального происхождения и верхнемеловой, сложенный карбонатными породами.

На исследуемой территории граница между отложениями нижнего и верхнего отделов меловой системы является нечеткой из-за близости литологического состава пород альба и сеномана. Проводится она по базальному горизонту, залегающему на границе этих отложений.

По литологическому составу меловые отложения можно разделить на две части: нижнюю, сложенную терригенными образованиями с редкими прослоями терригенно-карбонатных пород, и верхнюю - карбонатную, включающую образования турона, сенона и дата.

На ряде структур верхнемеловые отложения не выявлены. Нижнемеловой комплекс пород наиболее изучен на площадях Асанкеткен и Уйтас.

**Нижнемеловые отложения (K<sub>1</sub>)** имеют довольно широкое распространение. В толще выделяются готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы.

**Готеривский ярус (K<sub>1g</sub>)** литологически представлен переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники светло-зеленовато-серые и от несцементированных до хрупких, от микро- до среднезернистых, умеренно сортированы и состоят из кварца, пирита, слюды, хлорита. Алевролиты светло-серые, крепкие, глинистые и переходят в алевролитистый аргиллит. Аргиллиты средне-серые, от мягких до крепких, дисперсные, алевролитистые и часто переходят в глинистый алевролит. Редкие конгломератные брекчии несцементированы и состоят из чистых, прозрачных, полупрозрачных, белых, светло-коричневых обломков.

Обломки обычно угловатые, а иногда от субугловатых до субокатанных. Брекчии в основном состоят из микрокристаллического доломита, кварца, кремнистого сланца и литокластов. В нижней части разреза встречаются редкие обуглившиеся растительные остатки, а также макрофауна плохой сохранности.

Толщина готеривского яруса в разрезах скважин на площади Асанкеткен изменяется от 58,2 м (АСК-Ю2) до 65,2 м (АСК-2), на площади Уйтас - от 23 до 56 м.

**Барремский ярус (K<sub>1b</sub>)** литологически сложен переслаивающимися аргиллитами, песчаниками и реже известняками. Аргиллиты коричневатокрасные, светло-зеленовато-серые, слабо- до известковистых и клейкие.

Песчаники светло-зеленовато-серые с разноцветными обломками и от плохо сцементированных до несцементированных, средне- до крупнозернистых с частой галькой и умеренно сортированы. В основном состоят из прозрачных до полупрозрачных зерен кварца, разноцветных литокластов, редко пирита и слюды. Известняки от грязно-белых до очень светло-серых, мягкие и дисперсные, сильно песчанистые и переходят в известковистый песчаник.

Толщина барремского яруса колеблется на пл. Асанкеткен от 201,5 м (АСК-1) до 223,7 (АСК-2), на площади Уйтас максимальная толщина отложений достигает 180 м (скв. УТС-4).

**Аптский ярус (K<sub>1a</sub>)** залегает на размытой поверхности пород барремского яруса и сложен массивными аргиллитами с редкими прослоями известняков и песчаников.

В отдельных разрезах в основании отложений апта, в местах выхода их на дневную поверхность, прослеживается прослой базального галечника, состоящего из кристаллических пород, выше залегают глины

Галька различного цвета, очень хорошо окатана, располагается в грубозернистом песке и варьирует в размерах от совсем ничтожных размеров (грубозернистый песок, гравелит) до 3-5 см в поперечнике. Местами в основании апта залегает кирпично-красный (цвета сурика) песчанистый конгломерат, в котором гальки кремнистых пород, в железисто-песчанистом цементе встречается мелкая плоская галька железистого песчаника и почти нацело разрушенная галька зеленовато-белых блеклых глин неокома.

Глины темно-серые во влажном состоянии почти черные, пластичные, сланцеватые, содержащие тонкие прослой пепельно-серых или охристых, мелко- и тонкозернистых, пылеватых, кварцево-слюдистых песков. В толще глин встречаются плиточки слабого песчаника ржаво-желтого цвета, а также горизонты септариевых конкреций.

Песчаники от светло-серых до светло-зеленовато-серых, несцементированные, средне-крупнозернистые, умеренно сортированы и состоят из прозрачных до полупрозрачных кварцевых зерен, пирита, глауконита, литокластов и обугленных остатков.

Толщина аптского яруса колеблется от 122,5 м (АСК-2) до 135,3 м (АСК-1), в скв. УТС-13 - 30м.

**Альбский ярус - K<sub>1al</sub>**. Альбские отложения имеют довольно широкое распространение в изучаемом районе.

В гипсометрическом отношении выходы альба на куполах соответствуют наиболее возвышенным точкам рельефа в отличие от неокома и юры, располагающихся в инверсионных участках.

В разрезе альбских отложений выделяются две свиты: нижняя – песчано-глинистая и верхняя – песчанистая. Известняки присутствуют по всему альбскому разрезу.

Верхний крупнообломочный комплекс состоит из переслаивающихся песчаников и аргиллитов. Глины серые, на которых залегает прослой железистого конгломерата или галечника.

Песчаники светло-зеленовато-серые, от нецементированных до умеренно твердых, цементированные известковистым и алевритистым цементом, зернистые и состоят из прозрачных, полупрозрачных кварцевых зерен, глауконита, слюды, литокластов, пирита, обугленных остатков, реже фосфорита. Аргиллиты серые, мягкие, сильно дисперсные, аморфные, карбонатные, алевритистые и песчанистые.

Нижний комплекс в основном состоит из аргиллитов с некоторым количеством известняков. Аргиллиты серые, мягкие, дисперсные, аморфные, углистые, алевритистые и иногда переходят в алевролиты. Песчаники от светло-серых до светло-зеленовато-серых, обычно нецементированные, иногда от хрупких до умеренно твердых, микро-среднезернистые. Признаки углеводородов в данном разрезе не зафиксированы.

Толщина альбского яруса изменяется от 215,1 м (АСК-2) до 223,7 м (АСК-1), в скв. УТС-7 составляет 195 м.

**Породы верхнего мела (K<sub>2</sub>)** залегают на размытой поверхности альбских отложений и представлены терригенным сеноманским, а также нерасчлененными сенон-туронскими отложениями, которые представлены однообразной карбонатной толщей. Она сложена мелом белым, зеленовато-белым, писчим, рыхлым, с прослоями беловато-серых глин.

Толщина пород верхнего мела в изученных разрезах изменяется от 164 (БСБСВ-1) до 491,8 м (скв. АКН-1, площадь Акатколь Сев.).

**Отложения палеогеновой системы (Р)** выявлены лишь в скважинах, пробуренных в погруженных частях структур.

Литологически породы в нижней части представлены мергелями светло-серыми, темно-серыми, крепкими. Вверх по разрезу мергели постепенно переходят в глины серовато-зеленые, зеленовато-бурые, песчанистые, плотные, слюдистые, карбонатные.

Толщина отложений изменяется от 34 м (АСК-2) до 42 м (АСК-1).

Нерасчлененные **неоген-четвертичные отложения (N+Q)** представлены глинами, серыми, алевритистыми и слабо известковистыми мергелями. На некоторых структурах Южной Эмбы толщина отложений достигает 115 м.

#### **4. Нефтегазоносность**

В результате геологоразведочных работ, проведенных недропользователем в период 2003–2025 гг. на контрактной территории установлены следующие месторождения УВС:

Блок «Е» – Восточный Макат (участок Жана Макат) в 2006 г; Боркылдакты в 2010 г; Асанкеткен, Кызылжар I Восточный, Сагиз Западный в 2011 г; Байчунас Западный, Ескене Северный в 2012 г.

Блок «А» – Уйтас в 2010 г.

На месторождении *Байчунас Западный* в результате бурения поисковых скважин БЧЗ-1 и БЧЗ-2 были установлены залежи нефти и газа в нижнеюрских и триасовых отложениях. По данным интерпретации ГИС и испытания

скважин продуктивными являются горизонты Ю-IV (пачка б), Ю-V, Т-I, Т-II, Т-III. Глубина залегания продуктивных горизонтов от 1100 м до 1370 м.

Первооткрывательницей месторождения Байчунас Западный является поисковая скважина БЧЗ-1, где при опробовании нижнеюрских отложений в 2012 г получен приток нефти.

В скважине БЧЗ-1 опробовано 2 объекта: I объект (интервал перфорации 1184,7–1190,7м (продуктивный горизонт Ю-V); II объект – интервал перфорации 1174-1182м (продуктивный горизонт Ю-V).

В скважине БЧЗ-2 опробовано 5 объекта: I объект - интервалы перфорации 1465,5-1469м и 1479-1485м (продуктивный горизонт Т-III); II объект - интервалы перфорации 1479-1485м, 1465,6-1469м, 1449-1455,5м, 1435-1436,5м, 1426,5-1429,5м (продуктивный горизонт Т-III); III объект - интервалы перфорации 1295-1298м, 1299,5-1305м, 1306-1308м (продуктивный горизонт Т-II); IV объект – интервал перфорации 1161,5-1164 м (продуктивный горизонт Ю-IV-Б). V объект - интервалы перфорации 1252,4–1254,5м, 1255,7–1259,6м (продуктивный горизонт Т-I).

Структура *Кызылжар I Восточный* приурочена к южному крылу одноименного соляного купола, и представляет собой антиклинальную складку, экранированную сбросами.

Первооткрывательницей месторождения Кызылжар I Восточный является скважина КЗІВ-1, где при опробовании среднеюрских отложений в 2011 году получен приток нефти.

Физико-химические свойства нефти месторождения Кызылжар I Восточный охарактеризованы результатами исследований по 3-м глубинным и 7 поверхностным пробам нефти. Глубинные пробы нефти были отобраны из среднеюрских горизонтов Ю-I, Ю-IVА и Ю-V. Поверхностные пробы нефти характеризуют продуктивные горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-IVА, Ю-IVБ и Ю-V.

Нефть продуктивных горизонтов тяжелая, средняя и легкая, малосернистая, парафинистая и высокопарафинистая, смолистая и малосмолистая, вязкая и высоковязкая.

В разведочных скважинах, пробуренных на структуре *Жаршик* в 1956-1957гг., в образцах керна и бокового грунтоноса, поднятых из скважин Г-2, Г-7 и Г-11, отмечались признаки нефти. Образцы керна представлены песками, песчаниками, пропитанными нефтью, они приурочены к юрским и триасовым отложениям.

Обильные нефтепроявления, выраженные пропитанностью пород нефтью, примазками нефти с резким запахом сероводорода, были встречены в юрских и меловых отложениях, вскрытыми структурно-картировочными скважинами, пробуренными в сводовой части структуры.

Нефтенасыщенные коллектора выделены по ГИС в скважинах Г-7 (восточное крыло) и Г-10 (западное крыло).

В скважине Г-7, пробуренной в северной части восточного крыла, выделено три пласта коллектора общей эффективной толщиной 16,7 м, из них два верхних пласта толщиной 6,7 м охарактеризованы по ГИС как нефтенасыщенные.

В скважине Г-10, пробуренной на западном крыле, выделяется четыре пласта, верхний из которых нефтенасыщен до отметки -901,1 м, ниже этой отметки пласты характеризуются как водонасыщенные. В скважине Г-11 из-за отсутствия данных ГИС в нижней части, коллектора не выделены. Пласты не испытаны. По типу природного резервуара залежи нефти пластовые, сводовые, тектонически экранированные

В 2022г пробурена оценочная скважина Ж-1 глубиной 993,2м. Скважиной вскрыты отложения мелового, юрского, триасового и нижнепермского возраста. По результатам ГИС в отложениях триаса выделен нефтенасыщенный коллектор в интервале 792,7–797,3м. По данным опробования скважина оказалась «сухая». Скважина в консервации.

Нефтегазоносность месторождения *Доссор Юго-Восточный* связано с отложениями триаса. В пределах месторождения залежи нефти и газа выявлены в I и II блоках.

Залежи в пределах I блока выявлены в результате переинтерпретации материалов ГИС и данных опробования, в скважинах, пробуренных в «советское» время (Г-333, Г-337, Г-370, Г-372, Г-373) В процессе изучения исторического материала недропользователем были оцифрованы и переинтерпретированы данные ГИС разведочных скважин Г-370, Г-372, Г-373. В результате были выявлены перспективные отложения пермотриаса, которые требуют дальнейшего изучения.

Признаки нефти были отмечены в шламе из скважин Г-337 и Г-373. При испытании скважин Г-333 и Г-372 были получены притоки от эмульсии и пленки нефти до нефти с водой с дебитом по нефти 0,5 т/сут. В скважине Г-370, пробуренной в 1937 г. в своде I блока из пермотриасовых отложений на глубине 581–642 м был получен приток нефти 0,8 т/сут.

Скважина ДОСЮВ-1 пробурена в 2022 году. В апреле 2023 скважина перфорирована в интервале 1474,6–1478,6 м. После перфорации скважина не фонтанировала. Вызов притока осуществлялся свабированием. По пробам и анализам н выходу 100% вода, признаки УВ не наблюдались.

На месторождении *Кызылжар II* нефтепроявления и признаки нефти на рассматриваемом месторождении были отмечены в структурно-картировочных скважинах К-1, К-2, К-3, К-8, К-9, К-10, В-42, В-49, В-87, но материалов бурения картировочных скважин не сохранилось, также нефтепроявления установлены в образцах керна, отобранного в скважине Г-3 в неокомских (предположительно низы баррема) отложениях в интервале 450-455 м, в верхнеюрских – в интервале 558-560 м и среднеюрских – в интервале 640-643 м.

По описанию образцов керна, отобранных колонковым буром из скважины Г-3 на глубине 640–643 м, среднеюрские отложения представлены глиной зеленовато-серой, бурой, плотной, участками с тонкими до 2 мм прослоями песка. Песок дает в бензине вытяжку цвета крепкого чая.

В 2022 году были пробурены оценочные скважины КЗП-1 глубиной 1073м и КЗП-2 глубиной 1076м. В скважине КЗП-1 по данным ГИС перспективные нефтенасыщенные коллектора для опробования не были выделены.

Скважина была ликвидирована по геологическим причинам. Скважина КЗП-2 перфорирована в интервале 1015,2–1020,3 м. В результате получена вода без признаков УВ.

