

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «Kenzhaly Petroleum
(Кенжалы Петролеум)»

2026 г.



(Договор №КР-2026-01 от «26» января 2026 г.)

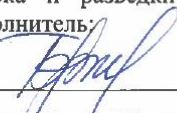
ЮСУБАЛИЕВ Р.А.

ТУЛЕНБАЕВА Б.Р.



Атырау, 2026 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Глава, раздел
Директор департамента геологии и моделирования, к. г.-м. н., руководитель НИР  Шестоперова Л.В.	Общее руководство. Глава 4; Корректировка текста
Руководитель отдела проектирования поиска и разведки УВС, ответственный исполнитель:  Жумалиева К.К.	Главы: 3; 4; 5; Заключение
Ведущий инженер отдела проектирования поиска и разведки УВС, ответственный исполнитель:  Бришева К.Е.	Введение. Главы: 5; 7; 8; 10-13; Формирование текста отчета
Ведущий инженер отдела проектирования поиска и разведки УВС, ответственный исполнитель:  Сейткалиева Г.К.	Главы: 2, 5, 6; Составление и оформление графических приложений
Руководитель отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ, исполнитель:  Исламов Х.М.	Разделы: 5.5, 5.6
Ведущий инженер отдела охраны окружающей среды, исполнитель:  Ибраева А.Н.	Глава 9

Нормоконтролер:  Сейткалиева Г.К.

Шестоперова Л.В., Сейткалиева Г.К. и др. **«Дополнение к Проекту разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Кержалы в Актюбинской области согласно контракту недропользования №5173-УВС от 16 февраля 2023 года».**

Текст 113 стр., 16 рис., 34 таблиц, 5 текстовых приложений.

Папка – 12 графических приложений на 12 листах, все – н/с.

Организация-составитель - ТОО «КазНИГРИ».

Лицензии: «Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов», «Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды».

Дата составления проекта: 2026 г.

Адрес: Республика Казахстан, Атырауская обл., г. Атырау, ул. Айтеке-би, дом 43А.

Организация-заказчик проекта - ТОО «Kenzhaly Petroleum (Кенжалы Петролеум)»

Адрес: Республика Казахстан, г. Актобе, мкр. Алтын Орда, дом 48В, корпус 3, кв. 66.

Контракт №5173-УВС от 16 февраля 2023 года на разведку и добычу углеводородов на участке «Кержалы» расположенного в Актюбинской области Республики Казахстан.

Реферат. ТОО «Kenzhaly Petroleum (Кенжалы Петролеум)» проводит разведочные работы на участке «Кержалы», расположенном в Темирском и Байганинском районах Актюбинской области. На контрактном участке «Кержалы» по результатам структурно-поискового бурения ранее установлены признаки нефти в отложениях средней юры, пермотриаса на соляных куполах Кенжалы и Шиели. ТОО «АктюбНИГРИ» по договору с ТОО «Kenzhaly Petroleum (Кенжалы Петролеум)» в 2024 году составило «Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Кержалы в Актюбинской области», где запроектировали изучение территории с помощью субатомной технологии, а также бурение двух независимых разведочных скважин на структурах Кенжалы и Шиели и их исследование.

В 2025 году Недропользователь выполнил переобработку и переинтерпретацию данных 2Д сейсморазведки 1993-1998 гг. В результате уточнено строение структур, расположенных на контрактной территории, даны рекомендации на бурение разведочных скважин на перспективных структурах Майтобе и Шиели.

В соответствии с этим отчетом, в настоящем проектом документе проектируется бурение двух разведочных скважин МТ-1 и Ш-1 проектными глубинами, соответственно, 3500 и 1400 м.

В Проекте обоснованы: методика и объем проектируемых работ, цели и задачи этих работ, условия проводки и испытания перспективных горизонтов, объемы промыслово-геофизических исследований и отбора керна и шлама, пластовых флюидов, виды аналитических исследований, основные технико-экономические показатели.

Ключевые слова. Восточная часть Прикаспийской впадины, надсолевые отложения, межкупольные зоны, структуры примыкания к соли, нефтегазоносность юрских, триасовых и пермотриасовых отложений, перспективы нефтегазоносности, бурение разведочных скважин.

Полезные ископаемые: нефть, газ, газоконденсат

Наименование объекта работ: участок недр Кержалы

Местонахождение объекта работ: Республика Казахстан, Актюбинская область.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку проектного документа

«Дополнение к Проекту разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Кержалы в Актюбинской области, с материалами оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) к нему»

1. Основание для выдачи геологического задания

- ТОО «Kenzhaly Petroleum» является недропользователем на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Кержалы.
- Контракт предусматривает 6-летний период разведки, подготовительный период (при необходимости) и период добычи.
- Площадь участка недр (геологического отвода) составляет 1299,83 кв. км. Глубина разведки - до минус 5000м.

По результатам переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных 2Д в 2025 году на участке Кержалы в надсолевых отложениях установлены перспективные структуры Майтобе, Шиели, Кенжалы.

2. Цели и требования к выполнению работ

В Дополнении к проекту разведочных работ обосновываются:

- 1) объемы и значимость имеющихся исторических данных, степень изученности участка недр для проведения разведочных работ;
- 2) задачи разведочных работ;
- 3) местоположение проектных скважин, проектные глубины и проектные горизонты;
- 4) интервалы отбора керна и шлама, лабораторные исследования (стандартный и специальный анализы керна) при планировании таких работ;
- 5) порядок испытания нефтегазоносных горизонтов в процессе бурения и опробования в колонне;
- 6) комплекс геофизических исследований скважин в открытом стволе и колонне, комплекс гидродинамических исследований скважин, отбор и лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб флюидов;
- 7) мероприятия по охране недр и окружающей среды при проведении разведочных работ;
- 8) объемы и сроки выполнения разведочных работ;
- 9) инвестиции и ожидаемая эффективность геологоразведочных работ;
- 10) прогнозируемый дебит нефти и газа по проектным скважинам при опробовании;
- 11) размер суммы обеспечения исполнения недропользователем обязательств по ликвидации последствий недропользования;
- 12) обоснование объемов планируемых работ.

3. Проектная документация должна соответствовать требованиям регламентирующих документов и отвечать нормам, правилам и государственным стандартам Республики Казахстан, в том числе:

- Кодекс о недрах и недропользовании Республики Казахстан от 27.12.2017г. № 125-VI ЗРК;
- «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» от 15.06.2018г. №239;

MR

- К Дополнению Проекта разведочных работ необходимо разработать материалы оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) на основании проектных решений и в соответствии с требованиями Экологического Кодекса РК от 02.01.2021г. и Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».
- Подрядчик обязан провести общественные слушания по материалам оценки воздействия на окружающую среду, включая публикации и объявления в СМИ, в соответствии с требованиями Экологического Кодекса РК от 02.01.2021г. и Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний».
- Согласование и утверждение Проекта с контролирующими органами согласно действующему законодательству.

4. Ожидаемые результаты

- «Дополнение к Проекту РР» должен быть разработан в соответствии с существующими инструкциями, правилами, стандартами и методическими рекомендациями.
- К «Дополнению к Проекту РР» также необходимо разработать и согласовать материалы оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды).
- Проект оценки воздействия на окружающую среду «Отчет о возможных последствиях» или «Раздел охраны окружающей среды» разрабатывается в соответствии с действующими законами, нормами и правилами РК.

При реализации экологической части проекта Проектная организация обязана выполнить следующий объем работ:

- Подготовка Заявления о намечаемой деятельности с материалами экологической экспертизы и размещение на портале уполномоченного органа.
- Корректировка материалов оценки воздействия на окружающую среду по проекту с учетом заключения по результатам скрининга и (или) заключения по определению сферы охвата.
- Подготовка «Отчета о возможных последствиях» или «Раздела ООС», организация и проведение общественных слушаний по проектам, выносимым на экологическую экспертизу.
- Согласование «Отчета о возможных последствиях», получение заключения по «Отчету о возможных последствиях» (при необходимости).
- Исправление замечаний по материалам оценки воздействия на окружающую среду, возникающих в ходе проведения государственной экологической экспертизы или в рамках получения экологического разрешения на воздействие.

По завершении Работ Подрядчик обязан предоставить Заказчику следующую документацию:

- Отчет о возможных воздействиях для Проекта (1 экз.) с заключением экологической экспертизы или проект Раздел охраны окружающей среды (1 экз.).
- Электронную версию материалов оценки в формате word, PDF, включая материалы оценки, выполненные в специализированном программном обеспечении, ЭРА (архив ЭРА).
- «Дополнение к Проекту РР» должен быть своевременно согласован Исполнителем на заседании НТС Заказчика.
- Необходимо своевременно устранять замечания (при наличии таковых) от эксперта государственной экологической экспертизы. Предоставить Заказчику положительное заключение экспертизы по экологическому проекту.

5. Сроки выполнения работ

- Разработка «Дополнения к Проекту» - 20 дней (без учета времени согласования в госорганах).
- Скрининг воздействий намечаемой деятельности, получение Заключения об определении

MR

сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности и составление отчета «Экологической оценки воздействия на окружающую среду» (далее – ОВВ/РООС) – 30 дней (вид экологической оценки определяется скринингом воздействия ОВВ или РООС).

- Согласование ОВВ/РООС в уполномоченном органе в области ООС, организация и проведение общественных слушаний в период государственной экологической экспертизы. Получение Заключения государственной экологической экспертизы – 45 дней (установлено Государственным органом со дня получения заключения экологического скрининга).

ЗАКАЗЧИК
ТОО «Kenzhaly Petroleum»

Генеральный директор
Махмудов М. Р.



ПОДРЯДЧИК
ТОО «KazNIGRI»

Директор
Юсубалиев Р.А.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Реферат	3
Введение	11
2. Географо-экономические условия	14
3. Геолого-геофизическая изученность	16
3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	16
3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	20
3.3. Геофизические и геохимические исследования	20
4. Геологическое строение	21
4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез	21
4.2. Тектоника	28
4.3. Нефтегазоносность	37
4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза	39
5. Методика и объем проектируемых разведочных работ	45
5.1. Цели и задачи разведочных работ	45
5.2. Система расположения разведочных скважин	45
5.3. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ	48
5.4. Геологические условия проводки скважин	52
5.5. Характеристика промывочной жидкости	54
5.6. Обоснование типовой конструкции скважин	58
5.7. Оборудование устья скважин	60
5.8. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований	60
5.8.1. Отбор керна и шлама	60
5.8.2. Геофизические и геохимические исследования	62
5.8.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов	64
5.8.4. Лабораторные исследования	67
6. Попутные поиски	68
7. Обработка материалов поискового бурения	69
8. Ликвидация и консервация последствий деятельности недропользования по углеводородам	70
9. Мероприятия по обеспечению рационального пользования и охране недр и окружающей среды	76
9.1. Охрана недр	76
9.2. Оценка воздействия на окружающую среду	77
9.3. Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению	83
9.4. Охрана труда, техника безопасности и промышленная санитария	85
10. Продолжительность проектируемых работ	89
11. Предполагаемая стоимость проектируемых работ	92
12. Ожидаемые результаты работ	93
12.1. Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа	93
13. Основные технико-экономические показатели разведочных работ	95
Заключение	96
Список использованных источников	97
Приложение 1	99
Приложение 2	104
Приложение 3	106
Приложение 4	109
Приложение 5	10912

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 1.1 - Обзорная карта	13
Рис. 4.2.1 - Тектоническая схема восточной прибортовой части Прикаспийской впадины [].....	28
Рис. 4.2.2 - Отражающие горизонты, прослеженные в межкупольной части соляных куполов Жарлыоба-II и Кумбауроба	29
Рис. 4.2.3 - Структурная карта по кровле ассельско-сакмарско-артинских отложений (отражающий горизонт П ₁).....	30
Рис. 4.2.4 - Фрагмент структурной карты по ОГ VI.....	30
Рис. 4.2.5 - Структурная карта по отражающему горизонту VI [20].....	31
Рис. 4.2.6 - Структурная карта по отражающему горизонту Р ₂	32
Рис. 4.2.7 - Структурная карта по отражающему горизонту D.....	33
Рис. 4.2.8 - Структурная карта по отражающему горизонту Т ₁ -top.....	34
Рис. 4.2.9 - Структурная карта по отражающему горизонту Т ₂	35
Рис. 4.2.10 - Структурная карта по отражающему горизонту Т ₃	36
Рис. 4.2.11 - Структурная карта по отражающему горизонту V.....	37
Рис. 5.2.1 – Геолого-сейсмический профиль через проектную разведочную скважину Ш-1	46
Рис. 5.2.2 – Глубинный сейсмический разрез через проектную разведочную скважину Ш-1	46
Рис. 5.2.3 – Геолого-сейсмический профиль через проектную разведочную скважину МТ-1	47
Рис. 5.2.4 – Глубинный сейсмический разрез через проектную разведочную скважину МТ-1	47
Рис. 5.3.1 - Контур сейсмической съемки 3D на структуре Майтобе	48

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 - Географо-экономические условия.....	14
Таблица 3.1.1 - Геолого-геофизическая изученность участка «Кержалы».....	19
Таблица 3.1.2 - Изученность участка «Кержалы» бурением.....	19
Таблица 3.3.1 - Выполненный комплекс геофизических исследований.....	20
Таблица 5.3.1 – Координаты угловых точек сейсмической съемки МОГТ-3D.....	48
Таблица 5.3.2 - Рекомендуемые параметры систем наблюдений МОГТ-3D.....	49
Таблица 5.3.3 - Рекомендуемые параметры регистрации сейсмических данных МОГТ-3D	50
Таблица 5.3.4 - Ориентировочные параметры свип-сигнала	50
Таблица 5.3.5 - Геологические условия проводки скважин МТ-1 и Ш-1	52
Таблица 5.4.1 - Проектный стратиграфический разрез скважины МТ-1	53
Таблица 5.4.2 - Проектный стратиграфический разрез скважины Ш-1	53
Таблица 5.4.3 - Ожидаемые осложнения при бурении скважины Ш-1.....	54
Таблица 5.4.4 - Ожидаемые осложнения при бурении скважины МТ-1.....	54
Таблица 5.5.1 – Типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважины Ш-1	56
Таблица 5.5.2 – Типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважины МТ-1.....	57
Таблица 5.6.1 - Рекомендуемая конструкция скважины с проектной глубиной 1400 ± 250 м	58

Таблица 5.6.2 - Рекомендуемая конструкция скважины МТ-1 проектной глубиной 3500 ± 250 м	59
Таблица 5.7.1 - Спецификация устьевого оборудования и ПВО	60
Таблица 5.8.1.1 - Проектные интервалы отбора керна по проектируемым скважинам	61
Таблица 5.8.2.1 - Планируемый комплекс ГИС в проектируемой скважине Ш-1 глубиной 1400 ± 250 м.	62
Таблица 5.8.2.2 - Планируемый комплекс ГИС в проектируемой скважине МТ-1 глубиной 3500 ± 250 м.	63
Таблица 5.8.3.2 - Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне по проектируемым скважинам МТ-1 и Ш-1	66
Таблица 5.8.3.3 - Прогнозируемые дебиты нефти, плотности и газосодержания нефти	66
Таблица 5.8.4.1 - Лабораторные исследования	67
Таблица 7.1 - Основные показатели проектируемых работ в скважинах МТ-1 и Ш-1	69
Таблица 8.1 - Необходимое количество цементных мостов для ликвидации скважин	72
Таблица 8.2 - Стоимость 1 бригады-часа при ликвидации скважин	72
Таблица 8.3 - Расчет стоимости ликвидации одной скважины и продолжительность ликвидационных работ по скважине МТ-1	73
Таблица 8.4 - Расчет стоимости ликвидации одной скважины и продолжительность ликвидационных работ по скважине Ш-1	74
Таблица 8.5 - Расчет размера суммы установки тумбы (1х1х1м)	75
Таблица 8.6 - Объемы работ по рекультивации площадки одной скважины	75
Таблица 8.7 - Общая стоимость ликвидации и рекультивации одной скважины	75
Таблица 10.1 - Общая информация о проектных разведочных скважинах и планируемых сроках бурения	90
Таблица 10.2 - Рекомендуемый календарный план выполнения разведочных работ на участке Кержалы на 2026-2028 гг.	90
Таблица 11.1 - Планируемые финансовые затраты на период проведения разведочных работ	92
Таблица 12.1 - Подсчет перспективных ресурсов триасового и верхнепермского комплекса по категории С ₃	94
Таблица 13.1 - Основные технико-экономические показатели разведочных работ	95

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование приложения	Стр.
1	2	3
1	Государственная лицензия ТОО «КазНИГРИ»	99
2	Геологический отвод с картограммой	104
3	Протокол № 05/2026 заседания Научно-Технического Совета ТОО «КазНИГРИ» от 26.03.2026 г.	106
4	Протокол совместного геолого-технического совещания специалистов ТОО «Kenzhaly Petroleum (Кенжалы Петролеум)» и ТОО «КазНИГРИ» от 30.03.2026 г.	109
5	Экологическое заключения от Департамента экологии Актюбинской области	112

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование	Номер прил.	Кол-во листов	Масштаб
1	2	3	4	5
1.	Прогнозный литолого-стратиграфический разрез	1	1	1: 5 000
2.	Схема буровой и сейсмической изученности	2	1	1: 100 000
3.	Структурная карта по отражающему горизонту D (основание триасового комплекса)	3	1	1: 100 000
4.	Структурная карта по отражающему горизонту P ₂ (устойчивый горизонт в отложениях перми)	4	1	1: 100 000
5.	Структурная карта по отражающему горизонту V (основание нижнеюрских отложений)	5	1	1: 100 000
6.	Структурная карта по отражающему горизонту VI (кровля соленосных отложений кунгура)	6	1	1: 100 000
7.	Структурная карта по отражающему горизонту T ₁ -top (предположительно кровля нижнего триаса)	7	1	1: 100 000
8.	Структурная карта по отражающему горизонту T ₂ (устойчивый горизонт в отложениях триаса)	8	1	1: 100 000
9.	Структурная карта по отражающему горизонту T ₃ (устойчивый горизонт в отложениях триаса)	9	1	1: 100 000
10.	Фрагменты структурных карт по отражающим горизонтам	10	1	1: 25 000
11.	Геолого-сейсмические разрезы через проектные скважины III-1 и МТ-1	11	1	гор 1: 10 000
12.	Геолого-технический наряд	12	1	1: 5 000

Всего 12 графических приложений на 12 листах

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее «Дополнение к Проекту разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Кержалы в Актюбинской области согласно контракту №5173-УВС от 16 февраля 2023 года» (далее – Проект) выполнено на основании договора №КР-2026-01 от 26.01.2026 года между ТОО «Kenzhaly Petroleum (Кенжалы Петролеум)» и ТОО «КазНИГРИ» (далее – Договор).

ТОО «Kenzhaly Petroleum (Кенжалы Петролеум)» (далее – Недропользователь) проводит операции по недропользованию на участке недр Кержалы (далее – Участок) в соответствии с Контрактом на разведку и добычу углеводородов №5173-УВС от 16 февраля 2023 года (далее – Контракт №5173-УВС).

Согласно Контракту №5173-УВС на разведку и добычу углеводородов на участке Кержалы, срок проведения геологоразведочных работ составляет 6 лет (2023–2029 гг.).

Участок «Кержалы» в административном отношении расположен на территориях Темирского и Байганинского районов Актюбинской области Республики Казахстан.

Общая площадь участка составляет 1299,83 кв. км. Глубина геологического отвода – до -5000 м (Текстовое приложение 1).

Сейсмическими работами на участке выявлены надсолевые локальные структуры. Бурением данный участок изучен очень слабо. Недалеко от исследуемой территории в надсолевом комплексе открыты месторождения нефти и газа - Шубаркудук, Жаксымай, Сайгак, Кенкияк. На территории участка Кержалы в период 1946-1950 годов проведен комплекс региональных и площадных геолого-геофизических работ с применением структурно-поискового и разведочного бурения. В результате мелкого и глубокого бурения также выявлены нефтенасыщенные горизонты в отложениях средней юры и пермотриаса, приуроченные к сводам соляных куполов Шиели (Чиили). В связи с непромышленными притоками нефти, работы на данной площади были приостановлены.

Дальнейшие площадные сейсморазведочные работы на исследуемой территории проводились в 1987-1989 и 1991-1992 гг. Турланской геофизической экспедицией. Этими работами в надсолевом комплексе пород выявлены структуры, расположенные в сводовых и присводовых частях соляных куполов.

Качественно новый этап исследований начался в 1990-х годах с привлечением международных нефтегазовых компаний. Сейсмические исследования проводились последовательно несколькими операторами:

- Компанией Elf Aquitaine (1993-1994 гг.);
- Консорциумом Shell Tern Petroleum Development B.V. и PetroAlliance (1998 г.);
- Maersk Oil Kazakhstan GmbH (2001 г.).

Сейсмические работы проводились, преимущественно, на подсолевой комплекс в пределах Темирского блока с охватом сопредельных участков, в том числе по территории участка Кержалы.

В результате комплексного обобщения всех результатов геологоразведочных работ, включая поверхностные геохимические исследования, компанией Maersk Oil Kazakhstan GmbH была подготовлена серия карт: в том числе по сейсмическому отражающему горизонту D (подошва триасовых отложений) с прогнозом ловушек, перспективных для обнаружения нефтяных залежей в наиболее перспективных триасовых отложениях. В пределах блока Кержалы была выделена только одна надсолевая ловушка в северо-западном углу, названная Алтыкасо (Altykaso), экранированная соляным штоком. Бурение в пределах ловушки не проведено.

Геологоразведочные работы на контрактной территории Недропользователем ТОО «Kenzhaly Petroleum (Кенжалы Петролеум)» начаты в 2023 г.

В этом же году ТОО «АктюбНИГРИ» по договору с Недропользователем составил «Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Кержалы в Актюбинской области», где были запроектированы следующие виды работ:

- Субатомная технология на площади 300 кв. км.
- Бурение, исследование и испытание разведочных независимых скважин на структуре Шиели: Ш-1 глубиной 1200 м (проектный горизонт Р₂) и Ш-2 глубиной 1200 м (проектный горизонт – Р₂) на западном крыле структуры Шиели.

Этот Проект составлен на основе материалов сейсморазведочных работ, проведенных Турланской ГЭ. Данный объем работ по бурению скважин был запланирован на период 2024-2025 гг.

За 2023 год по проекту были выполнены в полном объеме работы с применением субатомной технологии на участке Кержалы. По результатам были получены карты аномалий собственного излучения углеводородов и выделены точки экстремума в аномалиях максимальной интенсивности. После проведенных исследований и наложении полученных данных на имеющуюся геологическую информацию, были выявлены объекты, которые ранее не представляли интерес. В связи с этим, Недропользователем было принято решение проводить переобработку и переинтерпретацию сейсмических данных прошлых лет.

В 2024 году ТОО «АктюбНИГРИ» составили отчет «Авторский надзор за реализацией проектных решений при разведочных работах по поиску залежей углеводородов на участке Кержалы...», в котором запланировано проведение в 2025-2026 гг. переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных 2Д на участке Кержалы, а также перенос сроков бурения двух проектных скважин Ш-1 и Ш-2 на структуре Шиели с проектной глубиной 1200 м на 2026-2027 гг.

Согласно Проекту, Компания ТОО «PGS» по договору с Недропользователем в 2025 году выполнила переобработку и переинтерпретацию материалов сейсморазведки, проведенной в 1993-1997 годы различными Компаниями, в том числе французской Компанией «ЭльфНефтегаз» в пределах Темирского блока с охватом территории участка Кержалы. В результате уточнено строение соляных структур и межкупольных зон по отражающим горизонтам D, P₂, VI, T₁, T₂, T₃, V выделены перспективные структуры Майтобе и Шиели для постановки бурения поисковых скважин.

В связи с получением новых данных по строению надсолевых отложений, Недропользователем было принято решение о переносе точек бурения на новые объекты, что явилось основанием подготовки настоящего проектного документа по поиску углеводородов. Проект составлен также с целью определения объема геологоразведочных работ на 2026-2029 гг.

Настоящее «Дополнение к Проекту...» составлено согласно геологическому заданию к Договору и в соответствии с требованиями:

- Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года №125-VI (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2023 г.);
- Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.03.2023 г.);
- Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденных Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года №239;
- Методических рекомендаций по составлению проектов разведочных работ углеводородов (изменения и дополнения к нему), утвержденных Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года №329.

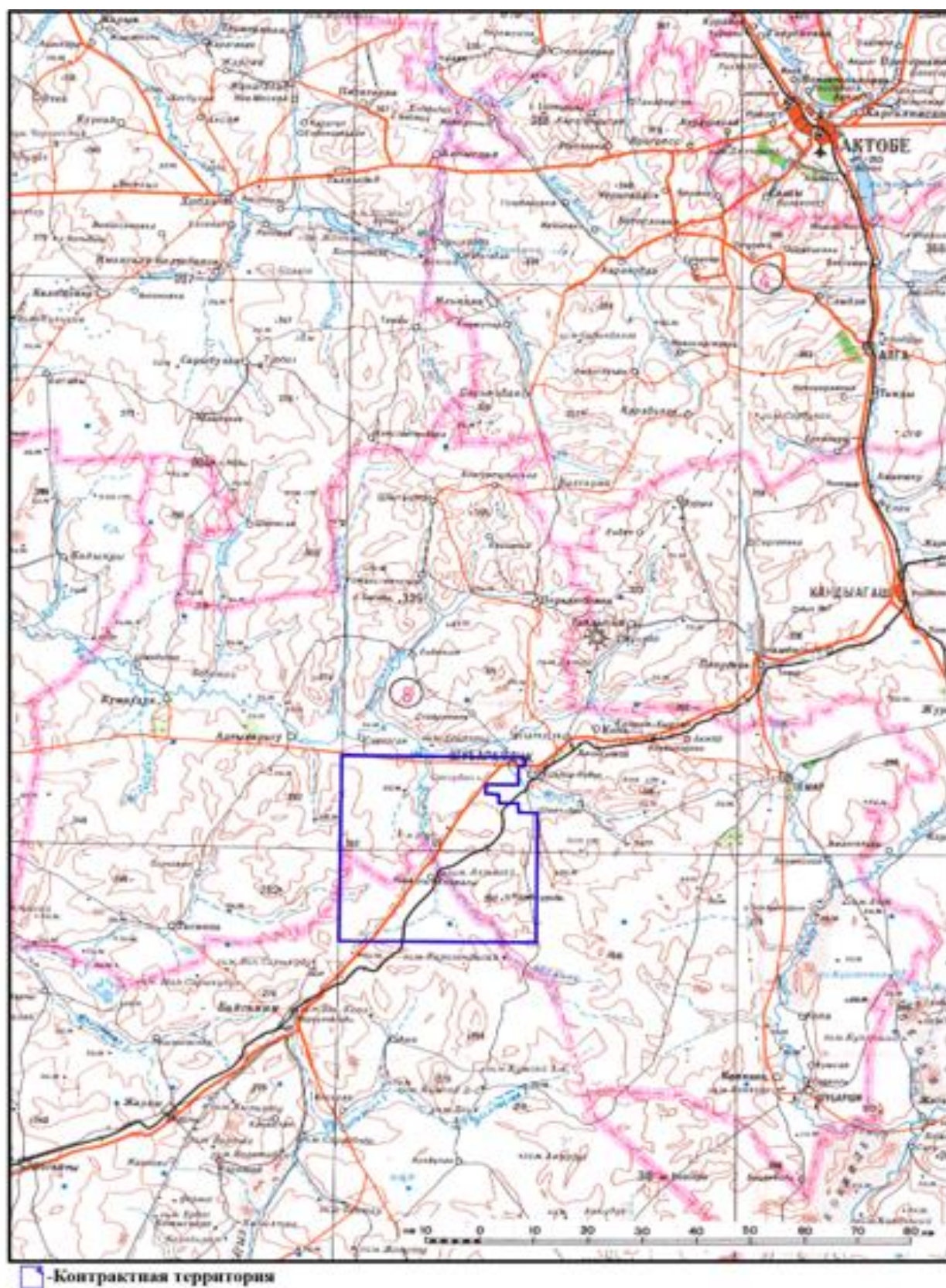


Рис. 1.1 - Обзорная карта

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Таблица 2.1 - Географо-экономические условия

№ п/п	Наименование	Географо-экономические условия
1	Географическое положение района работ	Темирский и Байганинский районы Актыубинской области Республики Казахстан
2	Место базирования участка недр Кержалы	Темирский и Байганинский районы Актыубинской области Республики Казахстан. Площадь проектируемых работ расположена на расстоянии 140 км от областного центра г. Актобе, 4 км от районного центра п. Шубаркудук, 50 км от г. Кандыагаш и 90 км от г. Алга
3	Сведения о рельефе местности	Рельеф местности холмисто-увалистый, с густой овражно-балочной сетью и массивами закрепленных песков. Абсолютные отметки колеблются от + 170 до + 270 м
4	Характеристика гидросети	Гидрография района представлена реками Кенжалы и Шиели.
5	Количество скважин для водоснабжения	Не указано (при отсутствии поверхностных водоисточников)
6	Температурный режим	Климат резко континентальный, с перепадами температур от +40°С летом до -38°С зимой
7	Количество осадков	Среднегодовое количество осадков составляет 120-200 мм, преимущественно в осенне-зимний период
8	Ветровой режим	Преобладают ветры различных направлений. Летом – северо-восточные и северные, зимой – северо-восточные и юго-западные. Средняя скорость 2,2-4,5 м/с, среднегодовая 3,6 м/с
9	Снежный покров	Средняя максимальная высота снежного покрова - 10-15 см, в малоснежные зимы – до 30-50 см
10	Геокриологические условия	Отсутствуют
11	Отопительный сезон	С октября по апрель
12	Растительный и животный мир	Степная растительность с кустарниками в оврагах и по берегам рек. Древесная растительность - в поймах рек Кенжалы и Шиели. Животный мир: сайгаки, джейраны, волки, лисы, барсуки, кабаны, грызуны и пресмыкающиеся
13	Населенные пункты	Крупный населенный пункт – Шубаркудук (железнодорожная станция)
14	Состав населения	Преимущественно казахи
15	Ведущие отрасли	Сельское хозяйство, животноводство, земледелие
16	Материально-технические базы	На станции Жаксымай расположена база производственно-технического снабжения и нефтеналивные эстакады
17	Нефте- и газопроводы	Кенкиак – Атырау
18	Источники энергоснабжения	Дизель-генераторы
19	Виды связи	Сотовая связь.

20	Пути сообщения	Грунтовые дороги, пригодные для передвижения в сухое время года. Участок пересекают железная дорога Астана-Атырау и автотрасса Актобе-Атырау
21	Перевозка вахт	Автотранспорт
22	Транспортная инфраструктура	В 4 км - станция Шубаркудук, в 50 км - узловая станция Кандыгааш
23	Полезные ископаемые и стройматериалы	Не выявлены

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Территория восточной части Прикаспийской впадины с различной степенью детальности изучена комплексом геолого-геофизических исследований, включающим опорное, параметрическое и глубокое, а также структурно-поисковое бурение, геологическую съёмку, аэромагнитную съёмку масштабов 1:500 000, 1:200 000, 1:100 000 и 1:50 000, электроразведку в модификациях ТТ, МТЗ, ЗСТ, а также сейсморазведку методами МОВ, КМПВ, МРНП, ГОЗ и МОГТ.

Геофизические исследования

Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа в восточной части Прикаспийской впадины применяются с начала 1930-х годов. На начальном этапе гравиметрические, магнитометрические, сейсмические и электроразведочные исследования проводились на ограниченных участках известных нефтепромыслов, а также по отдельным маршрутам и носили преимущественно ознакомительный характер. Планомерные геофизические исследования были начаты с 1960 года в соответствии с генеральным планом, разработанным научно-исследовательскими и производственными организациями.

На контрактной территории проведены грави- и магниторазведочные съёмки в масштабах 1:200 000 и 1:50 000.

В 1945 и 1947 годах на структуре Шиели были проведены сейсморазведочные работы методом МПВ (Скутин С.А., «Актюбнефть»). По результатам работ построена структурная карта по поверхности соляного купола Шиели.

В 1946 и 1947 годах проводились геолого-съёмочные работы на планшетах М-40-101 и М-40-113 (Скутин С.А., «Актюбнефть»). По результатам работ составлена геологическая карта масштаба 1:100 000 южной части планшета М-40-101, а также геологическая карта масштаба 1:25 000 северной части планшета с отображением куполов Кенжалы и Базгобак.

В 1964 году был отработан региональный профиль ХХП методами МОВ и КМПВ. В 1965 году на крыльях купола Шубаркудук проведены сейсморазведочные работы методами МРНП и МОВ. По результатам сейсморазведочных работ в качестве первоочередного объекта рекомендовано юго-восточное крыло купола.

В 1987–1989 гг. Турланской геофизической экспедицией к западу от Темирского карбонатного массива проведены поисковые сейсморазведочные работы методом МОГТ. В результате этих работ изучено строение подсолевых структур Ушбулак, Кенжалы, Шиели, Шубаркудук, Шиликты, Шиликты Северный, Жаманаш. По надсолевому комплексу выявлен ряд структур в пермотриасовых отложениях: Кызыл-Акрап, Егенды, Кумкудук, Шагырлы, Шокпарсай, Алтынбек, Шубаржилян, Жаманаш, Жаксымай, Кейкебас, Шубаркудук, Игибай; а также в отложениях юрского сейсмокомплекса: Кумкудук, Тогузба, Шокпар Северный.

В 1991–1992 годах Турланской геофизической экспедицией в пределах надсолевых структур Ушбулак, Кенжалы, Шиели, Шубаркудук, Шиликты, Шиликты Северный и Жаманаш проведены поисково-детальные сейсморазведочные работы методом МОГТ.

В 1993–1997 годах французской компанией «Эльф» проведены сейсморазведочные работы в пределах Темирского блока, включая территорию участка Кержалы. Геолого-сейсмическая изученность участка Кержалы представлена в графическом приложении 1.

Согласно ПРР, в 2023 году ТОО «KAZ-Waterhunters» в соответствии с договором № КР-2023-04 от 26.06.2023 г. выполнило исследования по оценке участка Кержалы с применением субатомной технологии. В рамках работ выполнены привязка и ранжирование субатомных аномалий, обусловленных залежами углеводородов, в интервале глубин до 6 км на площади около 300 км² в пределах исследуемого участка.

Выявленные аномалии отображены на космоснимках, картах и в координатной сетке, а также проведена оценка вероятности геологического успеха наиболее перспективных объектов. По результатам выполненных работ установлено, что экстремумы максимальной интенсивности аномалий собственного излучения углеводородов выходят за пределы предполагаемых перспективных структур.

После получения дополнительной геолого-геофизической информации по участку Кержалы недропользователем принято решение о выполнении переобработки и переинтерпретации сейсмических данных прошлых лет (1994–2002 гг.) с учётом новой информации, полученной по результатам применения субатомной технологии. По результатам указанных работ планируется провести ранжирование структур по степени их перспективности в нефтегазоносном отношении.

В 2025 г. ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» выполнен отчет «Переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных данных 2D на участке Кержалы в 2024–2025 гг.». Обработка сейсмических материалов МОГТ 2D проводилась во временной и глубинной областях с использованием лицензионного закрытого программного продукта SPArk 1.5 компании PGS. Структурная и динамическая интерпретация выполнялись с применением интерпретационных комплексов Petrel, GeoGraphix Discovery и DUG Insight. Работы по интерпретации включали структурную и динамическую составляющие.

По результатам выполненных работ построены структурные карты по отражающим горизонтам: П1 — кровля подсолевых отложений; VI — кровля кунгурской соли; P2 — горизонт в верхнепермских отложениях; D — подошва триасового несогласия; T1-top — кровля нижнетриасовых отложений; T2 — горизонт в триасовых отложениях; T3 — горизонт в верхнетриасовых отложениях; V — подошва юрских отложений. Структурные карты представлены в масштабах 1:100 000 и 1:25 000. Авторами отчета даны рекомендации по постановке поисково-разведочных скважин. Наиболее перспективными в нефтегазоносном отношении определены западные склоны соляных структур Шиели и Кумбауроба, где впервые выявлена структура примыкания к соляному куполу — Майтобе.

Изученность глубоким бурением контрактной и прилегающих территорий

В пределах восточного борта Прикаспийской впадины (Актюбинская область) геолого-поисковые и разведочные работы на нефть и газ проводятся с 1930 года. В период 1931–1933 гг. были открыты два нефтяных месторождения — Шубаркудук и Жаксымай. В 1959 году в результате разведочных работ открыто месторождение нефти Кенкияк (надсолевой), а в 1996 году, в непосредственной близости к участку Кержалы, — месторождение Сайгак.

В результате крелиусного и разведочного бурения на северо-восточной части структуры Шиели выявлены признаки нефти в отложениях пермтриаса, средней юры, неокома и апта. Из 67 крелиусных скважин, пробуренных на площади, в 21 скважине зафиксированы признаки нефти, в том числе в 20 скважинах — в среднеюрских отложениях. В неокомских отложениях признаки нефти отмечены в скважине К-65, в аптских — в скважине К-13. Наибольшее количество признаков нефтеносности установлено на северном крыле структуры Шиели.

В скважинах К-1, К-6, К-7 и К-15 установлен нефтеносный горизонт в среднеюрских отложениях мощностью более 30 м. Отобранные образцы керна в свежем виде содержали жидкую нефть. При бурении скважины К-1 с применением глинистого раствора на поверхность поступала жидкая нефть. По данным исследования керна нефть характеризуется как тяжёлая, местами окисленная. Кроме того, признаки нефти отмечены в скважинах К-28, К-31, К-37 и К-47 структуры Шиели. В скважине К-51, пробуренной в пределах поднятия юрских отложений, также зафиксированы признаки нефти.

Глубокие разведочные скважины, пробуренные на северо-восточной части купола Шиели, подтвердили данные крелиусного бурения о наличии нефти в юрских отложениях. Так, в скважине Г-2 из интервала 168–173 м получен приток тяжёлой смолистой нефти (гудрона) дебитом 0,04 т/сут. В скважине Г-1 из отложений пермотриаса получен приток воды с нефтяной плёнкой. В скважинах Г-3 и Г-5 при испытании пластов пермотриаса, характеризующихся повышенным сопротивлением и наличием признаков нефти, получен приток воды. В скважине Г-6 из юрских отложений получен незначительный приток нефти и воды.

На куполе Кенжалы структурно-поисковое бурение проводилось в 1946–1947 гг., по результатам которого составлена структурная карта по кровле юрских отложений. В 1946–1949 гг. на данном участке пробурено значительное количество мелких картировочных и структурных скважин, вскрывших отложения мела, юры, триаса, а в отдельных случаях — породы верхней перми на сводах и бортах соляных куполов.

При проведении структурно-поискового бурения в северной части структуры Кенжалы в крелиусных скважинах К-5 и К-7 при проходке среднеюрских отложений наблюдалось слабое газирование глинистого раствора. Кроме того, в скважине К-7 после её ликвидации отмечено переливание через устье слабосолёной воды с выделением пузырьков газа и плёнки нефти. В скважине К-8, расположенной к северо-западу от скважины К-7, также наблюдалось слабое газирование глинистого раствора при проходке неокомских отложений.

Несмотря на наличие нефтепроявлений и признаков нефти в мелких скважинах, при бурении глубокой скважины глубиной 2035 м признаки нефти и газа в керне не выявлены. По результатам промыслово-геофизических исследований во вскрытом разрезе пласты, перспективные на нефть и газ, не выделены. Скважина ликвидирована по I категории, пункт «а», как выполнившая своё геологическое назначение.

Таблица 3.1.1 - Геолого-геофизическая изученность участка «Кержалы»

№ п/п	Автор, название отчета, организация, год	Вид и масштаб работ	Краткие результаты исследований
1	2	3	4
1.	А.Н. Джангиров, С.Ф. Хафизов и др. Отчет «Переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных данных 2D на участке Кержалы в 2024-2025 гг.», г. Алматы, 2025 г.	Сейсморазведка МОГТ 2D, масштаб 1:100 000	Построены структурные карты по отражающим горизонтам П1 - кровля подсолевых отложений; VI - кровля кунгурской соли; Р2 – горизонт внутри в верхнепермских отложениях; D – подошва триасового несогласия; T1-top – кровля нижнетриасовых отложений; T2 – горизонт в триасовых отложениях; T3 – горизонт в верхнетриасовых отложениях; V - подошва юрских отложений. Карты представлены в масштабах 1:25 000 и 1:100 000

Таблица 3.1.2 - Изученность участка «Кержалы» бурением

№ п/п	№ скважины	Категория скважины	Фактическая глубина (м)	Конструкция скважин	Дата бурения (начало /конец)	Результаты бурения, опробования, испытания, состояние скважины (ликвидирована, консервация)
			Фактический горизонт (м)			
1	2	3	4	5	6	7
Скважины, находящиеся в пределах участка Кержалы						
1.	Кенжалы 1	Поисковая	2035	Направление - 299 мм x17 м; Кондуктор - 219,1 мм x 623 м; Тех. колонна - 146 мм x 2000 м	24.04.1990 27.06.1990	В процессе бурения по керновым материалам признаки нефти и газа не выявлены. По результатам промыслово-геофизических исследований перспективные пласты не выделены. Скважина ликвидирована по I категории, пункт «а», как выполнившая свое геологическое назначение
			P1			
2.	Шиели Г-2	Разведочная	634	Направление - 299 мм x 17 м; Кондуктор - 219,1 мм x 623 м	04.04.1950 26.04.1950	В интервала 168–173 м получен приток тяжелой смолистой нефти. Признаки нефти в керне и повышенные сопротивления отмечены в юрских отложениях (127-133 м, 162-170 м). В отложениях пермотриаса признаков нефти не выявлено. Скважина ликвидирована по геологическим причинам
			PT			

3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

На контрактной территории участка Кержалы ранее пробурены скважины Кенжалы-1, Шиели Г-2, К-1, К-6, К-7, К-15, К-28, К-31, К-37, К-47, Г-1, Г-3, Г-5. Ниже приведены виды и объёмы геофизических исследований, выполненных в скважинах Кенжалы-1 и Шиели Г-2.

3.3. Геофизические и геохимические исследования

Промыслово-геофизические исследования во всех пробуренных скважинах выполнены с целью определения литолого-стратиграфической характеристики разреза, оценки емкостно-фильтрационных свойств пластов-коллекторов, выбора объектов для испытания, а также контроля состояния ствола скважины, качества цементажа и других параметров.

Комплекс исследований включал следующие виды: КС, ПС, КВ, ИК, БКЗ, БК, БМК, МКЗ, НГК, ГК, АК, инклинометрия (см. таблицу 3.3.1).

Площадь Кенжалы. В скважине Кенжалы-1 выполнены следующие виды геофизических исследований (масштаб глубин — 1:500, по всему стволу скважины):

1. Каротаж сопротивлений (КС) и самопроизвольной поляризации (ПС) в интервале 40–1295 м (прибор Э-1).
2. Боковой каротаж (БК) прибором Э-1.
3. Радиоактивный каротаж (ГК, НГК-60) приборами ДРСТ-3-90.
4. Акустический каротаж (АК) прибором СПАК-6.
5. Кавернометрия (КВ) приборами СКП-1, СКПД-3.
6. Профилометрия (ПФ) приборами СКП-1, СКПД-3.
7. Инклинометрия (Инк.) с шагом измерений 20 м (прибор КИТ).
8. Боковое каротажное зондирование (БКЗ) пятью градиент-зондами в подошвенном варианте (А0,4МО; ИМ; А1МО; 5М; А2МО; 5Н; А4МО). Дополнительно выполнена запись кровельным градиент-зондом № 0,5М2А (прибор Э-1).
9. Боковой каротаж (БК) прибором Э-1 (повторные измерения).
10. Боковой микрокаротаж (БМК) приборами МБКД и МБК.
11. Индукционный каротаж (ИК) прибором АИК-М.
12. Радиоактивный каротаж (ГК, НГК-60) прибором ДРСТ-3-90 и гамма-гамма каротаж (ГГК) прибором СГП-2 в интервале 4490–5100 м.
13. Акустический каротаж (АК) прибором СПАК-6 (повторные исследования).
14. Кавернометрия (КВ) прибором СКП-1.
15. Термометрия (тер.) при проведении полного комплекса работ (прибор ТР-7).
16. Микрозондирование (МКЗ) прибором АГАТ-МК.

Таблица 3.3.1 - Выполненный комплекс геофизических исследований

Структура (месторождение)	№ скв.	Год проведения	Забой скважины, м	Виды исследований	Масштаб записи	Интервалы исследований, м
Кенжалы	1	1990	748	ПС, КС, БК, ГК, НГК, АК, КВ, ПФ, Инк.	1:500	0–740
	1	1990	1305	КС, ПС, БК, ГК, НГК, АК, АДК, КВ, ПФ, Инк.	1:500	620–1300
	1	1990	2035	КС, ПС, БК, ГК, НГК, АК, КВ, ПФ, Инк.	1:500	622–2030

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

Геологический разрез участка Кержалы изучен бурением в недостаточной степени. Согласно данным бурения и сейсморазведочных исследований, в разрезе исследуемого участка могут быть вскрыты отложения от четвертичной до девонской систем включительно.

В пределах рассматриваемой территории на дневной поверхности преимущественно развиты верхнемеловые отложения (сеноман, сенон), а также в меньшей степени нижнемеловые отложения (альб). Отложения апта и неокома слагают сводовые части купола Кержалы. Среднеюрские отложения частично обнажаются в северной части крыла купола Кержалы. В строении купола Шиели участвуют отложения от верхнемеловых до кунгурского яруса включительно.

Крелиусскими скважинами в северной части купола Кержалы изучены преимущественно среднеюрские, а также частично нижнеюрские отложения.

Надсолевые отложения на исследуемой площади и прилегающих территориях изучены бурением скважин № 1 (Кержалы) и № 5 (Жаксымай) глубиной 2035 м и 1535 м соответственно. В период изучения территории компанией «Эльфнефтегаз» поисковое бурение проводилось на надсолевых структурах Кызылакырап (скв. Сусар-1, глубина 2827 м), Бадамша (скв. Тасбака-1, глубина 2000 м), Южный Аксай (скв. Каскыр-1, глубина 1500 м), Кызылмурын (скв. Косуля-1), Сайгак (скв. 1 — 3023 м, скв. 2 — 3030 м, скв. 3 — 2200 м).

Исходя из вышеизложенного, литолого-стратиграфическая характеристика прогнозируемых надсолевых отложений участка Кержалы представлена в настоящем проекте на основании анализа материалов по прилегающим площадям и данных бурения скважины Кержалы-1. Обобщённая литолого-стратиграфическая характеристика геологического разреза приведена в графическом приложении 3.

Кунгурский ярус нижней перми (P_{1k})

Наиболее древними отложениями являются осадки кунгурского яруса.

По литологическим признакам кунгурские отложения подразделяются на три пачки: нижнюю — сульфатно-терригенную, среднюю — галогенную и верхнюю — сульфатно-терригенную.

Нижняя сульфатно-терригенная пачка представлена ангидритами, глинами и алевролитами. Средняя пачка сложена преимущественно галогенными породами с содержанием ангидрита и прослоями терригенных пород. Верхняя сульфатно-терригенная пачка представлена песчанистыми глинами, ангидритами и гипсами. Мощность пачек изменяется по площади: на крутых склонах соляных куполов они могут полностью выклиниваться, тогда как в сводовых и присводовых частях мощность варьирует в зависимости от степени размыва.

Соль нередко загрязнена глинистым материалом, однако в большинстве случаев она белая, кристаллическая.

Вскрытая мощность гидрохимической толщи кунгурских отложений на месторождении Шубаркудук (скв. № 4) составляет 1683 м, на месторождении Сайгак (скв. № 6) — до 237 м [14, 16].

Кунгурские отложения на куполе Шиели вскрыты глубокими разведочными скважинами № 1, 4, 5, 7 и 8 и характеризуются небольшой мощностью.

Верхний отдел (P₂)

Верхнепермские отложения широко распространены на восточной окраине Прикаспийской впадины, где вскрыты скважинами в различных структурных условиях — в присводовых частях, на крутых склонах и в межкупольных зонах. Их мощность изменяется

от полного отсутствия в сводах соляных куполов до нескольких километров в межкупольных пространствах.

Отложения верхней перми представлены уфимским, казанским и татарским ярусами. Литологически они сложены чередованием пестроцветных глин, аргиллитов, песков, песчаников и алевролитов.

Глины и аргиллиты преимущественно тёмно-серые, зеленовато-серые, зелёные, красные и кирпично-красные, плотные, местами песчанистые, слюдистые, с шероховатым изломом, с прослоями песчаников и алевролитов, реже — песков. Пески, песчаники и алевролиты полимиктовые, мелко- и среднезернистые, с маломощными прослоями ангидритов и, реже, конгломератов. Мощность отложений существенно варьирует — от первых сотен до первых тысяч метров.

В скважине Кенжалы-1 вскрытая мощность верхнепермских отложений составляет 955 м. В скважине Урхур Южный-1 данные отложения залегают с глубины 785 м до забоя (4644 м), при этом скважина их полностью не вскрыла.

Кровле верхнепермских отложений соответствует сейсмический отражающий горизонт D. В районе скважины Кенжалы-1 его положение хорошо коррелируется с кровлей верхней перми, установленной в скважине Урхур Южный-1. Более детально разрез изучен по данным скважин, пробуренных в пределах Темирского района.

В скважине Урхур Южный-1 суммарная мощность верхнепермских песчаников составляет 450 м, эффективная — 135 м. В скважине Сайгак-1 суммарная мощность песчаников составляет 403 м, эффективная — 143 м. Коэффициент песчанистости (эффективности) данной песчано-глинистой толщи в среднем составляет около 0,3.

Покрышки представлены глинистыми горизонтами, залегающими среди песчанистых отложений. В связи с тем, что данная толща непосредственно перекрывается несогласием триасовых отложений, кровля перспективного объекта сейсмически соответствует поверхности несогласия по подошве триаса.

Триасовая система (Т)

Пестроцветные континентальные отложения триаса с угловым и эрозионным несогласием залегают на породы кунгурского возраста в присводовой части купола, а на погруженных частях структуры они ложатся на верхнепермские пестроцветы.

Вскрытая в пределах рассматриваемой территории мощность отложений триаса достигает 380 м (скв. Кенжалы-1). В скважине Урхур - Южный-1 триасовые отложения залегают в интервале глубин от 510 до 785 м, толщина их составляет 275 м.

В триасовой толще, вскрытой на исследуемой территории, выделяются нерасчленённые нижний-средний и верхний отделы (Актюб.НИГРИ, Т.Алексеева)

Нижний отдел (Т₁)

Отложения нижнего триаса в сводовых частях соляных куполов (Шиели, Жаксымай, Лаккарган, Конжар и др.) с угловым и эрозионным несогласием залегают на породах кунгурского яруса, а на удалённых крыльях куполов (Шубаркудук, Северный Лактыбай, Итасай, Муюнкум и др.) — на размытой поверхности различных горизонтов верхней перми.

Данные отложения образуют самостоятельный структурный комплекс. В пределах исследуемой территории в прикупольных зонах подошве нижнего триаса соответствует опорный отражающий горизонт D₁.

В наиболее полных разрезах отложения нижнего триаса представлены двумя сериями — ветлужской и баскунчакской [20].

Ветлужская серия сложена пестроцветными алевролитами, аргиллитами и песчаниками. Породы, как правило, имеют коричнево-бурую окраску, известковистые,

слюдистые. Мощность отложений ветлужской серии в скважинах Шубаркудук Г-1 и Г-2 составляет соответственно 295 и 374 м.

Баскунчакская серия представлена чередованием пестроцветных глин, аргиллитов, песков и песчаников, с прослоями алевролитов. Мощность отложений данной серии составляет 483 м в скважине Г-1 и 617 м — в скважине Г-2 (Шубаркудук).

На месторождении Сайгак в нижней части триасовых отложений выделены продуктивные горизонты Т-1 и Т-II. Пески и песчаники преимущественно крупно- и грубозернистые, местами — средне-, мелко- и тонкозернистые. Цемент преимущественно карбонатный, местами глинистый. Присутствуют пропластки глин от красных до зелёных оттенков.

Средний отдел (Т₂)

Разрез среднего триаса на восточном борту Прикаспийской впадины представлен терригенно-карбонатными отложениями, без видимого несогласия залегающими на породах нижнего триаса.

В сводовых частях большинства структур отложения среднего триаса отсутствуют и сохраняются преимущественно в более погружённых участках, где представлены карбонатными глинами коричнево-красной, ярко-красной и зелёной окраски с прослоями и линзами разнозернистых песчаников.

Глины аргиллитоподобные, голубовато-серые, зелёные, кирпично-красные, пестроцветные, плотные, местами песчаные и слюдистые, с шероховатым изломом.

Песчаники и пески светло-серые, полимиктовые, мелко- и среднезернистые. Обломочный материал преимущественно хорошо отсортирован, с размером зерен 0,2–0,4 мм, реже — от 0,1 до 0,5 мм. Обломки пород угловатые и полуокатанные.

Минеральный состав полимиктовый: полевые шпаты — около 32 %, кварц — около 30 %, обломки кремнистых пород — около 30 %. Остальная часть представлена глинистыми и эффузивными обломками, слюдой, реже встречается хлорит. Цемент преимущественно кальцитовый, среднекристаллической структуры, его содержание составляет около 36–37 %.

В связи с литологической однотипностью отложений нижнего и среднего триаса они часто рассматриваются как нерасчленённые (Т₁–Т₂).

Средняя мощность пород составляет 280–440 м.

Верхний отдел (Т₃)

Верхнетриасовые отложения с эрозионным несогласием залегают на породах нижнего и среднего триаса. Они представлены сероцветными разностями: глинами серыми, тёмно-серыми и зеленовато-серыми, а также среднезернистыми полимиктовыми песчаниками. В глинах отмечаются прослой угля и растительные остатки.

Пестроокрашенные и сероцветные песчано-глинистые континентальные отложения установлены на соляных куполах Шиели, Шубаркудук, Жаксымай и др.

Глины аргиллитоподобные, зелёные, кирпично-красные, пестроцветные, слюдистые, плотные, местами с включениями обломков полуокатанных кремнистых галек.

Аргиллиты бурые, плотные, крепкие, слабоизвестковистые. Порода сложена глинистыми минералами с небольшой примесью тонкодисперсного обломочного материала, представленного кварцем и полевыми шпатами.

Алевролиты зеленовато-серые, слюдистые, плотные, прочные.

Пески и песчаники серые и зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, кварцево-полевошпатового состава; зерна преимущественно окатанные и полуокатанные, реже — угловатые.

Мощность отложений варьирует от первых сотен метров в сводах соляных куполов до 900 м в межкупольных прогибах.

Вскрытая мощность верхнетриасовых отложений в разрезе скважины Кенжалы-1 составляет 100 м.

Юрская система (J)

Отложения юрской системы с угловым и эрозионным несогласием залегают на триасовых и кунгурских отложениях.

Возраст пород установлен на основании палеонтологических и микропалеонтологических исследований, выполненных Актюбинским отделением КазНИГРИ и ВНИГРИ.

В скважине Кенжалы-1 вскрытая мощность юрских отложений составляет 343 м, в скважине Урхур Южный-1 — 172 м.

Отложения юрской системы на рассматриваемой территории подразделяются на нижний, средний и верхний отделы.

Нижний отдел (J1)

Нижнеюрские отложения лагунно-континентального генезиса, представленные песчано-глинистыми породами, имеют широкое распространение. По литологическому составу и каротажным характеристикам они подразделяются на песчаную и глинистую пачки. Характерной особенностью данных отложений является их светлая окраска (светло-серая, серая с зеленоватым и голубоватым оттенками).

Песчаная пачка сложена мощной толщей песков, алевролитов и песчаников разномзернистого полимиктового состава с прослоями мелкогалечных конгломератов, а также включениями гальки и гравия. Встречаются редкие обуглившиеся растительные остатки. Мощность пачки составляет 30–50 м.

Глинистая пачка представлена преимущественно серыми и тёмно-серыми алевритистыми глинами с тонкими прослоями алевролитов и песков, содержащих обуглившиеся растительные остатки. Отмечаются также маломощные прослои песчаников и алевролитов. Мощность глинистой пачки составляет 20–40 м.

На куполе Шиели отложения нижней юры вскрыты семнадцатью крелиусными скважинами, а также всеми глубокими разведочными скважинами. Характерной особенностью нижнеюрских отложений является преобладание песчаных разностей над глинистыми.

В отдельных скважинах (К-1, К-6, К-15) глинистые отложения приурочены к верхней части разреза нижней юры.

Песчаные отложения характеризуются высокой водонасыщенностью и наличием галечного материала. Пески преимущественно серые и светло-серые, разномзернистые, водоносные, местами слабоглинистые, с включениями гальки.

Вскрытая мощность нижнеюрских отложений по данным разведочного и крелиусного бурения изменяется от 40 до 120 м. При этом минимальные значения мощности отмечены на северном крыле структуры (скв. № 6 — 40 м), максимальные — на южном крыле (скв. № 7 и 8 — до 120 м). В скважинах Шубаркудук Г-1 и Г-2 мощность составляет 25–29 м [14].

Полная мощность нижнеюрских отложений в сводовой части купола Кенжалы (скв. № 7) превышает 170 м, при этом увеличение мощности связано преимущественно с развитием нижней песчаной пачки.

Средний отдел (J2)

Отложения средней юры представлены преимущественно глинистой толщей, бедной остатками фауны, с подчинёнными прослоями песков, редкими прослоями песчаников и частыми прослоями бурых углей.

Глины тёмно-серые, тёмно-бурые, буровато-серые и голубовато-серые, плотные, местами углистые и песчанистые, иногда вязкие, с частыми тонкими прослоями серого тонкозернистого слюдистого песка, включениями обуглившихся растительных остатков и пирита.

Песчаники серые и тёмно-серые, известковистые, слюдистые. В разрезе отмечается до восьми прослоев бурого, местами глинистого угля и углистого вещества с включениями пирита. Мощность угольных прослоев составляет 0,1–0,5 м.

В нижней части разреза количество и мощность песчаных прослоев увеличиваются, местами они начинают преобладать над глинистыми породами.

На структуре Шиели мощность отложений средней юры изменяется от 127 до 174 м. Наибольшая мощность установлена в разведочной скважине № 8 на западной вершине соляного поднятия (южное крыло купола), а также на северо-восточной вершине, переходящей в Шубаркудукский соляной массив (скв. № К-46). На восточной вершине структуры Шиели, в скважине К-5, мощность составляет 131 м.

В северо-западном направлении мощность увеличивается и в пределах северного крыла достигает 161 м (скв. № К-19). На восточном блоке северного крыла (скв. К-1, К-6, К-7) мощность средней юры составляет около 150 м, а в западной части северного крыла (скв. К-16 и К-17) — в среднем около 130 м, при этом отмечается её увеличение в северном направлении по мере погружения слоёв.

В сводовой части купола Кенжалы мощность среднеюрского комплекса составляет около 180 м. На погружённом крыле, в скважине К-28, она составляет около 150 м.

Верхний отдел (Jз)

Отложения верхней юры представлены преимущественно фосфоритизированными песчаниками с прослоями буровато-серых глин и мергелей.

Литологический состав верхнеюрских отложений (в порядке преобладания) следующий:

Песчаники зеленовато-серые, реже тёмно-серые, фосфоритизированные, плотные, известковистые, с включениями гальки, местами с остатками фауны.

Глины буровато-серые и зеленовато-серые, плотные, иногда вязкие, часто песчанистые, с включениями гальки и обуглившихся растительных остатков.

Мергели тёмно-серые, плотные, с включениями кварца и окремнелых остатков фауны.

Пески зеленовато-серые, глинистые. Средняя мощность песчаных прослоев составляет 2–3 м.

В ряде скважин отложения верхней юры отсутствуют, а на северо-восточной вершине соляного массива отсутствует полностью.

Меловая система (К)

В составе меловой системы выделяются нижний и верхний отделы.

Нижний мел (К₁)

Породы нижнего мела на многих структурах восточной части Прикаспийской впадины изучены многочисленными скважинами в различных структурных условиях. Разрез нижнемеловых отложений включает валанжинский, готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы.

Валанжинские отложения распространены ограниченно, их мощность не превышает 24 м.

Готеривские морские отложения трансгрессивно залегают на разновозрастных отложениях юрской системы. Они распространены преимущественно в северо-западной части восточной окраины впадины и обнажаются на сводах соляных куполов.

На исследуемой территории установлены отложения барремского и аптского ярусов.

Барремский ярус (K1b)

Барремские отложения представлены континентальными пестроцветными глинами с подчинёнными прослоями алевролитов, песков и песчаников. Они с размывом залегают на отложениях юрского возраста и в сводовых частях структур выходят на поверхность.

Ранее при изучении нижнемеловых отложений на исследуемой территории они рассматривались как «неокомские».

На куполе Шиели неокомские отложения представлены преимущественно глинами с прослоями песков, песчаников и редкими прослоями мергелей. В пределах купола Кенжалы данные отложения обнажаются в сводовой части: на северном крыле они являются наиболее древними породами, выходящими на поверхность, а на южном крыле окаймляют с юга юрское ядро купола.

Глины зеленовато-серые, зелёные и тёмно-зелёные, реже голубовато-серые, иногда буровато-чёрные, плотные, местами вязкие и слабopесчанистые, с тонкими прослоями серого слюдистого песка, остатками фауны и редкими включениями пирита.

Пески серые и зеленовато-серые, слабоглинистые, слюдистые. Песчаники зеленовато-серые и голубовато-серые, плотные, известковистые, слюдистые. По данным обнажений в долине реки Шиели песчаники имеют линзовидное залегание.

Мергели тёмно-серые и голубовато-серые, плотные.

Вся толща неокома подразделяется на две приблизительно равные пачки: верхнюю, более песчаную, и нижнюю, более глинистую.

В верхней части неокома на куполе Шиели в крелиусных скважинах № 17, 28, 29 и 32 отмечены прослои кирпично-красных, голубых и тёмно-бурых глин на расстоянии от кровли 6, 20, 25, 12 и 30 м соответственно.

Наибольшей мощности неокомские отложения достигают на северном поднятом крыле, где она в среднем составляет около 90 м, а в отдельных скважинах (№ 27, 28, 29 и 37) превышает данное значение. На юго-восточном блоке мощность составляет 60–70 м, на южном крыле — 50–60 м, увеличиваясь в южном направлении до 70–90 м.

Аптский ярус (K1a)

Отложения аптского яруса на куполе Шиели с севера и юга облекают неокомское ядро северного крыла, прослеживаясь широкой полосой на северо-восток в направлении купола Шубаркудук. Отложения представлены типичными для Эмбенского района тёмноцветными глинами с прослоями песков, песчаников и редкими прослоями мергелей.

Глины тёмно-серые, нередко почти чёрные, местами углистые, плотные, вязкие, реже песчанистые, тонкослоистые, с включениями и прослоями тёмно-зелёного глауконитового песка, а также с частыми тонкими прослоями серого слюдистого песка. Характерны включения пирита и растительных остатков.

Песчаники серые, тёмно-серые и зеленовато-серые, плотные, слюдистые. Мергели тёмно-серые, плотные.

На куполе Кенжалы ручными скважинами вскрыт трансгрессивный горизонт, представленный прослоем мощностью около 1 м красно-бурого рыхлого кристаллического кварцевого песка, залегающего на серовато-зелёных песках неокома. Кроме того, в крелиусных скважинах на куполах Шиели и Кенжалы в подошве аптских отложений отмечены прослои и включения кристаллического песка и мелкой гальки.

Мощность аптских отложений составляет 50–55 м.

Суммарная мощность нижнемеловых отложений в разрезе скважины Кенжалы-1 составляет 357 м, в скважине Урхур Южный-1 — 338 м.

Альбский ярус (K1a1)

Отложения альбского яруса в восточной части Прикаспийской впадины распространены повсеместно и обнажаются в сводовых частях многих соляных куполов. Переход от аптских к альбским отложениям характеризуется постепенным обогащением верхнеаптских пород песчаным материалом, при этом в альбе наблюдается почти равномерное чередование прослоев глин и песков.

Глины серые, голубовато-серые, тёмно-серые и почти чёрные, преимущественно песчанистые, реже зеленовато-серые, с прослоями и включениями серого песка.

Пески серые, тёмно-серые, иногда зеленовато-серые и жёлтые, глинистые, слюдистые; встречаются водоносные разности. Характерны прослои светло-серых и серовато-белых пылеватых песков.

Песчаники серые и зеленовато-серые, плотные, местами с прослоями буровато-серых песчаников и включениями растительных остатков. Изредка встречаются остатки слабо обугленного древесного материала, а также включения пирита и глауконитового песка.

Мощность альбских отложений составляет около 50 м.

Верхний мел (K2)

Верхнемеловые отложения имеют ограниченное распространение; разрезы, как правило, неполные, что связано со значительным размывом и последующей трансгрессией перекрывающих пород.

Породы представлены песчано-глинистыми морскими отложениями сеноманского яруса и карбонатными осадками туронского, коньякского, сантонского, кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения развиты преимущественно в пределах грабен и межкупольных мульд, где их мощность, по данным геологических съёмок, достигает 240 м и более.

Мощность верхнемеловых отложений в скважине Аккудук-7 составляет 210 м, в скважинах Остансук Северный Г-12 и Г-11 — 65 м и 55 м соответственно.

Кайнозойская эратема (Cz)

Палеоген-неогеновые отложения распространены локально и представлены преимущественно континентальными зеленовато-серыми глинами с прослоями песков и песчаников. Мощность отложений составляет 0–15 м.

Четвертичная система (Q)

Четвертичные отложения на территории исследования широко распространены и почти сплошным чехлом перекрывают большую часть поверхности района работ. Осадки небольшой мощности (2–3 м) представлены аллювиальными, делювиальными, элювиальными и эоловыми супесями, суглинками и песками.

На куполах Шиели и Кенжалы широко развиты современные отложения, покрывающие почти всю площадь коренных пород, за исключением участков их выхода на поверхность (в пределах неокотских отложений).

В речных долинах распространены аллювиальные отложения, представленные жёлтыми и серыми разнотернистыми, рыхлыми, часто водоносными песками, а также жёлтыми суглинками. Мощность данных отложений достигает 15 м.

На склонах пологих возвышенностей развиты делювиальные отложения, представленные грязно-серыми разнотернистыми, местами глинистыми песками и жёлтыми песчаными глинами. Их мощность составляет до 8 м.

4.2. Тектоника

Площадь исследований расположена в пределах внутренней зоны восточной части Прикаспийской впадины, характеризующейся значительными глубинами залегания поверхности фундамента и подсолевых отложений палеозоя. В связи с этим основные представления о глубинном геологическом строении территории основаны на материалах геофизических исследований.

Поверхность фундамента Прикаспийской впадины характеризуется сложным строением и неоднородным составом. Согласно рисунку 4.2.1, площадь исследований расположена преимущественно в пределах Караулкельдинского выступа фундамента, входящего в состав Астраханско-Актюбинской зоны поднятий. Глубины залегания поверхности фундамента на Енбекском поднятии составляют 7,0–7,5 км, на Караулкельдинском — 8,0–8,5 км.

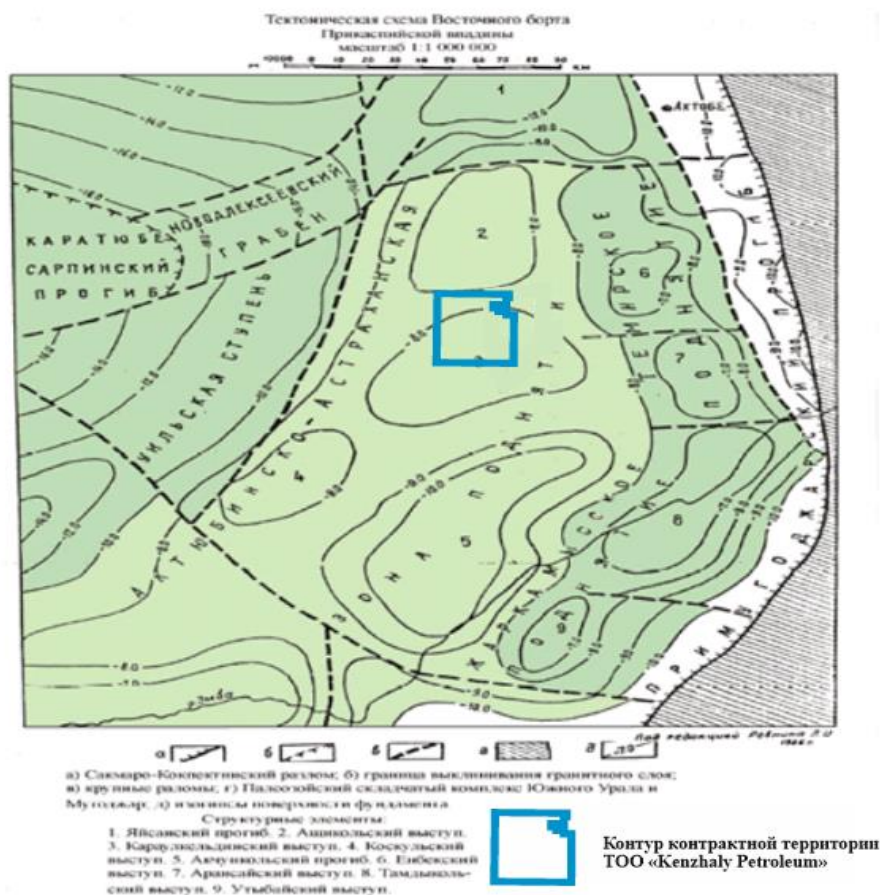


Рис. 4.2.1 - Тектоническая схема восточной прибортовой части Прикаспийской впадины []

Енбекскому выступу фундамента в осадочном чехле соответствует единый карбонатный массив нижнедевонско–башкирского возраста (Темирская платформа), ограниченный со всех сторон крутыми уступами. В отличие от него, Караулкельдинский выступ фундамента по отражающим горизонтам, прослеженным в девонско–нижнепермских отложениях Енбекского (Темирского) поднятия, чётко не выделяется.