На структуре *Кызылкала* признаки нефти были отмечены в разведочных скважинах 60, 61 и 64, пробуренных в 1959–1960 годах с целью разведки нефтеносности юрских и пермотриасовых отложений.

В скважине 61 признаки нефти были отмечены в образцах пород, поднятых колонковым буром из интервалов 40–45м, 45–50м, 50–54м, 54–59м, 62–65м, 206–209м, 218–220м и боковым грунтоносцем из глубин: 131м, 135м, 139м, 151м, 158м, 164м, 178м, 189м, 190м, 282м и 302м. В скважине по результатам промыслово-геофизических работ рекомендованы к испытанию на нефтеносность интервалы: 30–32, 41–48, 53–55, 60–63,5, 66,5–68, 204–205, 214,5–215,5, 219–220. Всего испытано 2 интервала: 219–220м, 215–217м (совместно) и 179–163м. Из первого объекта получена вода, при испытании второго объекта получен приток нефти дебитом 0,58 м<sup>3</sup>/с.

В скважине 62 по результатам отбора керна почти во всех образцах пород отмечены признаки нефтеносности различной степени нефтенасыщенности. По данным электрокаротажа в скважине выделены горизонты в интервалах: 68–88м, 152–154м, 156–157м, 205–208м. В разрезе скважины был испытан 1 объект в интервале 205–208м, в результате которого получен приток нефти дебитом 0,34 м<sup>3</sup>/с.

В скважине 64 по кернам и электрокаротажным материалам выделены интервалы 35–38м, 60–76м, 71–74м, 89–104м, 129–135м, 137–157м, 156–158м, 162–165м, 166–208м. По результатам ГИС рекомендованы к испытанию интервалы 221–225м, 193–204м, 196–200м, 190–193м, 182–188м, 60–66м, 141–143м, 163–165м, 167,5–168,5м. В результате испытания из интервалов 141–143м, 163–165м, 167,5–168,5м получен приток нефти дебитом 1 м<sup>3</sup>/с, в остальных интервалах получена вода.

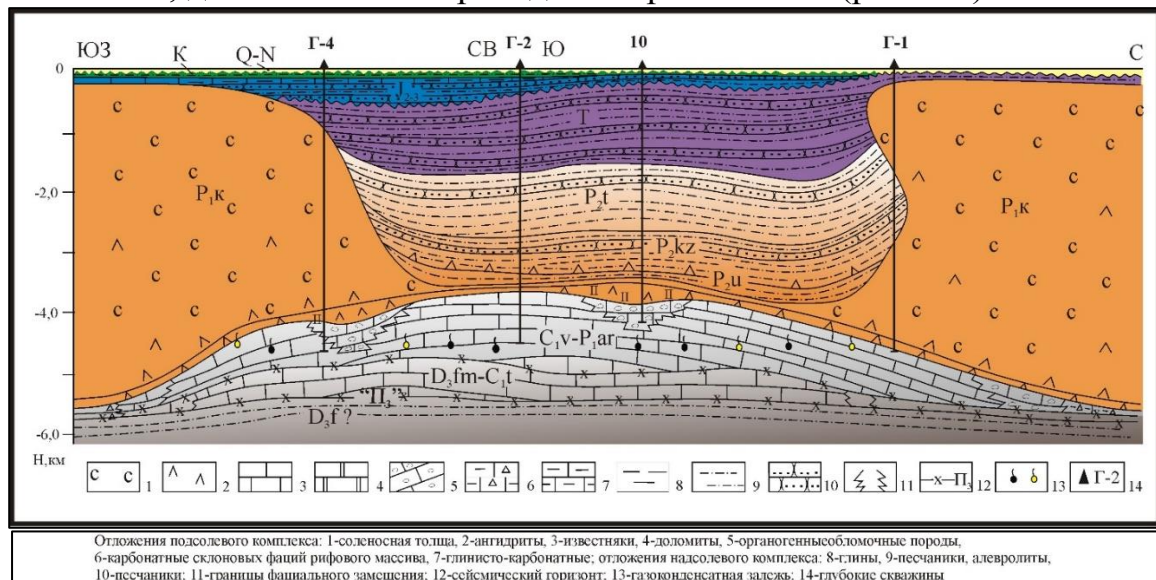
Нефтегазоконденсатное месторождение *Карачаганак* расположено в северной прибортовой части Прикаспийской впадины. Здесь продуктивными являются девонско-нижнепермские подсолевые отложения.

Из карбонатных отложений эйфельского яруса среднего девона с глубины 5600м получены притоки легкой нефти с высоким газовым фактором. Начальный дебит нефти достигал 73м<sup>3</sup>/сут, газа – 69тыс.м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление на глубине 6190м равно 93,7Мпа. В отложениях верхнефранского подъяруса верхнего девона выявлена залежь нефти в интервале 5690–5792м. Коллекторами являются биоморфно-детритовые известняки. Тип коллектора – поровый, порово-каверновый. Покрышкой служит толща плотных мелководно-морских карбонатных пород нижнефаменского подъяруса.

Основные запасы газа и конденсата связаны с постройкой высотой до 1700м и размерами 16км x 29км. Существенным элементом ее морфологии является кольцевой фаменско-раннекаменноугольный рифовый массив высотой до 800м, основанием которого послужила структура тектонической природы по кровле терригенных отложений девона амплитудой до 300м. Плоская вер-

шина массива в восточной части надстроена раннепермским атоллоподобным рифом высотой 700-8000м с размерами 10км x10км.

Залежь по типу- нефтегазоконденсатная, массивная. Высота газоконденсатной части достигает 1420м, толщина нефтяного слоя -200м. Коллектор в литологическом отношении сложен биогермными и биоморфно-детритовыми известняками, доломитами и переходными разностями (рис. 4.1).



**Рис.4.1 Геолого-геофизический профиль через газоконденсатное месторождение Карачаганак (по материалам Уральской нефтегазразведочной экспедиции)**

Коллекторы - порового и порово-кавернового типов, выделены по граничному значению пористости, равному 6% для газоконденсатной части и 7% -для нефтяной, среднее значение пористости при этом равно 9,4% для нефтяной и 10,7%- для газоконденсатной частей месторождения. Средняя проницаемость по газонасыщенной части резервуара достигает 0,08мкм<sup>2</sup>, по нефтенасыщенной - 0,05мкм<sup>2</sup>. Максимальная эффективная газонасыщенная толщина равна 814м, нефтенасыщенная – 170м. Средняя эффективная толщина газонасыщенных коллекторов-200м, нефтенасыщенных – 45,7м. Коэффициент газонасыщенности пермской части газонасыщенных коллекторов – 0,9, каменноугольной части – 0,89. Коэффициент нефтенасыщенности – 0,92.

Покрышкой служит галитовая толща иреньской свиты кунгурского яруса, а в местах ее отсутствия, обусловленных солянокупольной тектоникой, - терригенно-галогенная толща казанского и уфимского ярусов.

Верхняя точка залежи расположена на отметке –3526м. Газонефтяной контакт установлен на отметке –4950м, водонефтяной контакт – на отметке – 5150м. Среднее начальное давление в пермской части газоконденсатной части -53,8Мпа, в каменноугольной –56,7Мпа. Пластовая температура меняется в пределах 67-89<sup>0</sup>С, составляя в среднем для пермской части залежи 75<sup>0</sup>С, для каменноугольной – 83<sup>0</sup>С. Содержание конденсата в среднем для пермской части залежи -486г/м<sup>3</sup>, для каменноугольной – 644г/м<sup>3</sup>. Дебиты газа достигали 590тыс.м<sup>3</sup>/сут, конденсата –500м<sup>3</sup>/сут, нефти – до 326м<sup>3</sup>/сут.

Кроме основной, выявлены небольшие залежи углеводородов в перекрывающих отложениях иреньской свиты и филипповского горизонта кунгур-

ского яруса. Нефтяная залежь в иренских отложениях установлена в междупольной мульде и пространственно тяготеет к сводовой части нижнепермской органогенной постройки. Коллекторами служат спорадически развитые песчаники и доломиты со средней пористостью 8%, нефтенасыщенностью 96%. Средняя эффективная толщина равна 6м. Плотность нефти -896-935 кг/м<sup>3</sup>, она содержит, %: серу до 2,2%.

К карбонатным пластам филипповского горизонта, залегающим среди ангидритов, приурочена газоконденсатная залежь. Выявлено пять небольших участков развития коллекторов, пространственно тяготеющих к краевым частям подстилающего карбонатного массива. Средняя пористость коллекторов -8%, газонасыщенность - 92% при средней эффективной толщине 5,8м. Начальный дебит газа достигал 48 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата – 47м<sup>3</sup>/сут. По составу газ и конденсат не отличаются от таковых основной залежи.

В восточной прибортовой зоне открыто несколько месторождений, связанных с карбонатными коллекторами. Типичным является месторождение Жанажол, приуроченное к брахиантиклинальной структуре, осложненной двумя сводами.

В пределах Южно-Эмбинского поднятия, характеризующимся карбонатно-терригенным типом разреза, на площади Жанасу, в отложениях верхнего девона, в интервале 2505-2698м обнаружены три залежи тяжелой окисленной нефти. Коллекторами служат гравелиты, песчаники, алевролиты. Пористость песчаников и алевролитов верхнего девона составляет 7,0–11,4%. Плотность нефти достигает 0,980 г/см<sup>3</sup>, содержание серы - до 0,42%. На площади Туресай с глубины 3164–3154 и 3140-3130м из нижнекаменноугольных карбонатных пород получен промышленный приток газа.

Нефтяные горизонты в каменноугольных и нижнепермских (артинских) отложениях выявлены на северо-западном склоне Южно-Эмбинского поднятия, где разрез сложен, преимущественно, песчаниками, глинами, алевролитами.

Из нижнекаменноугольных терригенных отложений получены притоки нефти и газа на месторождении Тортай и на структурах Биикжал, Улькентобе Юго-Западный. Основные типы залежей нефти и газа в этом комплексе - пластовые сводовые и пластовые литологически ограниченные.

На месторождении Тортай в интервале 2794-3276м выявлены нефтяные горизонты «Б», «В», «Г», «Д». Дебиты нефти через 5-мм штуцер колебались от 24 до 27м<sup>3</sup>/сут, газа – достигали 900м<sup>3</sup>/сут. Эти залежи расположены в породах-коллекторах верхней песчаниковой пачке средневизейского возраста. Коллекторы-трещинно-порового типа. Открытая пористость достигает 17%, проницаемость - от 2,0 до 21,5x10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>.

На площади Биикжал притоки нефти и нефтепроявления получены на глубине 5200-5742м. Дебит нефти достигал 0,36м<sup>3</sup>/сут, плотность нефти - 0,8990–0,8810 г/см<sup>3</sup>.

На площади Улькентобе Юго-Западный в скв. П-2 при забое 5140 м из верхневизейских отложений получен аварийный фонтан нефти дебитом 70 м<sup>3</sup>/сут.

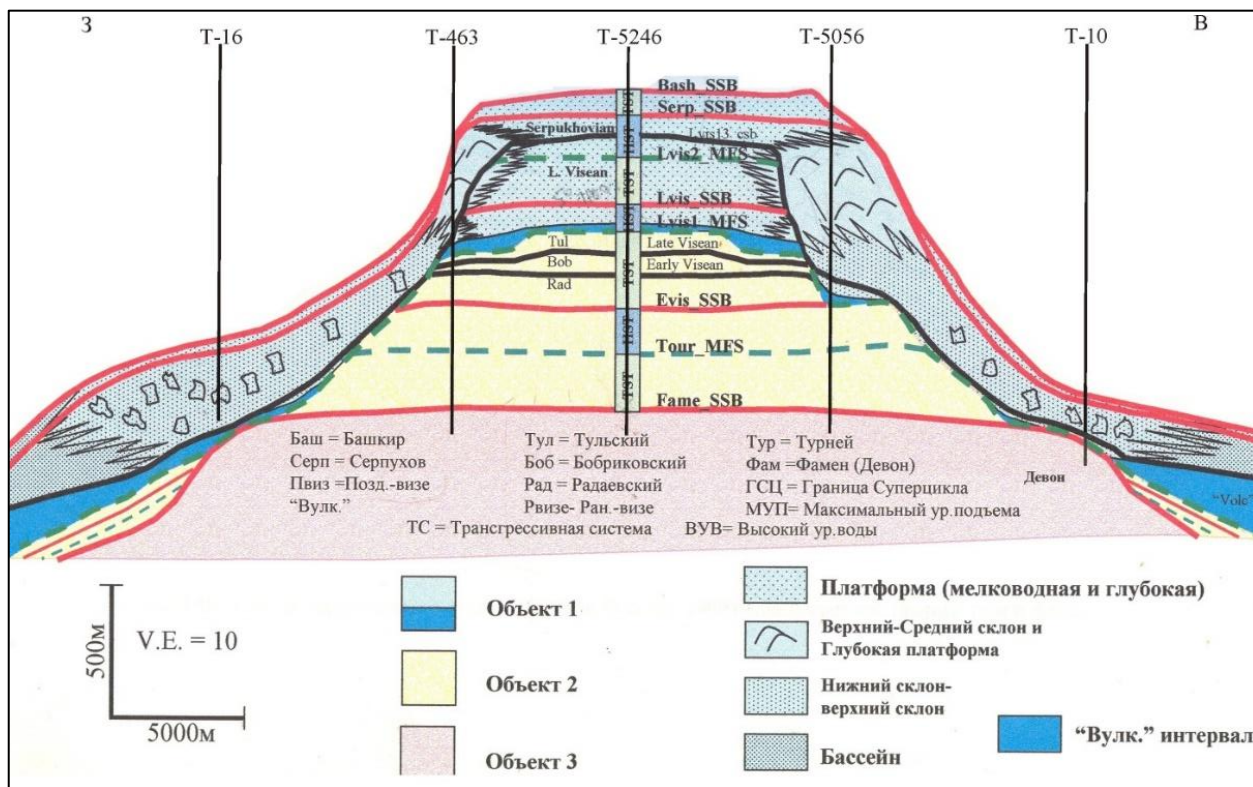
Из среднекаменноугольных карбонатно-терригенных отложений с глубины 2842-3275м получены притоки нефти и газа на месторождениях Тортай и Равнинное. Дебиты нефти на месторождении Равнинное составили 88-92м<sup>3</sup>/сут., газа-2,8м<sup>3</sup>/сут. Пористость – порового типа, находится в пределах 3,5–11%, проницаемость-от 0,15 до 39х10<sup>-15</sup>мд. Залежи по типу стратиграфические и литологически ограниченные.