В докунгурском разрезе осадочного чехла восточной части Прикаспийской впадины прослеживаются основные опорные отражающие горизонты П1, П2' и П3. Структурные планы указанных горизонтов в целом соответствуют друг другу, различаясь в деталях и несколько выполаживаясь вверх по разрезу. Наиболее достоверно изучен и однозначно

стратифицирован отражающий горизонт П₁, приуроченный к поверхности докунгурских отложений.

В пределах исследуемой территории выделены следующие целевые отражающие горизонты [20] (рис. 4.2.2):

- V — подошва нижнеюрских отложений;
- T₃ — устойчивый горизонт в триасовых отложениях;
- T₂ — устойчивый горизонт в триасовых отложениях;
- T_{1-top} — предположительно кровля нижнетриасовых отложений;
- D — подошва триасового комплекса;
- P₂ — устойчивый горизонт в верхнепермских отложениях;
- VI — кровля соленосных отложений кунгурского возраста;
- П₁ — поверхность подсолевых отложений, соответствующая кровле P_{1ar-as}.

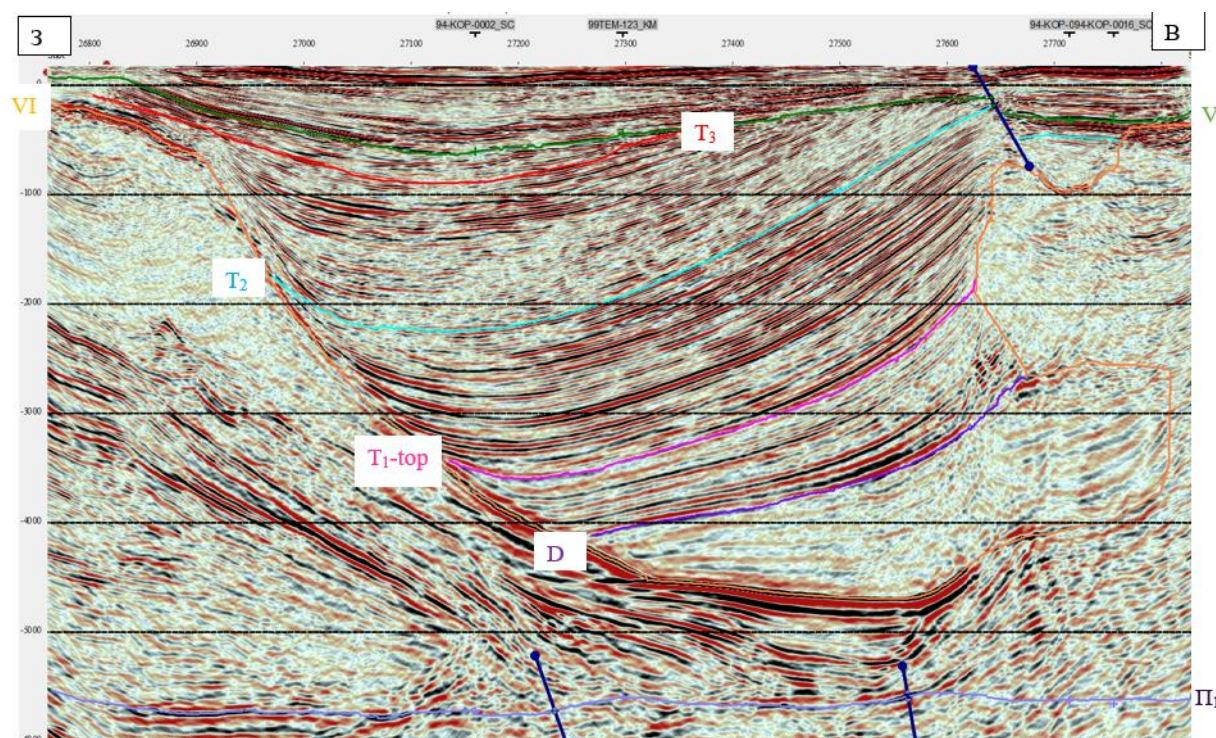


Рис. 4.2.2 - Отражающие горизонты, прослеженные в межкупольной части соляных куполов Жарлыоба-II и Кумбауроба

По данным сейсморазведки и бурения подсолевые отложения на Темирской карбонатной платформе залегают на абсолютных отметках от –4,2 до –4,7 км. К западу нижнепермские отложения моноклинально погружаются в сторону центра Прикаспийской впадины до глубин 6 км и более (рис. 4.2.3). На фоне общего погружения отражающего горизонта П в плане в пределах контрактной территории по изогипсе –5700 м выделяется приподнятая зона, осложнённая группой локальных структур, каждая из которых оконтурена изогипсой –5250 м и ограничена разломами северо-восточного простирания.

По данным авторов сейсмического отчета, эти тектонические нарушения отмечены и в нижележащих горизонтах карбона, что повышает перспективность изучаемого участка.

структурный этаж с юрско-палеогеновой толщей.

Юрско-палеогеновые отложения сплошным чехлом перекрывают всю территорию. В области развития солянокупольной тектоники они разбиты сложной системой сбросов и формируют ряд мелких локальных поднятий. Завершает разрез осадочного чехла неоген-четвертичный структурно-тектонический комплекс, который отображает современный структурный план территории.

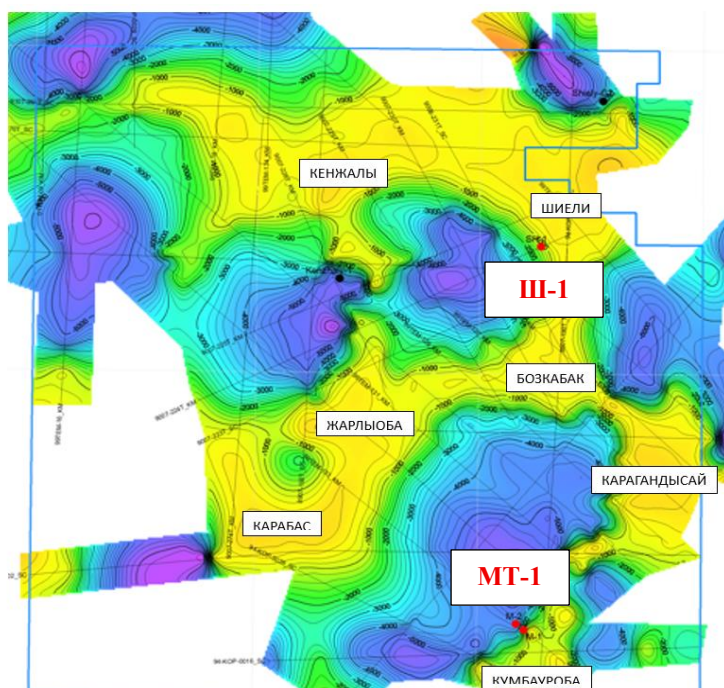


Рис. 4.2.5 - Структурная карта по отражающему горизонту VI [20]

На контрактной территории ТОО «Kenzhaly Petroleum (Кенжалы Петролеум)» расположены соляные купола Кенжалы, Шиели (западная часть), Бозкабак, Жарлыоба-П, Карабас, Карагандысай, Кумбауроба, соединённые между собой соляными грядами различного простирания и разделённые глубокими мульдами (рис. 4.2.5). По данным авторов сейсмического отчёта, указанные мульды являются бессолевыми [20].

Крупный соляной массив Кенжалы характеризуется широтным простиранием и крутыми склонами. По поверхности соли выделяются вершины, закартированные на различных гипсометрических уровнях.

Центральная вершина оконтурена по минимальной изогипсе -200 м, тогда как другие вершины имеют более глубокое залегание. Так, на западной переклинали вершина оконтурена по изогипсе -400 м, а северо-восточная — по изогипсе -300 м. В южной части по изогипсе -600 м выделяется узкий соляной отрог меридионального простирания.

Скважина Г-1 Кенжалы пробурена на удалённой периферии юго-западного склона соляного купола — в мульдовой зоне, где отражающий горизонт VI зафиксирован на абсолютной отметке -5000 м.

Соляной купол Шиели расположен восточнее массива Кенжалы; в пределах контрактной территории недропользователя находится лишь его западная часть. Сводовая часть соляного массива закартирована на абсолютной отметке $+200$ м. Кунгурские отложения на куполе Шиели ранее вскрыты разведочными скважинами № 1, 4, 5, 7 и 8. Максимальная вскрытая мощность составляет 1148 м.

Для соляных куполов Кенжалы и Шиели характерны наиболее крутые склоны - южный и юго-западный, погружающиеся в прогибы, где маломощные кунгурские

отложения залегают на глубине минус 5400-6000 м, что соответствует глубине залегания подсолевых отложений.

Соляной купол Шиели соляной грядой на северо-востоке соединяется с куполом Шубаркудук, к которому в надсолевых отложениях приурочено одноименное месторождение. На юге она соединяется с куполом Бозкабак, вершина которой находится на абсолютной отметке 400 м [20].

Судя по структурной карте по ОГ VI, на юго-востоке купол Бозкабак узким соляным перешейком соединяется с куполом Карагандысай, а на западе - с куполами Жарлыоба-II и Карабас. Эти купола характеризуются крутыми склонами в прогибы, где сейсмический горизонт VI прослежен на тех же глубинах, что и ОГ П₁.

Соляные купола Жарлыоба и Карабас приурочены к соляному массиву причудливой формы, оконтуренному изогипсой минус 600 м и было бы правильно рассматривать ее единую, состоящую из двух вершин, оконтуренных по 200 м каждая. Вершина Карабас - наиболее обширная по площади, западный склон круто погружается в мульду.

Соляной купол Карагандысай, сводовая часть которого находится на отметке минус 200 м, на юго-западе через соляной перешеек соединяется с куполом Кумбауроба, где соленосные отложения залегают глубже, ОГ VI здесь прослежен на абсолютных отметках 800-1000 м. Северо-западный склон соляной гряды резко погружается в мульду до 4800-5200 м.

На структурной карте по ОГ VI на соляном куполе Кумбауроба выделяются три вершины, оконтуренные изогипсами по 600-800 м каждая. Самая меньшая по площади из них - западная, сформировавшаяся как останец от вреза в толще соли, заполненном триасовыми отложениями.

Эта структура выделяется и по надсолевому горизонту T₂, выявлена впервые и названа авторами сейсмического отчета Майтобе [20].

На временном разрезе 99ТЕМ-133 также видно, что в средней части северо-западного склона соляного купола Кумбауроба выделяется непротяженный карниз, под которым сформировались верхнепермская структура. Авторы настоящего проекта назвали эту структуру «Майтобе подкарнизная», а структуру, закартированную по ОГ T₂ - «Майтобе надкупольная».

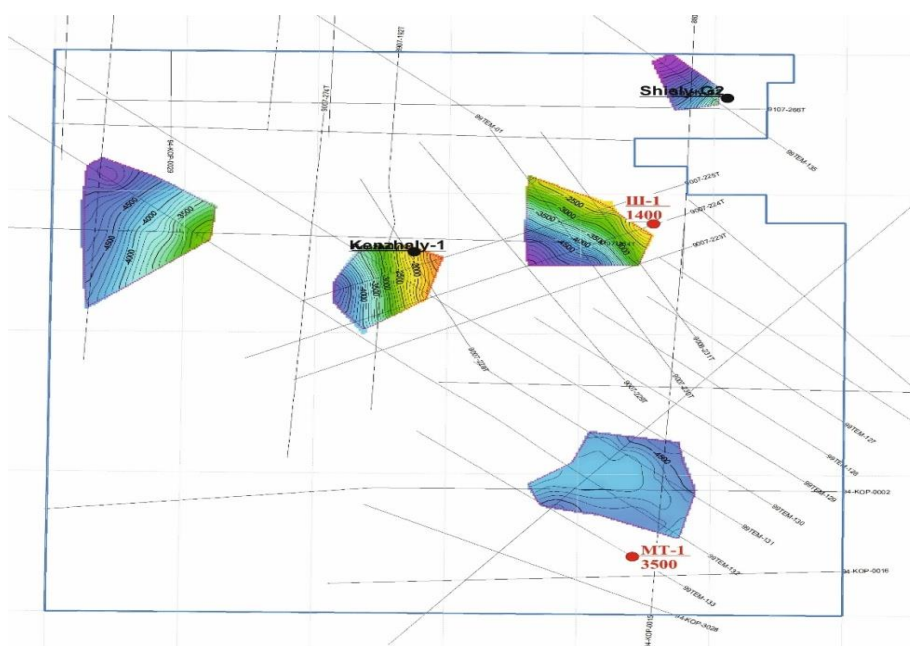


Рис. 4.2.6 - Структурная карта по отражающему горизонту R₂

ОГ R₂ прослеживается не повсеместно, представляет собой ярко выраженную отражающую границу на склонах соляных структур, а также в прогибах. Абсолютные

значения глубин залегания этого горизонта - от 1 до 6 км. Судя по структурным построениям, этот горизонт отмечен на склонах соляных куполов Шиели, Кенжалы, а также в мульде, примыкающей к соляному куполу Майтобе.

Отражающий горизонт **D** четко идентифицируется в сейсмическом волновом поле и соответствует предполагаемой границе подошвы триасовых отложений. Его отличают высокая динамическая устойчивость и ярко выраженный волновой образ (рис. 4.2.7). Кроме того, для него характерное угловое несогласие, отражающее трансгрессивный характер залегания триаса на пермских отложениях [20]. На исследуемой площади горизонт прослеживается не повсеместно, в некоторых мульдах ОГ D был выделен по характерной высокодинамической амплитуде сейсмической записи.

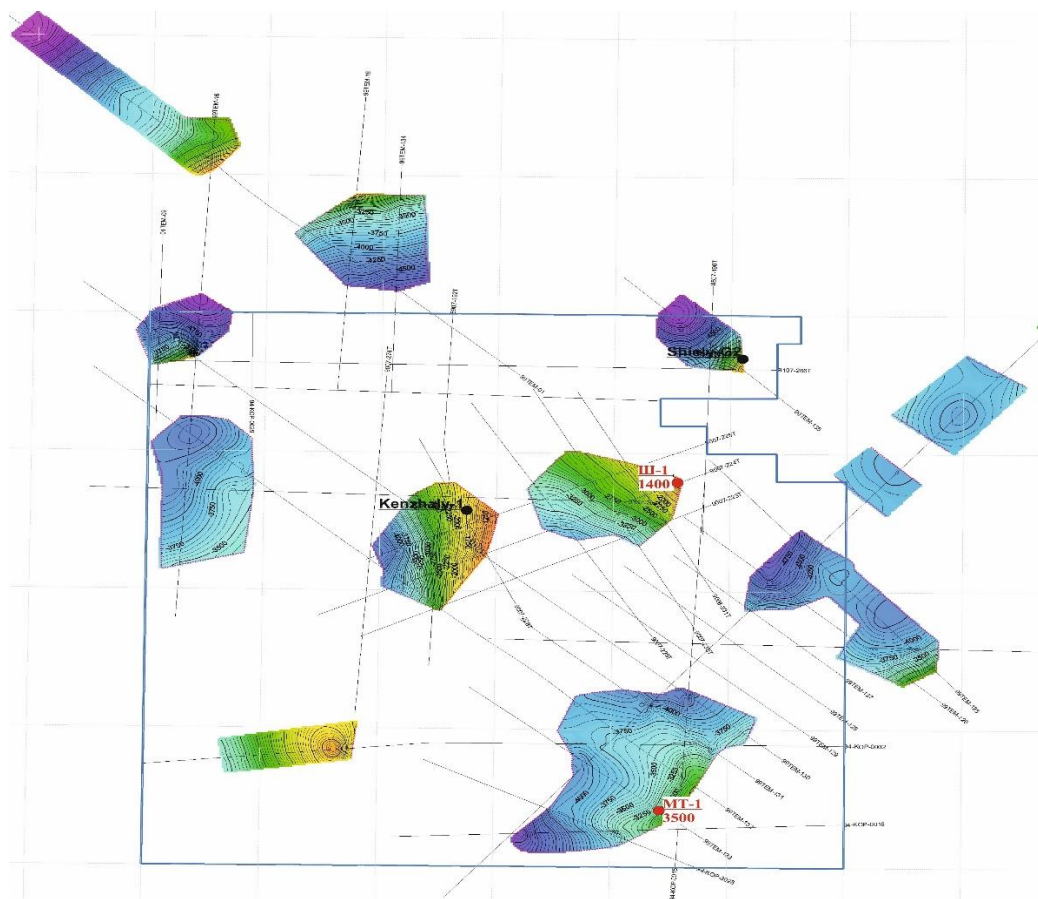


Рис. 4.2.7 - Структурная карта по отражающему горизонту D

Абсолютные отметки горизонта варьируют от -800 до -6000 м. Основные структурные ловушки для этого горизонта, в основном, связаны с примыканием поверхности к склону соли.

Ранее отмечено, что на северо-западном склоне соляного купола Кумбауроба выделяется карниз (рис. 4.2.7). По ОГ D в плане подкарнизная структура «Майтобе подкарнизная» по изогипсе 3250 м представляет собой полуантиклиналь, ограниченную с юго-востока стенкой соли. Свод структуры находится на абсолютной отметке 3000 м. По своему типу структура - литологическая.

Структура Шиели по изогипсе минус 2000 м представляет собой структуру примыкания к стенке соли. Свод ее находится на отметке минус 1250 м.

Структура примыкания к соли по изогипсе минус 1500 м также отмечена на западном склоне соляного купола Кенжалы. Скважина №1 вскрыла этот горизонт на абсолютной отметке минус 1750 м, вскрытая толщина верхнепермских пород в разрезе равна 94,5 м.

Горизонт **T₁-top** на изучаемой площади, предположительно, представляет кровлю отложений нижнего триаса, прослеживается в мульдах, как устойчивая фаза над границей пермотриаса (рис. 4.2.8). На исследуемой площади сейсмический горизонт T₁-top уверенно выделяется повсеместно, абсолютные отметки залегания данного стратиграфического уровня варьируются от -400 до -5400 м. В целом горизонт на участке имеет унаследованную структурную модель от нижележащей пермотриасовой толщи. Аналогично нижележащей толще горизонта D, потенциальные ловушки представлены примыканием данных отложений к крыльям соляных куполов.

На структуре Майтобе замыкающий контур - на глубине - 2700 м, по которой структура представляет собой полубрахантиклиналь, экранированную с юго-востока склоном соли.

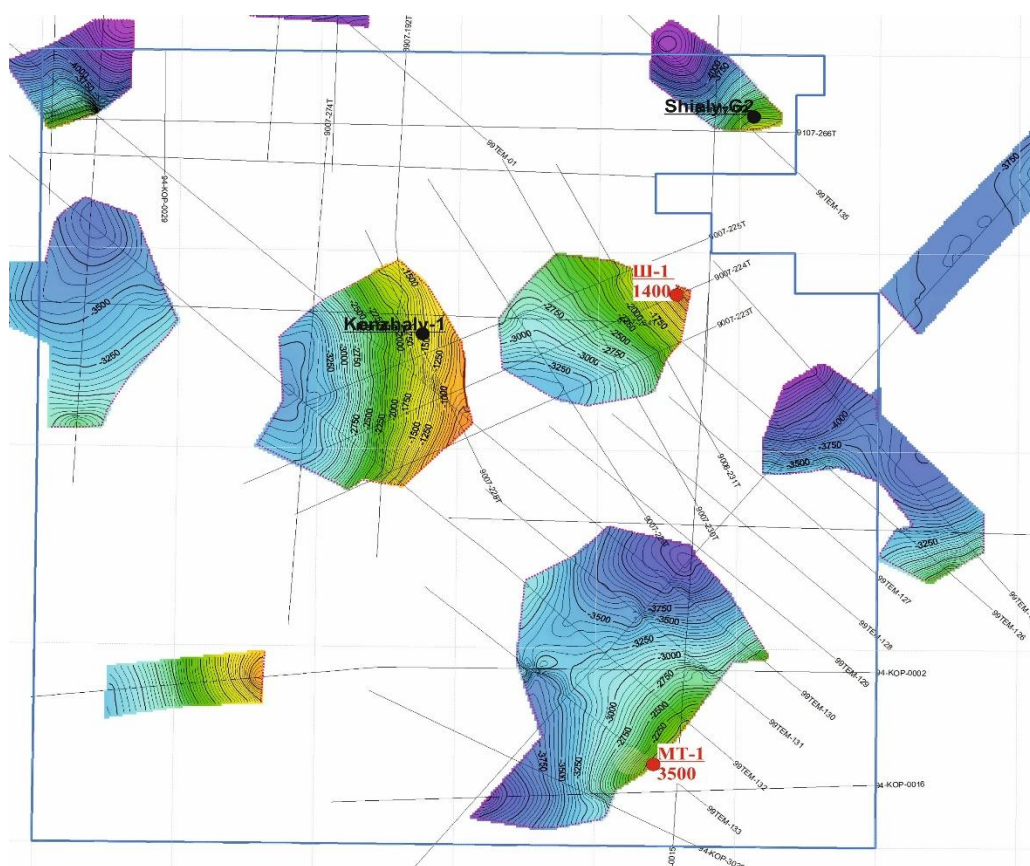


Рис. 4.2.8 - Структурная карта по отражающему горизонту T₁-top

Свод структуры находится на абсолютной отметке 2250 м.

Структура Шиели по замкнутой изогипсе минус 1750 м представляет собой структуру примыкания к стенке соли. Свод ее находится на абсолютной отметке 1000 м.

Структура примыкания к соляному куполу Кенжалы ограничена изогипсой минус 1250 м. Скважина №1 вскрыла T₁-top (кровлю нижнего триаса) на абсолютной отметке 1540 м.

На других локальных структурах данный горизонт не прослежен.

Отражающий горизонт T₂ прослежен по устойчивой фазе, предположительно, в средне-верхнетриасовых отложениях. На площади исследования горизонт проявляется в мульдах, в присводовой части соляных куполов и в их надсолевой части (рис. 4.2.9).

Глубины залегания горизонта в абсолютных отметках - от 250 до -3500 м.

Структура «Майтобе надкупольная» по данному горизонту является структурой, расположенной над вершиной соляного купола Кумбауроба. В плане она представляет

собой узкую антиклиналь меридионального простираения, осложненную сбросом, который делит структуру на два блока - западный и восточный.

На западном блоке по изогипсе минус 750 м выделяется полуантиклиналь, ограниченная с востока сбросом. Свод структуры находится на отметке минус 500 м.

Структура Шиели по ОГ T_2 по изогипсе минус 400 м представляет собой прикупольную структуру в виде антиклинали северо-западного простираения, примыкающую в северо-восточной части к стенке соли. Сбросом структура делится на два блока-юго-западный и северо-восточный. На юго-западном блоке структура имеет вид полуантиклинали, свод которой находится на отметке минус 250 м.

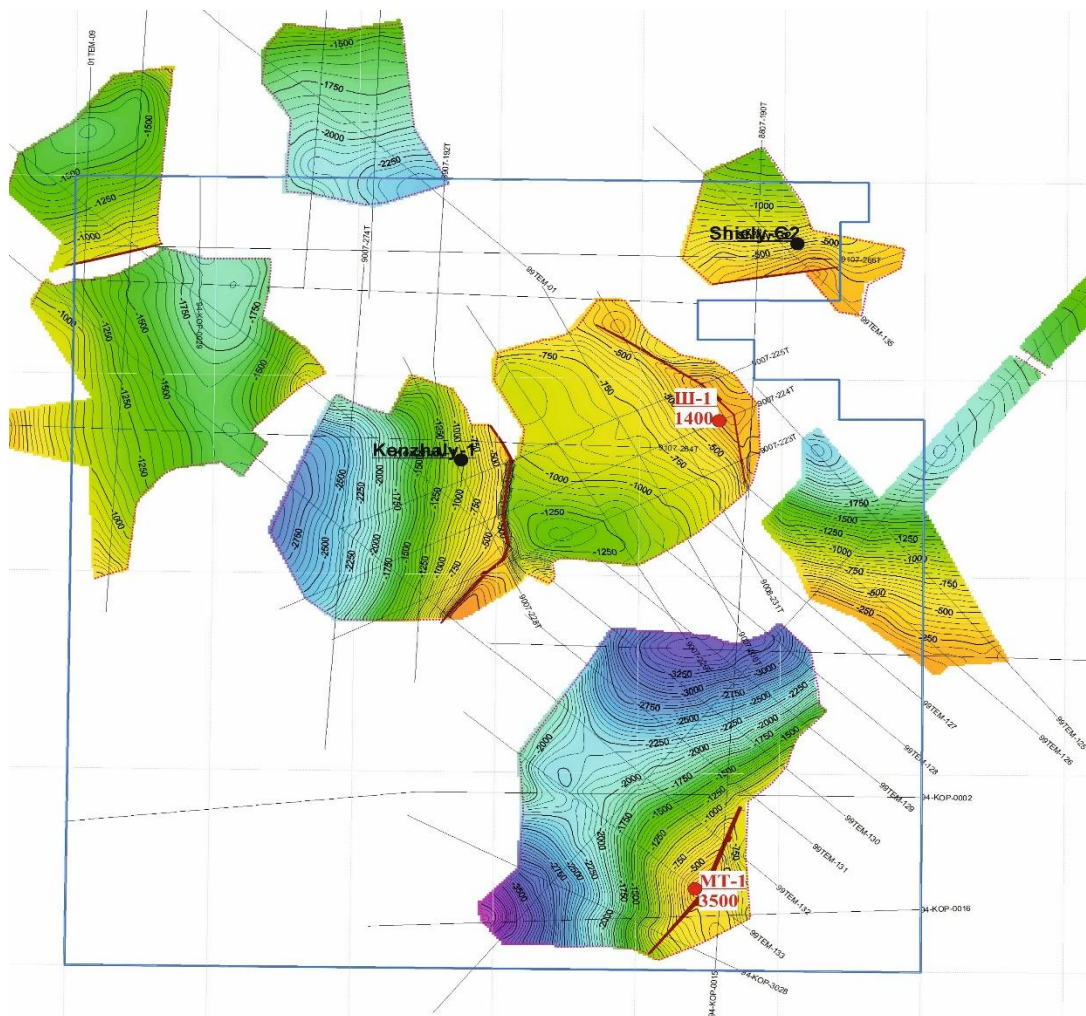


Рис. 4.2.9 - Структурная карта по отражающему горизонту T_2

По отражающему горизонту T_2 структура Кенжалы выделяется по изогипсе -500 м.

В кровле горизонта неантиклинальная структура экранирована линией среднетриасовых отложений юрским размывом, которая трассируется параллельно соляному штоку с севера на юг [20].

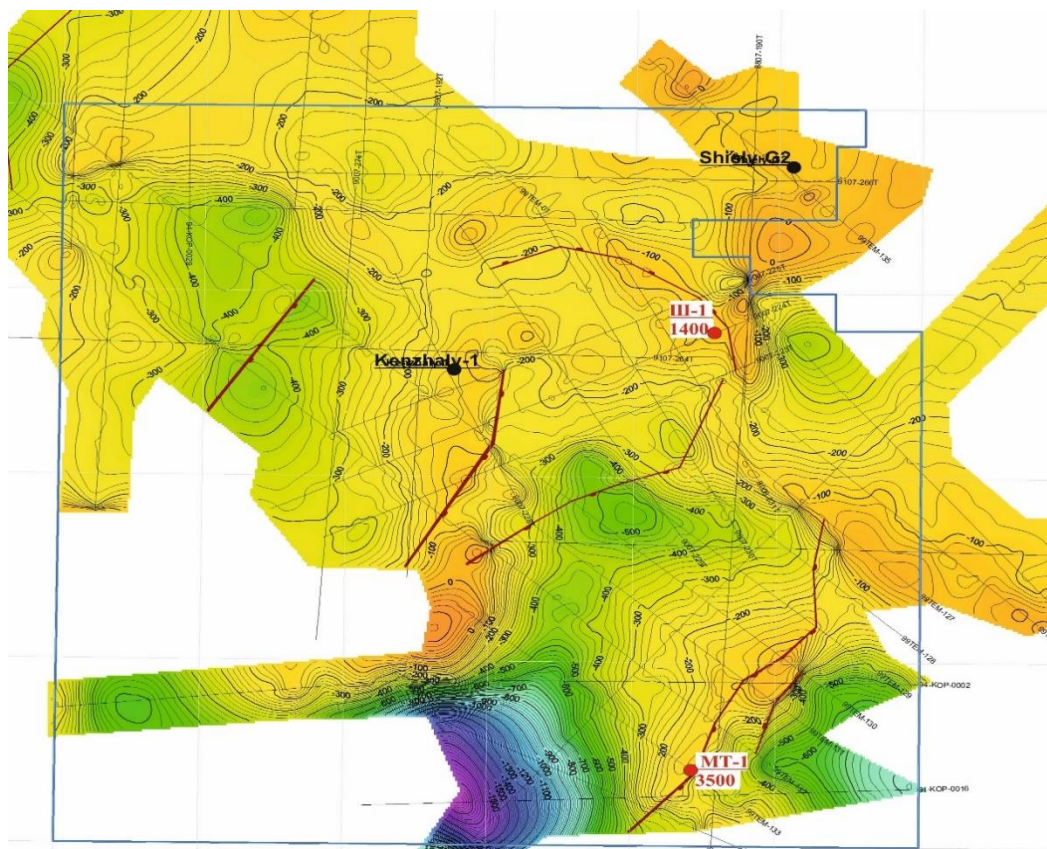


Рис. 4.2.11 - Структурная карта по отражающему горизонту V

Таким образом, в результате переобработки и переинтерпретации сейсмических данных уточнено строение мезозойских отложений, по которым в отложениях триаса и верхней перми выделяются перспективные структуры для постановки поисково-разведочного бурения.

4.3. Нефтегазоносность

В Прикаспийской впадине нефтегазопроявления в виде притоков нефти и газа, признаков в керне, шламе и буровом растворе установлены в большом стратиграфическом диапазоне от девонских до неогеновых включительно. Все они приурочены к определенным тектоническим элементам и комплексам отложений, содержащих породы - коллекторы и покрышки. В непосредственной близости от контрактной территории выявлены три месторождения, из которых одно находится в разработке (Сайгак) и два (Шубаркудук и Жаксымай) - в консервации. Залежи нефти и газа приурочены к юрским, пермтриасовым и верхнепермским отложениям.

Нефтяное месторождение Жаксымай открыто в 1933 г., приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре. Продуктивные отложения нерасчлененного пермтриаса и нижней юры представлены терригенными породами. Глубины залегания нефтяных залежей 330-380 м. По своему типу ловушки относятся к пластовым, тектонически экранированным. Пористость песчаных разностей находится в пределах 24,9-33,4%, проницаемость - от 0,03 до 0,08 мкм², коэффициент нефтенасыщенности - от 0,73 до 0,70. При общей толщине 35-45 м, эффективная составляет 9-12 м и нефтенасыщенная - от 7,5 до 8,5 м. Начальное пластовое давление в пермтриасовой залежи равно 5,5 МПа, в нижнеюрской - 3,5 МПа. Дебиты нефти не превышали 5,9 м³/сут. Нефти имеют плотность 849-904 кг/м³, содержат серу в количестве 0,29-0,4%, парафина 0,17-0,84%, смол и асфальтенов от 12 до 20%.

Нефтяное месторождение Шубаркудук

Поисковое бурение начато в 1930 г. Месторождение открыто в 1931 г. скважиной 10.

Приурочено к солянокупольной структуре. По продуктивной толще пермотриаса представлено двумя брахиантиклиналями, разделенными субширотным нарушением амплитудой 15-20 м. Нефтеносны нерасчлененные отложения пермотриаса на северном и южном поднятиях на глубине 375 м. Нефтяная залежь по типу относится к пластовой, сводовой, с ярко выраженными элементами литологического экранирования. В целом залежь имеет сложную форму из-за зонального распределения коллекторов. При общей толщине 50 м, эффективная нефтенасыщенная толщина слабо сцементированных песчаников составляет 5,8 м. Пористость их не превышает 27%, проницаемость 0,27 мкм², коэффициент нефтенасыщенности 0,7.

Начальное пластовое давление 3,5 МПа, сведения о пластовой температуре отсутствуют. Дебиты нефти 6,6 м³/сут. Нефть плотностью 910 кг/м³ содержит серы 0,6%, парафина 1,5%, смол и асфальтенов 53,1%.

Нефтяное месторождение Сайгак открыто в 1996 г. компанией «Elf». Нефтеносные горизонты выявлены в нижнетриасовых (два горизонта) и верхнепермских (восемь горизонтов) отложениях в интервале глубин от 1500 до 2500 м.

Залежь горизонта **T1** приурочена к антиклинали субмеридианального простирания, ограниченная с северо-запада тектоническим нарушением, абсолютная минимальная отметка в своде минус 1570,4 м (скв. №4) на контуре нефтеносности – 1591,6-1597 м, высота залежи 21,1-26,5 м. Значения пористости варьируют от 0,131 до 0,307 д.ед., газопроницаемости от 1,3 до 1680 мД. По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости 0,20 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,71 д.ед.

В скважине 1 (интервал 1772-1779 м), при испытании на трех режимах 3,5 мм, 6,5 мм и 13 мм получили приток нефти. Максимальный дебит нефти 26,5 м³/сут. на 13 мм штуцере, в скважине 7 в интервале 1961,5-1976,5 м, получили приток нефти дебитом 400 м³/сут., в скважине 3 (интервал 1784,0-1792,5 м) на штуцере 9,5 мм получили приток нефти дебитом 110 м³/сут., в скважине 4 при совместном опробовании (интервал 1990-2018 м), был получен приток нефти дебитом 227 м³/сут. на 6,5 мм штуцере.

Залежь горизонта **T2** приурочена к антиклинали субмеридианального простирания, ограниченная с северо-запада тектоническим нарушением, абсолютная минимальная отметка в своде минус 1608,7 м (скв. 4) на контуре нефтеносности 1632,3-1640,4 м, высота залежи 23,6-31,7 м. Пористость изменяется от 0,13 до 0,296 д.ед., проницаемость от 1,2 до 2668 мД. По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости 0,21 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,72 д.ед.

В скважине 4 (интервалы 2035-2038 м, 2040-2052 м и 2055-2066 м) из которых получили приток нефти дебитом 227 м³/сут. на 6,5 мм штуцере.

На контрактной территории признаки нефти и газа при бурении скважин отмечены на структурах Шиели, Кенжалы.

В результате проведенного крелиусного и разведочного бурения на северо-восточной части структуры Шиели выявлены признаки нефти в отложениях пермотриаса, средней юры, неокома и апта.

Из 67 крелиусных скважин, пробуренных на площади, в 21-ой скважине отмечены признаки нефти. Из них в средней юре признаки нефти отмечены в 20 скважинах. В неокомских отложениях отмечены признаки нефти в скважине К-65, в аптских – в скважине К-13. Наибольшее количество признаков нефтеносности получено на северном крыле купола. В скважинах К-1, К-6, К-7 и К-15 установлен нефтеносный горизонт в среднеюрских отложениях толщиной более 30 м. Поднятые керны в свежем виде содержали жидкую нефть. При проходке горизонта скважиной К-1 с глинистым раствором на поверхность выходила жидкая нефть. Судя по кернам, нефть тяжелая, местами окисленная. Кроме того, признаки нефти отмечены в скважинах К-28, К-31, К-37 и К-47.

В скважине К-51 на поднятии юрских отложений отмечены признаки нефти. Глубокие разведочные скважины, пробуренные на северо-восточной части купола Шиели,

подтвердили данные крелиусных скважин о наличии нефти в юрских отложениях. Так, в скважине Г-2 из интервала 168–173 м получен приток тяжелой смолистой нефти (гудрон) с дебитом 0,04 тн в сутки. В скважине Г-1 из отложений пермотриаса был получен приток воды с пленкой нефти. Глубокие разведочные скважины Г-3 и Г-5, при испытании пластов пермотриаса, имеющих повышенное сопротивление и наличие признаков нефти, дали приток чистой воды. Скважина Г-6 дала незначительный приток нефти и воды из юрских отложений.

При проведении структурно-поискового бурения на северной части структуры Кенжалы в крелиусных скважинах К-5 и К-7 в процессе бурения при проходке среднеюрских отложений наблюдалось слабое газирование глинистого раствора. Кроме того, в скважинах К-7, после ее ликвидации, наблюдалось переливание через устье слабосоленой воды с выделением пузырьков газа и пленок нефти. В скважине К-8, расположенной к северо-западу от скважины К-7, также наблюдалось слабое газирование глинистого раствора при проходке неокотских отложений.

Из вышеприведенных данных следует вывод, что среднеюрские песчаные отложения прежде содержали нефтяные залежи, но в данное время полностью истощены, вследствие приближения залежей к дневной поверхности и нарушений дизъюнктивного характера. Полученные в скважинах признаки представляют остаточные нефть и газ некогда, возможно, богатых залежей, впоследствии промытых напорными краевыми водами.

Солянокупольная структура Кенжалы выражена достаточно четко, что позволяет рассчитывать на нахождение соответствующих структурных форм, благоприятных для скопления нефти и газа. Промышленные залежи нефти, по аналогии с Шубаркудуком и Жаксымаем, следует ожидать в нижней песчано-глинистой свите триасовых отложений и верхней части верхнепермских отложений, залегающих над солью.

Учитывая, что участок Кержалы находится в непосредственной близости от старых нефтяных месторождений Шубаркудук, Жаксымай (25-30 км) и Сайгак (5-10 км), а также поверхностные нефтепроявления, которые отмечены в оврагах и балках реки Кенжалы, перспективы нефтеносности структур на исследуемой территории следует связывать с надсолевыми отложениями средней юры, триаса и верхней перми в различных структурных условиях.

4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

Участок Кержалы в гидрогеологическом отношении расположен в пределах восточного борта Прикаспийского бассейна Урало-Эмбенской системы артезианских бассейнов. Сложные гидрогеологические условия обусловлены соляно-купольной тектоникой. Ее проявление приводит к разобщенности разновозрастных водоносных горизонтов в одних случаях и взаимосвязи водоносных горизонтов различных систем в других случаях, создавая очень сложный режим питания, движения и формирования подземных вод. Наличие в верхнепермских и мезозойских отложениях мозаично расположенных и на отдельных участках, прорывающих эти отложения штоков каменной соли создали специфические условия движения и формирования подземных вод. Подземные воды в надсолевом комплексе Прикаспийской впадины приурочены к верхнепермским, триасовым, юрским, меловым и четвертичным отложениям. Ниже приводится характеристика водоносных комплексов по региону.

Водоносность четвертичных отложений

Четвертичные отложения покрывают чехлом почти всю описываемую территорию и представлены рядом генетических типов, различных по возрасту, мощности и составу пород. Однако грунтовые воды в них формируются только в аллювиальных отложениях речных долин. На остальной площади территории покровные отложения маломощны, практически безводны и с гидрогеологической карты сняты. Водоносный горизонт

верхнечетвертичных и современных аллювиальных отложений (QIII-IV) распространен в пределах надпойменных террас реки Уил и его притока - реки Шиели.

Водовмещающие породы представлены разнородными песками, нередко гравелитистыми в нижней части разреза, а также супесями, суглинками. Более глинистые разности слагают верхнюю часть разреза.

Зона аэрации сложена покровными карбонатизированными суглинками, супесями, местами мелкозернистыми песками, коэффициенты фильтрации которых изменяются от 1,03 до 4,27 м/сут. толщины зоны аэрации колеблются от 1,5 до 9,5 м. В солевом составе водных вытяжек из глинистых разностей преобладают гидрокарбонаты, реже сульфаты и натрий, а из супесчаных - гидрокарбонаты, натрий и кальций. Коэффициент фильтрации для суглинков изменяется от 0,1 до 0,4 м/сут., для супесей и песков - от 0,42 до 4,3 м/сут. Грунтовые воды приурочены, в основном, к средне и крупнозернистым пескам в долине реки Уил и к мелко и тонкозернистым пескам в долинах ее притоков. Толщины водоносных песков изменяется от 8 до 12 м по долине рек Уил и от 1,5 до 4 м по долине реки Шиели. Исключение составляет вторая (высокая) надпойменная терраса реки Уил, где толщина водоносных песков не превышает 3 м. Глубина залегания уровня грунтовых вод в пределах пойм колеблется от 1 до 2 м, на террасах не превышает 3-6 м. Толщина водовмещающих пород изменяется от 3 до 22 м. Водоупором для водоносного горизонта верхнечетвертичных и современных аллювиальных отложений служат глины верхнего и нижнего мела, а в отсутствие водоупорных отложений мела – глины палеогена.

Фильтрационные свойства аллювиальных отложений зависят от литологических и физико-механических свойств пород. Коэффициент фильтрации изменяется от 4,1 до 6,3 м/сут. для тонко- и мелкозернистых песков при среднем значении 4-5 м/сут., и от 13,9 до 41,4 м/сут. для средне- и крупнозернистых песков при среднем значении 23-27 м/сут. Водоотдача песков колеблется от 8,1 до 15,4%.

Водообильность аллювиальных отложений сильно изменяется и зависит от фильтрационных свойств водовмещающих пород. Повышенную водообильность имеют песчано – гравийные отложения с удельными дебитами 1-2 л/сек. По типу воды изменяются от гидрокарбонатных натриево-кальциевых до гидрокарбонатно - сульфатных натриевых. Величина сухого остатка доходит до 2,6 г/л. Из микрокомпонентов грунтовые воды аллювиальных отложений содержат молибден до 17 мкг/л, медь до 40 мкг/л, никель до 11 мкг/л, хром до 18 мкг/л, барий до 25 мкг/л, бром до 2 мкг/л, бор до 0,34 мкг/л. Основными источниками питания грунтовых вод аллювиальных отложений являются инфильтрация атмосферных осадков и паводковых вод, талые воды, а также подпитка из альб-сеноманских водоносных комплексов, реже юрских отложений в местах пересечения долинами рек сводов поднятий куполов. Режим грунтовых вод аллювиальных отложений находится в тесной взаимосвязи с режимом поверхностных вод. Максимальный уровень наблюдается в период паводка (апрель-май) с постепенным спадом до июля-августа и незначительным подъемом осенью. Грунтовые воды аллювиальных отложений используются для водоснабжения населенных пунктов и полевых бригад. Эксплуатация их осуществляется колодцами, вскрывающими верхнюю часть разреза. Однако для организации централизованного водоснабжения аллювиальные отложения практически бесперспективны.

Водоносность эоловых отложений (Q)

Развеваемые пески распространены на юге к востоку от урочища Битын. Образовались они за счет развеивания аллювиальных наносов и перевевания альб - сеноманских песков и являются зоной аэрации для водоносных горизонтов в первом случае - аллювиальных отложений, во втором – альб - сеноманских. Эоловые пески залегают на глинах эоцена. Пески мелко- и среднезернистые с содержанием тонких фракций до 30%. Обводнены они с глубины 4-5 м, мощность обводненной зоны составляет 4-6 м. Абсолютные отметки уровней грунтовых вод снижаются к реке Уил от 223 до 165,2 м.

Коэффициент фильтрации, рассчитанный по результатам откачек, изменяется от 1,7 до 2,3 м/сут. Коэффициент фильтрации пород зоны аэрации равен для песков 1,44 м/сут., для супесей 0,4 м/сут. Водоотдача песков, определенная лабораторным путем, составляет 14%.

Дебиты скважин не превышают 0,2-0,1 л/с при понижениях 3,8-4,3 м. Дебиты шахтных колодцев также составляют десятые доли л/сек. Воды пресные с величиной сухого остатка 0,1-0,3 г/л. Солевой состав вод гидрокарбонатный натриево-кальциевый. Жесткость воды 1-7 мг-экв/л. Питание грунтовых вод эоловых отложений осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков. Используются они для водопоя скота и водоснабжения небольших объектов. Практическое значение водоносного горизонта эоловых отложений незначительно вследствие его ограниченного распространения.

Водоносность меловых отложений (К)

Отложения мелового возраста на описываемой территории имеют повсеместное развитие и содержат подземные воды во всех стратиграфических подразделениях. Однако сильная фациальная изменчивость пород обуславливает прихотливое распространение водоносных горизонтов, комплексов и водоупорных пород по площади и по разрезу.

Водоупорный горизонт турон-кампанских отложений (K2t-ср)

Отложения турон-кампанского возраста широко распространены на площади описываемого района и слагают обширные межкупольные депрессии и мульды. На большей части территории они представлены глинами и являются водоупором с максимальной толщиной 263 м.

Водоносность альб-сеноманских отложений (K1-2al+s)

Отложения альба и сеномана в пределах описываемой территории распространены повсеместно, исключая своды соляных куполов, где на дневную поверхность выходят породы аптского, неокомского и юрского возраста. Разрез альб-сеномана представлен неравномерным чередованием песков, песчаников, алевролитов и глин. При этом отмечается уменьшение глинистости разреза на крыльях куполов и увеличение примеси песчано-гравийного материала. В межкупольных зонах в разрезе преобладают глины и отмечается общее увеличение толщины разреза.

Литологическое изменение разреза альб-сеноманских отложений прослеживается не только по вертикали, но и по площади.

Подземные воды комплекса приурочены к мелко- и тонкозернистым, реже средне- и крупнозернистым пескам. В разрезе комплекса выделяются до 5 прослоев и горизонтов водоносных песков мощностью от 9 до 20 м. Суммарная толщина водоносных песков достигает 83 м. Отсутствие выдержанных водоупорных прослоев глин в толще альба-сеномана и наличие различного рода гидрогеологических окон по многочисленным разломам обуславливают гидравлическую взаимосвязь водоносных горизонтов. В альб-сеноманском комплексе отмечаются напорные и безнапорные воды. Грунтовые встречаются на участках, где альб-сеноманские пески выходят на дневную поверхность - крылья соляных куполов. Вскрываются они колодцами и скважинами: на глубинах от 2 до 53 м. На большей части территории вследствие погружения водоносных пород на глубину подземные воды имеют напорный характер (межкупольные пространства). Образованию напорных вод способствует расположение сводов куполов на возвышенных участках рельефа, а межкупольных депрессий - в пониженных участках. Высота напора увеличивается от крыльев солянокупольных структур к центру депрессий и составляет 30-138 м.

Пьезометрические уровни устанавливаются на 28,5-60 м от поверхности земли. В гипсометрически низких местах воды самоизливаются. Превышение пьезометрического уровня над поверхностью земли составляет 0,5-3,0 м.

Пески, содержащие напорные воды, перекрываются толщей глин верхнемеловых отложений, глубина подошвы которых в зависимости от геолого-структурного положения и рельефа составляет от первых метров (склоны долин) до 260 м (мульды), преобладающие значения 60-90 м.

Водоупором комплекса являются нижнеальбские, аптские и неокомские глины. Коэффициент фильтрации водовмещающих пород, рассчитанный по результатам из скважин колонкового бурения, составляет 0,3-3,0 м/сут., при ударном бурении 5-10 м/сут., в единичных случаях - 18 м/сут. Величина водопроницаемости изменяется от 130 до 340 м²/сут.

Грунтовые воды характеризуются низкой водообильностью, что объясняется неполной водонасыщенностью песков и дренирующей деятельностью саев и рек. Дебиты колодцев составляют 0,2-0,5 л/с, в единичных случаях 1-0,3 л/с. Дебиты скважин изменяются от 0,5 до 7 л/с при понижениях уровня 6-27 м (удельные дебиты 0,03-1,3 л/с). На возвышенных участках рельефа верхние пачки песков безводны. Производительность водоносного комплекса возрастает в межкупольных зонах, наиболее обводнены среднеальбские пески, реже верхнеальбские. Дебиты скважин, вскрывшие напорные воды, достигают 20,0 л/с, удельные дебиты изменяются от 0,3 до 1,2 л/с.

По минерализации и солевому составу воды весьма пестрые. Общей характерной закономерностью подземных вод альб-сеноманского комплекса является увеличение минерализации сверху вниз, а также от присводовых частей куполов к центральным частям межкупольных депрессий. Пресные воды - гидрокарбонатные кальциевые. По мере возрастания минерализации подземных вод происходит изменение солевого состава, которое заключается, главным, образом, в уменьшении содержания ионов НСО₃ и увеличении ионов хлора. Преобладают воды хлоридно-сульфатные, натриево-кальциевые.

В отдельных скважинах встречены микрокомпоненты бора (до 0,5 мг/л), брома (0,21-2,88 мг/л), фтора (0,4 мг/л), йода (0,42), а в водах с минерализацией 5 г/л и выше отмечено присутствие нафтеновых кислот (0,15- 0,25 мг/л). Жесткость воды изменяется от 1,5 до 57 мг/экв/л, температура 9,5-12°С. Питание вод альб-сеноманского комплекса происходит, в основном, за счет инфильтрации атмосферных осадков на площадях выходов песков на дневную поверхность. Абсолютные отметки уровней подземных вод понижаются в юго-западном направлении от 220 до 160 м, отражая основное направление потока. Это направление движения вод комплекса нарушается на куполах, где возникает местное - от свода к мульдам. Разгрузка подземных вод происходит в долины рек. В местах тектонических нарушений воды альб-сеноманского комплекса зачастую являются источниками питания нижележащих водоносных горизонтов, а увеличение минерализации свидетельствует о подтоке глубинных вод.

Максимальная годовая амплитуда колебаний уровня составляет 1,3 м (область питания - крылья куполов) и 0,3-0,4 м - в мульдах.

Широкое распространение альб-сеноманских отложений и почти повсеместная их водоносность характеризует этот комплекс как основной источник водоснабжения, орошения и обводнения. Наличие многочисленных куполов, отделенных друг от друга перегибами и мульдами, обуславливает образование мелких бассейнов, в которых содержатся значительные запасы подземных вод.

Водоносность аптских отложений (K1a)

Основная водоносность комплекса связана с базальным песчаным горизонтом. Песчаные отложения апта вскрываются скважинами на сводах куполов на глубинах от 25-40 м и 65-120 м, до 400-500 м - в межкупольных депрессиях. Пески мелкозернистые, глауконитовые залегают, в основном, в основании разреза и изменяются толщиной от 9 до 30 м, достигая максимальных величин в мульдах. На отдельных площадях пески залегают и в верхней части разреза. В местах выхода водоносных песков на поверхность подземные воды безнапорные с глубиной залегания уровня воды от 0,7 до 23 м. На остальной площади воды комплекса напорные с высотой напора до 96 м. Пьезометрические уровни устанавливаются на глубинах 9-66 м с абсолютными отметками 223-156 м со снижением к долинам рек. Водоотдача песков не превышает 11,9 коэффициенты фильтрации изменяются от 0,4 до 6,14 м. Дебиты скважин колеблются от 0,5 до 5 л/с при понижении уровня воды 2,4-21,5 л/с, удельные дебиты составляют 0,03-1,0 л/с.

Водоносный среднеюрский комплекс (J2)

В разрезе среднеюрских пород подземные воды содержатся в отложениях байосского и батского ярусов. В песчано-глинистом разрезе исследованиями установлено до 6-7 водоносных горизонтов, приуроченных к песчаным и алевролитовым прослоям мощностью 7-30 м, с интервалом залегания от 60 до 560 м. Пески и алевролиты - полимиктовые, серые, средне- и мелкозернистые, иногда с линзами бурого угля.

Воды байос-батских отложений обладают большим пьезометрическим напором (42-412 м). Статические уровни в скважинах устанавливаются на глубинах 8-68 м, дебит 0,4-3,5 л/с при понижении уровня 17-100 м, коэффициент фильтрации 3,4 м/сут. По солевому составу и минерализации воды весьма пестрые. Минерализация изменяется от 0,36 до 154,3 г/л.

Водосодержащие пески, залегающие гипсометрически в наиболее приподнятых участках (соляные купола) или близко к поверхности, интенсивно промываются, и в них формируются воды от пресных до солоноватых. Они преимущественно гидрокарбонатные кальциевые или хлоридно-сульфатные натриево-кальциевые. На общем фоне увеличения минерализации вод с глубиной отмечаются аномальные участки с резким возрастанием минерализации. Подземные воды среднеюрских отложений не имеют практического использования вследствие высокой минерализации.

Водоносность нижнеюрских отложений (J1)

В основании нижнеюрских отложений на всей площади территории распространена песчано-галечниковая пачка толщиной 15-85 м, залегающая на глубинах от 377 до 500 м и более. Водовмещающие породы представлены песками полимиктовыми, светло-серыми, слабоглинистыми, средне- и мелкозернистыми, с обильной мелкой галькой. Воды нижнеюрских отложений напорные. Статические уровни устанавливаются на абсолютных отметках 116-170 м. Дебиты скважин при понижении уровня воды на 50-75 м составляют 0,3-0,5 л/с. По составу воды хлоридно-натриевого состава, минерализация составляет 52-236 г/л, имеются специфические микрокомпоненты, мг/л: йод (21,1), бром (182,2), бор (72,9), аммоний (104), нафтенновые кислоты (3,6). Воды нижнеюрских отложений не используются.

Водоносность верхнепермских - нижнетриасовых отложений (P2-T1)

Отложения верхней перми и нижнего триаса на месторождении Сайгак вскрыты в интервале 1700-2700 м.

По данным ГИС, в триасовых (Т-1, Т-II) и в верхнепермских (Р-1-Р-10) продуктивных горизонтах выделены водоносные пласты. Воды триасовых отложений хлоркальциевого типа, соленостью 2-8 град. Ве° и удельным весом 1,17-1,18 г/см³.

Водоносные горизонты приурочены к прослоям песчаников и алевролитов. Воды напорные, величина напоров достигает 180-620 м при статическом уровне воды 128-135 м ниже устья. Дебиты скважин изменяются от 0,2 до 2,5 л/с при понижениях уровня 100-150 м.

Наиболее водообильны отложения соркольской свиты. При опробовании интервала 1818-1825 м в скважине 1, относящегося к горизонту Т-II был получен приток воды со следами нефти и расчетным дебитом 3,4 м³/сут. из фактического интервала коллектора 1829-1832 м, 1842,5-1846,5 м. В целом минерализация вод изменяется от 43,4 до 264,6 г/л и возрастает сверху вниз, а также в юго-западном направлении. Минерализация резко возрастает, когда воды непосредственно контактируют с каменной солью.

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

5.1. Цели и задачи разведочных работ

В основу проектирования нефтепоисковых работ в настоящем проектом документе «Дополнение к Проекту разведочных работ...» положен Отчет «Переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных работ 2D на участке Кержалы в 2024-2025 гг.», где в качестве наиболее перспективных выделены структуры Майтобе и Шиели.

Структура **Майтобе** закартирована по отражающим горизонтам V, T₂, T₁-top и D и представляет собой структуру примыкания к северо-западному склону соляного купола Кумбауроба.

Здесь по ОГ T₁-top и D выделяются перспективные ловушки, ограниченные стенкой соли (рис. 4.2.3, 4.2.11). Залежи такого типа имеются на месторождении Кенкияк.

По отражающему горизонту T₂ ожидаемая ловушка - структурного типа, пластовая, экранированная сбросом (рис. 4.2.9).

Структура **Шиели** выделяется на структурных картах по ОГ T₂, T₁-top, D (рис. 4.2.7 - 4,2,9).

По нижним сейсмическим горизонтам T₁-top и D здесь могут быть обнаружены залежи, литологически ограниченные склоном соли, а по горизонту ОГ T₂ - структурная, пластовая, экранированная сбросом.

Таким образом, в «Дополнении к Проекту...» предусматривается бурение двух разведочных скважин на структурах Майтобе и Шиели, а также проведение сейсморазведочных работ 3D на структуре Майтобе.

5.2. Система расположения разведочных скважин

Для поисков залежей нефти в триасовых и верхнепермских отложениях на структурах Майтобе и Шиели проектируется бурение двух поисково - разведочных скважин.

Поисково-разведочная скважина МТ-1 проектируется на структуре Майтобе, сейсмическом профиле 99ТЕМ-133, на расстоянии 1,75 км на северо-восток от пересечения с профилем 9007228 проектной глубиной 3500 м.

Цель бурения - поиски залежей в нижнетриасовых и верхнепермских отложениях.

Проектный горизонт - верхнепермский (рис. 5.2.3 и 5.2.4).

Скважина на забое может вскрыть и продуктивные горизонты, возможно сформированные в подказырьковой части соляной структуры.

Географические координаты проектируемой разведочной скважины, ориентировочно составляют: 48° 52' 7,428" (СШ) и 56° 21' 58,8132" (ВД).

Поисково-разведочная скважина Ш-1 проектируется на западном склоне соляной структуры Шиели, на сейсмическом профиле 9007-224Т на расстоянии 0,95 км юго-запад от пересечения с профилем 9007231 проектной глубиной 1400 м.

Цель бурения - поиски залежей в триасовых и верхнепермских отложениях.

Проектный горизонт - нижнепермский кунгурский (рис. 5.2.1 и 5.2.2).

Географические координаты проектируемой разведочной скважины ориентировочно составляют: 49° 3' 55,4868" (СШ) и 56° 22' 47,424" (ВД).

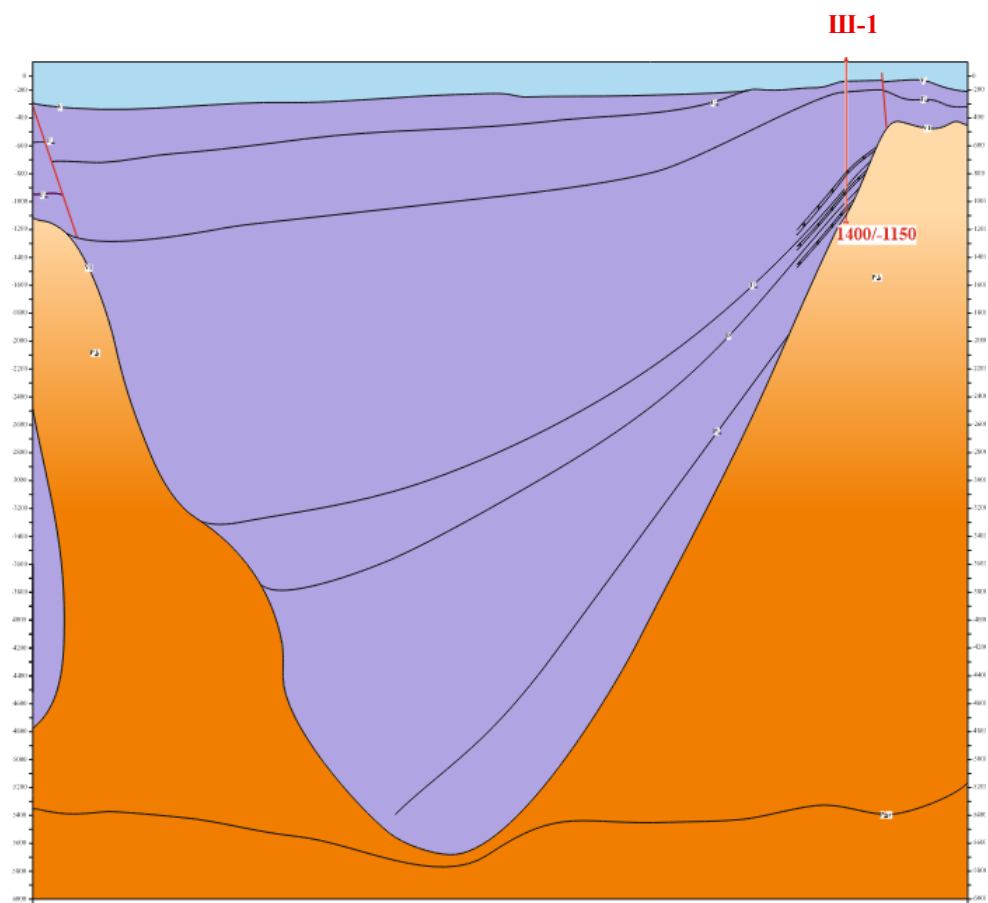


Рис. 5.2.1 – Геолого-сейсмический профиль через проектную разведочную скважину III-1

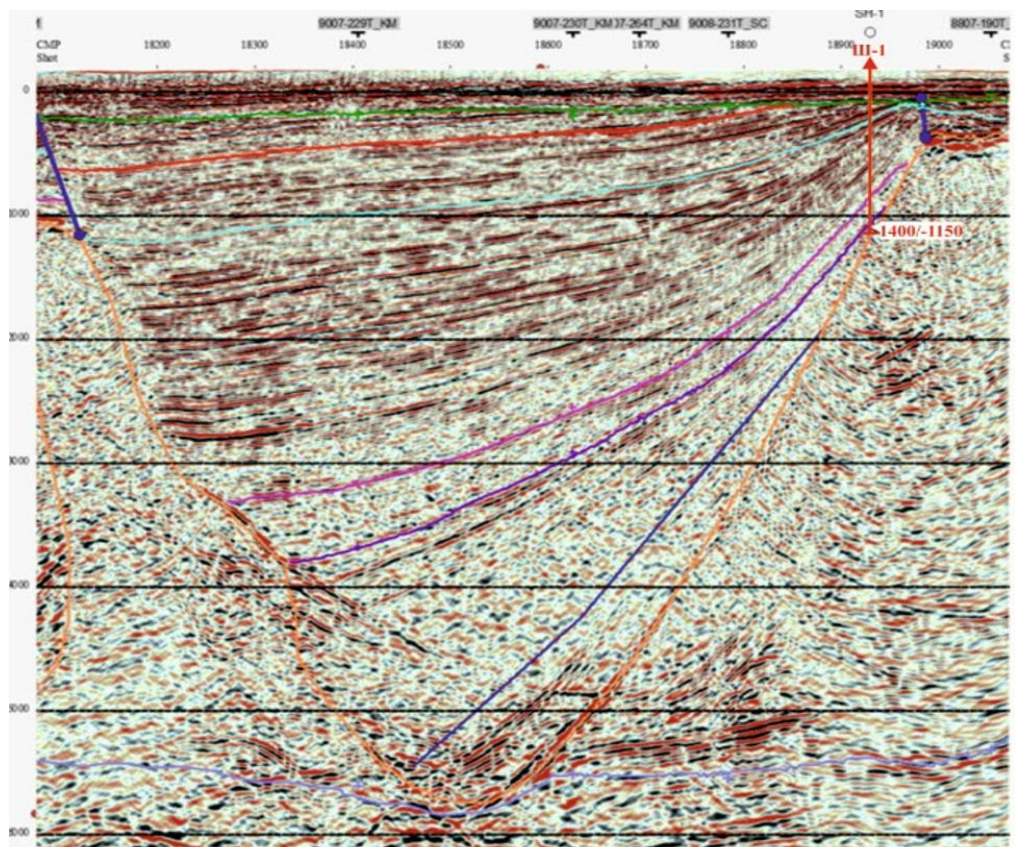


Рис. 5.2.2 – Глубинный сейсмический разрез через проектную разведочную скважину III-1

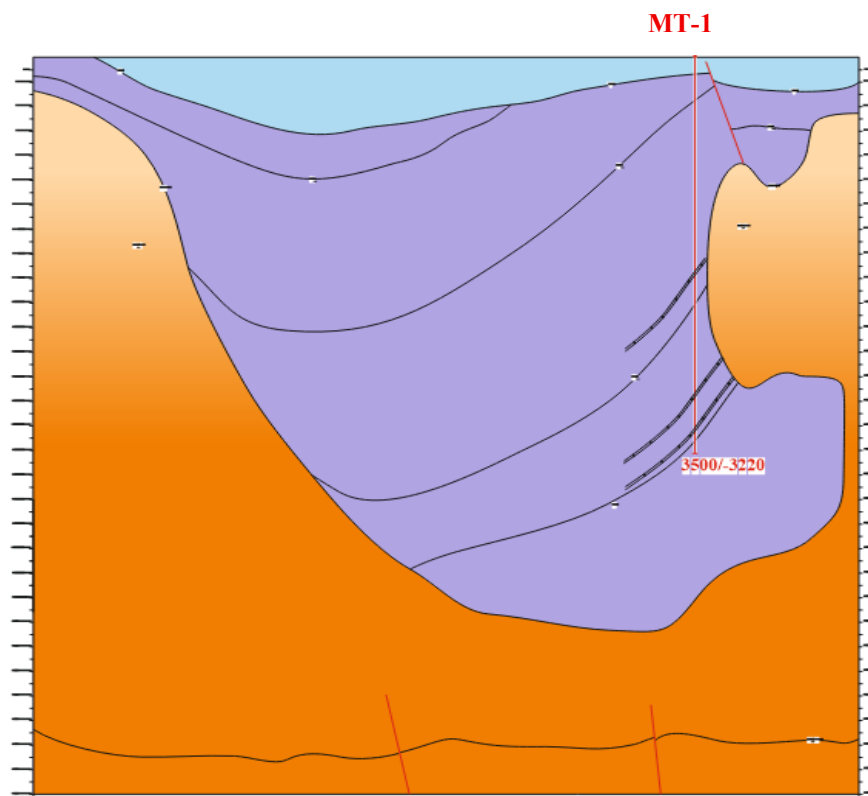


Рис. 5.2.3 – Геолого-сейсмический профиль через проектную разведочную скважину МТ-1

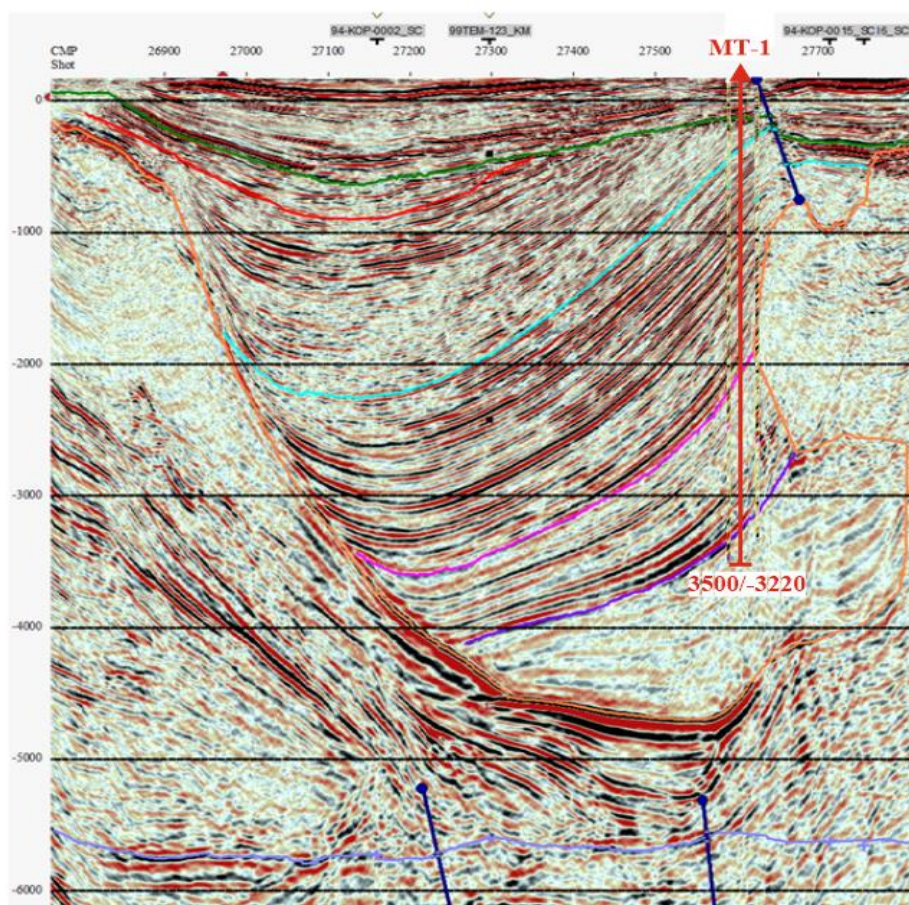


Рис. 5.2.4 – Глубинный сейсмический разрез через проектную разведочную скважину МТ-1

5.3. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ

Сейсморазведочные работы МОГТ-3D

Настоящим «Дополнением к Проекту разведочных работ...» на участке «Кержалы» проектируется проведение сейсморазведочных работ 3D на структуре Майтобе общей площадью 170 км² с целью изучения геологического строения и выявления объектов, перспективных на нефть и газ (рис. 5.3.1).