В нижнепермских терригенных отложениях залежи нефти и газа обнаружены в артинских отложениях на площадях Шолькара, Уртатау-Сарыбулак на глубинах 2845-3560м. Дебиты нефти составили 3,3-16м<sup>3</sup>/сут.

На Каратон-Тенгизском палеозойском поднятии залежи нефти на месторождениях Тенгиз, Кашаган, Королевское, Ансаган приурочены к карбонатному массиву верхнедевонско-среднекаменноугольного возраста. Коллекторами служат обломочные, органогенно-обломочные известняки и доломитовые мергели. Залежи по своему типу-массивные.

Из верхнедевонских (фаменских) карбонатных отложений притоки нефти получены на месторождениях Тенгиз и Кашаган. Из указанных месторождений наиболее изученным является месторождение Тенгиз, приуроченное к структуре, имеющей по изогипсе минус 5000м размеры 23х22км<sup>2</sup>. Область распространения карбонатного резервуара ограничивается глубоководными глинистыми, глинисто-карбонатными отложениями бассейна, играющими роль надежного латерального флюидоупора. Роль покрышки для залежи нефти выполняет толща глинисто-карбонатных пород московско-асельско-артинского возраста и сульфатно-галогенные породы кунгурского яруса толщиной 465-1655м.

По данным сейсморазведки и пробуренных скважин в составе карбонатного массива месторождения Тенгиз выделены три основные части: платформенная, бортовая (рим) и склон (рис.4.2).



**Рис.4.2** Геолого-схематическая модель месторождения Тенгиз

Различные условия осадконакопления обусловили наличие разных литолого-фациальных зон с резко изменяющимися фильтрационно-емкостными свойствами пород как по латерали, так и по вертикали карбонатного массива.

На месторождении установлены три типа коллекторов:

1. Поровый;
2. Трещинно-каверново-поровый, каверново-поровый;
3. Трещинный.

Первый и второй типы развиты, преимущественно, в пределах платформы и бортовых частях. На склоне встречаются все три типа коллектора, но преобладает трещинный. Наибольшие средние величины пористости пород, до 12%, отмечены в башкирских и серпуховских отложениях в сводовой и присводовой платформенной частях массива. С глубиной, а также к краям платформы и на большей части склона происходит уменьшение пористости пород до 3%. Породы рифогенных и биогермных построек имеют низкую пористость, до 4%, но при этом обладают хорошей проницаемостью.

## 5. Анализ структуры фонда скважин и перечень объектов ликвидации

На дату составления отчета в пределах возвращаемой части контрактной территории пробурена поисково-разведочная скважина ЖЛГЮ-1 на структуре Жалгыз Южный. Скважина была ликвидирована по геологическим причинам. Какие-либо наземные объекты и сооружения отсутствуют.

Согласно, акту межведомственной комиссии от 30.09.2009 г. по принятию на учет ранее пробуренных ликвидированных скважин, расположенных в пределах контрактной территории Жылыойского, Кызылкогинского и Макатского районов Атырауской области, Компанией было принято на учет 50 исторических ликвидированных скважин, пробуренных в пределах контрактной территории в «советское» время. Из них, в пределах объектов ликвидации недропользования находится 7 исторических ликвидированных скважин.

По акту Межведомственной комиссии от 30.09.2009г., в пределах возвращаемой территории на баланс были приняты 7 скважин, все скважины расположены в пределах Кызылкугинского района:

- Блок А - Жиланкабак (скв. №20), Мырзалы Восточный (скв. №№ 1, 16, 18, 31), Акший Северный (С-1, К-1).

В таблице 5.1 представлены данные исторических скважин, принятых на учет, которые расположены в пределах возвращаемой территории.

В ходе совместного обследования территории и устьев, принимаемых на учет, исторических скважин было выявлено и отражено в акте от 30.09.2009 г:

Жиланкабак:

- Скважина 20, территория скважины чистая, тумба имеется.

Мырзалы Восточный:

- скважина №1- при осмотре территории обнаружена заглушка скважины, тумба отсутствовала, обнаружен мусор на месте бурения (металлолом). Координаты скважины не совпадали с координатами, полученными от Запказнедра, сняты новые координаты N47°44'18.5" E54°17'08.8".

- скважина №16 - при осмотре территории скважины отсутствует тумба;

- скважина № 18- территория скважины чистая, тумба имеется. По полученным данным координат от Запказнедра название скважины Мырзалы Восточный - 18, но на точке по этим координатам обнаружена скважина с надписью на репере скважина Г-16, территория скважины чистая, тумба имеется;

- скважина №31 - при осмотре территории скважины отсутствует репер на тумбе.

Акший Северный:

- скважина С-1 - при осмотре территории скважины отсутствует тумба;

- скважина К-1, территория скважины чистая, тумба имеется. По полученным данным координат от Запказнедра название скважины Акший Северный - К1, но на точке по этим координатам обнаружена скважина с надписью на репере Котыртас Г-31.

В рамках исполнения требований Межведомственной комиссии специалистами компании изучены дела проблемных скважин, осуществлены выезды на территории скважин для оценки необходимого объема работ и технических возможностей.

Комплексное обследование ранее пробуренных ликвидированных скважин было выполнено подрядной организацией ТОО «КаспиЭкологджи Инвайроментал Сервисез», также был составлен «План мероприятий по очистке и рекультивации загрязненных земель на участках расположения ликвидированных скважин и по устранению утечек нефти со скважин на контрактной территории ТОО «Самек Интернешнл».

АО «НИПИнефтегаз» была составлена «Программа ликвидации последствий своей деятельности недропользователя ТОО «Самек Интернешнл» на территории блоков А и Е.

Согласно разработанным планам работ, на скважине Мырзалы Восточный №1 все выявленные нарушения были устранены силами Недропользователя.

**Таблица 5.1 Сведения по историческим ликвидированным скважинам, расположенным в пределах возвращаемой территории**

№	Название структуры	Административный район	№ скв.	Дата бурения	Координаты скважин WGS-84	Дата принятия на учет	Информация по скважине
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Блок А</b>							
1	Жиланкабак	Кызылкогинский	20	27.08.1980-19.09.1980	N 47°38'16.57" E 54°27'33.49"	17.08.2009 г	Ликвидирована по геологическим причинам по I категории, пункт «а».
2	Мырзалы Восточный	Кызылкогинский	1	01.08.1993-29.08.1996	N 47°44'18.15" E 54°17'08.80"	17.08.2009 г	Ликвидирована по геологическим причинам по III категории.
3			16	09.05.1987-24.06.1987	N 47°44'07.21" E 54°16'28.70"	17.08.2009 г	Ликвидирована по геологическим причинам I категория «а».
4			18	-	N 47°45'43.72" E 54°17'35.449"	17.08.2009 г	Нет данных, по полученным координатам от Запказнедра обнаружена скважина с надписью на репере Г-16
5			31	09.08.1987-03.09.1987	N 47°45'35.83" E 54°17'08.518"	17.08.2009 г	Ликвидирована 10.09.1987 г. по геологическим причинам I категория «а».
6	Акший Северный	Кызылкогинский	К-1	-	N 47°45'19.49" E 54°17'41.339"	17.08.2009 г	Нет данных, по полученным координатам от Запказнедра обнаружена скважина с надписью на репере Котыртас Г-31
7			С-1	28.06.1986-28.10.1986	N 47°44'50.10" E 54°16'35.91"	17.08.2009 г	Ликвидирована 10.12.1986 г. по геологическим причинам по I категории пункт «а»

### **Поисково-разведочная скважина ЖЛГЮ-1**

На возвращаемом участке в пределах Блока А, на структуре Жалгыз Южный, расположенной в Кызылкогинском районе, в октябре 2011 года была пробурена поисковая скважина ЖЛГЮ-1, с целью изучения геологического строения структуры и выявления продуктивных горизонтов в юрских и триасовых отложениях согласно «Проекту на проведение поисковых работ на структуре Жалгыз Южный в пределах Блока А» (протокол №229 от 23.09.2011г. заседания Научно-технического Совета МТД «Запказнедра») и в соответствии с «Групповым техническим Проектом №1 на строительство вертикальных поисково-разведочных скважин на Блоке А с проектной глубиной 1450м». (табл. 5.2)

Скважина закончена бурением в октябре 2011 года с забоем 1435м. Скважиной вскрыты геологические горизонты на следующих отметках: неомом - 327м, верхняя юра – 564,5м, средняя юра - 580м, триас - 953м, кунгур соль – 1343м. По заключению геофизических исследований, проведенных в открытом стволе во вскрытых отложениях продуктивных на содержание УВС пластов не выявлено. (табл. 5.3.)

Скважина ликвидирована по геологическим причинам как выполнившая свое назначение, согласно I категории, пункт «а»: «Положения о порядке ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списания затрат на их сооружение».

Проведены изоляционно-ликвидационные работы с установкой цементных мостов для предотвращения межпластовых перетоков пластовых флюидов на глубинах 1050-950 м, 580-480 м, 350-200 и 50-0м, и произведен демонтаж колонной головки.

Устье и ствол скважины оборудовать в соответствии с «Типовым проектом на проведение изоляционно-ликвидационных работ в скважинах подлежащих ликвидации на месторождениях недропользователя. На устье установлена бетонная тумба размером 1х1х1 м, с репером. (рис. 5.1. табл.5.4)

Сведения о конструкции скважины приведены в табл.5.4.

**Таблица 5.2 Координаты скважины ЖЛГЮ-1**

<b>№</b>	<b>Площадь</b>	<b>Административный район</b>	<b>№ скважины</b>	<b>Координаты скважины (WGS-84)</b>
<b>Блок А</b>				
1	Жалгыз Южный	Кызылкогинский	ЖЛГЮ-1	N 47° 42' 34.91" E 54° 32' 24.62"

## Геологическая и петрофизическая оценка

### Таблица 5.3 Кровли целевых пластов скважины ЖЛГЮ-1

Система	Отдел	Ярус	№ скв	ЖЛГЮ-1	
			Альтитуда	ротор	101,1
				земля	95,8
			Забой	Карот.отм., м	1435,2
Абсол.отм., м	-1334,1				
Меловая	верхний	Турон-Сенон	Карот.отм., м	-	
			Абсол.отм., м	-	
			Мощность, м	-	
		Сеноман	Карот.отм., м	-	
			Абсол.отм., м	-	
			Мощность, м	-	
	нижний	Альбский	Карот.отм., м	-	
			Абсол.отм., м	-	
			Мощность, м	230,2	
		Аптский	Карот.отм., м	235,5	
			Абсол.отм., м	-134,4	
			Мощность, м	90,9	
		Неоком	Карот.отм., м	327,0	
			Абсол.отм., м	-225,3	
			Мощность, м	238,1	
Юрская	верхний	Карот.отм., м	564,5		
		Абсол.отм., м	-463,4		
		Мощность, м	15,5		
	средний	Карот.отм., м	580,0		
		Абсол.отм., м	-478,9		
		Мощность, м	319,0		
	нижний	Карот.отм., м	899,0		
		Абсол.отм., м	-797,9		
		Мощность, м	54,0		
Пермо-Триас	средний-верхний	Карот.отм., м	953,0		
		Абсол.отм., м	-851,9		
		Мощность, м	390,0		
Пермская	нижний	Карот.отм., м	1343,0		
		Абсол.отм., м	-1241,9		
		Мощность, м	92,2		

Высотная отметка стола ротора: 101,1м абсолютной отметки (WL=прибор на кабеле).



**Рис. 5.1** Текущее состояние скважины Жалгыз Южный - ЖЛГЮ-1

**Таблица 5.4 Информация о техническом состоянии скважины ЖЛГЮ-1**

№ скв	Категория скважин	Глубина, м	Горизонт	Дата бурения	Диаметр, глубина спуска колонн и высота подъёма цемента			Глубина установки цементных мостов при ликвидации скважин, м	Информация по скважине
		<u>Проект.</u> <u>Факт</u>	<u>Проект.</u> <u>Факт</u>	<u>Начало</u> <u>Окончание</u>	Направление, мм х м	Кондуктор, мм х м	Экспл. колонна, мм х м		
ЖЛГЮ-1	Поисковая	<u>1465</u> 1435	<u>Т</u> Т	<u>10.10.2011г.</u> 05.11.2011г.	339.7 х 20 до устья	245 х 348.6 до устья	Не спускалась	1050-950 580-480 350-200 50-0	Ликвидирована по геологическим причинам по I категории, пункт «а».

## **6. Перечень работ по ликвидации последствий недропользования**

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

Таким образом, в разряд работ по ликвидации последствий недропользования подпадают все действия по:

- восстановлению разрушенных тумб-реперов исторических скважин, находящихся на балансе недропользователя;
- очистке территории от мусора, металлолома и загрязненного грунта

В настоящей работе, в пределах возвращаемой территории, объектами ликвидации последствий недропользования являются исторические скважины, расположенные на площадях Жыланкабак (скважина №20), Мырзалы Восточный (скважины №16, №18, №31), Акший Северный (скважины С-1, К-1).

Текущее состояние скважин приведены на рисунке 6.1.

### **6.1. Требования к проведению работ по ликвидации последствий недропользования при проведении разведки и добычи углеводородов на месторождении**

Ниже приведены требования к проведению работ по ликвидации последствий недропользования при проведении разведки и добычи углеводородов, согласно Правил консервации и ликвидации.

При осуществлении ликвидации последствий недропользования при проведении разведки и добычи углеводородов (далее –ликвидация) предъявляются следующие требования:

- обеспечение безопасного пребывания людей при проведении работ по ликвидации;
- обеспечение соблюдения экологических и санитарно-эпидемиологических требований, а также требований промышленной безопасности;
- ликвидация последствий нанесенного ущерба окружающей среде в результате недропользования при проведении разведки и добычи углеводородов, а также по проекту ликвидации последствий недропользования.