Рис. 5.3.1 - Контур сейсмической съемки 3D на структуре Майтобе

Основными геологическими задачами являются:

- изучение геологического строения надсолевых отложений, перспективных на нефть, в пределах исследуемых структур;
- подготовка структур к глубокому бурению.

В таблице 5.3.1 приведены параметры системы возбуждения и регистрации при проведении сейсморазведки методом МОГТ-3D, предлагаемые для решения поставленных геологических задач. В то же время до начала работ целесообразно дополнительно оценить оптимальность параметров системы наблюдений с учётом особенностей геологического строения структур и решаемых задач.

Границы общей площади проведения сейсмической съемки МОГТ-3D ограничены следующими угловыми точками:

Таблица 5.3.1 – Координаты угловых точек сейсмической съемки МОГТ-3D

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	48° 59' 22,2"	56° 23' 39,2928"
2	48° 55' 34,1256"	56° 30' 31,7448"
3	48° 48' 56,6784"	56° 22' 9,912"
4	48° 52' 45,3792"	56° 15' 16,668"

Таблица 5.3.2 - Рекомендуемые параметры систем наблюдений МОГТ-3D

Наименование параметров	Значения параметров
Основные параметры 3D сейсмической съемки	
Номинальная кратность системы наблюдений	150
Размер бина (по геометрии шаблона)	25 м × 25 м
Максимальное значение минимальных удалений	326 м
Максимальное удаление "взрыв-прием"	4207 м
Размер максимальных удалений по осям шаблона	2975,0 м × 2975,0 м
Соотношение максимальных удалений по осям шаблона	1
Параметры, характеризующие плотности наблюдений	
Количество взрывов на 1 квадратный километр	66,67
Количество пунктов приема на 1 кв. км	100,00
Описание шаблона и его перемещений	
<i>Геометрия линий приема в шаблоне</i>	
Количество линий приема (ЛП) в полосе	30
Интервал между линиями приема	200 м
Количество пунктов приема (ПП) на ЛП	120
Шаг пунктов приема (ПП) на ЛП	50 м
Количество активных каналов	3600
<i>Геометрия линий возбуждения в шаблоне</i>	
Количество линий взрыва на единичной расстановке	1
Интервал между линиями взрыва (ЛВ)	300 м
Количество пунктов взрыва (ПВ) на ЛВ и в шаблоне	4
Шаг пунктов взрыва на линии взрыва	50 м
<i>Параметры перемещения шаблона</i>	
Перемещение шаблона вдоль полосы	300 м
- в количестве интервалов между ЛВ	1
Перемещение шаблона на смежную полосу:	200 м
- в количестве линий приема	1
Характеристика системы наблюдений	
Характер расположения линий взрыва	Крестовая
Тип системы наблюдений (в направлении ЛП)	Симметричная

Технология и параметры системы возбуждения, и регистрации сейсмического сигнала, выбранные по результатам опытно–методических работ, должны обеспечить детальное изучение геологического строения мезозойского комплекса отложений, высокую латеральную и горизонтальную разрешающие способности записи, и подавление волн-помех.

В таблице 5.3.3 приведены рекомендуемые параметры регистрации сейсмических данных МОГТ-3D.

Таблица 5.3.3 - Рекомендуемые параметры регистрации сейсмических данных МОГТ-3D

Наименование параметров	Значения параметров
Регистрирующая система	24-х битная телеметрическая Sercel 408/428
Формат записи	SEG-D 8058
Длина записи	5 сек
Шаг дискретизации	2 мсек
Носитель сейсмических данных	NAS, 360 Гб
Тип геофона	Аналоговый типа SG-10 с собственной частотой 10 Гц
Группирование геофонов	12, параллельно-последовательное соединение 4 × 3
Конфигурация группы геофонов	Линейная, вдоль профиля на базе 22 м (тестируется)
Основной источник возбуждения	Вибросейсмический
Группирование вибраторов	4 вибратора вдоль линии ПВ
Вибрационный источник	
Время отметки момента	Записывается на вспомогательный канал
Пилотный свип-сигнал	Записывается на вспомогательный канал
Автокорреляция пилота	Записывается на вспомогательный канал
Длительность свип-сигнала	8-12 сек
Количество накоплений	2-4
Фильтр нижних частот	Отключен
Анти-алиасинговый фильтр высоких частот	200 Гц (0,8 частоты Найквиста), линейно-фазовый, крутизна 370 дБ/окт
Данные вибратора на ленте	После суммирования и корреляции
Взрывной источник	
Фильтр высоких частот	0.8 частоты Найквиста, минимально фазовый
Режекторный фильтр	Отключен
Время отметки момента	Записывается на вспомогательный канал
Вертикальное время	Записывается на вспомогательный канал
Источник возбуждения	Заряд весом 1 кг в одиночных скважинах на глубине до 15 м
Устройство синхронизации взрыва	Контролер-синхронизатор SGD-S

Возбуждение упругих колебаний, в основном, будет осуществляться с использованием вибрационного источника. Ориентировочные параметры свип-сигнала приведены в таблице 5.3.4.

Таблица 5.3.4 - Ориентировочные параметры свип-сигнала

Наименование параметров	Значения параметров
Тип свипа	Линейный up sweep
Длительность свип-сигнала	8-12 сек
Начальная частота	7-12 Гц
Конечная частота	90-120 Гц
Конусность (taper)	0.3-0.5 сек
Рабочая нагрузка на грунт	60-80%
Количество свипов на ПВ	2-4

Для проведения полевых сейсморазведочных работ методом МОГТ-3D (из одного источника) будет выбрана сервисная компания, обладающая значительным опытом выполнения сейсмических работ по высоким международным стандартам, включая линейные и площадные исследования.

Подрядной компанией будет разработан технический проект, где подробно будут рассмотрены методика проведения, параметры возбуждения, приема и регистрации полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3D, оборудования и средства передвижения.

По завершении полевого сезона составляется отчет о полевых сейсморазведочных работах. Данный отчет должен содержать полную информацию о методике проведения полевых работ, результатах опытных работ, качестве полевых материалов, навигационных

данных и координатах сейсмических профилей, полевой обработке сейсморазведочных данных, организации работ, а также мерах по охране труда, здоровья и окружающей среды.

Обработку сейсморазведочных данных провести с применением современных программных комплексов, обеспечивающих высокое качество сейсмических разрезов, необходимых для решения поставленных геологических задач.

Цифровую обработку проводить с сохранением амплитудно-частотного диапазона сейсмических данных, пригодных к динамическому анализу полученных сейсмических кубов 3D.

Предусмотреть анализ существующих геолого-геофизических данных для уточнения геологического строения территории, применение передовых технологий прогноза петрофизических свойств, таких как AVO моделирование и/или сейсмостратиграфический анализ.

Интерпретацию сейсмических данных 3D провести с применением современных аппаратных и программных обеспечений, включающих в себя многоцелевые прикладные пакеты, обеспечивающие решение поставленных геологических задач детального изучения строения разреза, трассирования и уточнения малоамплитудных нарушений и др.

Учитывая, что участок Кержалы находится в непосредственной близости от нефтяных месторождений Шубаркудук и Жаксымай (25-30 км) и открытого в 90-е годы месторождения Сайгак (5-10 км), а также поверхностные нефтепроявления, которые отмечены в оврагах и балках реки Кенжалы и признаки нефти и газа, наблюдавшиеся при бурении креглиусных скважин, данная структура представляется перспективной по среднеюрским, триасовым и верхнепермским отложениям. О перспективности участка также свидетельствуют экстремумы максимальной интенсивности аномалий собственного излучения углеводородов. Таким образом, на участке «Кержалы» проектируется проведение микросейсмических работ.

Методика микросейсмических работ — это совокупность способов наблюдения, регистрации и анализа микросейсмических колебаний земной поверхности для изучения строения и состояния геологической среды. Микросейсмические исследования применяются в геофизике, инженерной геологии, сейсмологии и при разведке полезных ископаемых, в том числе нефти и газа.

Microseisms — это слабые, непрерывные колебания земной поверхности с амплитудами обычно 0,1–10 мкм и частотами примерно 0,05–20 Гц.

Регистрация микросейсм проводится с помощью чувствительных приборов — Seismometer или Geophone.

1. Основные этапы микросейсмических работ.

Подготовительный этап. Включает:

- анализ геологической и геофизической информации района;
- выбор профилей наблюдений;
- расчет расстояния между пунктами измерений;
- подготовку оборудования.

2. Полевые наблюдения. На этом этапе выполняется регистрация микросейсмических колебаний.

Основные операции:

- установка датчиков (сейсмометров);
- ориентация датчиков;
- запись колебаний в течение 10–30 минут на каждом пункте;
- контроль качества сигналов.

Типы наблюдений:

- профильные (по линии);
- площадные (сеткой).

3. Первичная обработка данных. Включает:

- фильтрацию шумов;

- выделение частотных диапазонов;
- расчет амплитуд и спектров.

Используются методы:

- спектральный анализ;
- корреляционный анализ;
- усреднение сигналов.

4. Интерпретация. На основе анализа параметров микросейсм определяют:

- глубину залегания слоев;
- границы геологических структур;
- зоны разломов;
- физико-механические свойства пород.

Таблица 5.3.5 - Геологические условия проводки скважин МТ-1 и Ш-1

Стратиграфический комплекс	Интервалы отложений по каротажу, м от уровня моря (абс), м	
	МТ-1 Альтитуда – 280 м	Ш-1 Альтитуда – 250 м
N+Q+P+ K+ J	<u>0-410</u> (+280-130)	<u>0-330</u> (+250-80)
T ₃₊ T ₂	<u>410-2280</u> (-130-2000)	<u>330-900</u> (-80-650)
T ₁	<u>2280-3450</u> (-2000-3170)	<u>900-1000</u> (-650-750)
P ₂	<u>3450-3500</u> (-3170-3220) (вскр.50 м)	<u>1000-1100</u> (-750-850)
P ₁ kg	-	<u>1100-1150</u> (-850-900) (вскр.50м)
Забой	3500/-3220	1400/-1150

5.4. Геологические условия проводки скважин

Главным критерием успешного выполнения данного «Дополнения к Проекту разведочных работ...» является достижение проектной скважиной запланированной глубины забоя и вскрытие проектного горизонта, а также получение притоков нефти без допущения аварий в процессе бурения и освоения (таблицы 5.4.1 и 5.4.2).

На основании опыта бурения скважин, ранее пробуренных на данном участке, можно сделать вывод, что геологические условия их проводки характеризуются различной степенью сложности.

Таблица 5.4.1 - Проектный стратиграфический разрез скважины МТ-1

Возраст	Индекс	Интервал, м		Описание
		верх	низ	
Четвертичные	N+Q+P+ K+ J	0	410	Пески, суглинки, супеси.
Триасовый	T ₃ + T ₂	410	2280	Известняки и мергели серые, с гнездами белого мела, с прослойками известковистых глин. Глины с тонкими пропластками алевролитов и тонкозернистых песчаников. Глины тёмно-серые, зеленовато-серые, плотные. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые.
Триасовый	T ₁	2280	3450	Пески и песчаники крупно- и грубозернистые; местами песчаники средне-, мелко- и тонкозернистые. Цемент карбонатный, местами глинистый. Пропластки глин от красных до зелёных.
Верхне-пермские	P ₂	3450	3500	Глины преимущественно зеленовато-серые, светло-серые, коричневые, кирпично-красные, массивные, плотные. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, местами крупнозернистые, полимиктовые, на карбонатно-глинистом цементе. В виде пропластков и линз встречаются алевролиты, мергели, известняки.

Таблица 5.4.2 - Проектный стратиграфический разрез скважины Ш-1

Возраст	Индекс	Интервал, м		Описание
		верх	низ	
Четвертичные	N+Q+P+ K+ J	0	330	Пески, суглинки, супеси.
Триасовый	T ₃ + T ₂	330	900	Известняки и мергели серые, с гнездами белого мела, с прослойками известковистых глин. Глины с тонкими пропластками алевролитов и тонкозернистых песчаников. Глины тёмно-серые, зеленовато-серые, плотные. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые.
Триасовый	T ₁	900	1000	Пески и песчаники крупно- и грубозернистые; местами — средне-, мелко- и тонкозернистые. Цемент карбонатный, местами глинистый. Пропластки глин от красных до зелёных.
Верхне-пермские	P ₂	1000	1100	Глины преимущественно зеленовато-серые, светло-серые, коричневые, кирпично-красные, массивные, плотные. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, местами крупнозернистые, полимиктовые, на карбонатно-глинистом цементе. В виде пропластков и линз встречаются алевролиты, мергели и известняки.
Нижне пермские	P ₁ kg	1100	1400	Верхняя сульфатно-терригенная пачка состоит из песчаных глин, ангидрита и гипса. Соль местами загрязнена глиной, преимущественно белая, кристаллическая.

В нижнемеловых, среднеюрских и нижнетриасовых отложениях встречаются пласты песчаных пород, насыщенные пластовыми водами. Данные пласты могут служить объектами водопроявлений или поглощений бурового раствора.

Анализ данных по ранее пробуренным скважинам на контрактной территории показывает, что интервалы образования каверн, связанных с осыпями и обвалами горных пород, приурочены к терригенным отложениям пермо-триасового комплекса.

Таблица 5.4.3 - Ожидаемые осложнения при бурении скважины Ш-1

№ п/п	Интервал, м	Возраст пород	Вид осложнения	Причины, вызывающие осложнения
1	0-210; 0-340	K-J ₂	Нефте-, газо- и водопроявления; поглощения	Несоответствие забойного давления пластовому (как понижение, так и превышение)
2	210-350; 340-840	T	Осыпи, обвалы, нефтегазопроявления	Низкая водоотдача бурового раствора и недостаточное забойное давление
3	1000-1100	P ₂	Прихваты, нефтегазопроявления	Повышенная фильтрация, недостаточная гидромониторная очистка забоя

Таблица 5.4.4 - Ожидаемые осложнения при бурении скважины МТ-1

№ п/п	Интервал, м	Возраст пород	Вид осложнения	Причины, вызывающие осложнения
1	0-210; 0-340	K-J ₂	Нефте-, газо- и водопроявления; поглощения	Несоответствие забойного давления пластовому (как понижение, так и превышение)
2	210-350; 340-840	T	Осыпи, обвалы, нефтегазопроявления	Низкая водоотдача бурового раствора и недостаточное забойное давление
3	1000-1100; 3050-3500	P ₂	Прихваты, нефтегазопроявления	Повышенная фильтрация, недостаточная гидромониторная очистка забоя

Главной задачей бурения проектных скважин является достижение ими запланированной глубины забоя и вскрытие проектного горизонта. При этом предусматривается получение притоков нефти и газа при недопущении аварий в процессе бурения и освоения. Для выполнения поставленной задачи необходимо учитывать опыт бурения всех ранее пробуренных скважин в данном районе.

Скважины, достигшие проектной глубины, выполняют своё целевое назначение — получение притоков углеводородов и уточнение строения структуры, а также литологических особенностей пород.

5.5. Характеристика промывочной жидкости

На основе опыта бурения поисковых и разведочных скважин, вскрывающих надсолевые отложения на соседних площадях, для проводки проектируемых скважин выбирается буровой раствор с параметрами, обеспечивающими безаварийное достижение проектных глубин.

Состав промывочной жидкости должен обеспечивать предотвращение осложнений в стволе скважины (обвалы стенок, прилипания и прихваты бурильного инструмента), поглощений промывочной жидкости, водо-, нефте- и газопроявлений, а также проникновения фильтрата и твёрдой фазы бурового раствора в песчаные пласты-коллекторы и их загрязнения.

Для создания благоприятных условий бурения и получения полной и достоверной геофизической информации (ГИС) промывочная жидкость должна иметь полимерно-глинистый состав.

Приготовление и обработка промывочной жидкости химическими реагентами осуществляются в соответствии с разработанной рецептурой.

Таким образом, основными требованиями к промывочной жидкости, используемой при вскрытии продуктивных горизонтов, являются:

- минимальная водоотдача, обеспечивающая наименьшее загрязнение пласта-коллектора фильтратом бурового раствора;
- минимально допустимая плотность, обеспечивающая минимальное превышение гидростатического давления над пластовым;
- минимальное содержание твёрдой дисперсной фазы, прежде всего утяжелителей (барит, мел), с целью снижения кольматации коллекторов.

Бурение скважин в интервале глубин от 50 до 1200 м предусматривается вести буровым раствором плотностью 1,10–1,20 г/см³, условной вязкостью 35–45 с, водоотдачей 5–6 см³ за 30 мин, толщиной фильтрационной корки 0,5–1 мм и рН около 9 (таблица 5.5.1). Увеличение плотности раствора должно производиться постепенно по мере углубления скважины.

Контроль качества промывочной жидкости и её очистки осуществляется начальником буровой, буровым мастером и инженером по промывочной жидкости под руководством технологической службы.

Отклонение параметров раствора от значений, предусмотренных ГТН, может привести к осложнениям при бурении скважины, в связи с чем контроль их соответствия осуществляется геологами участка.

В случае возникновения осложнений (нефте-, газо- и водопроявления, осыпи, поглощения и др.) и необходимости изменения проектных параметров раствора такие изменения подлежат предварительному согласованию с организацией-недропользователем.

Каждое изменение плотности раствора в процессе бурения, связанное с нефте-, газо- и водопроявлениями, должно оформляться соответствующим актом, составляемым геологом участка.

С целью предотвращения кольматации коллекторов их вскрытие должно осуществляться буровым раствором с плотностью, обеспечивающей репрессию в пределах 4–7 % от пластового давления.

Технология углубления скважины в продуктивном разрезе, режим бурения и параметры бурового раствора должны обеспечивать минимальные гидродинамические нагрузки на стенки скважины.

Более подробно указанные вопросы рассматриваются в техническом проекте на строительство скважин.

Таблица 5.5.1 – Типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважины Ш-1

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость,с	Водоотдача, см3/30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (КСЬ)	Пластическая вязкость,сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	1мин	10 мин				Коллоидной (активной) части	Песка	Всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бентонитовый	0	50	1,05-1,10	30-40	<7	8-10	12-16	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	9-10	-	Как можно ниже	<20
КС1 Полимерный раствор	50	350	1,10-1,15	35-40	<7	8-10	12-16	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	9-9,5	7-8	Как можно ниже	15-25
КС1 Полимерный раствор	350	1400	1,15-1,20	40-45	<5-6	8-10	12-20	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	9-9,5	6-7	Как можно ниже	10-16

Примечание: 1. Тип и параметры буровых растворов могут быть изменены на основании технического проекта;

2. Плотность бурового раствора подобрана с учетом недопущения осложнений в процессе проводки скважины в виде сужений, осыпи и обвалов стенки ствола, в соответствии с РД "Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности" утвержденным приказом МИР РК от 30.12.2014г. №355.

Таблица 5.5.2 – Типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважины МТ-1

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость,с	Водоотдача, см3/30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (КСБ)	Пластическая вязкость,сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	1мин	10 мин				Коллоидной (активной) части	Песка	Всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бентонитовый	0	50	1,05-1,10	30-40	<7	8-10	12-16	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	9-10	-	Как можно ниже	<20
КС1 Полимерный раствор	50	700	1,10-1,15	35-40	<7	8-10	12-16	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	9-9,5	7-8	Как можно ниже	15-25
КС1 Полимерный раствор	700	1700	1,15-1,20	40-45	<5-6	8-10	12-20	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	9-9,5	6-7	Как можно ниже	10-16
КС1 Полимерный раствор	1700	2700	1,15-1,20	40-45	<5-6	8-10	12-20	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	9-9,5	6-7	Как можно ниже	10-16
КС1 Полимерный раствор	2700	3500	1,15-1,20	40-45	<5-6	8-10	12-20	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	9-9,5	6-7	Как можно ниже	10-16

Примечание: 1. Тип и параметры буровых растворов могут быть изменены на основании технического проекта;

2. Плотность бурового раствора подобрана с учетом недопущения осложнений в процессе проводки скважины в виде сужений, осыпи и обвалов стенки ствола, в соответствии с РД "Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности" утвержденным приказом МИР РК от 30.12.2014г. №355.

5.6. Обоснование типовой конструкции скважин

Выбор конструкции скважины осуществляется в соответствии с действующими нормативно-методическими документами, с учётом необходимости успешного выполнения поставленных геолого-промысловых задач по разведке и оценке нефтяной залежи, включая пробную эксплуатацию продуктивных скважин, а также с учётом горно-геологических условий проводки и опыта строительства скважин на рассматриваемой территории.

Для проектируемой скважины III-1 с проектной глубиной 1400 м предусматривается следующая конструкция:

- **Направление Ø 339,7 мм** спускается на глубину 50 м для предотвращения размыва устья скважины во избежание грифообразования. Цементируется до устья.
- **Кондуктор Ø 244,5 мм** спускается на глубину 350 м и предназначен для перекрытия неустойчивых меловых и юрских отложений, склонных к осыпям, обвалам и прихватам. После спуска осуществляется монтаж колонной головки (КГ) и противовыбросового оборудования (ПВО).
- **Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм** спускается до проектной глубины 1400 ± 250 м с целью разобщения продуктивных пластов и обеспечения их раздельного испытания. Цементируется до устья. На колонну устанавливается фонтанная арматура (ФА).

В соответствии с ожидаемыми горно-геологическими условиями в мезозойской толще и с учётом возможных осложнений ниже приводится рекомендуемая конструкция скважины, которая будет подробно рассмотрена в «Техническом проекте ...» (таблица 5.6.1).

После спуска эксплуатационной колонны проводится её испытание на герметичность методом опрессовки под давлением, а также путём снижения уровня жидкости.

Таблица 5.6.1 - Рекомендуемая конструкция скважины с проектной глубиной 1400 ± 250 м

Наименование колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска			
		По вертикали		По стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
Направление	339,7	0	50	0	50
Кондуктор	244,5	0	350	0	350
Эксплуатационная колонна	177,8	0	1400 (±250) м	0	1400 (±250) м

Согласно проектному стратиграфическому разрезу, с учётом ожидаемых горно-геологических условий в надсолевой толще и возможных осложнений, в Дополнении к ППР для проектируемой скважины МТ-1 с проектной глубиной 3500 м предусматривается следующая конструкция:

- **Направление Ø 508 мм** спускается на глубину 50 м с целью предотвращения размыва устья скважины и недопущения грифообразования. Цементируется до устья.
- **Кондуктор Ø 339,7 мм** спускается на глубину 700 м и предназначен для перекрытия неустойчивых меловых и юрских отложений, склонных к осыпям, обвалам и прихватам. После спуска выполняется монтаж колонной головки (КГ) и противовыбросового оборудования (ПВО).
- **Техническая колонна Ø 244,5 мм** спускается на глубину 1700 м с целью перекрытия неустойчивых и прихватопасных отложений среднего триаса. Оборудование устья скважины — ПВО. Подъём цемента — до устья.

- **Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм** спускается в интервале 1600-2700 м с целью разобщения продуктивных пластов и обеспечения их раздельного испытания. Цементируется в интервале 2700-1600м. На колонну устанавливается фонтанная арматура (ФА).
- **Хвостовик Ø 127 мм** спускается в интервале 2600–3500 (± 250) м в зависимости от фактических геолого-технических условий вскрытия разреза. Цементируется в интервале 3500-2600м.

В соответствии с ожидаемыми горно-геологическими условиями в надсолевой толще и с учётом возможных осложнений ниже приведена рекомендуемая конструкция скважины, которая будет подробно рассмотрена в «Техническом проекте ...» (таблица 5.6.2).

После спуска эксплуатационной колонны проводится её испытание на герметичность методом опрессовки под давлением, а также путём снижения уровня жидкости.

Таблица 5.6.2 - Рекомендуемая конструкция скважины МТ-1 проектной глубины 3500 $\pm$ 250 м

Наименование колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска			
		По вертикали		По стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
Направление	508	0	50	0	50
Кондуктор	339,7	0	700	0	700
Техническая колонна	244,5	0	1700	0	1700
Эксплуатационная колонна	177,8	1600	2700	1600	2700
Хвостовик	127	2600	3500 (± 250) м	2600	3500 (± 250) м

Примечание: Конструкция скважины может быть скорректирована и изменена в соответствии с уточненными и фактическими горно-геологическими условиями, установленными в процессе бурения. Допускается отклонение глубины ствола скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в проекте в пределах ± 250 м, что соответствует требованиям главы 13, пункта 168 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» от 15.06.2018г. №239.

При выборе буровой установки необходимо руководствоваться следующими критериями:

- грузоподъёмность определяется исходя из максимально допустимой рабочей нагрузки на крюке от веса бурильной колонны в воздухе или веса наиболее тяжелой обсадной колонны или её наиболее тяжелой секции. Допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40% согласно «Единым правилами по рациональному и комплексному использованию недр» (глава 13, п.190);
- обеспечение трёхступенчатой очистки раствора (оснащена системой очистки бурового раствора, позволяющей проводить его обработку в три последовательные стадии, что обеспечивает стабильность параметров раствора и уменьшает износ оборудования);
- монтажеспособность (обеспечивать удобство и безопасность монтажа и демонтажа, минимальные трудозатраты при подготовке к бурению и транспортировке между объектами);
- экономичность эксплуатации (низкие эксплуатационные затраты, включая расход топлива и энергии, техническое обслуживание, ремонт и амортизацию);
- уровень механизации рабочих процессов (предпочтение отдавать установкам с высоким уровнем механизации и автоматизации, что снижает трудоёмкость операций и повышает безопасность работ);
- мобильность (способность буровой установки быстро перемещаться между месторождениями или скважинами без значительных затрат времени и ресурсов).

5.7. Оборудование устья скважин

Устьевое оборудование фонтанных нефтяных скважин выбирается исходя из условий эксплуатации скважин.

Исходя из опыта работ по эксплуатации скважин на соседних месторождениях для проектных скважин рекомендуется тройниковая фонтанная арматура АФК6А-65х21 по ГОСТ 13846-84, или соответствующая ей по классификации АНИ, крестового типа на рабочее давление 21 МПа, с проходным диаметром стволовой части елки - 80 мм и проходным диаметром боковых отводов - 65 мм с ручным и автоматическим (пневматическим или гидравлическим) способом управления запорными устройствами (задвижками) (Таблица 5.6.1). Ствол фонтанной елки должен быть оборудован запорным устройством ручного управления и главным предохранительным клапаном автоматического управления. Боковые выкиды арматуры оборудуются запорными устройствами и штуцеродержателями (или регулируемыми дросселями) для частой и быстрой смены штуцера из-за возможного разрушения эрозией. Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- Панели местного управления с энергосвязью для передачи сигналов на контрольно-измерительный пункт (для автоматического закрытия задвижек центральной и отводящих линий), с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах и остановки в аварийных ситуациях. Панели оборудуются также пневмогидравлическим контуром для управления скважинным клапаном-отсекателем;
- Систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, чтобы избежать затвердевания парафиновых осадков в выкидных линиях.

Таблица 5.7.1 - Спецификация устьевого оборудования и ПВО

Обсадная колонна	Давление опрессовки, МПа	Типоразмер устьевого оборудования и ПВО	Кол-во, шт	Допустимое давление, МПа
Кондуктор	9	ОП5-230/80х35	1	3 5
		ОКК1-21-168х245	1	2 1
Эксплуатационная колонна	11,5	АФК6А -65х21	1	2 1

5.8. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований

В процессе бурения скважин необходимо проводить комплекс исследовательских работ, включающий проведение геофизических исследований, отбор керна и шлама, испытание перспективных горизонтов. Интервалы отбора керна, методы и интервалы испытания продуктивных горизонтов будут уточняться в процессе проводки скважин и по результатам геофизических исследований.

Необходим полный анализ керна, шлама, боковых грунтов в лабораторных условиях (биостратиграфические исследования, литологические, геохимические, петрофизические и т.д.), который позволит изучить вскрываемый разрез.

5.8.1. Отбор керна и шлама

В проектируемых скважинах предусматривается отбор керна в предполагаемых интервалах залегания продуктивных пластов с целью получения информации о фильтрационно-емкостных и петрофизических свойствах горных пород (пористость,

карбонатность, гранулометрический состав и др.), являющихся исходными данными при подсчете запасов и проектировании пробной эксплуатации.

Отбор керна планируется осуществлять с использованием керноотборочных снарядов и фиберглассовых грунтоносов с последующим разрезанием керна на отрезки длиной 1 м. Образцы пород, поднятые при бурении скважин, являются первичным фактическим материалом, характеризующим разрез скважины.

Образцы с признаками нефти герметизируются и максимально быстро доставляются в соответствующую лабораторию для комплексного анализа. В процессе бурения необходимо вести постоянное наблюдение за нефтегазопроявлениями, появлением пленок нефти или пузырьков газа в выходящем потоке глинистого раствора. Во всех случаях нефтегазопроявлений производить отбор проб нефти и газа на лабораторные анализы. В случае нефтегазопроявлений предполагается отбор грунтов со стенок скважины. Глубина и число отбора устанавливается геологической службой Заказчика.

Шлам отбирается в количестве 200-300 граммов для литологического анализа. Необходимо предусмотреть подготовку небольших – 50 граммов отмытых, сухих образцов для коллекции и для оперативного предоставления Заказчику.

При отборе шлама и его привязки к разрезу скважины, необходимо учитывать время отставания подъёма шлама из скважины и вносить соответствующие поправки. Шлам отбирается в местах, максимально приближённых к устью скважины (если есть возможность, то из желоба). Шлам будет отбираться из интервалов резкой смены литологического состава пород через 5-10 м, в продуктивной части разреза (с признаками нефти) - через каждые 1 или 2 м (по определению Недропользователя) проходки в тех интервалах продуктивной толщи, где не отбирается керн. Шлам упаковывается в специальные мешочки, которые этикетруются (на этикетке указываются: название площади, № скважины, глубина с учётом поправки на отставание, № образца).

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

Интервалы отбора керна будут уточнены по результатам интерпретации данных ГИС. В процессе бурения скважин интервалы отбора керна будут уточняться геологической службой Недропользователя. При вскрытии продуктивной толщи отбор керна производится сплошным отбором до полного прекращения признаков УВ. Предварительные проектные интервалы отбора керна приведены в таблице 5.8.1.1.

Таблица 5.8.1.1 - Проектные интервалы отбора керна по проектируемым скважинам

№ скв. (альт.)	Геологический возраст	Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м
МТ-1	Т, Р ₂	440-460	20
		800-820	20
		2000-2020	20
		3000-3020	20
		3280-3300	20
	Всего		100
Ш-1	Т, Р ₂	380-400	20
		470-490	20
		1010-1030	20
		1150-1170	20
		1270-1290	20
	Всего		100
	ИТОГО		200

Примечание: Объемы и интервалы отбора керна и шлама в процессе бурения будет корректироваться геологической службой Заказчика по результатам данных ГТИ и ГИС.

5.8.2. Геофизические и геохимические исследования

Общие геофизические исследования выполняются в скважинах по всему разрезу, вскрытому бурением. Они обеспечивают:

- определение пространственного положения и технического состояния скважины;
- выделение стратиграфических реперов и разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы и типы (терригенный, карбонатный и др.);
- идентификацию литолого-стратиграфических комплексов, к которым приурочены продуктивные или перспективные на нефть и газ отложения;
- расчленение разреза на пласты, их привязку по относительным и абсолютным отметкам глубин, внутри – и межплощадную корреляцию разрезов;
- привязку интервалов отбора керна по глубине;
- привязку по глубине интервалов опробований, испытаний, перфорации, материалов геофизических исследований в обсаженных скважинах.

Детальные исследования выполняют в продуктивных и перспективных на нефть и газ интервалах. В комплексе с материалами других видов исследований и работ (опробований, испытаний, керновыми данными и др.) они должны обеспечить:

- расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, привязку пластов по глубине скважины и абсолютным отметкам;
- детальное литологическое описание каждого пласта, выделение коллекторов всех типов - (поровых, трещинных, каверновых и смешанных) и определение их параметров – коэффициентов глинистости, общей и эффективной пористости, проницаемости, водо- и нефтегазонасыщенности (если эффективная толщина превышает 0,8 м);
- разделение коллекторов по характеру насыщенности на продуктивные и водоносные, а продуктивных – на газо- и нефтенасыщенные;
- определение положений межфлюидных контактов, границ переходных зон, эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин.

С целью наиболее полного изучения геологического разреза площади, выяснения ее нефтегазонасыщенности и контроля за состоянием ствола скважины в процессе ее строительства, а также с учетом полноты и информативности методов ГИС, выполненных в поисково-разведочных скважинах, пробуренных в предыдущие годы со вскрытием пермотриасовых отложений, рекомендуется произвести следующий комплекс промыслово-геофизических исследований.

Объем промыслово-геофизических работ в соответствии с инструкцией «Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований» приведен в таблице 5.8.2.1.

Таблица 5.8.2.1 - Планируемый комплекс ГИС в проектируемой скважине Ш-1 глубиной 1400 ± 250 м.

№ п/п	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервалы исследования, м	
			От (верх)	до (низ)
1	2	3	5	5
1	ГТИ	-	10	1400
2	Общие исследования: КС, ПС, ГК, АК, АКЦ, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия.	1:500	50 350	350 1400
3	<i>Детальные исследования:</i> БКЗ, ПС, ИК (ВИКИЗ), БМК, МКЗ, ГК, СГК, НК, ГГК-П, АК, резистивиметрия, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия. Широкополосный акустический каротаж (Sonic Scanner), литоплотностной каротаж. <i>Дополнительные методы:</i> FMI - высокоразрешающий электр. скважинный имиджер; RCI, MDT- модульный динамический испытатель пластов на кабеле; ЯМР- ядерно-магнитный каротаж или их аналоги.	1:500 1:200	350	1400

4	АКЦ с ФКД, СГДТ, термометрия, ГК, ЛМ (локатор муфт)	1:500	В интервалах спуска колонн
5	При испытании пластов провести комплекс ГИС-контроль: плотнометрия (ПЛ), влагометрия (ВЛ), STD, РГД, РИС, ГК, ЛМ, манометр (МН)	1:500	В интервалах опробования пластов

Таблица 5.8.2.2 - Планируемый комплекс ГИС в проектируемой скважине МТ-1 глубиной 3500 ± 250 м.

№ п/п	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервалы исследования, м	
			От (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5
1	ГТИ	-	10	3500
2	Общие исследования: КС, ПС, ГК, АК, АКЦ, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия.	1:500	50 700 1700 2700	700 1700 2700 3500
3	<i>Детальные исследования:</i> БКЗ, ПС, ИК (ВИКИЗ), БМК, МКЗ, ГК, СГК, НК, ГТК-П, АК, резистивиметрия, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия. <i>Широкополосный акустический каротаж (Sonic Scanner), литоплотностной каротаж.</i> <i>Дополнительные методы:</i> FMI - высокоразрешающий электр. скважинный имиджер; RCI, MDT- модульный динамический испытатель пластов на кабеле; ЯМР- ядерно-магнитный каротаж или их аналоги.	1:500 1:200	700 1700 2700	1700 2700 3500
4	АКЦ с ФКД, СГДТ, термометрия, ГК, ЛМ (локатор муфт)	1:500	В интервалах спуска колонн	
5	Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)		0-3500 м	
6	При испытании пластов провести комплекс ГИС-контроль: плотнометрия (ПЛ), влагометрия (ВЛ), STD, РГД, РИС, ГК, ЛМ, манометр (МН)	1:500	В интервалах опробования пластов	

В перспективном разрезе дополнительно могут быть выполнены следующие методы геофизических исследований скважин (ГИС):

Спектральный гамма-каротаж (NGT), выполняемый зондом HNGT, обеспечивает регистрацию содержания в породе радиоактивных изотопов: калия (K^{40}) — кривая PKGR, тория (Th) — кривая NTGR, урана (U) — кривая HUGR.

Компенсированный нейтронный каротаж (CNL) предусматривает регистрацию нейтронной пористости TNPH, рассчитываемой по данным дальнего и ближнего детекторов с учётом поправок на влияние окружающей среды в реальном времени. На диаграмму выводится кривая TNPH в единицах объёма (V/V).

Лито-плотностной каротаж включает регистрацию плотности (RHOV, г/см³) и фотоэлектрического фактора (PEF), используемого для уточнения литологии и выделения трещиноватых зон (единицы измерения — усл. ед.).

Широкополосный индукционный каротаж (AIT) обеспечивает регистрацию пяти кривых электрического сопротивления на различных глубинах исследования (ANT-10, ANT-20, ANT-30, ANT-60, ANT-90). На диаграмму выносится кривая с максимальной глубиной исследования — ANT-90 (Ом·м).

Дипольный акустический каротаж (DSI) включает регистрацию времени пробега продольных и поперечных волн, а также волны Стоунли, что позволяет выявлять зоны трещиноватости.

Каротаж ядерного магнитного резонанса (CMR), выполняемый прибором NRIL, обеспечивает определение открытой пористости (CMRP) и содержания свободного

флюида (CMFE), позволяет установить природу флюида (нефть, вода) и количественное соотношение его компонентов в долях пористости. Кроме того, по разнице между пористостью, определённой по данным АК, НК, ГГК-П и ЯМР, возможно оценить содержание битума в порах породы (единицы измерения — V/V).

Метод электрического микросканирования стенок скважины (FMI) с использованием телеметрической системы позволяет определять тип осадков, выделять зоны трещиноватости, оценивать ориентацию трещин и элементы залегания пластов.

Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) проводится для решения задач детальной стратификации отражающих горизонтов, изучения характеристик волнового поля, построения скоростной модели с увязкой с данными ГИС и литологии, а также оценки строения околоскважинного пространства, анизотропии и направлений трещиноватости, особенно в карбонатных отложениях.

В процессе бурения и исследования скважин программа промыслово-геофизических исследований может корректироваться специалистами недропользователя в соответствии с действующими нормативными требованиями.

5.8.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов

В процессе бурения проектируемых разведочных скважин основное внимание уделяется выяснению перспектив нефтегазоносности и получению коммерческих притоков нефти и газа. Вскрытие возможно продуктивных горизонтов в процессе бурения производится при параметрах промывочной жидкости, соответствующих геологическим условиям и максимально снижающим неблагоприятные последствия кольматации призабойной зоны шламом, затрудняющей и осложняющей испытание пластов на продуктивность. Поэтому параметры промывочной жидкости, технические средства очистки ее от выбуренных пород и шлама, предусмотренные геолого-техническим нарядом, должны строго соблюдаться и контролироваться.

В процессе бурения скважин в открытом стволе испытание перспективных пластов стандартными пластоиспытателями на бурильных трубах не предусмотрено. Вместо них намечается использовать многокамерный прибор MDT (RCI).

Оценка перспективности вскрытого разреза в отношении нефтегазоносности производится геологической службой на основании комплекса наблюдений, проведенных в процессе бурения скважины, а именно: газопоказаний по данным станции геолого-технологического контроля, признаков нефти в керне и шламе, нефтегазопроявлений и разгазирования промывочной жидкости, результатов отбора пластовых флюидов и материалов комплексной интерпретации промыслово-геофизических исследований.

Конкретные интервалы опробования в эксплуатационной колонне должны быть уточнены по данным ГИС и включены в план опробования и испытания.

После спуска и цементирования эксплуатационной колонны проводятся подготовительные работы: установка крестовины фонтанной арматуры, спуск НКТ до искусственного забоя (все НКТ и переводники должны быть прошаблонированы), промывка скважины водой, сбор тестовой системы, а затем опрессовка фонтанной арматуры совместно с эксплуатационной колонной в соответствии с типовой схемой.

Опробование объектов производится по методу «снизу – вверх».

В предыдущие годы достаточно сложной оставалась проблема освоения перспективных пластов в пробуренных скважинах. Известно, что при бурении скважин на разведочных площадях с возможными нефтегазопроявлениями с целью перестраховки от выбросов в глинистые растворы в большом количестве добавлялся утяжелитель барит, что приводило к закупориванию коллекторов.

Барит не реагирует на кислотные обработки и остается в прискважинной зоне, затрудняя приток из пласта. Отсутствие эффективных методов перфорации, обеспечивающих глубокое вскрытие пласта, не позволяло интенсифицировать притоки. К настоящему времени известны многочисленные факты, когда при повторном освоении

объектов с применением современных перфораторов интенсивность притоков из пластов возрастает на порядок.

Вскрытие предполагаемого продуктивного горизонта в эксплуатационной колонне осуществляется кумулятивными зарядами импортного производства Predator 2 7/8 с плотностью перфорации 16 отверстий на 1 пог. м (на трубах). Гидростатическое давление при этом должно быть снижено не более чем на 30 атм за счёт недолива жидкости в НКТ. Для долива в трубное пространство используется пресная вода. Перед проведением перфорации выполняется привязочный каротаж (ЛМ и ГК) с целью уточнения положения интервала перфорации. После записи ЛМ и ГК производится установка пакера и посадочного фланца. Опрессовка пакера и фонтанной арматуры (ФА) осуществляется через затрубное пространство. После обвязки скважины с тестовой сборкой (ТС) через штуцерную камеру с установленным штуцером диаметром 7 мм открывается трубный отвод и производится сброс штанги инициализации для выполнения перфорации заданного интервала в соответствии с планом работ.

При необходимости предусматриваются работы по интенсификации притока с применением глино-кислотной, кислотной обработки и при необходимости гидроразрыва пласта.

В процессе испытания продуктивных горизонтов производится полный комплекс исследований, характеризующих производительность скважины на различных режимах, начальные пластовые давления и температуру, забойные и устьевые давления, изменения поступлений флюидов (нефти, газа, воды) при смене штуцера и т.п. По результатам исследований строится индикаторная диаграмма, кривая восстановления давления и другие расчеты.

В зависимости от характера полученного притока флюида испытание скважины проводится методом установившихся или неустойчивых отборов.

В случае фонтанирования производится испытание на 3-х режимах с замерами забойного и пластового давления, температуры, с отбором поверхностных и глубинных проб нефти и газа.

Разобщающие мосты в процессе испытания скважин устанавливаются для изоляции нижележащего объекта (испытание которого закончено) при переходе на испытание вышележащих. После ОЗЦ (перед перфорацией очередного объекта) установленный мост испытывается на герметичность путем снижения гидростатического столба промывочной жидкости на величину, большую заданной депрессии при испытании следующего объекта.

До испытания на герметичность и после него мост должен быть проверен на прочность путем передачи на него нагрузки насосно-компрессорных труб со специально оборудованным низом.

При получении промышленных притоков нефти и газа проводится пробная эксплуатация, после которой скважина консервируется.

Вскрытие перспективных продуктивных горизонтов проводится на глинистом буровом растворе с параметрами, соответствующими геолого-техническим условиям проводки скважин. Для предотвращения возможных флюидопроявлений необходимо иметь запас бурового раствора в объеме не менее одного объема скважины.

Вызов притока проводится путем замены бурового раствора на воду. При получении притока флюидов проводятся исследовательские работы.

Прогнозируемые дебиты при опробовании скважин составят в пределах 10-30 м³/сут. Гидродинамические исследования скважин выполняются с учетом состояния эксплуатационной колонны и необходимости точного определения искусственного забоя.

Комплекс исследований включает:

- замер начального пластового давления;
- определение забойного давления (депрессии) и температуры;
- определение продуктивности скважины методом установившихся отборов;

- замеры дебитов нефти, газа и воды;
- отбор глубинных и поверхностных проб.

В зависимости от характера притока флюидов из скважины, применяют фонтанный метод исследований или метод свабирования.

В случае фонтанирования проводится определение пластового давления в начале и в конце опробования, а также измерение дебитов флюидов, забойного давления и температуры на нескольких режимах.

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

При получении воды работы проводятся согласно «Положению о геотермических исследованиях и гидростатическом опробовании скважин».

В эксплуатационной колонне испытание объектов будет проводиться по рекомендации ГИС с определением основных начальных параметров и режима работы продуктивных залежей УВ, включая кратковременную пробную эксплуатацию основных залежей продолжительностью до 3-х месяцев (таблица 5.8.3.2).

Таблица 5.8.3.2 - Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне по проектируемым скважинам МТ-1 и Ш-1

Номера скважин	Горизонты	Интервалы испытания, м
МТ-1 (-280)	Т	2020-2040
		3020-3040
		3300-3320
ИТОГО:		3
Ш-1 (-250)	Т	1030-1050
		1170-1190
		1290-1310
ИТОГО:		3

Гидродинамические исследования скважин рекомендуется проводить в следующей последовательности.

Перед началом исследовательских работ на режимах скважина должна отрабатываться через колонну для очистки забоя и при получении чистой продукции необходимо приступить к исследованиям (необходимо проверить забой на наличие воды).

Гидродинамические исследования скважин осуществляются на нескольких установившихся режимах.

Исследования на каждом штуцере необходимо проводить при установившемся режиме работы пласта, продолжительность которого уточняется в процессе исследований. Регистрацию устьевых давлений и дебитов следует проводить через каждый час работы скважины на каждом режиме. На каждом режиме следует снимать не менее двух замеров забойного давления и температуры.

В процессе исследований скважин обеспечивается оперативная обработка получаемых результатов с построением индикаторной кривой. К концу завершения исследований необходимо провести отбор глубинных и поверхностных проб нефти и газа. Отобранные глубинные и поверхностные пробы должны своевременно отправляться на исследования в соответствующие лаборатории.

В таблице 5.8.3.3 приведены прогнозируемые дебиты нефти, ее газосодержание и плотность.

Таблица 5.8.3.3 - Прогнозируемые дебиты нефти, плотности и газосодержания нефти

Скважины	МТ-1 и Ш-1		
Геологический возраст ожидаемых продуктивных горизонтов	T ₂₋₃	T ₁	P ₂

Ожидаемые параметры	дебит нефти – 10 м ³ /сут, плотность нефти – 0,86 кг/м ³ газосодержание – 3,4 м ³ / м ³	дебит нефти – 30 м ³ /сут, плотность нефти – 0,85 кг/м ³ газосодержание – 30 м ³ / м ³	дебит нефти – 30 м ³ /сут, плотность нефти – 0,84 кг/м ³ газосодержание – 40 м ³ /м ³
----------------------------	--	---	---

Примечание: * - по аналогии с месторождением Кенкияк надсолевой

** - по аналогии с месторождением Сайгак

5.8.4. Лабораторные исследования

Объемы и виды исследований проектируются согласно руководящим документам в соответствии с задачами разведочного бурения и пробной эксплуатации.

На основе прогнозируемого выноса керна и возможного количества нефтегазоносных объектов определены объемы лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.

Комплекс исследований должен обеспечить установление и уточнение границ стратиграфических подразделений и характеристик физических свойств отложений и пластового флюида.

Проектируемые виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов по разведочным скважинам приведены в таблице 5.8.4.1.

Таблица 5.8.4.1 - Лабораторные исследования

№п/п	Виды исследований	Кол-во анализов
1	2	3
1.	Уточнение данных о стратиграфическом расчленении разреза	30
2.	Палинологические определения	20
3.	Получение геолого-геофизических параметров для литолого-стратиграфической привязки сейсмических горизонтов	30
4.	Вещественный и гранулометрический состав	30
5.	Изучение коллекторских свойств разреза	378
6.	Определение свойств и качества флюидов:	
	Поверхностные пробы нефти	6
	Глубинные пробы нефти	6
	Пробы пластовой воды	6

Примечание: отбор образцов пород и нефти будет корректироваться геологической службой Заказчика.

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

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

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

Объем работ по массовым поискам урана и радия в проектных скважинах составляет:

1. Гамма-каротаж;
2. Контрольный каротаж в объеме 10% от глубины;
3. Отбор проб воды (по 1 л) – ориентировочно по 1 пробе из каждого объекта испытания.

Поиски микроэлементов включают отбор проб воды при получении притока воды (объем 2 л), 1 определение микроэлементов - 2 пробы.

Все гамма - каротажные работы проводятся по договору с соответствующей геофизической организацией, выполняющей все работы ГИС или с другими организациями.

При бурении скважин необходимо вести попутно поиски пресных, минеральных и термальных вод, в случае обнаружения притоков какой-либо из перечисленных вод произвести анализы на соответствие ГОСТам.

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

Относительно повышенной радиоактивностью в разрезе скважин обладают глинистые, углефицированные породы юрских, триасовых и верхнепермских отложений.

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ

При бурении скважины должна непрерывно вестись геологическая документация от начала до завершения её строительства.

К документам, предшествующим бурению скважины, относятся:

- акт о заложении скважины со структурной картой и проектным геолого-геофизическим профилем, на которых указано местоположение скважины;
- геолого-технический наряд;
- акт о переносе проектной скважины в натуру.

На бурящуюся скважину оформляется «Дело скважины», включающее:

- журнал описания керна и шлама;
- журнал регистрации образцов, отобранных на различные виды анализов, с указанием организации-исполнителя, времени отправления образцов, а также папку с результатами всех видов анализов (керна, воды, нефти, газа);
- геолого-технический журнал, отражающий условия проводки скважины, изменения режима бурения, параметры промывочной жидкости, интервалы поглощений, обвалов и газопроявлений.

Перечень документов, составляющих дело скважины, должен включать весь комплекс первичной документации, отражающей процесс бурения и опробования скважины.

По завершении выполнения работ, на основе систематизации и анализа геолого-геофизической информации, интерпретации материалов ГИС, обобщения результатов лабораторных исследований пластовых флюидов, промысловых исследований, а также технико-технологических условий проводки скважин, будут получены новые сведения о геологическом строении участка Кержалы и выполнена оценка запасов.

Виды и объемы планируемых исследовательских работ представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Основные показатели проектируемых работ в скважинах МТ-1 и Ш-1

№ п/п	Виды работ	Единицы измерения	Объем работ по проекту
1.	Объем бурения	м	4900
2.	Количество скважин	скважина	2
3.	Отбор керна	м	200
4.	ГИС	м	4900
5.	Опробование и испытание объектов в экс. колонне	кол-во объектов	6

*Примечание: * - количество отбираемых проб будет уточняться в процессе бурения*

8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

В ходе выполнения геологоразведочных работ на контрактной территории недропользователь ТОО «Kenzhaly Petroleum (Кенжалы Петролеум)» выполняет текущие работы по ликвидации и консервации объектов недропользования. Финансирование этих работ выполняется за счет средств недропользователя.

27 декабря 2017 года был принят Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (далее по тексту – Кодекс), вступил в силу 29 июня 2018 года. Согласно положениям Кодекса, в частности пункту 3 статьи 277 по истечении 36 месяцев со дня введения в действие Кодекса (соответственно с 29 июня 2021 года) внедренная в Кодексе новая модель финансирования ликвидации последствий недропользования, предусматривающая обеспечение ликвидации начинает действовать в отношении ранее заключенных контрактов.

Исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада.

Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий разведки, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разведочных работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных таким проектным документом.

В случае утверждения проекта разведочных работ, предусматривающего увеличение стоимости работ по ликвидации последствий разведки, либо проекта пробной эксплуатации соответствующая дополнительная сумма должна быть внесена до начала проведения работ, предусмотренных таким проектным документом.

Проект ликвидации последствий разведки углеводородов составляется одновременно с проектом разведочных работ. Недропользователь обязан вносить изменения в проект ликвидации последствий разведки углеводородов, включая изменения в приблизительный расчет стоимости ликвидации, в случае внесения изменений в проект разведочных работ.

В связи с тем, что данным «Дополнением к проекту разведочных работ....» предусмотрено изменение объема разведочных работ, соответствующие изменения будут внесены в Проект ликвидации последствий разведки углеводородов. Банковский вклад для обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий разведки будет внесен Недропользователем после утверждения проектного документа до начала выполнения работ по нему.

Конечной целью при проведении изоляционно-ликвидационных работ является установление порядка и технических требований по переводу ликвидируемой скважины в состояние, обеспечивающее сохранность Контрактной территории, безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей природной среды, зданий и сооружений в зоне влияния ликвидируемого объекта.

На каждую скважину, подлежащую ликвидации или консервации, составляется индивидуальный план организации работ на ликвидацию или консервацию скважины.

Мероприятия при ликвидации скважин

Ликвидация скважин должна выполняться на основании «Проекта ликвидации объектов недропользования на контрактной территории ТОО «Kenzhaly Petroleum (Кенжалы Петролеум)». Такой проект разрабатывается в соответствии с требованиями «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», введенных в действие приказом Министерства энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года №239 и «Единых правил по рациональному и

комплексному использованию недр» утвержденных приказом Министерства энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года №200.

Проект устанавливает комплекс изоляционно-ликвидационных работ при ликвидации скважин, как вскрывших пласты, содержащих углеводороды, токсичные и агрессивные компоненты (сероводород, сернистый газ, углекислый газ, окись углерода, окись и двуокись азота, аммиак и др.), так и при их отсутствии.

Дальнейшая ликвидация скважин должна производиться на основании плана консервации и ликвидации, разработанного по каждой скважине и утвержденного недропользователем.

Мероприятия по проведению рекультивации нарушенных земель

В соответствии с требованиями статьи 140 Земельного Кодекса Республики Казахстан собственники земельных участков и землепользователи обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств земли и своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот и улучшение экологических условий.

Проект рекультивации нарушенных земель буровых площадок разведочных скважин является составной частью Проекта ликвидации разведочных скважин и рассматривает биологический этап рекультивации для приведения нарушенных участков в состояние пригодное для дальнейшего использования в хозяйственном обороте, с учетом природно-климатических условий, рельефа местности, хозяйственной, экономической, экологической и социальной эффективности рекультивации нарушенных земель под пастбища.

Особенностью нарушенных земель является то, что в качестве лимитирующих выступает не один, а несколько факторов. Основными лимитирующими факторами являются природно-климатические условия, которые являются резко континентальными с недостаточным количеством осадков, местоположением - нарушенные земли расположены на землях сельскохозяйственного назначения, которые использовались под пастбища.

Заданием и актом обследования нарушаемых земель, подлежащих рекультивации, принято сельскохозяйственное направление рекультивации путем создания рекультивационного слоя пригодного для использования под пастбища на площадках разведочных скважин.

Исходя из принятого направления рекультивации, в проекте решаются вопросы технологии рекультивационных работ, осуществляемых в два этапа:

- технический этап (создание рекультивационного слоя);
- биологический этап.

Технический этап проектом предлагается начать в теплый период года.

Биологический этап рассчитан на 3-5 лет, начинается он осенью со вспашки без оборота пласта на глубину до 20 см. Ранней весной следующего года проводится боронование и посев трав.

В течение 3 лет после посева многолетних трав происходит образование устойчивой дернины и самообсеменение земельных участков. После чего заканчивается мелиоративный период.

Расчет суммы для ликвидации последствий недропользования

Учитывая, что в настоящее время площади разведочных работ не обустроены, а работы по испытанию проектных разведочных скважин предусматриваются с использованием мобильного тестового оборудования, без капитального обустройства на период проведения работ по разведке, ликвидация последствий при проведении

проектируемых работ будет включать в себя только ликвидацию скважин и рекультивацию земель в пределах буровых площадок скважин.

Ниже в таблицах 8.1-8.7 приведен полный расчет стоимости ликвидации скважин.

Таблица 8.1 - Необходимое количество цементных мостов для ликвидации скважин

Структура	№ сква- жины	Проектная глубина, м	Интервалы перфорации, м Объекты испытания	Интервалы установки цементных мостов, м	Общая высота цементных мостов, м
Майтобе	МТ-1	3500	I -объект (3300-3320)	3280-3340	60
			II -объект (3020-3040)	3000-3060	60
			III -объект (2020-2040)	2000-2060	60
Шиели	Ш-1	1400	I-объект (1290-1310)	1270-1330	60
			II-объект (1170-1190)	1150-1210	60
			III -объект (1030-1050)	1010-1070	60

Таблица 8.2 - Стоимость 1 бригады-часа при ликвидации скважин

№ п/п	Наименование затрат	Един. изм.	Ставка
			2026 г.
1	Оплата труда бригады по ФЛС	час	24 585
2	Соц. налог + соц. страх 9,9%	час	2 494
3	Дизтопливо - силовой блок	час	1 830
4	Моторные и смазывающие масла	час	362
5	Стоимость суточных материалов и запасных частей к силовому оборудованию в процессе их эксплуатации	час	3 282
6	Содержание силового оборудования, инструмента (включает затраты на транспорт, связанные с проведением текущего ремонта, тех. обслуж., доставкой на базу БПО и т.д.)	час	4 404
7	Амортизационный износ подъёмника, оборудования, НКТ, бур,труб, вагон-домиков и прочих ОС.	час	4 795
8	Сырьё и материалы	час	7 403
9	Геофизические работы	час	0
10	Транспортировка материалов, оборудования и работа спецтехники	час	7 229
11	Транспортировка вахт	час	577
12	Дефектоскопия труб и оборудования	час	1 341
13	Э/энергия	час	598
14	Расходы по охране окружающей среды	час	32
15	Расходы по охране труда ТБ и ЧС	час	370
16	Приобретение СИЗ и противопожарного инвентаря	час	346
17	Услуги РГКП военизированного отряда АК-Берен	час	198
18	Радио и спутниковая связь	час	85
19	Водопотребление холодной воды	час	69
20	Расходы на обязательное страхование	час	93
21	Налог на имущество	час	336
22	Плата за загрязнение окружающей среды	час	124
23	Итого прямые затраты		60 555
24	Накладные расходы - 30%	%	0
25	Плановые накопления - 8%	%	4 846
26	Итого с учётом накладных расходов и плановых накоплений		65 400
28	Всего стоимость 1-го бригады-часа, тенге		65 400

Таблица 8.3 - Расчет стоимости ликвидации одной скважины и продолжительность ликвидационных работ по скважине МТ-1

№ п/п	Намечаемые работы	Нормы времени в часах для глубины	Стоимость работы 1 бр/час, тенге	Общая стоимость, тенге
	1-Раздел			
1	Переезд подъемника и перетаскивание всего оборудования	39	65400	2550600
2	Установка и испытание якорей оттяжек	5,85	65400	382590
3	Установка переносного фундамента для опор мачты	3,12	65400	204048
4	Монтаж подъемника с ПЗР. Установка ГИВ.	8,19	65400	535626
5	Монтаж рабочей площадки, приемного моста со стеллаж. и эл.освещения	12,09	65400	790686
6	Завоз НКТ с укладкой их на стеллаж вручную	18,24	65400	1192896
7	Проведение проверки пусковой комиссией	2	65400	130800
	ИТОГО	88,49	65400	5787246
	2-Раздел			
1	Подготовительные работы перед началом КРС	14,04	65400	918216
2	ПЗР. Подъем подземного оборудования	22,62	65400	1479348
3	Прошаблонировать скв-ну печатью Ø135мм с промером длин труб	25,74	65400	1683396
4	Спуск пера на НКТ для промывки скважины	26,52	65400	1734408
5	Сборка промывочного оборудования	3,12	65400	204048
6	Промывка	21,45	65400	1402830
7	Нарращивание труб с промером	3,12	65400	204048
8	Разборка промывочного оборудования	3,12	65400	204048
9	Подъем пера после промывки. ПЗР.	22,62	65400	1479348
	ИТОГО	142,35	65400	9309690
	3-Раздел			
1	Спуск НКТ до интервала	19,89	65400	1300806
2	Закачка цементного раствора	5,4	65400	353160
3	Доподъем НКТ с промывкой	6	65400	392400
4	ОЗЦ	72	65400	4708800
5	Испытание и опрессовка цементного моста	17,94	65400	1173276
6	Полный подъем НКТ	18,72	65400	1224288
7	Установить заглушку на устье с репером	11,7	65400	765180
	ИТОГО	151,65	65400	9917910
	4-Раздел			
1	Демонтаж подъемника и оттаскивание оборудования	6	65400	392400
2	Откачка, вывоз технологической жидкости из емкостей	4,4	65400	287760
	ИТОГО	10,4	65400	680160
	ВСЕГО	392,89	65400	25 695 006

Таблица 8.4 - Расчет стоимости ликвидации одной скважины и продолжительность ликвидационных работ по скважине Ш-1

№ п/п	Намечаемые работы	Нормы времени в часах для глубины	Стоимость работы 1 бр/час, тенге	Общая стоимость, тенге
	1-Раздел			
1	Переезд подъемника и перетаскивание всего оборудования	39	65400	2550600
2	Установка и испытание якорей оттяжек	5,85	65400	382590
3	Установка переносного фундамента для опор мачты	3,12	65400	204048
4	Монтаж подъемника с ПЗР. Установка ГИВ.	8,19	65400	535626
5	Монтаж рабочей площадки, приемного моста со стеллаж. и эл.освещения	12,09	65400	790686
6	Завоз НКТ с укладкой их на стеллаж вручную	18,24	65400	1192896
7	Проведение проверки пусковой комиссией	2	65400	130800
	ИТОГО	88,49	65400	5787246
	2-Раздел			
1	Подготовительные работы перед началом КРС	6,02	65400	393708
2	ПЗР. Подъем подземного оборудования	9,69	65400	633726
3	Прошаблонировать скв-ну печатью Ø135мм с промером длин труб	11,03	65400	721362
4	Спуск пера на НКТ для промывки скважины	11,37	65400	743598
5	Сборка промывочного оборудования	1,34	65400	87636
6	Промывка	9,19	65400	601026
7	Наращивание труб с промером	1,34	65400	87636
8	Разборка промывочного оборудования	1,34	65400	87636
9	Подъем пера после промывки. ПЗР.	9,69	65400	633726
	ИТОГО	61,01	65400	3990054
	3-Раздел			
1	Спуск НКТ до интервала	8,52	65400	557208
2	Закачка цементного раствора	2,31	65400	151074
3	Доподъем НКТ с промывкой	2,57	65400	168078
4	ОЗЦ	72	65400	4708800
5	Испытание и опрессовка цементного моста	7,69	65400	502926
6	Полный подъем НКТ	8,02	65400	524508
7	Установить заглушку на устье с репером	5,01	65400	327654
	ИТОГО	106,12	65400	6940248
	4-Раздел			
1	Демонтаж подъемника и оттаскивание оборудования	6	65400	392400
2	Откачка, вывоз технологической жидкости из емкостей	4,4	65400	287760
	ИТОГО	10,4	65400	680160
	ВСЕГО	266,02	65400	17 397 708

Таблица 8.5- Расчет размера суммы установки тумбы (1х1х1м)

Наименование	ед.изм	кол- во	Стоимость ликвидации, тенге	Всего, тенге
Промысловые объекты и оборудование				
Установка репер тумбы	шт	1	119 184	119 184

Таблица 8.6 - Объемы работ по рекультивации площадки одной скважины

Структура	№ скважины	Единица измерения	Количество	Общая стоимость рекультивации
Майтобе	МТ-1	га	0,3	753,6 тыс
Шиели	Ш-1	га	0,3	753,6 тыс

Примечание: Расчет затрат на рекультивацию земли площадки скважины взять из расчета на $1 \text{ м}^3 = 12\,560 \text{ тг}$. Объем рекультивации по одной скважине составил 6 м^3 ($3 \times 10 \times 0,2$).

Таблица 8.7 - Общая стоимость ликвидации и рекультивации одной скважины

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Для скв. МТ-1	Для скв. Ш-1
1	Расходы на ликвидацию скважины	тенге	25 695 006	17 397 708
2	Установки тумбы (1х1х1 м)	тенге	119 184	119 184
3	Рекультивация земельного участка	тенге	753 600	753 600
	Итого	тенге	26 567 790	18 270 492
	Итого по двум скважинам	тенге	44 838 282	

9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

9.1. Охрана недр

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании». В современном мире понятия экологической и промышленной безопасности неразделимы и уровень их обеспечения является важным критерием эффективности работы предприятия.

Уровень причинения вреда окружающей среде и здоровью людей от деятельности предприятия напрямую зависит от качества и технического состояния применяемого оборудования.

Компания несет полную ответственность за состояние охраны недр на месторождении в процессе бурения и испытания поисковых скважин. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет руководитель компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе разведки предусматривают:

- обеспечение полноты геологического изучения и получения необходимых параметров для достоверной оценки запасов месторождения, предоставленного в недропользование;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и кратковременной пробной эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;
- надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

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

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

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

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

Основными источниками воздействия на геологическую среду «сверху» являются технологические продукты и отходы производства, циркулирующие накапливающиеся в поверхностных сооружениях. В случае негерметичности или переполнения этих сооружений жидкости растекаются и переносятся поверхностными водотоками.

Основным механизмом проникновения загрязнителей в подземные горизонты является инфильтрация вместе с поверхностной водой.

Воздействие на геологическую среду «снизу» происходит при бурении скважин.

При бурении часть промывочной жидкости поступает из ствола скважины в водоносные горизонты, загрязняя их. Иногда поглощение буровых растворов имеет катастрофический характер. Основные изменения происходят в самих нефтесодержащих пластах.

Часть ранее нефтенасыщенного порового пространства замещается водой или газом, преобразуется химический состав пластовой воды и нефти, особенно интенсивно эти процессы происходят при закачке в пласт воды. Изменяются пластовые гидродинамические и термодинамические условия. Происходит взаимодействие нагнетательной воды с пластовой водой и породой. При этом протекают химические реакции с выпадением в осадок новообразованных минеральных солей, усиливаются процессы выщелачивания минералов скелета нефтеносных пород. При этом происходят существенные изменения в водоносных горизонтах. При бурении нарушается поверхностный и подземный сток, изменяются фильтрационные и физико-механические свойства грунтов.

Кроме того, возможны местные и региональные просадки поверхности, переформирование гидрогеологических условий, усиление или ослабление условий водообмена, образование новых водоносных горизонтов, смешение вод, изменение уровней, напоров, скоростей и направления движения, изменение химического газового состава и температуры.

Могут происходить вторичные изменения, фильтрационные деформации пород, дегазация пород, «образование антропогенных грифонов и гейзеров».

В результате происходящих антропогенных воздействий возможны изменения естественных физических полей: гравитационных, гидродинамических, термических, геохимических и др. Глубина изменения геологической среды может достигнуть несколько километров.

9.2. Оценка воздействия на окружающую среду

Оценка воздействия на геологическую среду дана на основе анализа проектных решений с учетом опыта проведения буровых работ.

Намечаемая хозяйственная деятельность не вызовет существенных изменений геологической среды. Земляные работы имеют временный характер. Общего изменения мощности слоя пород и зоны аэрации не произойдет. Воздействие оценивается как незначительное.

В условиях близкого залегания грунтовых вод незначительные нарушения микрорельефного залегания почв вызовут изменения температурного и водного режимов.

Поверхностные механические нарушения не имеют площадного характера и связаны с земляными работами по прокладке дороги и строительства площадки. Данные работы не приведут к образованию новых форм рельефа, существенному перераспределению поверхностного стока и нарушению режима подземных вод ввиду незначительного объема перемещаемого грунта. По данному критерию воздействие оценивается как незначительное.

Изменение химического состава и режима глубоких водоносных горизонтов маловероятно, так как строительство скважин осуществляется с применением передовых технологий и материалов, что сводит к минимуму риск возникновения нештатных ситуаций, при которых возможно нарушение герметичности цементирования или иных заколонных проявлений. По данному критерию воздействие оценивается как незначительное.

В процессе бурения скважин предусматривается комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

С учётом природоохранных мероприятий воздействие на геологическую среду будет незначительным.

Проектом бурения скважин предусмотрено использование в верхнем интервале скважины экологически безопасных буровых растворов, все компоненты которых будут иметь паспорт безопасности вещества.

Предотвращение межпластовых перетоков подземных вод достигается обеспечением высокого качества крепи скважины.

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин.

Интервалы испытания скважины изолируются с двух сторон цементными мостами, что обеспечивает предотвращение межколонных перетоков пластовых флюидов.

Охрана недр включает в себя систему правовых, организационных, технологических, экономических, и других мероприятий, направленных на:

- рациональное и комплексное использование полезного ископаемого;
- использование оптимальных способов отработки продуктивных пластов;
- охрана земной поверхности от техногенного (антропогенного) изменения;
- предотвращение ветровой эрозии почв;
- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель, связанных с бурением скважины;
- предотвращение загрязнения подземных вод при бурении скважин;
- использование в производстве нетоксичных материалов;
- экологически безопасная утилизация, захоронение остатков отходов бурения;
- очистка и использование промышленных и хозяйственных стоков в повторных циклах.

Обустройство участка бурения будет произведено с учетом требований правил техники безопасности и охраны окружающей среды, равно как с учетом задач эксплуатации и материально-технического снабжения, для полного обеспечения возможности выполнения работ в процессе строительства скважины. Подъездные дороги обеспечивают безопасные раздельные въезд и выезд с буровой.

Площадка для буровой установки будет спланирована с учетом естественного уклона местности, типа почвенного покрова и литологического состава почво-грунтов, глубины залегания уровня грунтовых вод. Емкости для бурового раствора и воды, емкости под дизтопливо и масло, и другое буровое оборудование будет размещаться на фундаменте из плит многократного использования.

Для исключения попадания отходов бурения на территорию буровой площадки и миграции загрязняющих веществ в природные объекты предусматриваются инженерная система организованного их сбора, хранения и гидроизоляция технологических площадок. Строительно-монтажные работы. На этом этапе выполняется строительство дороги, сооружение насыпных площадок для размещения сооружений и строительство инженерного сооружения для сбора отходов бурения. На территории буровой производится выравнивание ее микрорельефа путем отсыпки песком и гравием (со снятием плодородного слоя грунта и перемещением грунта на расстояние).