Ликвидация производится в соответствии с проектом ликвидации последствий недропользования (далее – проект ликвидации).

Срок ликвидации в каждом конкретном случае устанавливается в проекте ликвидации.



**Жыланкабак - 20**



**Мырзалы Восточный - 16**



**Мырзалы Восточный - 18**



**Мырзалы Восточный - 31**



**Акший Северный С-1**



**Акший Северный К-1**

**Рис. 6.1 Устья ликвидированных скважин, подлежащих восстановлению**

## 6.2. Оборудование устьев скважин для восстановления разрушенных тумб-репера для исторических скважин

На баланс компании приняты 50 исторических ликвидированных скважин, из которых 7 скважин возвращены в 2021 году, 14 скважин возвращены в 2025 году. В пределах возвращаемой территории находятся 7 скважин, согласно акту межведомственной комиссии от 30.09.2009 г. На участках расположения 7-и ликвидированных исторических скважин были произведены работы по очистке территории.

По результатам осмотра потребуется восстановление разрушенных тумб-реперов на шести скважинах, расположенных на площадях Жыланкабак (скважина №20), Мырзалы Восточный (скважины №16, №18, №31), Акший Северный (скважины С-1, К-1).

Необходимо установить армированную бетонную тумбу размером 1х1х1 метров (рис. 6.2), на которой устанавливается табличка, при этом на табличке, для обеспечения сохранности данных, рельефно указываются номер скважины, наименование месторождения, недропользователь, дата ликвидации.

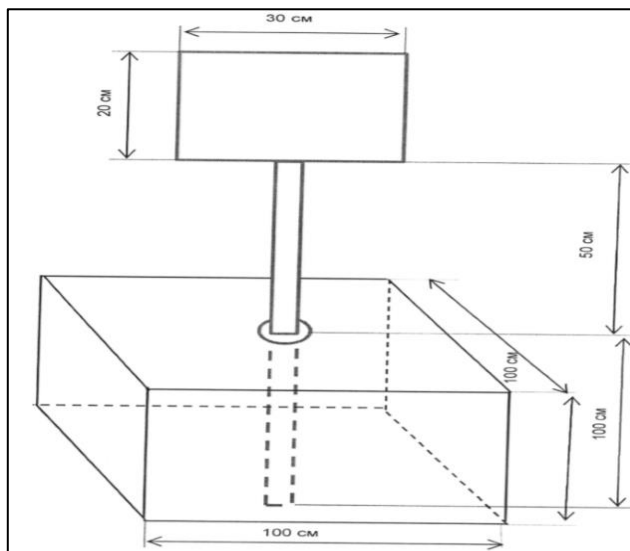


Рис. 6.2 Схема установки тумбы с репером

## 6.3. Требования к проведению работ по восстановлению разрушенных тумб-реперов для исторических скважин

Ниже приведены требования к проведению работ по восстановлению разрушенных тумб-реперов для исторических скважин.

При осуществлении восстановления разрушенных тумб-реперов предъявляются следующие требования:

- обеспечение безопасного пребывания людей при проведении работ по восстановлению разрушенных тумб-реперов;
- обеспечение соблюдения экологических и санитарно-эпидемиологических требований, а также требований промышленной безопасности;

Проект ликвидации разрабатывается проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию в области архитектурной, градостроительной и строительной деятельности, в соответствии с утвержденным недропользователем (оператором по контракту на недропользование, доверительным управляющим) или лицом, право недропользования которого прекращено безусловным техническим заданием и в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области архитектурной, градостроительной и строительной деятельности.

Проект ликвидации утверждается, согласовывается и проходит экспертизу в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области архитектурной, градостроительной и строительной деятельности, охраны окружающей среды, о недрах и недропользовании, в области промышленной безопасности, в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения, по регулированию земельных отношений.

### Сводный сметный расчет стоимости при восстановлении разрушенных тумб-реперов

**Таблица 6.4.1 Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по восстановлению разрушенных тумб-реперов одной скважины**

№ п/п	Наименование работ и затрат	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Оплата труда работников	сутки	6
2	Амортизация оборудования	сутки	6
3	Дизтопливо и ГСМ	сутки	6
4	Затраты на автокран для восстановления тумб	опер	6
5	Пробег автокрана в оба конца по дороге 3 класса	км	50
	Материалы:		
6	Цемент класса "G"	т	17,4
7	Щебень фракции 5 х 20	т	
8	Песчано-гравийная смесь (ПГС)	т	
9	Вода техническая	т	8,16
10	Кислород	шт	6
11	Пропан	шт	6
	Итого затраты на ликвидацию одной скважины		

**Таблица 6.4.2 Технические средства, используемые для выполнения работ**

Наименование техники	Кол-во	Количество часов
1	2	3
Автокран	1	24
УАЗ	1	48

Итого		
-------	--	--

## 6.5. Мероприятия по рекультивации

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после разведки, определяется геологическим отводом.

В период ликвидации все установленное оборудование, конструкции и подземные коммуникации подлежат демонтажу.

Рекультивация земель - комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды в соответствии с интересами общества.

К нарушенным землям относят земли, утратившие в связи с их нарушением первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду.

Рекультивацию земель выполняют в два этапа: технический и биологический.

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, вывоз отходов, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на улучшение агрофизических, агрохимических, биохимических и других свойств почвы.

На территории участка, учитывая специфику региона и отсутствие пресной воды, озеленение не предусматривается.

Рекультивация земель включает в себя:

- работы по снятию, транспортировке и складированию (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- работы по складированию потенциально плодородных пород;
- планировку (выравнивание) поверхности, террасирование откосов отвалов и бортов, засыпку и планировку образовавшихся провалов после демонтажа оборудования;
- приобретение (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- нанесение на рекультивируемые земли потенциально плодородных пород и плодородного слоя почвы;
- ликвидацию послеусадочных явлений;
- ликвидацию промышленных площадок, транспортных коммуникаций, электрических сетей и других объектов;
- очистку рекультивируемой территории от производственных отходов, в том числе строительного мусора, с последующим их вывозом на соответствующие полигоны;

- восстановление плодородия рекультивированных земель, передаваемых в сельскохозяйственное или иное использование;
- деятельность рабочих комиссий по приемке-передаче рекультивированных земель (транспортные затраты, оплата работы экспертов, проведение полевых обследований, лабораторных анализов и др.);
- другие работы, предусмотренные рекультивацией, в зависимости от характера нарушения земель и дальнейшего использования рекультивированных участков.

Снятый верхний плодородный слой почвы используется для рекультивации нарушенных земель или улучшения малопродуктивных угодий. Использование плодородного слоя почвы для целей, не связанных с сельским хозяйством, допускается только в исключительных случаях, при экономической нецелесообразности или отсутствии возможностей его использования для улучшения земель сельскохозяйственного назначения.

При проведении геологоразведочных, поисковых, изыскательских и других работ сроки рекультивации определяются по согласованию с собственниками земли, землевладельцами, землепользователями, арендаторами.

Рекультивация 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.

Выбор направления рекультивации земель осуществляется с учетом следующих факторов:

- природных условий района (климат, почвы, геологические, гидрогеологические и гидрологические условия, растительность, рельеф, определяющие геосистемы или ландшафтные комплексы);
- агрохимических и агрофизических свойств пород и их смесей в отвалах;
- хозяйственных, социально-экономических и санитарно-гигиенических условий в районе размещения нарушенных земель;
- срока существования рекультивированных земель и возможности их повторных нарушений
- технологии производства комплекса горных и рекультивационных работ;
- требований по охране окружающей среды;
- планов перспективного развития территории района горных разработок;
- состояния ранее нарушенных земель, т. е. состояния техногенных ландшафтов, степени и интенсивности их самозарастания.

Таким образом, рекультивация является многоцелевым мероприятием с природоохранной, природовосстановительной, хозяйственно-восстановительной и территориально-планировочной функциями.

В проекте приняты следующие решения по проведению рекультивационных работ.

Проектом предусмотрено рекультивация и вывоз замазученного грунта силами подрядной организации. Подробные расчеты по стоимости рекультивационных работ представлены ниже.

Объемы рекультивационных работ по каждой скважине после проведения восстановления разрушенных тумб-реперов приводятся в нижеследующих таблицах.

**Таблица 6.5.1 Объемы и виды работ по технической рекультивации земель**

№пп	Наименование и характеристика	Ед. изм.	Объем работ
1	Вывоз загрязненного грунта, мусора	т	1,86
2	Бетономешалка (бетоносмеситель БМ-120 Вихрь)		
3	Сбор, резка и вывоз металлолома	т	1,5
4	Транспортировка машин и механизмов	км	2
	Итого		

**Таблица 6.5.2 Технические средства, используемые для выполнения работ по технической рекультивации земель**

№пп	Наименование материалов и технических средств	Ед.изм.	Кол-во	Кол-во часов
1	Уаз (фермер)	шт.	1	10
2	Автокран Урал 4320	шт.	1	10
	Итого			

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.

Сводный сметный расчет стоимости рекультивацию нарушенных земель на месторождения приведена в таблице 7.2.3 Подробные сметные расчеты представлены в Приложении №6.

**Таблица 6.5.3 - Сводный сметный расчет стоимости рекультивации нарушенных земель**

Сметный расчет стоимости строительства в сумме		10803,085	тыс.тенге	
<b>СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА</b>				
рекультивации нарушенных земель на возвращаемой части контрактной территории				
(наименование стройки)				
№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	количество скважин	Всего, тыс. тенге
1	Рекультивация нарушенных земель	1507,2	6	9043,2
2	Установка тумб с репером	0,653417	6	3920,5
	Всего по сводному сметному расчету			12936,7

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.

## **7. Мероприятия по обеспечению безопасности населения и персонала, зданий и сооружений**

Контроль над вопросами безопасности труда, охраны здоровья и окружающей среды осуществляется посредством документированной «Ведомственной системы безопасности труда и охраны окружающей среды на объекте компании, которая охватывает все стороны деятельности компании и ее подрядчиков.

Ведомственная система разработана силами производственно-технического персонала компании в соответствии с действующими законами Республики Казахстан, Постановлениями Правительства Республики Казахстан, техническими документами в области охраны труда, техники безопасности, охраны окружающей среды.

Ведомственная система включает НТД регламентирующее управление охраной труда и окружающей природной среды в аппарате управления и на объектах компании.

В структуре аппарата управления компании на стратегическом уровне управление ОТТБ и ООС осуществляют:

- положение об организации работ по ОТТБ и ООС;
- положение о ведомственном контроле и анализе ОТТБ и ООС;
- рекомендации по стимулированию работы по ОТТБ и ООС;
- формы и критерии морального и материального воздействия на персонал за состояние ОТТБ и ООС;
- положение о порядке обучения персонала безопасным методам работы.

В структуре аппарата управления компании на стратегическом уровне управление ОТТБ и ООС осуществляет:

- региональный менеджер, его заместители, главные специалисты управления;

В структуре компании на оперативном уровне управление ОТТБ и ООС осуществляют:

- начальник, его заместители и находящиеся в их подчинении руководители функциональных и производственных подразделений (отделов, служб, участков);
- общую координацию осуществляет специально назначенное приказом должностное лицо, возглавляющее службу (отдел) ОТТБГОЧС и ООС;
- оперативное управление ОТТБ и ООС, на объекте осуществляют руководители этих объектов, их заместители, инженеры технологи, которые персонально отвечают за обязательную оценку рисков, выделение ресурсов.
- руководство организационной работой ОТТБ и ООС и ее координация возлагается на специально функционирующий отдел «Охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды» состоящий из назначенных приказом лиц.

Основными задачами отдела являются:

- координация работ по разработке Политики и достижению стратегических целей в области ОТТБ и ООС;

- ведомственный контроль над соблюдением Законов РК, правил, стандартов, нормативов и других РД ОТТБ и ООС, за выполнение Постановлений и приказов, указаний органов государственной власти и государственного надзора;
- организационное и методическое руководство разработкой планов мероприятий по ОТТБ и ООС, смет расходов на их выполнение;
- организация и проведение периодических проверок по ОТТБ и ООС;
- контроль над соблюдением Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве;
- участие в расследовании несчастных случаев с особо тяжелыми последствиями, категорийных аварий, пожаров, выбросов вредных веществ и разработке мероприятий по их предупреждению;
- проводит систематический анализ ОТТБ и ООС, вносит предложения по их корректировке;
- осуществляет контроль над составлением технических заданий на разработку оборудования и технологических процессов, направляет документацию на экспертизу, включая импортное оборудование, о соответствии требованиям стандартов, правил, норм безопасности действующим на территории РК;
- привлекает научно-исследовательские организации по технике безопасности для решения проблем ОТТБ и ООС;
- участвует в согласовании задания на проектирование объектов в части ОТТБ и ООС;
- участвует в предоставлении на экспертизу и сертификацию применяемого оборудования, материалов и выпускаемой продукции;
- участвует в работе комиссий по проведению испытаний новых образцов оборудования, приборов, аппаратуры;
- организует контроль обучения по ОТТБ, проверки знаний и допуска к работе персонала;
- обеспечивает информационную базу (методическая литература и т.д.), организует и оснащает кабинеты по ОТТБ и ООС;
- осуществляет контроль над проведением мероприятий по пожарной безопасности и предупреждению чрезвычайных ситуаций;
- организует и контролирует безопасность дорожного движения;
- планирование, координация работ, контроль и анализ выполнения мероприятий по охране окружающей природной среды, рационального использования природных ресурсов;
- совместно с другими службами организует издание инструкций, программ, информационных материалов по ОТТБ и ООС. Изучение, распространение передового опыта и научно-технических достижений в области ОТТБ и ООС, семинары, совещания, конференции, выставки ОТТБ и ООС.

Рассмотрение писем, заявлений, жалоб по вопросам ОТТБ и ООС.

Для формирования Политики, Стратегических целей в области ОТТБ и ООС, осуществления ведомственного контроля в компании и на объектах создана постоянно действующая комиссия (ПДК) по ОТТБ и ООС, под предсе-

дательством директора, в состав комиссии включаются главные и ведущие специалисты, начальники отделов.

Основные функции ПДК

- проведение целевых и комплексных проверок состояния ОТТБ и ООС на объектах;
- рассмотрение проектов планов ОТТБ и ООС, планов предупреждения возможных аварий и осложнений;
- проведение проверки знаний ИТР;

Организация и руководство проведением общественных мероприятий; Рассмотрение вопросов о привлечении к ответственности работников, виновных в нарушении ОТТБ и ООС, а также поощрении коллективов и отдельных работников за хорошие показатели и активную работу в этой области. Согласно действующих, на территории РК законов на объектах КОМПАНИИ реализовано осуществление технического надзора

Разработана соответствующая процедура, определяющая порядок и организацию работы по сбору данных о травматизме.

На промышленном объекте, анализу основных причин и принятию мер по недопущению подобных случаев в будущем в соответствии с действующими нормами и правилами.

В основе системы мероприятий по проведению сбора данных о травматизме, аварийности на промышленном объекте, а также осуществлению анализа их основных причин лежит «Положение о ведомственном контроле и анализе охраны труда и окружающей среды в компании предусматривающее осуществление активного и реактивного контроля:

- активный контроль дает информацию при отсутствии, каких-либо несчастных случаев, чрезвычайных ситуаций;
- реактивный контроль дает информацию при несчастных случаях, заболеваниях, ЧП (включая аварии, пожары и т.д.), которые имели место, и помогает разработать меры предотвращения подобных случаев.

### **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**

Основным мероприятием, направленным на повышение безопасности эксплуатации опасных производственных объектов, является разработка плана управления вопросами ОТТБ и ООС. Он содержит всю информацию для определения необходимых работ, которые должны быть выполнены, соот-

ветствующие виды инспекций (проверок), гарантирующих контроль рисков для персонала и окружающей среды в соответствии лучшей практикой работы на нефтяных и газовых месторождениях.

В плане описан порядок выполнения требований Руководства и Политики в отношении техники безопасности, охраны труда, окружающей среды и выполнения соответствующих законодательных актов Республики Казахстан. Делаются ссылки на существующие процедуры по реагированию на аварийные ситуации для охвата всех производственных критических случаев.

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.

Предусмотрена автоматизация технологических процессов бурения скважин в части сбора данных, управления и контроля технологических процессов. Технологические установки выполнены в виде модулей, каждый из которых оснащен необходимым комплектом приборов автоматического контроля и регулирования технологических параметров (температуры, давления, уровня и т.д).

В автоматизированной системе управления технологическим процессом использованы средства микропроцессорной техники. Все сигналы оповещения, предусмотренные на объекте, выведены с соответствующих датчиков, приборов в центр управления на пульт оператора.

В зависимости от характера изменений и потенциальных последствий начальниками производственных участков принимаются соответствующие меры по восстановлению нормальных рабочих режимов. В случае, если сохраняется аварийная ситуация или нарушение технологических параметров, или их наличие ведет к срабатыванию дополнительной сигнализации, связанной с дальнейшим отклонением рабочих параметров за пределы нормального диапазона, по сигналам из центра управления автоматически запускается процедура реагирования. Автоматическая система управления также связана с системой выявления загазованности или возгорания, которые срабатывают автоматически.

Для защиты работников и оборудования в случае аварийных ситуаций при эксплуатации предусмотрена система аварийного останова (САО). В зависимости от типа аварийной ситуации предусмотрена возможность останова оборудования на всем объекте или отдельных участках автоматически. Система аварийного останова в ручном режиме приводится в действие автоматически в случае пожара на одном из участков. Во избежание ненужных остановок противопожарная система срабатывает с выполнением процедуры аварийного останова только после получения сигналов возгорания не менее

чем двух датчиков. Дренажные трубопроводы и трубопроводы сброса на факел подключаются к герметизированным дренажным и факельным системам.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологического оборудования, механизмов, узлов и агрегатов. Размещение запорной арматуры обеспечивает удобное и безопасное обслуживание.

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются пневматическому и гидравлическому испытанию.

Защита аппаратов и оборудования, работающих под давлением, предусматривается установкой предохранительных клапанов, запорной арматуры, средств автоматического контроля, измерения и регулирования технологических параметров.

На всех напорных трубопроводах от каждого насоса установлены обратные клапаны. Все насосы заземлены, независимо от наличия заземления электродвигателей, находящихся на одном основании.

Все показания контрольно-измерительных приборов, находящихся на щите операторной, дублируются приборами, установленными непосредственно на аппаратах.

Все элементы технологического оборудования и трубопроводов изолируются матами и покрываются алюминиевыми листами.

Для обслуживания арматуры и приборов на высоте более 0,75 м предусмотрены стационарные лестницы, площадки с ограждениями.

Наземные трубопроводы укладываются на несгораемые опоры.

Сброс конденсата при ремонте осуществляется от узла замера в дренажную емкость, а газа - в факельную систему.

Для отогрева замерзших трубопроводов и арматуры применяются вода и пар.

На наружных площадках (замера конденсата и т. д.) предусмотрено автоматическое пожаротушение и автоматическая пожарная сигнализация.

Сооружения размещены в соответствии с санитарно-защитными зонами и противопожарными нормами на безопасном расстоянии от существующих промышленных и гражданских сооружений, инженерных сетей.

### **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 разделения 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.

Организационная структура позволяет привести формирования в полную готовность, в течение 4 часов.

**Характеристика мероприятий по обучению работников промышленного объекта способам защиты и действий в чрезвычайных ситуациях**

Для организации эффективных мероприятий по защите персонала во время возникновения чрезвычайной ситуации и ликвидации аварии необходимо обеспечить согласованные действия персонала различных уровней. Данная цель может быть достигнута путем регулирования учений и тренировок.

Требования к мероприятиям по обучению для поддержания способности активного аварийного реагирования включены в общий План обучения и развития компании сводятся к следующему.

Ввиду того, что человеком, который обнаружит аварию, может оказаться любой сотрудник компании (включая персонал заказчика и подрядчи-

ка), весь персонал проходит обучение действиям в случае обнаружения аварийной ситуации. Таким образом, каждый работник компании получает необходимые знания для информирования об аварии и принятия надлежащих первоначальных мер.

С персоналом подрядчика, перед началом работы на каком-либо из объектов проводится вводный инструктаж или, как минимум, перед тем как приступить к работе персонал подрядчика получает инструктаж от своего работодателя.

Представители руководства Компании в аварийных ситуациях принимают на себя обязанности и полномочия старшего на месте аварии. Некоторые члены руководства компании также входят в состав комиссии по ЧС, занимая там определенные должности. Требования по обучению данного персонала содержатся в общей программе обучения: доводящего персонала. Обучение персонала со специальными обязанностями в период ликвидации аварии. Специальные обязанности в период ликвидации аварии имеют руководители объектовых и территориальных формирований.

Для них разработаны особые процедуры обучения. Персонал, назначенный для выполнения этих обязанностей, проходит соответствующее обучение.

## **7.1 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 Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании». Экологический кодекс Республики Казахстан

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.

## **7.2 Мероприятия по охране окружающей среды**

При ликвидации производственных объектов обеспечивается безопасность для жизни и здоровья населения, охрана зданий и сооружений, атмосферного 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.

### **7.3 Мероприятия по предотвращению загрязнения подземных вод**

Мероприятия по снижению воздействия на подземные воды условно можно разделить на две группы:

- общие меры;
  - мероприятия по защите непосредственно грунтовых вод.
- Они в свою очередь делятся на технические и технологические меры для первой группы и профилактические и специальные для второй группы.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- контроль вод посредством 3–4 наблюдательных скважин, с целью определения загрязненности грунтовых вод;
- наблюдения проводить в течение года ежеквартально и в дальнейшем в течение 3-х лет с периодичностью 1 раз в год.
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения грунтовых вод.

К специальным мероприятиям относятся:

- ликвидация областей загрязнения подземных вод путем откачки их из центра области загрязнения;
- откачку загрязненных подземных вод для локализации области загрязнения и недопущения дальнейшего распространения загрязняющих веществ по водоносному горизонту.

Осуществление специальных защитных мероприятий требует больших материальных затрат и зачастую сопряжено со значительными техническими трудностями. Особенно сложным является сброс больших количеств откачиваемых загрязненных подземных вод. Поэтому в охране подземных вод важное значение имеют профилактические мероприятия.

### **7.4 Обеспечение радиационной безопасности населения**

Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом.

Для общей оценки и контроля радиационной обстановки на рассматриваемом объекте и обеспечения радиационной безопасности местного населения и работающего персонала при проведении работ предусмотрены радиационные измерения.

Определение уровня радиации рекомендуется проводить на территории вахтового поселка, СЗЗ и нефтепромысле.

Для осуществления радиационного мониторинга будут применяться методы, предусмотренные соответствующими методиками и сертификатами, оборудованием и средствами измерений. Для измерения радиационного фона используется геологоразведочный прибор СРП- 88Н.

Проведение измерений радиационного фона – один раз в полугодие.

Результаты радиационного фона будут записываться в виде таблицы

№№ п/п	Точки отбора	Эквивалентная доза		Класс опасности
		У излучение мкЗв/год	У излучение мкр/час	
1	СЗЗ			
2	Нефтепромысел			
3	Территория вахтового поселка			
4	Резервуарный парк			

## 7.5 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 пересчете 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 природоохранных 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 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 является лишь часть видов с широким ареалом распространения.

Возможно уменьшение видового разнообразия и численности представителей энтомо фауны 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 энтомо фауны, 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 данному природно-территориальному комплексу, 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. Изменением почвенного покрова затронута 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.

## **7.6 Меры, исключающие на период консервации не санкционированное использование и доступ к законсервированным объектам**

Во время ликвидации будут применяться следующие меры, исключающие 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.

## **7.7 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 разведки углеводородного сырья.

### 7.7.1 Фактическое и прогнозируемое состояние нарушенных земель

В результате эксплуатации природных ресурсов на контрактной территории почвенный покров претерпел антропогенные нарушения практически повсеместно. Эти нарушения являются результатом, во-первых, длительного сельскохозяйственного использования региона под отгонное животноводство, во-вторых, эксплуатации природных ресурсов отраслями нефтедобывающей промышленности.

В настоящее время на контрактной территории 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. В результате функционирования технологических линий нефтедобывающей отрасли почвенный покров испытал антропогенные воздействия прямого и косвенного характера в виде механического нарушения и химического загрязнения.

Основными видами воздействия на почвенный покров были и остаются пастбищное животноводство и техногенное воздействие, которые проявляются через физическое (животными), механическое нарушение и химическое загрязнение.

Все виды воздействия носят локальный, линейный и точечный характер.

Механическое повреждение почвенного покрова локального характера проявляется в результате использования территории под отгонное пастбищное животноводство. В результате обустройства летовок, зимовок, кошар и загонов для скота на площади не более 1–2 га отмечено уничтожение растительного покрова и разбивание верхнего почвенного горизонта. Это приводит к снижению агрометеорологических свойств нарушенных почвенных разностей. К нарушению почвенного покрова приводит и такой вид антропогенной деятельности, как выкорчевка и вырубка кустарников и полукустарников на топливо, перевыпас скота, прокладка проселочных дорог. Повсеместно отмечено довольно частое, хотя и мозаичное, наличие пустошных площадей, лишенных растительности. Степень нарушенности определяется как слабая и обратимая во времени.

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.

Техногенный вид воздействия линейного характера проявляется в форме дорожной дигрессии при прокладке линий нефтепроводов, грунтовых дорог и дорог с твердым покрытием. Вследствие механического воздействия на почвенный покров отмечено уничтожение верхних генетических горизонтов почвенного профиля непосредственно под телом дорог и нефтепроводов, уплотнение верхнего почвенного горизонта на прилегающих к транспортным коридорам территориях. Степень нарушенности почвенного покрова при данном виде воздействия характеризуется как сильная.

Масштабы проявления техногенного вида воздействия точечного характера определяются размерами площадок действующих, законсервированных и ликвидированных скважин. При данном виде механического воздействия происходит глубокая и необратимая трансформация почвенного покрова с изменением морфологических свойств почвенного профиля (уничтожение плодородного слоя, нарушение генетических горизонтов и их водно-солевого режима). Степень воздействия очень сильная и необратимая во времени.

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

При строительстве технологических объектов будет уничтожаться растительный покров, разрушаться и уплотняться верхние горизонты почвы. Помимо механического нарушения, почвенный покров территории проектируемого обустройства будет загрязняться нефтепродуктами и химическими реагентами, поступающими в почву при разведочно-эксплуатационном бурении, частичной переработке и транспортировке нефти. Нефть и сопутствующие токсически вредные компоненты, попав в почву, вызывают существенные, а порой необратимые изменения ее свойств – загрязнение, гудронизацию, засоление с образованием вторичных солончаков, стилизацию верхних почвенных горизонтов. Это, в конечном итоге, приведет к уничтожению плодородных горизонтов и выпадению загрязненных почв из земельного фонда. Однако на практике прямое химическое загрязнение почв наблюдается на месторождениях крайне редко, и только в случае разовых и аварийных разливов горюче-смазочного материала, аварийных разливов нефти, буровых растворов и т.п. Опосредственное химическое загрязнение будет отмечаться повсеместно вокруг факелов, дизельных электростанций, дизельных буровых, дымовых труб, технических блоков неорганических выбросов, через попадание загрязнителей в атмосферный воздух с дальнейшим выпадением на почвенный покров.

На некоторых участках месторождения, вследствие антропогенной деятельности, возможно техногенное вторичное засоление почвенного покрова.

По степени нарушенности почвенного покрова территорию месторождения можно подразделить на следующие зоны.

*Зона сильной степени нарушенности почвенного покрова.* К данной зоне относятся земли, изъятые под действующие, законсервированные и ликвидированные нефтяные скважины, групповые установки, пункты сбора и переработки нефти, жилые блоки, линии электропередач, нефтепроводы, газопроводы, транспортные дороги. Механическое воздействие на почвенный покров носит линейный, точечный и площадной характер проявления. В пределах данной зоны будет отмечаться глубокая и необратимая трансформация почвенного покрова с изменением морфологических свойств почвенного профиля (уничтожение плодородного слоя, нарушение генетических горизонтов, водно-солевого режима).