После завершения этих работ территория будет готова к приему и размещению грузов, монтажу буровой установки, оборудования, вспомогательных сооружений, инженерных коммуникаций.

Основным видом воздействия будет загрязнение атмосферного воздуха выхлопными газами строительной техники, изменение микрорельефа территории работ, образование техногенных форм рельефа, а также нарушение и погребение почвенно-растительного покрова на ограниченных площадях под насыпными основаниями.

Подготовительные работы к бурению. На буровой будут осуществляться доставка буровой установки, оборудования и материалов. Монтаж буровой установки. Для доставки буровой установки и материалов будет использована дорога к буровой с твердым покрытием, а все работы по монтажу буровой установки будут выполняться в пределах буровой площадки. Поэтому основным видом воздействия будет загрязнение атмосферного воздуха выхлопными газами транспортной и грузоподъемной техники.

Бурение и крепление колонн. Бурение скважины производится путем разрушения горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом (долотом) с транспортировкой (промывкой) выбуренной породы на поверхность буровым раствором обработанными химическими реагентами.

Крепление скважины обсадными колоннами, согласно проектным данным, должно производиться в соответствии с «Инструкцией по креплению нефтяных и газовых скважин» и с «Инструкцией по испытанию скважин на герметичность».

Скважину укрепляют обсадными колоннами для предохранения стенок скважины от обрушения и образования каверн, для изоляции водоносных горизонтов и ограничения тех участков скважины, где могут неожиданно встретиться какие-либо проявления нефти и газа.

Исходя из горно-геологических условий, при достижении определенной глубины предусматривается крепление скважины обсадными колоннами и цементирование заколонного пространства.

На современном уровне развития строительства скважины важное значение приобретает проблема совершенствования технологии приготовления бурового раствора и его подбора.

Тип бурового раствора и его параметры по интервалам бурения подобраны, исходя из горно-геологических условий бурения с учетом его наименее вредного воздействия на окружающую среду.

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены буровые растворы плотностью 1,05–1,15 г/см³, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, содержание которых в разрезе превышает 30 %, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода химреагентов, увеличению объемов отходов, размещаемых в окружающей среде.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, проектом предусматривается производить бурение таких интервалов с использованием ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям:

- низкое содержание твердой фазы;
- достаточная биоразлагаемость, незасоряющая пласт;
- в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые карбонатные материалы.

С целью сохранения технологических показателей бурового раствора предусматривается трех-пятиступенчатая очистка бурового раствора от выбуренной породы, что также уменьшает количество отходов, подлежащих размещению в окружающей среде.

Рекомендуемые системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

Компоненты бурового раствора, используемые при бурении, после сбора и очистки не окажут вредного влияния на окружающую среду в силу отсутствия эффекта суммации,

поскольку они состоят из воды, биополимеров и инертных материалов (бентонитовой глины и молотого известняка).

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

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

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

Площадка под агрегатно-высечным и насосными блоками, блоком приготовления раствора бетонируется, с устройством бетонированных желобов для стока жидких отходов в специальную обустроенную металлическую емкость. Для предотвращения загрязнения почвы со сточными водами случайно пролитым раствором, площадка под агрегатно-высечным и насосным блоками приготовления раствора гидроизолируется глиноцементным составом уклоном в сторону специальной емкости.

Источниками техногенного воздействия на окружающую среду на этапе бурения будут являться:

- передвижные и стационарные двигатели внутреннего сгорания;
- горюче-смазочные материалы;
- технологическое оборудование;
- вещества и материалы, используемые для приготовления и кондиционирования буровых технологических жидкостей (бурового и тампонажного растворов, буферных жидкостей);
- отходы бурения;
- твердые бытовые отходы;
- пластовые флюиды, в том числе углеводородные с сероводородом (в случае нефтегазоводопроявления).

Этот этап характеризуется интенсивным водопотреблением. Отличительной особенностью этого этапа является использование для промывки скважины раствора на углеводородной (минеральной) основе. Этот раствор и загрязненный им буровой шлам являются потенциальными источниками загрязнения атмосферного воздуха (испарение легких фракций углеводородов) и грунта на территории буровой площадки почв за ее пределами (в случае миграции углеводородов за пределы буровой площадки, например за счет смыва их атмосферными осадками). Возможно вторичное загрязнение окружающей среды при транспортировке нефтесодержащих отходов для захоронения.

Освоение и испытание скважины. Освоение скважин и связанные с этим работы производится по плану организации работ или проекту, утвержденному организацией недропользователем с указанием руководителя работ, технологии, оборудования, мероприятий безопасности, охраны недр и окружающей среды.

В зависимости от объема и сложности работ, геологической характеристики объекта, состава пластового флюида, в плане предусматривается разработка технологического регламента.

План и регламент доводятся до сведения исполнителей, контролируется руководителем работ. Отклонение от плана, регламента производится после согласования в установленном порядке, по указанию руководителя работ. К плану организации работ прилагается схема расположения оборудования, машин, механизмов с указанием маршрутов выхода из опасной зоны в условиях возможной аварийной загазованности при любом направлении ветра, схема расположения объектов в СЗЗ и близлежащих населенных пунктов.

На испытание каждого объекта составляется технический акт в установленном порядке. Количество испытаний и их интервалы уточняются по результатам анализов шлама и ГИС геологической службой.

По результатам ГИС решается вопрос о целесообразности спуска эксплуатационной колонны и уточнения объектов для испытания. Это решение оформляется протоколом геолого-технического совещания с участием представителей геофизической службы.

Перед проведением работ по испытанию скважин на продуктивность устье оборудуется фонтанной арматурой и противовыбросовой задвижкой, опрессованной на полуторократное рабочее давление.

Вскрытие объектов в колонне и способ вызова притока должны быть в соответствии с Едиными техническими правилами при ведении буровых работ и правилами пожарной безопасности.

Вызов притока производится путем постепенного снижения плотности раствора нефтью. В случае необходимости осуществляется аэрация раствора. С получением притока скважина должна работать не менее 24 часов для очистки. Интенсификация притока в карбонатных коллекторах проводится путем соляно-кислотной обработки пласта.

При получении притока пластового флюида скважина исследуется согласно действующим инструкциям не менее чем на трех режимах.

В скважинах выполняются следующие виды исследований:

- замер начальных величин пластового давления и температуры;
- исследование продуктивности скважин методом восстановления давления и методом установившихся отборов с построением индикаторных диаграмм по каждому вскрытому пласту;
- изучение физико-химических свойств пластовых флюидов с целью определения содержания растворенного газа, давления насыщения, вязкости и плотности в пластовых условиях и других физико-химических параметров пластовых флюидов.

В случае герметичности приступают к испытанию следующего объекта.

Интервалы испытания уточняются по комплексу данных исследований проектируемых скважин геологической службой.

В случае обнаружения залежей углеводородов при испытании скважины будет осуществлен вызов притока из пласта и работа на факел. В случае высокого дебита скважины, и возможного большого газового фактора и наличие в нефтяном газе сероводорода, этот этап может стать самым значимым с точки зрения загрязнения атмосферного воздуха. По завершении работ по освоению и гидродинамическому исследованию скважины проводится контроль воздуха рабочей зоны на наличие сероводорода и проверка герметичности устьевого арматуры.

Испытание разведочных скважин предусматривает организацию добычи углеводородного сырья из них на срок до трех месяцев, в отдельных случаях для мелких и средних месторождений возможно дифференцированное тестирование скважин, позволяющее проводить пробную эксплуатацию скважины с проведением комплекса промыслово-геологических и гидродинамических исследований по каждому пласту. Добытая углеводородная смесь в обязательном порядке реализуется государству согласно условиям контракта, за исключением случаев, когда при испытании разведочных (оценочных) скважин на море по итогам экологической экспертизы сжигание углеводородов на факеле признано наиболее безопасным методом утилизации для окружающей среды.

Консервация или ликвидация скважины. После проведения испытания Заказчиком принимается решение о её консервации до организации промысла или ликвидации при отсутствии признаков нефти.

Во всех случаях составляются планы проведения работ по консервации или ликвидации, согласно Типовых проектов на данные виды работ, которые согласовываются инспекцией по охране недр МД «Запказнедра» и другими организациями.

При подготовке буровой площадки предусматривается снятие плодородного слоя и хранение до рекультивационных работ, проводимых по окончании бурения скважины.

При консервации или ликвидации скважины строго руководствоваться разработанным Заказчиком типовым проектом проведения изоляционно-ликвидационных работ, согласованным с теми же организациями.

При ликвидации скважины ствол ее заполняется буровым раствором удельного веса, на котором велось вскрытие возможно продуктивной толщи.

Цементные мосты или пакеры устанавливаются против проницаемых горизонтов и на устье скважины.

Водоснабжение и водоотведение

Строительство и бурение скважин характеризуется большим потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно – бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. На хозяйственно-бытовые и питьевые нужды работающего персонала при проведении буровых работ будет использоваться вода питьевого качества.

На приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, на испытание скважины, мытье оборудования, рабочей площадки и другие технологические нужды будет использоваться техническая вода.

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Для целей питьевого, хозяйственного водоснабжения планируется привозить воду из ближайшего населенного поселка. По согласованию с районной СЭС автоцистерны будут обеззараживаться не менее 1 раза в 10 дней. Качество питьевой воды будет соответствовать СанПиН 3.02.002.04. «Питьевая вода».

Питьевая вода на буровой будет храниться в резервуарах питьевой воды ($V=5$ м³), отвечающих требованиям СЭС. Доступ посторонних лиц к резервуарам запрещен. Буровые бригады и обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником, туалетом. Имеется столовая и прачечная.

Количество работающих предположительно составляет 35 человек. Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд вахтового поселка. Норма расхода хозяйственно-питьевой воды на одного человека согласно существующему нормативному документу СНиП 4.01-02-2001 от 2001г. принимается 125 л/сут. Суточное потребление воды составляет 0,125 м³/сут.

Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Суточный расход технической воды на производственные нужды определяется согласно «Технического проекта на строительство скважин». Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м³

Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септик с насосной установкой, где происходит грубая механическая очистка стоков. По мере его наполнения стоки будут откачиваться, и вывозиться автоцистернами на очистные сооружения близлежащего населенного пункта по договору.

Септики после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно. Территория расположения септиков подлежит засыпке и рекультивации.

Отходы производства и потребления

Состав бурового шлама зависит от состава бурового раствора, а также методов бурения скважин и типов пород, через которые осуществляется бурение.

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

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

Под действием гравитации и вследствие более высокой плотности буровой шлам оседает на дно накопителя отходов бурения. Шлам в процессе бурения и выбуренная порода на этапе строительства будут собираться в гидроизолированное инженерное сооружение для сбора твердой и жидкой фазы бурения с последующим вывозом отходов на полигон отходов согласно договору с подрядной организацией.

Объем образующегося бурового шлама при прочих равных условиях зависит от коэффициента кавернозности ствола скважины и коэффициента разуплотнения выбуренной породы. Проектом на строительство скважины предусмотрено использование буровых растворов, которые максимально снижают разупрочнение пород и растворение солевых пород. Благодаря этому значения коэффициентов кавернозности и разуплотнения не будут превышать принятые величины. Соответственно, фактический объем бурового шлама не будет превышать расчетный объем.

Объём образования технологических отходов бурения одной скважины определяется в соответствии с «Инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих», РД 51-1-96.

9.3. Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению

Основными видами аварий в процессе проводки ствола скважины являются:

- авария с бурильной колонной: слом бурильной трубы УБТ, прихват, заклинивание инструмента, при спуск подъемных операциях;
- оставление шарошек на забое;
- падение посторонних предметов в скважину;
- осложнения: нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора.

В целях предупреждения аварий с бурильной колонной строго придерживаются проектных компоновок низа бурильной колонны; в случае изменения (КНБК) ствол скважины тщательно проработать с принятием мер предосторожности против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола (с ограниченной нагрузкой и пониженной проходкой при проработке).

Для предупреждения слома инструмента не допускать вибрации колонны при бурении, при появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, для чего надо уменьшить или увеличить нагрузку на долото. Во время спускоподъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса на 10т.

Для предупреждения оставления шарошек при бурении не передерживать работу долота на забое, для чего определять момент подъема долота по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения.

Для предупреждения падения посторонних предметов предусмотреть использование устройства, предупреждающего падение посторонних предметов в скважину.

Ликвидация аварий, связанных со сломом бурильной колонны, прихватом инструмента, извлечением посторонних предметов, шарошек, производится по

отдельному плану, утвержденному главным инженером буровой организации и в присутствии аварийного мастера.

Наиболее сложными и трудоемкими по затратам и средствам являются аварии, связанные с нефтегазопрооявлениями и поглощениями бурового раствора.

Буровые бригады, работающие на буровой, где ожидаются нефтегазопрооявления, должны быть обучены соответствующим правилам ведения работ и проинструктированы, бурильщики обязаны знать характер и глубину залегания горизонтов, способных поглощать промывочную жидкость, или при вскрытии которых возможны газонефтеводопроявления.

Признаки проявлений:

- снижение плотности бурового раствора и разгазирование ее;
- увеличение объема циркулирующей жидкости в приемных емкостях;
- выделение газа из скважины;
- перелив промывочной жидкости из скважины при прекращении циркуляции;
- увеличение газопоказаний на станциях газокаротажа;
- увеличение механической скорости бурения;
- уменьшение давления гидравлических сопротивлений на стояке;
- увеличение веса на крюке по показаниям ГИВ.

Основным средством, предупреждающим газопрооявления в бурящейся скважине, является применение бурового раствора с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, СНС и др.). Плотность бурового раствора и отклонения от установленной величины определять согласно ЕТП РК.

Плотность бурового раствора должна быть повышена, если поступление пластового флюида во время проявлений приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в бурильных трубах при закрытой скважине.

Подъем инструмента во избежание проявления производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины.

В технологический цикл углубления скважины включать мероприятия, предусматривающие предотвращение и раннее обнаружение газонефтеводопроявлений с учетом конкретных геолого-технических условий.

При начавшемся поглощении поднять бурильную колонну, башмак обсадной колонны или прихватобезопасный интервал и приступить к его ликвидации.

Бурить с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции можно только по специальному плану, утвержденному вышестоящей организацией.

Появление в процессе бурения и промывок в буровом растворе газа, не приводящее к увеличению уровня в приемных емкостях требует немедленного установления интенсивности его поступления.

Для этого углубление скважины прекратить и вести промывку с течение одного цикла циркуляции. Если при этом поступление газа прекратилось, то это означает, что газ поступает в раствор из выбуренной породы.

При поступлении газа из разбуренной породы повышать плотность бурового раствора не требуется.

Долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей.

При появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны.

Подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород.

Не следует проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек. Промежуточные промывки во время спуска производить

по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине. Длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении буровой колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен, и нет возможности промыть скважину, то нужно устанавливать отсекающий цементный мост.

О замеченных признаках газонефтеводопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу.

После закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления.

Основными сценариями аварий при проведении работ на месторождении могут являться: отказ работы аварийной и запорной арматуры, создание избыточного давления в емкостях, повышение температуры в системах, разрыв резервуаров, разлитие топлива, пожар, взрыв.

9.4. Охрана труда, техника безопасности и промышленная санитария

Весь персонал должен пройти медицинское освидетельствование при приеме на работу. По рекомендации медицинских служб должны быть предприняты профилактические меры по иммунизации и предотвращению заболеваний. Персонал, занятый работами, связанными с опасностью для здоровья (например, шум, напряжение, работа с химикатами и т.д.) должен регулярно проходить медицинский осмотр для освидетельствования возможного заболевания или получения повреждения. Отсутствие персонала на рабочем месте по причине заболевания должно быть подтверждено медицинским работником или общественным учреждением.

Употребление или нахождение под воздействием алкоголя, наркотиков и других токсических средств на рабочем месте, в железнодорожном или автомобильном транспорте при транспортировке к месту работ и обратно, в рабочее время запрещено.

Руководители и ответственные работники должны действовать строго в соответствии с должностными инструкциями.

Региональный менеджер несет полную ответственность за выполнение политики ОЗТОС и координирует работы по эвакуации в аварийных случаях. Начальник буровой находится на территории работ и несет полную ответственность за соблюдение стандартов и требований руководств по ОЗТОС, наблюдает за качеством данных и руководит выполнением производственных задач. Он помогает организовать работу всех подразделений путем проведения собраний, а также на индивидуальной основе с начальниками отрядов, топографом, механиком и инженером по ОЗТОС.

Инженер ОЗТОС всегда должен быть на месте для соблюдения всех требований по технике безопасности, охраны окружающей среды при проведении работ. Советники / ответственные работники ОЗТОС должны быть компетентны, иметь достаточный опыт для выполнения своих обязанностей, обладать всеми знаниями руководства ОЗТОС.

Медицинское сопровождение должно быть организовано надлежащим образом для проведения работ. Должно быть обеспечено необходимое оборудование, медикаменты, медицинские аптечки по оказанию первой помощи.

Будут разработаны процедуры на случай чрезвычайной ситуации, например, несчастного случая в поле, пожара, вспышки заболевания, потери человек и т.д. В планах ответственных мер на возникновение чрезвычайных ситуации должен участвовать персонал всех подразделений, участвующих в работах, связь между которыми поддерживается регулярно.

Обязательным является инструктаж работников по рабочим процедурам, правилам практической безопасности и использования средств индивидуальной защиты (СИЗ), обязанностей на случай возникновения ЧС и действующих правил. Все работники должны пройти необходимое обучение и инструктаж по технике безопасности на рабочем месте.

перед началом работ, кроме того, предусматривается проведение регулярного дополнительного инструктажа во время работ. Курс обучения и инструктажа должен включать в себя требования местного законодательства, правила Заказчика, политику и процедуры ОЗТОС подрядчика.

Должна быть налажена система расследования несчастных случаев и инцидентов на месте и системы отчетности. Заказчик должен быть немедленно информирован о несчастном случае, угрожающем инциденте или едва не случившемся инциденте.

Вахтовый поселок должен занимать минимальную площадь, однако, с соблюдением всех требований ОЗТОС. По возможности, максимально должны использоваться природные расчищенные площадки. Также максимальным образом должна сохраняться растительность на месте расположения вахтового поселка.

Удобная, безопасная и защищенная устанавливаемая электрическая система должна соответствовать общепризнанным стандартам. Особое внимание должно быть у установке заземления, изоляции, распределению максимальной токовой защиты и устройств остаточного тока. Ответственным за обслуживание электрической системы должен быть назначен человек, имеющий соответствующую квалификацию.

Места проживания персонала должны быть устроены таким образом, чтобы обеспечить защиту от ветра, дождя и экстремальных температур, а также достаточную защиту от насекомых. Весь персонал (мужской и женский) должен быть обеспечен соответствующим количеством удобных туалетов и душевых. Участки проведения ремонтных работ должны иметь достаточный размер и иметь соответствующие оборудования для проведения срочных ремонтов и каждодневного техобслуживания.

Гигиена должна постоянно поддерживаться на высоком уровне. Особое внимание должно быть уделено приготовлению пищи и качеству питьевой воды. Задача хозяйственно-бытовой службы – организовать должный уровень обслуживания на протяжении всего периода работ, при этом особое внимание должно уделяться правильному хранению, контролю и уничтожению отходов.

Допустимо использование утвержденных видов инструментов, машинного и другого оборудования, компрессорных систем, которые устанавливаются, обслуживаются и работают в соответствии с инструкциями производителей, людьми, имеющими соответствующие полномочия и квалификацию. Все приборы и оборудования должны быть размещены согласно международным промышленным стандартам. Сертификат соответствия технике безопасности должен быть на все оборудование, где это уместно и предъявляться по первому требованию. Соответствующие надписи относительно опасного места работ и оборудования должны быть установлены на хорошо обозреваемой позиции.

Весь персонал должен носить одежду, соответствующую для проведения текущих работ, погодных условий и условий окружающей среды.

При необходимости, связанной с организацией безопасного ведения работ персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты. С ним относятся защитная одежда, защитные средства для глаз, лица и волос, защитная обувь, жесткие головные уборы (каска), теплозащитные средства, респираторы и т.д. СИЗ должны применяться в соответствующих условиях проведения работ, согласно указаниям, инструкциям и общепринятой практике и меняться по мере их износа.

Должно быть обеспечено соответствующее оборудование для спасения жизни, противопожарные средства, средства эвакуации и медицинское оборудование, необходимое на случай ЧС. Все перечисленное оборудование должно быть зарегистрировано. Местоположение оборудования должно быть четко указано. Предупреждающая надпись об ограничении доступа должна быть помещена на внешней части ограждения на месте проведения горячих работ (сварка, резка, дробление).

Соответствующие стандарты и процедуры ОЗТОС должны применяться в отношении контроля, безопасной переноски, хранения, транспортировки и распоряжения опасных материалов (включая отходы). Меры контроля включают в себя

предупреждающие/идентифицирующие надписи, противопожарную защиту, безопасные дистанции, предотвращение разлива, вентиляцию, сегрегацию несовместимых материалов, регулярные проверки/инспекции, оборудование скорой помощи, обучение персонала использованию СИЗ.

Специальные средства защиты от шума должны быть использованы там, где уровень шумов постоянно превышает 90 дБ.

Должны быть приняты меры для максимального снижения уровня пыли, для того чтобы обеспечить людям безопасную среду на рабочем месте.

Респираторные средства защиты должны применяться там, где персонал подвержен потенциальной опасности токсического загрязнения воздуха при выполнении своих обязанностей или в местах с недостатком кислорода.

Количество и степень вредности отходов должна быть минимизирована. Если нет специальных приспособлений для утилизации отходов, отходы должны быть обработаны в соответствии с действующими правилами и законодательством. По завершению работ место расположения вахтового поселка должно быть полностью очищено. Руководство по работе с отходами должно гарантировать, что риск здоровью и безопасности персонала, а также окружающей среде в целом будет минимальным.

Санитарно-бытовое обслуживание

В каждом производственном подразделении предприятия будут устроены бытовые помещения, оборудованные душевыми, для хранения и сушки одежды. На всех объектах предприятия будут организованы медпункты, оборудованные всеми необходимыми средствами для оказания первой помощи.

Обслуживание и эксплуатация электрооборудования

При обслуживании и эксплуатации электрооборудования будут выполняться все мероприятия по технике безопасности в соответствии с ПУЭ и "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок". Эти мероприятия в обязательном порядке включают: защитные средства, защитное отключение, пониженное напряжение, заземление.

Противопожарные мероприятия

Площадка работ будет снабжена всем необходимым оборудованием пожарной безопасности и соответствует требованиям «Правила пожарной безопасности в нефтегазовой промышленности. Утвержденной приказом Министерства энергетики, промышленности и торговли РК №62 от 06.04.1998г.». Весь персонал, работающий на буровой площадке, пройдет специальный курс по использованию огнетушителей.

Все работы по строительству скважины проводятся в соответствии с планом мероприятий предприятия по охране труда на буровой площадке. Этот план должен быть разработан с учетом вредных факторов на месте проведения работ, объема данных работ, нужд сотрудников и мер безопасности. При проведении таких видов работ, необходимо действовать согласно Единым Техническим Правилам ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан и Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности Республики Казахстан.

Согласно Закону Республики Казахстан "О пожарной безопасности", обеспечение пожарной безопасности и пожаротушения возлагается на руководителя предприятия. На разведочной площади будут предприняты все меры к:

- соблюдению требований пожарной безопасности, а также предписаний и иных законных требований органов противопожарной безопасности;

- проведению противопожарной пропаганды, а также обучению своих работников мерам пожарной безопасности;
- содержанию в исправном состоянии системы и средств пожаротушения, не допущения использования их не по назначению;
- оказанию содействия в установлении причин и условий возникновения и развития пожаров, а также выявлению лиц, виновных в нарушении требований пожарной безопасности и возникновении пожаров.

Санитарные нормы и правила

Необходимо учитывать санитарные правила и нормы при проведении следующих работ:

1. Строительно-монтажные и подготовительные работы;
2. Бурение скважины;
3. Испытание скважины;
4. Консервация и ликвидация скважины

В соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» № 237 от 20 марта 2015 г. размеры санитарно-защитных зон (СЗЗ) предприятий принимаются на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по утвержденным методикам и в соответствии с классификацией производственных объектов и сооружений. По классу санитарной опасности согласно СанПиН № 237 данный объект относится к 1 классу опасности.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Согласно Контракту на разведку и добычу углеводородов на участке «Кержалы», продолжительность геологоразведочных работ составляет 6 лет (с 16.02.2023 по 16.02.2029 гг.).

Бурение разведочной скважины Ш -1

Продолжительность бурения разведочной скважины принята исходя из опыта бурения ранее пробуренных поисковых скважин на контрактной и на соседних территориях.

Продолжительность бурения и испытания одной проектной скважины Ш-1 проектной глубиной 1400 м составляет 327 суток:

№ п/п	Виды работ	Продолжительность, сут.
1	Строительно-монтажные и подготовительные работы, демонтаж	12
2	Бурение, крепление и проведение ГИС	45
3	Испытание трёх объектов (по 90 суток каждый)	270
Итого		327

Ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земель - 7 суток.

Бурение разведочной скважины МТ-1

Продолжительность бурения разведочной скважины принята исходя из опыта бурения ранее пробуренных поисковых скважин на контрактной и на соседних территориях.

Продолжительность бурения и испытания одной проектной скважины МТ-1 проектной глубиной 3500 м составляет 386 суток:

№ п/п	Виды работ	Продолжительность, сут.
1	Строительно-монтажные и подготовительные работы, демонтаж	16
2	Бурение, крепление и проведение ГИС	100
3	Испытание трёх объектов (по 90 суток каждый)	270
Итого		386

Ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земель - 7 суток.

Продолжительность проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3Д составляет 60 суток (в зависимости от времени года) и состоит из следующих этапов:

1. Мобилизация/демобилизация – 15 суток;
2. Полевые работы – 45 суток.

Проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3Д общей площадью 170 км² планируется в 2027 г.

Общая информация о проектных разведочных скважинах и планируемых сроках бурения приведена в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Общая информация о проектных разведочных скважинах и планируемых сроках бурения

№ п/п	№ скважины	Проектная глубина по каротажу, м	Предполагаемые сроки бурения	
			Начало бурения	Окончание бурения
1	2	3	4	5
1	МТ-1	3500 $\pm$ 250	2026 г.	2026 г.
2	Ш-1	1400 $\pm$ 250	2027 г.	2027 г.

Календарный план проектируемых работ на период разведки 2026-2028 годы на участке «Кержалы» приведен в таблице 10.2.

Таблица 10.2 - Рекомендуемый календарный план выполнения разведочных работ на участке Кержалы на 2026-2028 гг.

Годы	Наименование планируемых работ	Единиц а изм.	Объе м работ
1	2	3	4
2026	Разработка «Дополнения к Проекту разведочных работ на участке Кержалы»	проект	1
	Разработка «Индивидуального технического проекта на строительство разведочной скважины МТ-1 на структуре Майтобе участка Кержалы с разделом охраны окружающей среды» проектной глубиной 3 500 $\pm$ 250 м.	проект	1
	Бурение разведочной скважины МТ-1 на структуре Майтобе с проектной глубиной 3500 $\pm$ 250 м.	скв.	1
	Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)	услуги	1
	Испытание одного объекта в разведочной скважине МТ-1 на структуре Майтобе	объект	1
	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ на участке Кержалы	отчет	1
2027	Проведение сейморазведочных работ 3Д на структуре Майтобе площадью 170 км ² .	отчет	1
	Испытание двух объектов в разведочной скважине МТ-1 на структуре Майтобе	объект	2
	Бурение разведочной скважины Ш-1 на структуре Шиели с проектной глубиной 1400 $\pm$ 250 м.	скв.	1
	Испытание одного объекта в разведочной скважине Ш-1 на структуре Шиели	объект	1
	Оперативный подсчет запасов УВ надсолевых отложений на структуре Майтобе	отчет	1
	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ на участке Кержалы	отчет	1
2028	Разработка «Технического проекта и проекта ОВОС на проведение микросейсмических работ на участке Кержалы»	проект	1
	Испытание двух объектов в разведочной скважине Ш-1 на структуре Шиели	объект	2
	Оперативный подсчет запасов УВ надсолевых отложений на структуре Шиели	отчет	1

	Разработка "Проект оценочных работ с пробной эксплуатации обнаруженного месторождения на участке Кержалы" с Проектом ОВОС	проект	1
--	---	--------	---

Примечание: Календарный план, возможно, будет изменен в зависимости от результатов исследования 3Д сейсморазведочных работ.

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

На участке «Кержалы» в период разведочного этапа стоимость проведения геологоразведочных работ планируется в объёме **5 779 500 000** тенге (таблица 11.1).

Таблица 11.1 - Планируемые финансовые затраты на период проведения разведочных работ

Годы	Наименование планируемых работ	Единица измер.	Объем работ	Стоимость работ в тенге
1	2	3	4	5
2026	Разработка «Дополнения к Проекту разведочных работ на участке Кержалы»	проект	1	7 500 000
	Разработка «Индивидуального технического проекта на строительство разведочной скважины МТ-1 на структуре Майтобе участка Кержалы с разделом охраны окружающей среды» проектной глубиной 3 500 ± 250 м	проект	1	9 000 000
	Бурение разведочной скважины МТ-1 на структуре Майтобе с проектной глубиной 3500 ± 250 м	скв.	1	1 900 000 000
	Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)	услуги	1	80 000 000
	Испытание одного объекта в разведочной скважине МТ-1 на структуре Майтобе	объект	1	320 000 000
	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ на участке Кержалы	отчет	1	4 000 000
2027	Проведение сейсморазведочных работ 3Д на структуре Майтобе площадью 170 км ²	отчет	1	1 118 000 000
	Испытание двух объектов в разведочной скважине МТ-1 на структуре Майтобе	объект	2	640 000 000
	Бурение разведочной скважины Ш-1 на структуре Шиели с проектной глубиной 1400 ± 250 м	скв.	1	680 000 000
	Испытание одного объекта в разведочной скважине Ш-1 на структуре Шиели	объект	1	320 000 000
	Оперативный подсчет запасов УВ надсолевых отложений на структуре Майтобе	отчет	1	15 000 000
	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ на участке Кержалы	отчет	1	4 000 000
2028	Разработка «Технического проекта и проекта ОВОС на проведение микросейсмических работ на участке Кержалы»	проект	1	15 000 000
	Испытание двух объектов в разведочной скважине Ш-1 на структуре Шиели	объект	2	640 000 000
	Оперативный подсчет запасов УВ надсолевых отложений на структуре Шиели	отчет	1	15 000 000
	Разработка "Проект оценочных работ с пробной эксплуатацией обнаруженного месторождения на участке Кержалы" с Проектом ОВОС	проект	1	12 000 000
ВСЕГО за период 2026-2028 годы:				5 779 500 000

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1 Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа

Перспективные ресурсы подсчитаны объемным методом по категории С₃.

Для подсчета перспективных ресурсов и запасов нефти по верхнепермским отложениям величины подсчетных параметров (коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, плотность нефти и пересчетный коэффициент) приняты по аналогии с месторождением Шубаркудук, а для среднеюрских и триасовых отложений - по аналогии с месторождением Жаксымай: нефтенасыщенная толщина, открытая пористость, нефтенасыщенность, плотность нефти, пересчетный коэффициент, газосодержание.

В целом по участку «Кержалы» прогнозные геологические/извлекаемые ресурсы нефти, оцененные объемным методом на триасовый и верхнепермские комплексы, составляют:

- *Нефть – 39109,29 тыс. т/ 11732,79 тыс. т.*
- *Растворенный газ – 1298,88 млн. м³/ 389,66 млн. м³.*

Результаты подсчета показаны в таблице 12.1.

Таблица 12.1 - Подсчет перспективных ресурсов триасового и верхнепермского комплекса по категории С₃

Структура	Горизонт	Контур	Площадь, кв. км	Эфф. Нефтенасыщ толщина, м	Пористость	Нефтенасыщ.	Пересчет коэфф.	Плотность	Геол ресурсы, тыс. т	КИН, д.ед	Извлекаемые ресурсы нефти, тыс. т	Газо содержа ние т/м ³	Нач. запасы растворенного газа, млн. м ³	
													Геологические	Извлекаемые
Майтобе	T2-3	-500	2,15	8	0,2	0,6	0,97	0,86	1721,79	0,3	516,54	3,4	5,85	1,76
Майтобе	T1	-2500	6,5	13	0,21	0,7	0,97	0,85	10241,53	0,3	3072,46	30	307,25	92,17
Майтобе	P2	-3200	6,92	25,1	0,2	0,6	0,97	0,84	16982,91	0,3	5094,87	40	679,32	203,79
ИТОГО Майтобе:									28946,22		8683,87		992,42	297,72
Шиели	T2-3	-250	2	8	0,2	0,6	0,97	0,86	1601,66	0,3	480,50	3,4	5,45	1,63
Шиели	T1	-1500	2,63	13	0,21	0,7	0,97	0,85	4143,88	0,3	1243,16	30	124,32	37,29
Шиели	P2	-1750	1,8	25,1	0,2	0,6	0,97	0,84	4417,52	0,3	1325,26	40	176,70	53,01
ИТОГО Шиели:									10163,06		3048,92		306,46	91,94
ВСЕГО Майтобе+Шиели:									39109,29		11732,79		1298,88	389,66

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

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

Таблица 13.1 - Основные технико-экономические показатели разведочных работ

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Объем работ
1	2	3	4
1	Стоимость геологоразведочных работ в период разведки	тенге	5 779 500 000
2	Количество проектных разведочных скважин	шт.	2
3	Проектные глубина, горизонт	м	1400,3500 (P _{1k} , P ₂)
4	Суммарный метраж	м	4 900
5	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст-мес	1 125
6	Предполагаемая стоимость строительства проектных скважин	тенге	4 500 000 000 ₸
7	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тенге	918 367 ₸
9	Продолжительность проектируемых работ на площади	год	2
10	Ожидаемый прирост запасов нефти (геолог.)	тыс. т	39 109,3
11	Прирост ожидаемых запасов нефти на 1 м проходки	тыс. т/м	7,98
12	Прирост ожидаемых запасов нефти на 1 поисковую скважину	тыс. т/скв.	19554,6
13	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов нефти	тенге /т	115,1 ₸

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Контрактная территория (участок «Кержалы») расположена в Темирском и Байганинском районах Актюбинской области.

На участке «Кержалы» проектируется проведение сейсмических работ 3D на структуре Майтобе на площади 170 км², а также бурение двух независимых разведочных скважин: МТ-1 глубиной 3500 м на структуре Майтобе и Ш-1 глубиной 1400 м на структуре Шиели с целью изучения строения триасовых и верхнепермских отложений и поиска в этой толще залежей углеводородов. Забои скважин предусмотрены в верхнепермских (скв. МТ-1) и кунгурских (скв. Ш-1) отложениях.