В результате опосредственного химического загрязнения площадного характера, особенно вблизи источников-загрязнителей, в почвенном покрове произойдет накопление загрязняющих веществ, поступающих в почву через атмосферный воздух.

В пределах описываемой зоны не исключается возможность загрязнения почвенного покрова нефтяными и химическими реагентами в случае аварийных ситуаций на технологических линиях. При проведении природоохранных мероприятий (рекультивационных) на их месте будут формироваться антропогенные модификации.

*Зона умеренной степени нарушенности почвенного покрова.* К данной зоне относятся территории вокруг перечисленных выше объектов и коммуникаций. Механическое воздействие на почвенный покров будет носить линейно-площадной характер проявления. Повсеместно будет наблюдаться уничтожение поверхностного слоя, разрыхление верхней части почвенного профиля, что приведет к уменьшению в нем содержания гумуса и потере агро-мелиоративного потенциала. В пределах данной зоны предполагается также частичное изменение почвенного покрова в результате разбивания и уплотнения верхнего горизонта за счет дорожной дигрессии, складирование бытового и промышленного мусора. В силу того, что механический состав почвенных разностей в пределах описываемой зоны представлен песками легкого механического состава, в настоящее время являются дефляционно-опасными очагами. При проведении ряда рекультивационных мероприятий возможно восстановление природно-ресурсного потенциала нарушенных почв данной зоны.

*Зона слабой степени нарушенности.* К данной зоне относятся территории месторождения, расположенные на значительном расстоянии от сели-тебно-промышленных комплексов. Механическое воздействие на почвенный покров линейно-локального характера проявится в виде дорожно-транспортной дигрессии. Воздействие опосредственного химического загрязнения снижается до минимума, возможно фоновое увеличение при неблагоприятных метеорологических условиях. Природно-ресурсный потенциал почвенного покрова обладает способностью к самовосстановлению при существующих нагрузках.

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.

### **7.7.2 Производство изысканий**

Технологический цикл строительства скважин и подъездных дорог к ним, стоянок для спецтехники и автотранспорта, бытовых и производственных помещений, складов для хранения ГСМ и технического оборудования включает установку и демонтаж оборудования, рекультивацию нарушенных земель. Данные виды работ будут сопровождаться скоплением тяжеловесной автотранспортной и буровой техники. Все это приведет к перепланировке ландшафтной структуры территории, выравниванию поверхности, локально-линейному и локально-площадному уничтожению растительного покрова и развитию точечной дефляции на легкосуглинистых почвах и плоскостного смыва и техногенных солончаков на почвах солончакового ряда.

Каждому этапу работ соответствует определенный набор источников воздействия, однако основными видами воздействия на почвенный покров является механическое разрушение и химическое загрязнение различной степени и интенсивности проявления.

Основные виды механического воздействия на почвенный покров заключаются в:

- уничтожении почвенного профиля при обустройстве буровых вышек;
- нарушении верхних горизонтов почвенного профиля при обустройстве коммуникационных объектов вокруг скважин;
- нарушении почвенного покрова при прокладке автодорог к скважинам.

Химическое загрязнение почвенного покрова будет происходить вследствие:

- загрязнения почвенного покрова горюче-смазочными материалами на всех этапах проведения работ;
- загрязнения почвенного покрова вокруг скважин тампонажными, буровыми растворами и сточными водами в период проведения работ;
- загрязнения почвенного покрова вокруг скважин нефтью и пластовыми водами при возникновении аварийных и нештатных ситуаций;
- поверхностного загрязнения почвенного покрова промышленным и бытовым мусором.

Основным источником механического воздействия является техника, применяемая при строительстве. Неотъемлемой частью начального этапа строительства является перепланировка (выравнивание) поверхности строительных площадок. С этими видами работ связано механическое уничтожение плодородного гумусового горизонта, разрушение структурного состояния и уплотнение нижележащих генетических горизонтов. Такие

нарушения непродолжительны по времени, однако значительны по площади. Благодаря естественным компенсационным способностям почвенного покрова природно-ресурсный потенциал нарушенных почв со временем может восстановиться.

Более сильной трансформации почвенный покров подвергается при механическом воздействии в момент монтажа буровой установки, устьевых частей скважин, установки емкостей под ГСМ, строительстве отстойника промышленных вод, аварийном разливе буровых и тампонажных растворов, нефти. При этом уничтожаются практически все генетические горизонты почвенных разностей, приводящие к коренным изменениям в морфологическом строении почвенного профиля. В итоге поврежденные разности зональных и интразональных почв выпадают из земельного фонда. Такие нарушения носят узколокальный (точечный) характер и их площади будут незначительны в пространстве.

При прокладке подъездных автодорог механический вид воздействия на почвенный покров линейного характера выразится в форме дорожной дигрессии. В первую очередь, по всей длине трасс уничтожится плодородный верхний горизонт, нарушится структура верхних горизонтов в результате увеличения нагрузки, их распыления и переуплотнения. Практика показывает, что на каждые 100 км путей нарушается около 100 га земель. По интенсивности и масштабам данный вид воздействия зависит от водно-физических свойств почвенных разностей, на поверхности которых прокладываются коммуникации. В пустынных условиях лимитирующим фактором, определяющим устойчивость почв к техногенным нарушениям, является их механический состав. Дорожная дигрессия не приведет к существенным изменениям региональной структуры почвенного покрова. Единственным отрицательным моментом явится уничтожение верхних почвенных горизонтов непосредственно под телом и вдоль дорог и трубопроводов, что активизирует вынос тонкодисперсных и пылеватых частиц на прилегающие территории.

Наибольшую опасность для почвенного покрова представляет этап технологического цикла строительства разведочно-эксплуатационных скважин, в период которого осуществляются бурение скважин.

На данном этапе возможно поступление в почву определенного набора химических и токсичных веществ локального характера. Основными источниками химического загрязнения почвенного покрова являются:

- просачивание бытовых и технологических отходов;
- аккумуляция продуктов сгорания ГСМ автотранспорта, буровых и дизельных установок;
- просачивание и аварийные разливы пластовых и сточных вод;
- внештатные и аварийные разливы нефти из устья скважин.

Вследствие попадания в почву химических загрязнителей произойдут необратимые изменения физико-химических, водно-физических, микробиологических свойств почвенного профиля, а почвенный покров потеряет свой природно-ресурсный потенциал на длительный период.

Основными загрязняющими веществами при бурении скважин являют-

ся буровые растворы, промывочные жидкости, реагенты для воздействия на пласт, цементы, производственные отходы, бытовой, технический мусор и пр. Доминирующей группой химического загрязнения будет являться сама нефть, сопутствующий ей газ, сточные и подземные минерализованные воды. При этом будет наблюдаться активное изменение структуры почвенного покрова за счет вторичного засоления, нефтехимического загрязнения и накопления тяжелых металлов и почвах. В конечном итоге сформируются техногенные почвенные ареалы с совершенно иными геохимическими свойствами, не типичными для зональных почв с аномальными, на первых порах агрессивными свойствами.

Процесс вторичного засоления почвенного покрова является неотъемлемой частью технологического цикла бурения, во время которого из скважин на поверхность поступают и складываются засоленные подстилающие породы, изливаются высокоминерализованные пластовые воды. Именно последние представляют наибольшую опасность химического загрязнения почвенного покрова. Обладая высокой геохимической активностью и токсичностью, излившиеся пластовые воды быстро просачиваются в почву, изменяя водно-солевой, физико-химический, микробиологический режимы, приводя к изменению самой структуры почвенного профиля. Содержащиеся в пластовых водах глинистые частицы аккумулируются на поверхности, приводя к открыванию исходных почвенных разностей. Высокое содержание водорастворимых солей в пластовых водах усиливают накопление солей в профиле. В итоге почвы, подверженные вторичному засолению, быстро и надолго теряют свой агроулучшающий потенциал и переходят в земельном фонде в разряд неудобий. В целях предотвращения масштабного процесса техногенного засоления почв попутными пластовыми водами необходимо строго соблюдать технологический цикл их хранения и вторичного использования.

Для предотвращения попадания перечисленных загрязнителей на почвы необходимо их складирование в специальные емкости с последующим вывозом, и проведение полного цикла рекультивационных работ.

Особую опасность представляет загрязнение зональных почв нефтью и нефтепродуктами, которые могут поступать как в ходе технологического цикла, так и при аварийных ситуациях. Как при поверхностном, так и при внутрпочвенном нефтехимическом загрязнении происходит насыщение почвенного профиля сырой нефтью и его битуминизация. При этом отмечается глубокая трансформация морфогенетических, геохимических, биологических свойств любых почвенных разностей.

Зональные почвы района исследований обладают высоким естественным природным потенциалом к самоочищению от нефтяного загрязнения. Ведущая роль в этом принадлежит микроорганизмам, которые для своей жизнедеятельности используют углеводородные соединения нефтепродуктов. Качественные и количественные показатели изменения почвенных микроорганизмов находятся в прямой зависимости от степени загрязнения и концентрации нефтепродуктов в почвенном профиле. При слабой степени концентрация нефти в профиле (не более 0,7 мл на 1 кг почвы) количествен-

ный состав микроорганизмов изменяется слабо; при умеренной ( до 50 мл/кг ) – качественные и количественные изменения заметные; при сильной и очень сильной ( 300 мл/кг ) – в почвенном профиле отмечается полное подавление жизнедеятельности микроорганизмов и прекращение всех микробиологических процессов. Поэтому объемы поступающих нефтепродуктов на почвенный покров будут играть существенную роль в сохранении его естественного потенциала.

В целях минимизации последствий механического воздействия и нейтрализации экологически опасных явлений и процессов несмотря на то, что почвы имеют низкую хозяйственную ценность, необходимо осуществлять комплекс мероприятий, направленных на восстановление плодородия нарушенных земель.

Мероприятия по снижению негативного воздействия на почвы. В целях создания щадящего режима воздействия на почвенный покров в период строительства и бурения необходимо проведение следующих первоочередных мероприятий по снижению темпов и масштабов загрязнения:

при обустройстве площадок необходимо проведение щадящей, локальной планировки;

в период строительства скважин необходимо предупреждать переливы и выбросы буровых растворов; отделять шлам от буровых сточных вод и вывозить его в специально отведенные места; повторно использовать буровые и промысловые сточные воды;

использовать отработанные растворы для приготовления быстротвердеющих смесей;

все сточные воды должны либо полностью сбрасываться в поглощающие горизонты, либо очищаться до уровня, предусмотренного санитарными нормами. по окончании строительства объектов необходимо проводить качественную техническую рекультивацию нарушенных земель с использованием новых технологических приемов очистки от нефтяных и эмульсионных загрязнений (биологической, химической и пр.);

при осуществлении мероприятий по технической рекультивации необходимо произвести демонтаж лотков, гидроизоляцию буровой площадки, разбивку монолитных фундаментов, снятие грунта, загрязненного нефтью и нефтепродуктами, перепланировку рабочей площадки, сборку, резку и вывоз металлолома, бытового и технического мусора;

рекультивация почв, загрязненных нефтепродуктами, должна предусматривать изъятие и складирование сильнозагрязненных горизонтов в специально оборудованные или естественные понижения механическим путем, с последующей обработкой загрязненных территорий биологическими эмульсиями в целях бактериального окисления нефтепродуктов и их полного разложения;

при производстве строительных работ необходимо строго придерживаться стандартных мероприятий в соответствии с действующими строительными нормами и правилами.

## *Мероприятия по минимизации воздействия на растительность*

1. Перед началом проведения работ необходимо:

- обустроить строительную площадку и основные дороги с учетом ландшафтных особенностей территории и ее устойчивости к техногенным воздействиям;
- во избежание загрязнения почвенно-растительного покрова сопредельных территорий буровые площадки и места размещения ГСМ должны иметь обваловку;
- выполнение работ, связанных с монтажом буровой установки, и движение техники за пределами площадок и внутри объектных дорог недопустимо.

2. Осуществлять работы по бурению скважин с соблюдением технических требований при проведении данного вида работ:

- приготовления и обработку бурового раствора осуществлять в циркуляционной системе;
- следить за герметичностью всех желобов, трубных соединений особенно в приустьевой части;
- забетонировать толщиной слоя 10 см площадку под агрегатно-высечным и насосным блоками, блоком приготовления раствора;
- отходы бурения, накапливаемые в емкостях, отверждать для предотвращения фильтрации вредных веществ;
- складировать в контейнерах и емкостях жидкие и твердые отходы, и после завершения работ, вывезти их в оборудованные для хранения места;
- соблюдать правила пожарной безопасности и технику безопасности.

В связи с тем, что основным источником техногенного воздействия на почвенно-растительный покров обустраиваемой территории является бурение скважин, при проведении буровых работ и строительстве скважины необходимо использовать последние технологические разработки, а в местах разлива нефти – провести рекультивацию с использованием новых технологий очистки от нефтяных загрязнений, в крайнем случае необходимо произвести обваловку территории, подвергшейся разливу, собрать нефть и снять верхний слой почвогрунтов.

**Техническая рекультивация** нарушенных земель производится по окончании строительства объектов обустройства в безморозный период (при незамерзшей почве).

Технический этап рекультивации включает следующие виды работ:

- демонтаж строительного оборудования и конструкций;
- очистка территории от строительного и хозяйственного мусора;
- покрытие поверхности загрязненной почвы нефтепоглощающим сорбентом при концентрации нефти более 5%, толщина слоя сорбента рассчитывается индивидуально в зависимости от вида сорбента и степени загрязнения;
- сбор использованного сорбента для удаления из него нефтепродуктов и вторичного использования или применения в других отраслях народного хозяйства;

- осушение участка при залегании грунтовых вод на глубине до 0,5м;
- уничтожение антропогенных форм рельефа (ямы, рытвины) и планировка площадки, рельеф рекультивированных участков после планировки должен приближаться к равнинному и не иметь замкнутых понижений и больших боковых уклонов.

Объемы и виды работ, материалы и технические средства, используемые при выполнении работ по технической рекультивации нарушенных земель, определяются в процессе бурения разведочных/оценочных скважин и строительства объектов обустройства.