Результаты бурения позволят уточнить тектоническую, геологическую характеристику данной территории, выделить ловушки в триасовых и верхнепермских отложениях на крутых уступах соляных куполов, увеличить перспективы контрактной территории в нефтегазоносном отношении.

Предусмотренные «Дополнением к Проекту разведочных работ...» виды и объемы геолого-геофизических работ обеспечивают решение поставленных геологических задач на этапе разведки. По результатам работ ожидается уточнение геологического строения вновь выявленных сейсмическими работами ловушек и выявление в их пределах нефтяных залежей, будут изучены литолого-фациальные, гидрогеологические, структурные особенности выявленных резервуаров, изучены основные физические параметры, коллекторские свойства продуктивных горизонтов, изучены свойства пластовых флюидов.

После получения дополнительной геолого-физической информации в период проведения разведочных работ будет проведен оперативный подсчет запасов углеводородов, дано обоснование целесообразности вовлечения выявленных залежей в пробную эксплуатацию, будут определены направления дальнейших исследований по изучению нефтегазового потенциала контрактной территории.

В целом по участку «Кержалы» прогнозные геологические/извлекаемые ресурсы нефти, оцененные объемным методом на триасовый и верхнепермский комплексы пород, составляют:

- Нефть – 39 109,29 тыс. т/ 11 732,79 тыс. т.
- Растворенный газ – 1 298,88 млн. м³/ 298,88 млн. м³.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

А) Опубликованные

1	Правительство РК	Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», утвержденный Указом Президента РК от 27.12.2017г № 125-VI ЗРК, г. Астана, 2017 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2023)
2	Правительство РК	Экологический кодекс РК от 02.01.2021 г №400-VI ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.03.2023)
3	Правительство РК	«Единые правила по рациональному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018г № 239, г. Астана, 2018 г.
4	Правительство РК	НТД «Методические рекомендации по составлению проектов разведочных работ углеводородов (изменения и дополнения к нему)», утвержденные приказом и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 24.08.2018г № 329, г. Астана, 2018 г.
5	Бакиров К.Х., Валеев Д.З. и др.	Тектонические особенности формирования зон нефтегазопроявления востока Прикаспийской впадины. Том 1. КазНИГРИ, Актюбинское отделение, г. Актюбинск, 1986 г.
6	Джумагалиев, Т.Н., Утегалиев С.У., Танкибаев М.А. и др.	Особенности разведки и бурения скважин на нефть и газ в подсолевых карбонатных отложениях востока Прикаспийской впадины. Тр. КазНИГРИ. М.: Недра. 1986.-176 с.
7	Дальян И.Б., Посадская А.С.	Геология и нефтегазоносность восточной окраины Прикаспийской впадины. АН КазССР. Алма-Ата, 1974 г.
8	Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С.	«Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана». Нефть и газ. Том третий. 169 с. г. Алматы, 2002 г.
9	Замаренов А.К.	Средний и верхний палеозой восточного и юго-восточного обрамления Прикаспийской впадины. Л.: Недра, 1970. 90 с.
10	Турков О.С. и др.	Атлас нефтяных и газовых месторождений РК. Атлас в 2-х томах/ Алматы: ООО «КОНГ», 2020.

Б) Фондовые

11	(С/П 88-90)	Результаты поисковых сейсморазведочных работ МОГТ и ОГП МПВ на площади Ащикольского поднятия фундамента востока Прикаспийской впадины за 1989- 89 гг. Отчет Ащикольской партии 8/89-91. Казахское производственное геологическое объединение по геофизическим работам «Казгеофизика», Турланская геофизическая экспедиция, Шымкентская обл. 1991г.
12	(С/П 7/91-92, С/П 7/90-92)	Результаты поисково-детальных работ МОГТ по надсолевым и подсолевым отложениям на площадях подсолевых структур Шиликтинская и Жаксымай за 1991-1992 гг. и надсолевым отложениям на площадях Жарлыоба, Кенжалы, Кумакжол, Кызылкудук, Адаленбек, Игибай востока Прикаспийской впадины за 1990-1992 гг. Казахское производственное геологическое объединение по геофизическим работам «Казгеофизика», Турланская геофизическая экспедиция, Шымкентская обл. 1992 г. (С/П 7/91-92, С/П 7/90-92)
13	Комаров В.П.,	«Результаты опытно-производственных работ МОГТ с использованием вибрационных источников на площади к северу от Темирского поднятия за 1989- 91гг.» Отчет геофизической партии 5/89-91. ПГО «Казгеофизика», «Алматинская

		геофизическая экспедиция, Комаров В.П., 1992г.
14	Скутин С.А.,	Отчет «Соляно-купольная структура Шиели» пос.Шубаркудук, 1946г.
15	Скутин С.А., Космасчева Л.Г., Алексеева В.И.,	Отчет «Результаты геолого-поисковых работ на куполах Кинжалы, Базгобак и прилегающих с юго-запада площадях планшетов М-40-101,113». (Отчет по работам 1946-1949гг.). пос. Шубар-Кудук, 1950г.
16	Лычко П.К., Соболева О.И., Алексеева В.И.	Отчет «Результаты структурно-поискового бурения 1949-1950гг. на куполе Чиили», пос. Шубар-Кудук, 1951 г.
17	Ли В.Ч., Баянов М.С.	«Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Кержалы в Актюбинской области», г. Актобе 2023г.
18		Отчет о результатах оказания услуг по Дистанционному Зондированию Земли по Субатомной технологии «DDT», ТОО «KAZ-Waterhunters», 2023 г.
19	Ли В.Ч., Горяева Н.В. и др.	Отчет «Авторский надзор за реализацией проектных решений при разведочных работах по поиску залежей углеводородов на участке Кержалы в Актюбинской области согласно Контракту № 5173 УВС от 16 февраля 2023 года». ТОО «АктюбНИГРИ», г Актобе. 2024 г.
20	Джангиров А. Н. и Хафизов С. Ф.	Отчет переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных данных 2д на участке Кержалы в 2024-2025 гг, г. Алматы 2025г.

Приложение 1

15017141



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

22.09.2015 года15017141

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, ул. Айтеке би, дом № 43 "А", БИН: 991240001478

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

на занятие

Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа

(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 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

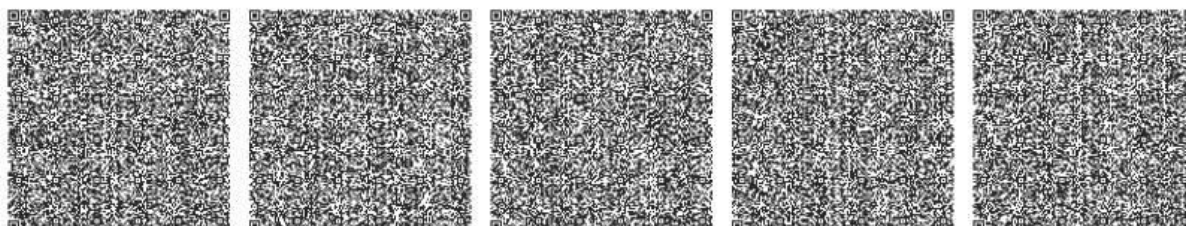
Руководитель
(уполномоченное лицо)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

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

Дата первичной выдачи 07.08.2013Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Астана



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 15017141

Дата выдачи лицензии 22.09.2015 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья
- Повышение нефтеотдачи нефтяных пластов и увеличение производительности скважин
- Составление проектных документов для месторождений углеводородного сырья
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородного сырья

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

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, ул.
Айтеке би, дом № 43 "А". БИН: 991240001478

(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

1) Атырауская обл., г. Атырау, ул. Айтеке би, д. 43 "А"; 2) Атырауская обл., пос. Бирлик, ул. Геологопоисковая, д. 8.

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

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

Лицензи ар

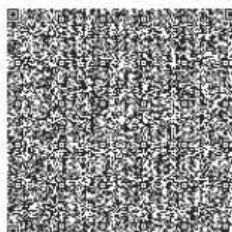
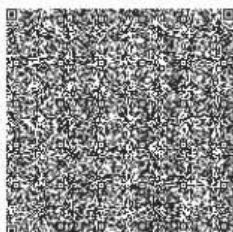
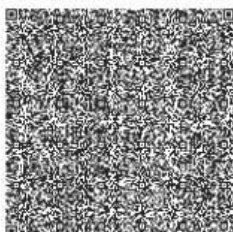
Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

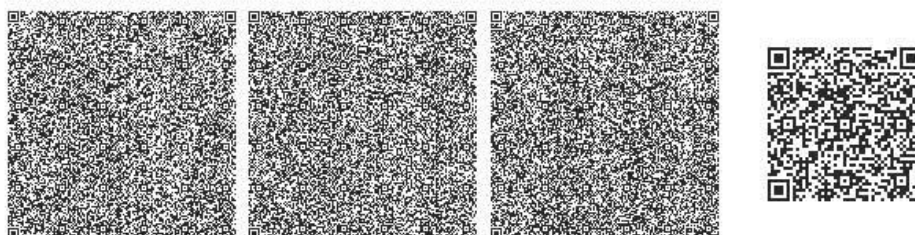
БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

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



Однією з найбільш важливих питань, що виникає в процесі впровадження реформи, є питання про те, чи є це дійсно реформа, чи це лише зовнішня зміна. На це питання можна відповісти, що це дійсно реформа, оскільки вона призводить до змін у структурі управління, в тому числі до змін у складі керівництва. Крім того, реформа призводить до змін у функціях управління, в тому числі до змін у функціях керівництва. Це означає, що реформа є дійсною, а не лише зовнішньою зміною.

Номер приложения	001
Срок действия	
Дата выдачи приложения	22.09.2015
Место выдачи	г. Астана



Однією з найбільш важливих функцій держави є захист прав громадян. Згідно з Конституцією України, держава гарантує захист прав громадян, які порушені або не захищені належним чином органами місцевого самоврядування, підприємствами, установами та організаціями, у тому числі за допомогою суду. Держава також зобов'язана захищати права громадян, які порушені або не захищені належним чином органами місцевого самоврядування, підприємствами, установами та організаціями, у тому числі за допомогою суду. Держава також зобов'язана захищати права громадян, які порушені або не захищені належним чином органами місцевого самоврядування, підприємствами, установами та організаціями, у тому числі за допомогою суду.

18003381



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

16.02.2018 года

18003381

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,
УЛИЦА ӘЙТЕКЕ БИ, дом № 43А, БИН: 991240001478

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

на занятие

Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводородное сырье), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа

(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 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ

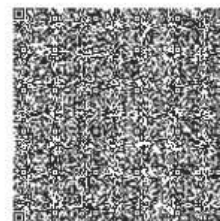
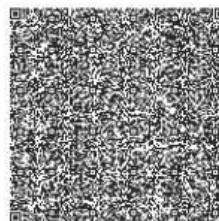
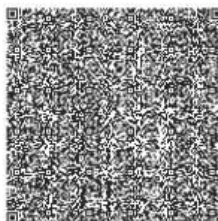
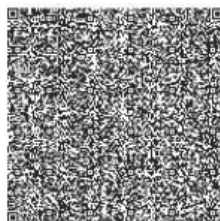
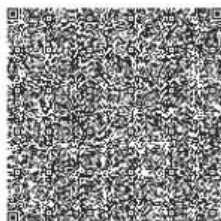
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Астана



18003381



Страница 1 из 1

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 18003381

Дата выдачи лицензии 16.02.2018 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Проектирование (технологическое) нефтехимических производств

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

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, УЛИЦА ӘЙТЕКЕ БИ, дом № 43А., БИН: 991240001478

(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

060000, город Атырау, улица Геологопоисковая -8

(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)

АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ

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

Номер приложения

001

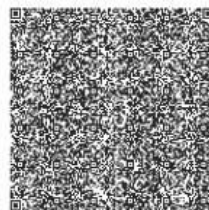
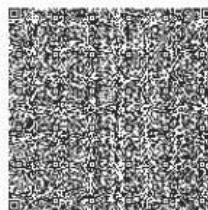
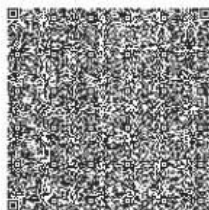
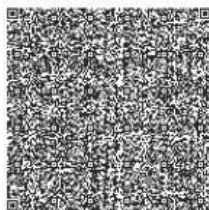
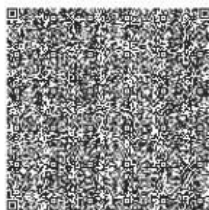
Срок действия

Дата выдачи
приложения

16.02.2018

Место выдачи

г.Астана



Описание: абстрактное изображение, состоящее из хаотично расположенных точек и линий, используемое для защиты документов от подделки. Данное изображение является частью государственной лицензии Республики Казахстан. Любое использование данного изображения без разрешения Министерства энергетики Республики Казахстан является нарушением законодательства Республики Казахстан.



Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____ 2023 г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
Разведка
(вид недропользования)
От 14 ноября 2024 г. Рег. № 79-Р-УВ

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

**УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен **ТОО «KENZHAY PETROLEUM»** для осуществления операций по недропользованию на участке **Кержалы** на основании решения Министерства энергетики Республики Казахстан Протокол Экспертной комиссии № 36/5 от 16 сентября 2024 года.

Участок недр расположен в **Актюбинской области**.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 14.

Координаты угловых точек					
Угловые точки, №	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки, №	Северная широта	Восточная долгота
1	49° 10' 00"	56° 00' 00"	8	49° 06' 00"	56° 24' 00"
2	49° 10' 00"	56° 28' 00"	9	49° 05' 00"	56° 24' 00"
3	49° 09' 00"	56° 28' 00"	10	49° 05' 00"	56° 27' 00"
4	49° 09' 00"	56° 27' 00"	11	49° 04' 00"	56° 27' 00"
5	49° 07' 00"	56° 27' 00"	12	49° 04' 00"	56° 30' 00"
6	49° 07' 00"	56° 22' 00"	13	48° 50' 00"	56° 30' 00"
7	49° 06' 00"	56° 22' 00"	14	48° 50' 00"	56° 00' 00"
Площадь – 1299,83 кв.км.					

Площадь участка недр составляет – 1299,83 (тысячи двести девяносто девять целых, восемьдесят три сотых) кв. км.

Глубина – до минус 5000 м.

Заместитель председателя



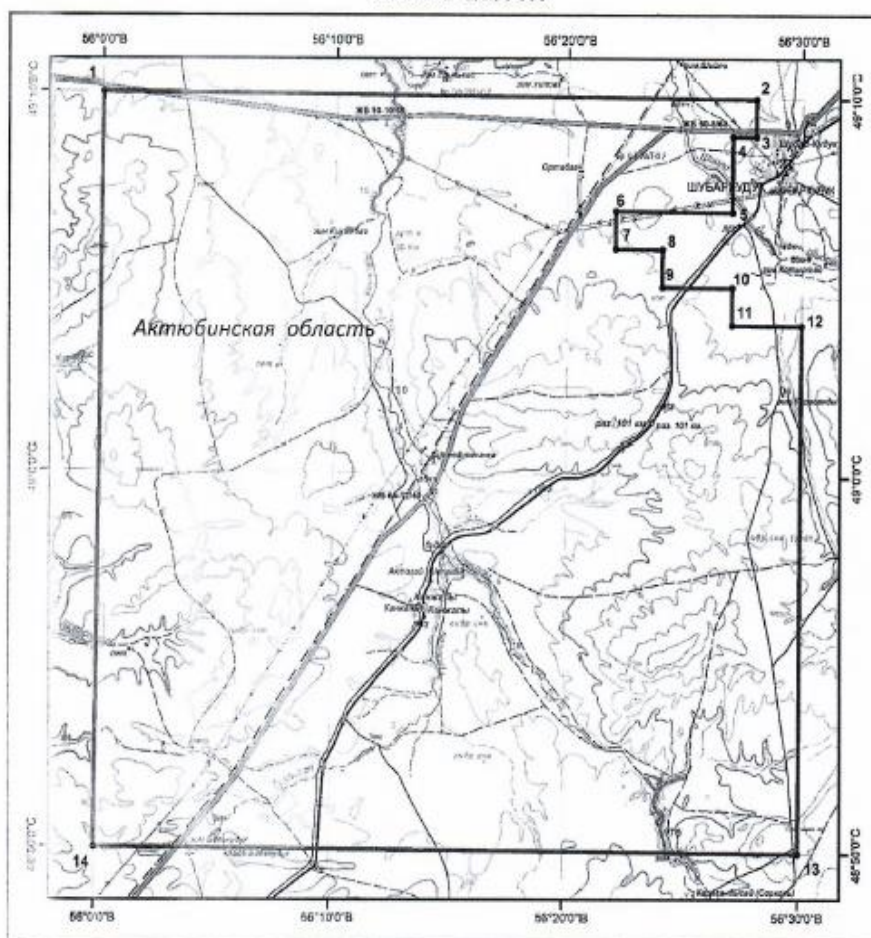
К. Ерубасев

г. Астана,
ноябрь, 2024 г.

Приложение № _____
 по Контракту № _____ от _____ 2023 г.
 на право недропользования
углеводороды
 (вид полезного ископаемого)
разведка
 (вид недропользования)

от « _____ » _____ 2024 г. Пер. № _____ Р-УВ

Картограмма расположения участка недр для разведки Кержалы
 Масштаб 1: 250 000



Условные обозначения

□ контур участка недр
 для разведки Кержалы

— ширококолейные однопутные

— автодороги (шоссе)

— грунтовые проселочные дороги

— полевые дороги

— нефтепроводы подземные

— реки, ручьи (постоянные)

■ населенные пункты

— горизонтали основные

г. Астана ноябрь, 2024 г.

Протокол № 05/2026
заседания Научно-Технического Совета ТОО «КазНИГРИ»
 (тип собрания)

г. Атырау
 (место проведения)

26.03.2026 г.
 (дата проведения)

Председатель – Туленбаева Б. Р., заместитель директора по проектно-функциональному обеспечению;

Секретарь собрания – Коныс А. Б., сотрудник.

Присутствовали:

Юсубалиев Р. А. – директор;
 Арапов К. С. – заместитель директора;
 Шестоперова Л. В. – директор департамента геологии и моделирования, к.г.- м.н;
 Жумалиева К. К. – руководитель отдела проектирования поиска и разведки УВС;
 Исламов Х. М. – руководитель отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ;
 Калемова Ж. Ж. – руководитель отдела охраны окружающей среды;
 Мербаева А. Г. – главный специалист отдела геофизических исследований;
 Сагимбаева С. Е. – руководитель отдела геологии и подсчета запасов.

Приглашенные:

Сейткалиева Г. К. – ведущий инженер отдела проектирования поиска и разведки УВС;
 Мырзахметова А.С. – инженер отдела проектирования поиска и разведки УВС.

Повестка дня:

Рассмотрение «Дополнение к Проекту разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Кержалы в Актыбинской области согласно контракту недропользования №5173-увс от 16 февраля 2023 года»

Слушали сообщение ответственного исполнителя проекта Жумалиевой К.К. об основных проектных решениях.

ТОО «Kenzhaly Petroleum (Кенжалы Петролеум)» является недропользователем по контракту № 5173-УВС от 16 февраля 2023 года (далее — Контракт № 5173-УВС) на разведку и добычу углеводородов на участке недр «Кержалы» (далее — Участок). Срок проведения геологоразведочных работ составляет 6 лет (2023–2029 гг.).

Участок «Кержалы» в административном отношении расположен на территориях Темирского и Байганинского районов Актыбинской области Республики Казахстан.

Общая площадь участка составляет 1299,83 кв. км. Глубина геологического отвода – до -5000м. (Текстовое приложение 1).

Сейсмическими работами на участке выявлены надсолевые локальные структуры. Бурением данный участок изучен очень слабо. Недалеко от исследуемой территории в надсолевом комплексе открыты месторождения нефти и газа- Шубаркудук, Жаксымай, Сайгак, Кенкияк.

На территории участка Кержалы в период 1946-1950 годов проведен комплекс региональных и площадных геолого-геофизических работ с применением структурно-поискового и разведочного бурения. В результате мелкого и глубокого бурения также выявлены нефтенасыщенные горизонты в отложениях средней юры и пермотриаса, приуроченные к сводам соляных куполов Шиели (Чиили). В связи с непромышленными притоками нефти, работы на данной площади были приостановлены.

В результате комплексного обобщения всех результатов геологоразведочных работ, включая поверхностные геохимические исследования, компанией Maersk Oil Kazakhstan GmbH была подготовлена серия карт: в том числе по сейсмическому отражающему горизонту D (подошва триасовых отложений) с прогнозом ловушек, перспективных для обнаружения нефтяных залежей в наиболее перспективных триасовых отложениях. В пределах блока Кержалы была выделена только одна надсолевая ловушка в северо-западном углу, названная Алтыкасо (Altykaso), экранированная соляным штоком. Бурение в пределах ловушки не проведено.

Геологоразведочные работы на контрактной территории Недропользователем ТОО «Kenzhaly Petroleum (Кенжалы Петролеум)» начаты в 2023г.

В этом же году ТОО «АктюбНИГРИ» по договору с Недропользователями составили «Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Кержалы в Актюбинской области», где были запроектированы следующие виды работ:

- Субатомная технология на площади 300 кв. км.

- Бурение, исследование и испытание разведочных независимых скважин на структуре Шиели: Ш-1 глубиной 1200 м (проектный горизонт P_2) на северном крыле и Ш-2 глубиной 1200 м (проектный горизонт – P_2) на юго-западном крыле структуры Шиели.

Этот Проект составлен на основе материалов сейсморазведочных работ, проведенных Турланской ГЭ. Данный объем работ по бурению скважин был запланирован на период 2024-2025 гг.

За 2023 году по проекту были выполнены в полном объеме работы с применением субатомной технологии на участке Кержалы. По результатам были получены карты аномалий собственного излучения углеводородов и выделены точки экстремума в аномалиях максимальной интенсивности. После проведенных исследований и наложении полученных данных на имеющуюся геологическую информацию, были выявлены объекты, которые ранее не представляли интерес. В связи с этим, Недропользователем было принято решение проводить переобработку и переинтерпретацию сейсмических данных прошлых лет.

В 2024 году «АктюбНИГРИ» составили отчет «Авторский надзор за реализацией проектных решений при разведочных работах по поиску залежей углеводородов на участке Кержалы...», в котором запланировано проведение в 2025-2026 гг. переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных 2Д на участке Кержалы, а также перенос сроков бурения двух проектных скважин Ш-1 и Ш-2 на структуре Шиели с проектной глубиной 1200 м на 2026-2027 г.

Согласно Проекту, Компания ТОО «PGS» по договору с Недропользователем в 2025 году выполнила переобработку и переинтерпретацию материалов сейсморазведки, проведенной в 1993-1997 годы различными Компаниями, в том числе французской Компанией «ЭльфНефтегаз» в пределах Темирского блока с охватом территории участка Кержалы. В результате уточнено строение соляных структур и меж купольных зон по отражающим горизонтам D, P_2 , VI, T_1 , T_2 , T_3 , V, выделены перспективные структуры Майтобе и Шиели для постановки бурения поисковых скважин.

В связи с получением новых данных по строению надсолевых отложений, Недропользователем было принято решение о переносе точек бурения на новые объекты, что явилось основанием подготовки настоящего проектного документа по поиску углеводородов. Дополнение к Проекту составлен также с целью определения объема геологоразведочных работ на 2026-2029 гг.

На участке «Кержалы» проектируется проведение сейсмических работ 3D на структуре Майтобе на площади 170 км²., а также бурение двух независимых разведочных скважин: МТ-1 глубиной 3500 м на структуре Майтобе и Ш-1 глубиной 1400 м на структуре Шиели с целью изучения строения триасовых и верхнепермских отложений и поиска в этой толще залежей углеводородов. Забои скважин предусмотрены в верхнепермских (скв. МТ-1) и кунгурских (скв. Ш-1) отложениях.

В целом по участку «Кержалы» прогнозные геологические/извлекаемые ресурсы нефти, оцененные объемным методом на триасовый и верхнепермский комплексы пород, составляют:

- Нефть – 39 109,29 тыс. т/ 11 732,79 тыс. т.
- Растворенный газ – 1 298,88 млн. м³/ 298,88 млн. м³.

Ход совещания:

В обсуждении изложенных материалов приняли участие: Туленбаева Б. Р., Шестоперова Л. В., Жумалиева К. К., Исламов Х. М., Калемова Ж. Т.

После обмена мнениями НТС **постановил:**

1. «Дополнение к Проекту разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Кержалы в Актюбинской области согласно контракту недропользования №5173-увс от 16 февраля 2023 года» с проектом РООС - принять;
2. Направить Проекты на согласование в контролирующие органы с последующим рассмотрением в ЦКРР РК и утверждением Компетентным органом в установленном порядке.

Председатель:

Туленбаева Б.Р.

Секретарь:

Койыс А.Б.



Протокол № 2
совместного заседания Геолого-технического совещания
ТОО «Kenzhaly Petroleum (Кенжалы Петролеум)» и ТОО «КазНИГРИ»

г. Актобе

30.03.2026г.

Присутствовали:

От ТОО «Kenzhaly Petroleum (Кенжалы Петролеум)»:

Махмудов М.Р. - Генеральный директор, председатель;
Кожаков С. Д. – Заместитель генерального директора по производству;
Махмудов Р.А. - Заместитель генерального директора по геологии, секретарь.

От ТОО «КазНИГРИ»:

Шестоперова Л.В. – Директор департамента геологии и моделирования, к.г.- м.н;
Жумалиева К.К. – Руководитель отдела проектирования поиска и разведки УВС;
Калемова Ж.Ж. – Руководитель отдела охраны окружающей среды.

Рассмотрение «Дополнения к Проекту разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Кержалы в Актюбинской области согласно контракту №5173-УВС от 16 февраля 2023 года».

Слушали сообщение ответственного исполнителя проекта Жумалиевой К.К. об основных проектных решениях.

ТОО «Kenzhaly Petroleum (Кенжалы Петролеум)» (далее – Недропользователь) осуществляет операции по недропользованию на участке недр Кержалы (далее — Участок) в соответствии с Контрактом на разведку и добычу № 5173-УВС от 16 февраля 2023 года (далее — Контракт).

Проект разработан ТОО «КазНИГРИ» на основании геологического задания к договору № КР-2026-01 от 26.01.2026 г. и в соответствии с «Методическими указаниями по составлению проектов разведочных работ на углеводороды (приложение к приказу МЭ РК от 24.05.2018 г.)».

Согласно Контракту, продолжительность геологоразведочных работ составляет 6 лет (2023–2029 гг.).

Участок «Кержалы» расположен в административных границах Темирского и Байганинского районов Актюбинской области Республики Казахстан. Общая площадь участка составляет 1 299,83 кв. км. Глубина геологического отвода — до минус 5 000 м.

Сейсморазведочными работами на участке выявлены надсолевые локальные структуры. Бурением данный участок изучен очень слабо. Вблизи участка открыты месторождения нефти и газа: Шубаркудук, Жаксымай, Сайгак, Кенкияк.

В период 1946–1950 гг. на территории Кержалы выполнен комплекс геолого-геофизических работ, включая структурно-поисковое и разведочное бурение. Выявлены нефтенасыщенные горизонты в отложениях средней юры и пермотриаса, приуроченные к сводам соляных куполов Шиели (Чиили). В связи с непромышленными притоками нефти работы были приостановлены.

По результатам комплексного анализа геологоразведочных данных, включая геохимические исследования, компанией Maersk Oil Kazakhstan GmbH подготовлен ряд карт, в том числе по отражающему горизонту D (подошва триасовых отложений), с

MR

прогнозом ловушек углеводородов. В пределах участка Кержалы выделена надсолевая ловушка Алтыкасо (Altykaso), бурением не изученная.

Геологоразведочные работы Недропользователем начаты в 2023 году. В том же году ТОО «АктюбНИГРИ» разработан «Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Кержалы в Актюбинской области», предусматривающий:

- проведение субатомной технологии на площади 300 кв. км;
- бурение двух разведочных скважин на структуре Шиели: Ш-1 (глубина 1 200 м) и Ш-2 (глубина 1 200 м).

Проект разработан на основе материалов сейсморазведочных работ, выполненных Турланской ГЭ. Объем работ по бурению скважин был запланирован на 2024–2025 гг.

В 2023 г. в рамках проекта в полном объеме выполнены работы с применением субатомной технологии на участке Кержалы. По результатам работ получены карты аномалий собственного излучения углеводородов и выделены точки экстремумов максимальной интенсивности. По итогам проведенных исследований и сопоставления полученных данных с имеющейся геологической информацией выявлены объекты, ранее не представлявшие интереса. В связи с этим Недропользователем принято решение о проведении переобработки и переинтерпретации сейсмических данных прошлых лет.

В 2024 году ТОО «АктюбНИГРИ» составило отчет «Авторский надзор за реализацией проектных решений при разведочных работах по поиску залежей углеводородов на участке Кержалы...», в котором предусмотрены переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных данных 2D на участке Кержалы в 2025–2026 гг., а также перенос сроков бурения двух проектных скважин Ш-1 и Ш-2 на структуре Шиели (проектная глубина — 1 200 м) на 2026–2027 гг.

Согласно Проекту, ТОО «PGS» по договору с Недропользователем в 2025 г. выполнила переобработку и переинтерпретацию материалов сейсморазведки, проведенной в 1993–1997 гг. различными компаниями, в том числе французской компанией «ЭльфНефтегаз», в пределах Темирского блока с охватом территории участка Кержалы. В результате уточнено строение соляных структур и межкупольных зон по отражающим горизонтам D, P2, VI, T1, T2, T3, V, а также выделены перспективные структуры Майтобе и Шиели для постановки поискового бурения.

В связи с получением новых данных о строении надсолевых отложений Недропользователем принято решение о переносе точек бурения на новые объекты, что послужило основанием для подготовки настоящего проектного документа по поиску углеводородов. Дополнение к Проекту также составлено с целью определения объема геологоразведочных работ на 2026–2029 гг.

На участке «Кержалы» проектируется проведение сейсморазведочных работ 3D общей площадью 170 кв. км на структуре Майтобе с целью изучения геологического строения и выявления объектов, перспективных на нефть и газ, а также бурение двух независимых разведочных скважин: МТ-1 глубиной 3 500 м на структуре Майтобе и Ш-1 глубиной 1 400 м на структуре Шиели. Бурение скважин предусматривается с целью изучения строения триасовых и верхнепермских отложений и поиска в данной толще залежей углеводородов. Забой скважин проектируются в верхнепермских (скв. МТ-1) и кунгурских (скв. Ш-1) отложениях.

В целом по участку «Кержалы» прогнозные геологические/извлекаемые ресурсы нефти, оцененные объемным методом на триасовый и верхнепермский комплексы пород, составляют:

- Нефть – 39 109,29 тыс. т/ 11 732,79 тыс. т.
- Растворенный газ – 1 298,88 млн. м³/ 298,88 млн. м³.

MR

После обмена мнениями НТС постановил:

1. «Дополнение к Проекту разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Кержалы в Актюбинской области согласно контракту недропользования №5173-УВС от 16 февраля 2023 года» с проектом РООС - **принять**;
2. Направить Проекты на согласование в контролирующие органы с последующим уведомлением Компетентного органа в установленном порядке.

От ТОО «Kenzhalu Petroleum (Кенжалы Петролеум)»

Генеральный директор

MP

Махмудов М.Р.

Заместитель генерального директора
по производству

С.Д.

Кожиков С. Д.

Заместитель генерального директора
по геологии

Р.А.

Махмудов Р.А.

От ТОО «КазНИГРИ»:

Директор департамента геологии
и моделирования, к.г.- м.н.

Л.В.

Шестоперова Л.В.

Руководитель отдела проектирования
поиска и разведки УВС

К.К.

Жумалиева К.К.

Руководитель отдела
охраны окружающей среды

Ж.Ж.

Калемова Ж.Ж.

Приложение 5

Қазақстан Республикасы Экология
және табиғи ресурстар министрлігі

"Қазақстан Республикасы Экология
және табиғи ресурстар министрлігі
Экологиялық реттеу және бақылау
комитетінің Ақтөбе облысы бойынша
Экология департаменті" Р
еспубликалық мемлекеттік мекемесі



Министерство экологии и природных
ресурсов Республики Казахстан

Республиканское государственное
учреждение "Департамент экологии по
Актюбинской области Комитета
экологического регулирования и
контроля Министерства экологии и
природных ресурсов Республики
Казахстан"

Ақтөбе қ., Сәнкібай Батыр Даңғылы, № 1
үй

г.Ақтөбе, Проспект Санкибай Батыра, дом
№ 1

Номер: KZ59VWF00555003

Товарищество с ограниченной
ответственностью "Kenzhaly Petroleum
(Кенжалы Петролеум)"

Дата: 24.04.2026

030008, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН,
АКТЮБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ, АКТӨБЕ Г.А
., Г.АКТӨБЕ, РАЙОН АСТАНА,
Микрорайон Алтын орда, дом № 48В,
Квартира 66

Мотивированный отказ

Республиканское государственное учреждение "Департамент экологии по Актюбинской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан", рассмотрев Ваше заявление от 23.04.2026 № KZ44RYS01697273, сообщает следующее:

В связи с отсутствием деятельности данного объекта ТОО «Kenzhaly Petroleum» - «Проведение разведочных работ по проекту «Дополнение к Проекту разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Кержалы в Актюбинской области», в разделе 2 приложения 1 к Экологическому Кодексу РК достаточно проведения экологической оценки по упрощенному порядку.

Согласно пункту 3 статьи 49 Экологического Кодекса Республики Казахстан экологическая оценка по упрощенному порядку проводится для намечаемой и осуществляемой деятельности, не подлежащей обязательной оценке воздействия на окружающую среду при:

- 1) разработке проектов нормативов эмиссий для объектов I и II категорий;
- 2) разработке раздела «Охрана окружающей среды» в составе проектной документации по намечаемой деятельности и при подготовке декларации о воздействии на окружающую среду.

Требования и порядок проведения экологической оценки по упрощенному порядку определяются Инструкцией по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

Таким образом, Вам необходимо подать заявление на проведения государственной экологической экспертизы в составе процедуры выдачи экологических разрешений согласно Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения

на воздействие и порядка их заполнения, утвержденных Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 319 либо приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 317 в зависимости от категории объекта

На основании вышеизложенного и согласно п. 6 Правил оказания государственной услуги "Выдача заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности", утвержденных приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 2 июня 2020 года № 130, представленное Заявление отклоняется от рассмотрения.

Руководитель департамента

Ербол Куанов
Бисенұлы