Проведение комплекса рекультивационных мероприятий может до минимума снизить негативное воздействие строительства разведочно-эксплуатационных скважин, транспортных коммуникаций и других сопутствующих объектов обустройства месторождения на почвенный покров.

Скорость и направленность восстановительных процессов обусловлена особенностями почвогрунтов (тип почв, механический состав, характер и степень засоления), компенсационными возможностями коренной растительности и характером сукцессионных смен. Восстановление растительности идет через сорнотравную стадию салоксерофитных однолетников в сторону образования коренных сообществ. Образование разреженных вторичных группировок можно ожидать на 2–3 год после прекращения антропогенного воздействия.

Исключение составляют участки, подверженные сильному *химическому* воздействию: места нефтяного загрязнения и территории, на которых наблюдались сильные разливы пластовых минерализованных вод. Восстановление растительности в зоне прямого химического воздействия крайне затруднено в связи с тем, что, попадая в больших количествах в почву, нефтяные углеводороды и пластовые минерализованные воды изменяют их физико-химические свойства (в частности, азотно-углеродный баланс), что ведет к снижению питательных веществ и повышению токсичности почв, гибели растительности. С этими местами связаны зоны полного отсутствия растительности в течение длительного времени.

После завершения строительных работ вокруг объектов будут наблюдаться различные сценарии восстановления растительности в зависимости от характера, степени ее нарушенности и особенностей почвогрунтов.

## **7.8 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 Республики Казахстан 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 ее 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 Республики Казахстан 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.

Погрузочно-разгрузочные работы и перемещение тяжестей с применением грузоподъемных кранов должны осуществляться в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации

грузоподъемных механизмов, утвержденными приказом Министра по инвестициям Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года №359.

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.

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.

Состав бригады и отметки о прохождении инструктажа заносятся в наряд-допуск лицами, ответственными за проведение зачистных работ. Без оформленного наряда-допуска на производство работ приступить к работе не разрешается.

Зачистная бригада может приступить к работе внутри резервуара в присутствии ответственного лица по зачистке только после получения оформленного акта-разрешения, подписанного комиссией в составе главного инженера (директора), инженера по технике безопасности (инспектора охраны труда), представителя товарного цеха и работника пожарной охраны.

Контрольные анализы воздуха проводятся при перерывах в зачистных работах, обнаружении признаков поступления вредных паров в резервуар, изменении метеорологической обстановки. В случае увеличения концентрации вредных паров выше санитарных норм работы по зачистке прекращаются, рабочие выводятся из опасной зоны. Зачистку можно продолжать только после выявления причин увеличения концентрации паров, принятия мер по ее снижению до санитарных норм.

Результаты всех проведенных анализов паровоздушных смесей заносятся в журнал учета, в который заносятся анализы концентрации паров углекислоты и других газов в резервуарах.

Зачищенный резервуар принимается от лица, ответственного за зачистку.

Прием должен быть оформлен актом.

Дегазацию резервуаров следует выполнять в соответствии с требованиями Временной инструкции по дегазации резервуаров от паров нефтепродуктов методом принудительной вентиляции. На дегазацию каждого резервуара должен составляться проект организации работ (ПОР), который должен включать подготовку резервуара к проведению работ и проведение основного процесса.

## 8. Список 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 28.12.2022г.)	Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355
2	Закон РК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2023 г.)	Астана, от 11.04.2014г. №188-V
3	Закон РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр»	Астана, от 15.06.2018г. №239
4	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.04.2023г.)	Астана, 16.05.2014 №202-V
5	Закон РК «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г)	Астана, от 23 апреля 1998 года №219-1
6	Экологический кодекс Республики Казахстан	Астана, от 02 января 2021 года № 400-VI
7	Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 12.01.2023г.)	Астана, от 24.05.2018г.
8	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (с изменениями и дополнениями от 16.01.2019г)	Астана, от 22.05.18г МЭ РК №200
9	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.12.2018г.)	Астана, от 9 июля 2003г №481-II
10	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 26.02.2023г.)	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 к радиационно-опасным объектам»	Приказ МЗ РК от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»	Приказ МЗ РК от 11.01.2022г. № ҚР ДСМ-2

## **9. Текстовые приложения**

# Приложение 1

## Копия геологического отвода и картограммы



Приложение № \_\_\_\_\_  
к Контракту № \_\_\_\_\_  
на право недропользования  
углеводороды  
(вид полезного ископаемого)  
добыча  
(вид недропользования)  
от 18.03 2025 года  
рег. № 713-Р УВ

### РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

#### УЧАСТОК НЕДР (ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «**Jasyl Energy**» для осуществления операций по недропользованию на блоке А – в пределах блоков XXIV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично); XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично); блок Е – в пределах блоков XXV-13 (частично), 14, 15 (частично); XXVI-13 (частично), 14, 15 (частично); XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) на основании письма Министерства энергетики Республики Казахстан от 30.01.2025 года №17-1-12/34038.

Участок недр расположен в **Атырауской области**.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены **угловыми точками: Блок А с № 1 по № 9; Блок Е с №1 по №13.**

Координаты угловых точек					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
<b>Блок А</b>					
1	47° 45' 03"	54° 13' 38"	6	47° 35' 52,19"	55° 04' 03,13"
2	47° 47' 15"	54° 30' 00"	7	47° 37' 14,07"	54° 48' 45,24"
3	47° 58' 35"	54° 57' 24"	8	47° 34' 56,03"	54° 37' 49,26"
4	48° 00' 00"	55° 00' 00"	9	47° 33' 22,24"	54° 21' 15,88"
5	48° 00' 00"	55° 03' 30"			
<b>Блок Е</b>					
1	47° 40' 00"	52° 38' 00"	8	47° 14' 44,48"	52° 45' 03,9"
2	47° 40' 00"	53° 47' 00"	9	47° 14' 45"	52° 44' 15"
3	46° 40' 00"	53° 47' 00"	10	47° 15' 30"	52° 44' 30"
4	46° 40' 00"	53° 12' 34,8"	11	47° 15' 42"	52° 44' 12"
5	46° 59' 03,86"	52° 38' 00"	12	47° 14' 45"	52° 43' 30"
6	47° 11' 01,96"	52° 38' 00"	13	47° 14' 39,33"	52° 38' 00"
7	47° 11' 01,02"	52° 45' 10,71"			

Из блока А исключаются месторождения углеводородов Жыланкабак, Кенбай, Таган Южный и месторождение подземных вод Кульсаринское

Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Жыланкабак					
1	47° 37' 18"	54° 25' 05"	8	47° 36' 33"	54° 24' 43"
2	47° 37' 21"	54° 25' 41"	9	47° 36' 46"	54° 24' 51"
3	47° 37' 23"	54° 26' 03"	10	47° 36' 45"	54° 24' 39"
4	47° 37' 33"	54° 27' 08"	11	47° 36' 48"	54° 24' 22"
5	47° 37' 00"	54° 26' 27"	12	47° 37' 02"	54° 24' 28"
6	47° 36' 44"	54° 25' 50"	13	47° 37' 09"	54° 24' 37"
7	47° 36' 38"	54° 25' 28"			
Глубина по абсолютной отметке минус 500 м, площадью – 3,08 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Кенбай					
1	47° 43' 16,642"	54° 14' 47,496"	3	47° 44' 30"	54° 15' 15"
2	47° 44' 49,288"	54° 13' 46,985"			
Глубина по абсолютной отметке минус 2000 м (надсолевой комплекс), площадью – 2,26 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Таган Южный					
1	47° 42' 00"	54° 49' 50"	3	47° 42' 55"	54° 51' 05"
2	47° 43' 20"	54° 50' 05"	4	47° 42' 10"	54° 50' 30"
Глубина до подошвы соленосной толщи, площадью – 2,13 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения подземных вод Кульсаринское					
1	47° 47' 39,82"	54° 31' 00"	3	47° 47' 00"	54° 33' 00"
2	47° 48' 29,45"	54° 33' 00"	4	47° 47' 00"	54° 31' 00"
Глубина до водоносного горизонта, площадью – 4,98 кв. км					

Из блока Е исключаются месторождения углеводородного сырья Макат (южная часть/контур 1), Макат Южный, Макат Восточный, Восточный Макат (участок Жана Макат), Танатар, Танатар Южный (Дангар), Доссор контур 1, Доссор контур 2, Доссор Юго-Западный, Сагиз, Бек-Беке (Северное поле), Бек-Беке (Южное поле), Кошкар Южный (1 контур), Кошкар Южный (2 контур), Толеген, Бесболек, Бесболек участок 1 (западное крыло), Бесболек участок 2 (восточное и южное крылья), Байчунас Западный, Каратайкыз, Байчунас контур 1, Байчунас контур 2, Тентяксор, Каратайкыз, Нармунданак (Комсосолевое), Алтыкуль, Корсак, Ботахан, структура Айранколь, Айранколь, Косчагыл, Кызылжар I Восточный, Сагиз Западный, Асанкеткен, Боркылдакты и участок подземных вод Аккизтогай

Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Макат (южная часть/контур 1)					
1	47° 39' 05"	53° 18' 10"	7	47° 39' 25"	53° 20' 05"
2	47° 39' 40"	53° 17' 45"	8	47° 39' 00"	53° 20' 30"
3	47° 40' 00"	53° 17' 45"	9	47° 38' 40"	53° 20' 25"
4	47° 40' 00"	53° 19' 55"	10	47° 38' 40"	53° 19' 50"
5	47° 39' 40"	53° 20' 00"	11	47° 38' 55"	53° 19' 50"
6	47° 39' 25"	53° 19' 55"			
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 5,57 кв. км					

Координаты угловых точек исключаемого месторождения Магат Южный					
1	47° 37' 15"	53° 17' 25"	3	47° 37' 40"	53° 18' 05"
2	47° 37' 40"	53° 17' 25"	4	47° 37' 15"	53° 17' 40"
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 0,44 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Магат Восточный					
1	47° 38' 00"	53° 27' 30"	5	47° 38' 35"	53° 29' 10"
2	47° 39' 00"	53° 26' 50"	6	47° 38' 15"	53° 29' 50"
3	47° 39' 10"	53° 27' 45"	7	47° 37' 30"	53° 29' 10"
4	47° 38' 35"	53° 28' 25"			
Глубина до подошвы триасовых отложений, площадью – 5,71 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Восточный Магат (участок Жана Магат)					
1	47° 38' 00"	53° 27' 30"	8	47° 34' 20,1"	53° 29' 41,5"
2	47° 39' 00"	53° 26' 50"	9	47° 35' 04"	53° 31' 28"
3	47° 38' 52"	53° 25' 42"	10	47° 36' 25,844"	53° 30' 16,625"
4	47° 38' 25"	53° 25' 53"	11	47° 37' 11,56"	53° 29' 48,7"
5	47° 37' 08"	53° 28' 02"	12	47° 37' 50"	53° 30' 00"
6	47° 36' 32,2"	53° 28' 55"	13	47° 38' 00"	53° 29' 37"
7	47° 33' 40,491"	53° 28' 49,344"	14	47° 37' 30"	53° 29' 10"
Глубина до минус 1430 м, площадью – 18,92 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Танатар					
1	47° 33' 53"	52° 40' 30"	3	47° 34' 40"	52° 42' 30"
2	47° 34' 40"	52° 40' 30"	4	47° 33' 50"	52° 42' 30"
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 3,75 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Танатар Южный (Дангар)					
1	47° 32' 05"	52° 39' 30"	3	47° 31' 50"	52° 40' 05"
2	47° 32' 00"	52° 40' 35"	4	47° 31' 50"	52° 39' 50"
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 0,33 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Доссор контур 1					
1	47° 32' 00"	52° 58' 50"	5	47° 31' 55"	52° 59' 35"
2	47° 32' 20"	52° 59' 05"	6	47° 31' 35"	52° 59' 30"
3	47° 32' 25"	52° 59' 15"	7	47° 31' 25"	52° 59' 05"
4	47° 32' 15"	52° 59' 30"			
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 1,15 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Доссор контур 2					
1	47° 34' 35"	52° 58' 45"	4	47° 34' 40"	52° 59' 30"
2	47° 34' 50"	52° 59' 20"	5	47° 34' 30"	52° 59' 00"
3	47° 34' 45"	52° 59' 50"			
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 0,33 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Доссор Юго-Западный					
1	47° 30' 43"	52° 53' 25"	4	47° 30' 40"	52° 54' 45"
2	47° 31' 05"	52° 53' 40"	5	47° 30' 10"	52° 54' 45"
3	47° 31' 10"	52° 54' 15"	6	47° 30' 00"	52° 54' 05"
Глубина до подошвы пермтриаса, площадью – 2,43 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Сагиз					
1	47° 28' 30"	53° 17' 20"	4	47° 28' 20"	53° 19' 00"
2	47° 29' 50"	53° 17' 10"	5	47° 28' 00"	53° 18' 35"
3	47° 29' 50"	53° 17' 55"			
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 4,59 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Бек-Беке (Северное поле)					
1	47° 26' 50"	53° 41' 50"	4	47° 27' 05"	53° 42' 20"
2	47° 27' 20"	53° 42' 20"	5	47° 26' 55"	53° 42' 20"
3	47° 27' 15"	53° 42' 25"	6	47° 26' 50"	53° 42' 00"
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 0,28 кв. км					

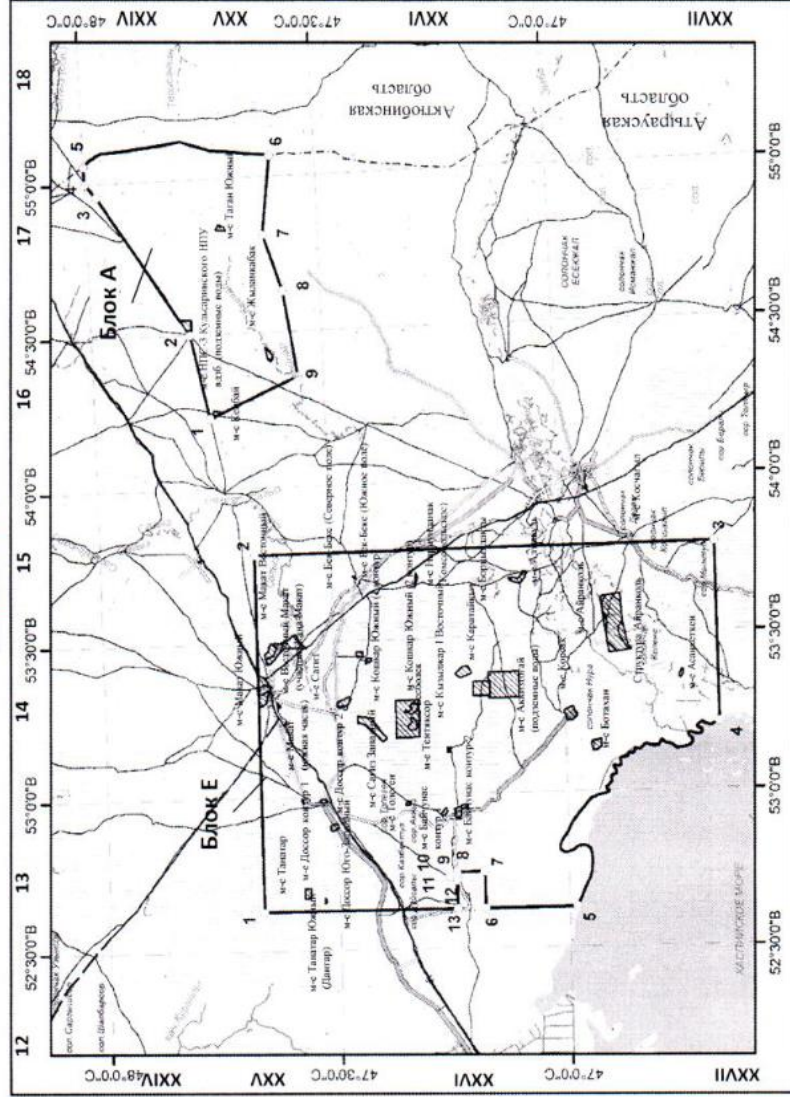
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Бек-Беке (Южное поле)					
1	47° 26' 25"	53° 40' 50"	3	47° 26' 25"	53° 41' 30"
2	47° 26' 25"	53° 41' 10"	4	47° 26' 20"	53° 41' 10"
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 0,06 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Кошкар Южный (1 контур)					
1	47° 26' 20"	53° 26' 40"	3	47° 27' 10"	53° 27' 45"
2	47° 27' 10"	53° 27' 05"	4	47° 26' 20"	53° 27' 45"
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 1,69 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Кошкар Южный (2 контур)					
1	47° 26' 00"	53° 25' 25"	3	47° 25' 10"	53° 26' 25"
2	47° 25' 50"	53° 26' 30"	4	47° 25' 10"	53° 25' 55"
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 1,34 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Толеген					
1	47° 21' 13"	52° 58' 07"	4	47° 20' 30"	52° 58' 23"
2	47° 21' 05"	52° 58' 57"	5	47° 20' 38"	52° 58' 03"
3	47° 20' 30"	52° 58' 42"			
Глубина до кровли кунгурских отложений, площадью – 1,10 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Бесболек					
1	47° 22' 12"	53° 11' 00"	3	47° 19' 08"	53° 18' 00"
2	47° 22' 12"	53° 18' 00"	4	47° 19' 08"	53° 11' 00"
Глубина до кровли кунгурских отложений, площадью – 50,13 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Бесболек участок 1 (западное крыло)					
1	47° 19' 08"	53° 13' 04"	7	47° 20' 20"	53° 14' 20"
2	47° 19' 36"	53° 12' 41"	8	47° 20' 14"	53° 14' 53"
3	47° 20' 05"	53° 12' 26"	9	47° 19' 42"	53° 14' 17"
4	47° 20' 35"	53° 12' 41"	10	47° 19' 20"	53° 13' 24"
5	47° 20' 41"	53° 13' 04"	11	47° 19' 34"	53° 13' 11"
6	47° 20' 04"	53° 14' 02"			
Глубина до кровли кунгурских отложений, площадью – 4,26 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Бесболек участок 2 (восточное и южное крылья)					
1	47° 19' 43"	53° 15' 40"	8	47° 20' 01"	53° 16' 32"
2	47° 19' 54"	53° 15' 42"	9	47° 20' 18"	53° 16' 54"
3	47° 19' 57"	53° 15' 28"	10	47° 19' 58"	53° 17' 30"
4	47° 20' 14"	53° 15' 24"	11	47° 19' 38"	53° 17' 22"
5	47° 21' 00"	53° 15' 52"	12	47° 19' 19"	53° 16' 55"
6	47° 21' 00"	53° 16' 11"	13	47° 19' 18"	53° 16' 30"
7	47° 20' 26"	53° 15' 56"			
Глубина до кровли кунгурских отложений, площадью – 3,9 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Байчунас Западный					
1	47° 17' 28,039"	52° 51' 26,824"	6	47° 16' 28,581"	52° 52' 32,445"
2	47° 17' 29,664"	52° 51' 42,318"	7	47° 16' 23,76"	52° 52' 16,174"
3	47° 17' 21,664"	52° 52' 15,587"	8	47° 16' 49,338"	52° 51' 39,992"
4	47° 17' 2,862"	52° 52' 34,32"	9	47° 17' 8,076"	52° 51' 24,215"
5	47° 16' 45,423"	52° 52' 38,251"	10	47° 17' 21,446"	52° 51' 21,652"
Глубина - минус 1530 м., площадью – 2,037 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Каратайкыз					
1	47° 10' 53"	53° 19' 27"	6	47° 10' 56"	53° 20' 24"
2	47° 11' 19"	53° 19' 34"	7	47° 10' 48"	53° 20' 21"
3	47° 11' 26"	53° 19' 43"	8	47° 10' 35"	53° 20' 03"
4	47° 11' 18"	53° 19' 54"	9	47° 10' 42"	53° 19' 39"
5	47° 11' 03"	53° 19' 53"			
Глубина до отметки минус 404,5 м., площадью – 0,965 кв. км					

Координаты угловых точек исключаемого месторождения Байчунас контур 1					
1	47° 16' 07"	52° 55' 49"	3	47° 15' 57"	52° 57' 25"
2	47° 16' 37"	52° 56' 09"	4	47° 15' 46"	52° 56' 38"
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 1,49 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Байчунас контур 2					
1	47° 14' 07"	52° 55' 16"	7	47° 13' 05"	52° 57' 55"
2	47° 14' 36"	52° 55' 22"	8	47° 13' 05"	52° 57' 10"
3	47° 14' 47"	52° 55' 53"	9	47° 13' 59"	52° 57' 10"
4	47° 14' 51"	52° 56' 47"	10	47° 14' 00"	52° 57' 10"
5	47° 14' 55"	52° 57' 05"	11	47° 13' 51"	52° 57' 00"
6	47° 13' 30"	52° 57' 55"			
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 5,37 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Тентяксор					
1	47° 15' 15"	53° 08' 15"	3	47° 15' 35"	53° 09' 00"
2	47° 15' 35"	53° 08' 00"	4	47° 15' 05"	53° 08' 55"
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 0,79 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Каратайкыз					
1	47° 09' 50"	53° 18' 30"	3	47° 12' 00"	53° 21' 15"
2	47° 12' 00"	53° 18' 30"	4	47° 09' 50"	53° 21' 15"
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 13,95 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Нармунданақ (Комсомольское)					
1	47° 19' 15"	53° 40' 20"	4	47° 18' 50"	53° 42' 05"
2	47° 19' 05"	53° 42' 10"	5	47° 18' 50"	53° 41' 25"
3	47° 19' 00"	53° 42' 30"	6	47° 19' 05"	53° 40' 30"
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 1,11 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Алтыкуль					
1	47° 05' 45"	53° 40' 00"	8	47° 04' 45"	53° 42' 20"
2	47° 06' 40"	53° 40' 30"	9	47° 04' 30"	53° 41' 50"
3	47° 07' 00"	53° 41' 00"	10	47° 04' 45"	53° 41' 45"
4	47° 06' 35"	53° 41' 05"	11	47° 04' 45"	53° 41' 10"
5	47° 05' 40"	53° 40' 50"	12	47° 05' 10"	53° 40' 20"
6	47° 05' 10"	53° 41' 50"	13	47° 05' 30"	53° 40' 00"
7	47° 05' 10"	53° 42' 15"			
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 5,06 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Корсак					
1	46° 59' 08"	53° 13' 29"	5	46° 59' 27"	53° 15' 50"
2	46° 59' 51"	53° 13' 34"	6	46° 58' 59"	53° 16' 00"
3	47° 00' 03"	53° 14' 26"	7	46° 58' 46"	53° 14' 55"
4	47° 00' 14"	53° 15' 19"	8	46° 58' 30"	53° 14' 21"
Глубина до подошвы юрских отложений, площадью – 6,69 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Ботахан					
1	46° 56' 05"	53° 07' 40"	4	46° 56' 40"	53° 09' 30"
2	46° 56' 35"	53° 07' 40"	5	46° 55' 25"	53° 09' 40"
3	46° 56' 45"	53° 08' 55"	6	46° 55' 30"	53° 08' 20"
Глубина до подошвы триасовых отложений, площадью – 4,97 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого структуры Айранколь					
1	46° 51' 14"	53° 26' 44"	5	46° 52' 30"	53° 37' 22"
2	46° 54' 11"	53° 26' 11"	6	46° 52' 19"	53° 32' 13"
3	46° 55' 07"	53° 36' 37"	7	46° 51' 40"	53° 27' 31"
4	46° 54' 48"	53° 37' 00"			
Глубина до подошвы триасовых отложений, площадью – 64,48 кв. км					
Координаты угловых точек исключаемого месторождения Айранколь					
1	46° 53' 02"	53° 26' 24"	8	46° 53' 39"	53° 37' 11"
2	46° 54' 23"	53° 28' 27"	9	46° 52' 26,15"	53° 35' 33"
3	46° 54' 28"	53° 29' 23"	10	46° 52' 19"	53° 32' 13"
4	46° 54' 17"	53° 32' 05"	11	46° 52' 52"	53° 31' 00"
5	46° 54' 58"	53° 35' 00"	12	46° 52' 50"	53° 29' 42"



Картограмма расположения участков недр: Блок А - в пределах блоков XXIV-16(частично), 17(частично), 18(частично), XXV-16(частично), 17(частично), 18(частично), 19(частично);  
 Блок Е - в пределах блоков XXV-13(частично), 14, 15(частично); XXVI-13(частично), 14, 15(частично); XXVII-13(частично), 14 (частично), 15(частично)

Масштаб 1: 1 300 000



**Условные обозначения**

-  контуры участка недр для разведки
-  улучшенные грунтовые дороги
-  грунтовые проселочные дороги
-  полевые дороги
-  исключаемые территории
-  областная граница

г. Астана, март, 2025 г.

**Приложение 2**  
**Протокол совместного геолого-технического совещания**  
**ТОО «Jasyl Energy» и ТОО «Проектная организация НГУ»**

# Приложение 3

## Лицензии на право проектирования

23011033



### ЛИЦЕНЗИЯ

18.05.2023 года

23011033

**Выдана**

**Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектная организация НГУ"**

050069, Республика Казахстан, г.Алматы, Садоводческое общество Кооператор, дом № 56  
БИН: 181040004026

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

**на занятие**

**Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов**

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

**Особые условия**

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

**Примечание**

**Неотчуждаемая, класс I**

(отчуждаемость, класс разрешения)

**Лицензиар**

**Министерство энергетики Республики Казахстан**

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель  
(уполномоченное лицо)**

**Арымбек Кудайберген Берікұлы**

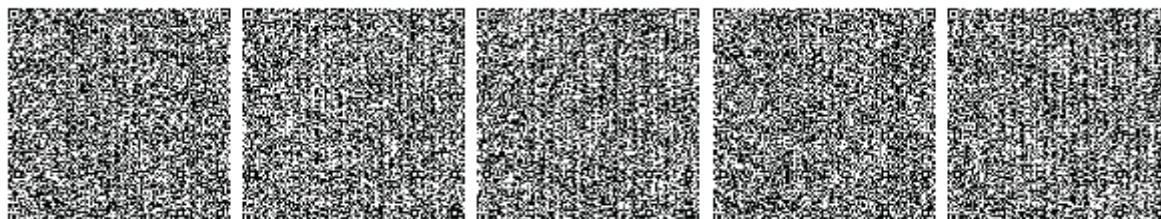
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Дата первичной выдачи**

**Срок действия  
лицензии**

**Место выдачи**

**г.Астана**





## ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 23011033

Дата выдачи лицензии 18.05.2023 год

### Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Составление технических проектных документов для месторождений углеводородов
- Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализа разработки месторождений углеводородов

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

**Лицензиат** **Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектная организация НГУ"**

050069, Республика Казахстан, г.Алматы, Садоводческое общество Кооператор, дом № 56, БИН: 181040004026

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

**Производственная база** **г. Актобе, ж.м. Коктем, участок 210 «Б»**

(местонахождение)

**Особые условия действия лицензии**

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

**Лицензиар**

**Министерство энергетики Республики Казахстан**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель (уполномоченное лицо)**

**Арымбек Құдайбергелі Берікұлы**

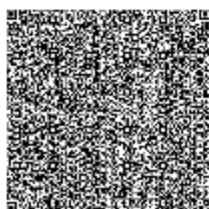
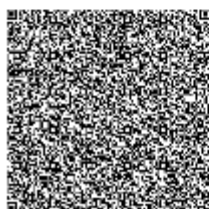
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Номер приложения** 001

**Срок действия**

**Дата выдачи приложения** 18.05.2023

**Место выдачи** г.Астана



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

## **Приложение 4**

**Письмо согласование РГУ «Департамента Комитета  
промышленной безопасности МЧС»**

## **Приложение 5**

**Письмо согласование РГУ «Департамента санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области»**

## **Приложение 6**

**Письмо согласование ГУ «Управление земельных  
отношений Атырауской области»**

## **Приложение 7**

### **Письмо согласование РГУ МД «Запказнедра»**

## **Приложение 8**

**Письмо согласование РГУ «Департамент экологии»**



