

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ТОО «АККАЙҢН OPERATING»**

**АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель
генерального директора
ТОО «АккайҢн Operating»

_____ М. Тусупкалиев

“ _____ ” _____ 2026г

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «АккайҢн Operating»

_____ Т. Юаньшэн

“ _____ ” _____ 2026г.

**ПРОЕКТ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО ПОИСКУ УГЛЕВОДОРОДОВ
НА УЧАСТКЕ БЕРЕЗОВСКИЙ В ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКОЙ
ОБЛАСТИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

Выполненный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в 2026г.
по договору №

Книга. Текст

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

А.С. Марданов

Директор департамента по разработке

А.А. Башев

г.Атырау, 2026г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Общее руководство: Директор департамента геологии _____ Мурзагалиева Ж.С.	Общее руководство
Ответственный исполнитель: Эксперт управления геологии и геологоразведки _____ Бондарук В.В.	Текст, главы 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 13, 14. Папка. Графические приложения
Эксперт управления геофизики и петрофизики _____ Каналин Р.А.	Текст, раздел 5.8.
Ведущий инженер управления геофизики и петрофизики _____ Нысанғалиева Ш.О.	Текст, раздел 5.8.2, 5.8.4.
Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин _____ Рыспаев А.А.	Текст, раздел 5.5, 5.6, 5.7. Глава 10.
Ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин _____ Сабиров Б.Ф.	Текст, глава 8.
Эксперт управления экологии _____ Суйнешова К.А.	Текст, глава 9.

Нормоконтролер:

Мазирова Г. К.

ПРОЕКТ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО ПОИСКУ УГЛЕВОДОРОДОВ НА УЧАСТКЕ БЕРЕЗОВСКИЙ В ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Отчет состоит из Книги и Папки графических приложений.

Книга. - 128л., в т.ч. 39 табл., 20 рис. и 5 текст.прил.;

Папка – 9 гр.пр. на 9л., все - н/с.

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 060011, г.Атырау, мкр. Нурсая проспект Елорда 10. (ЦКРР, г.Астана; ТОО «Akkaiyn Operating», г.Астана).

РЕФЕРАТ.

Объект исследования – палеозойский комплекс участка Березовский.

В проекте представлены результаты обобщения и анализа данных по геологии, стратиграфии, тектонике, нефтегазоносности, гидрогеологической характеристике территории участка. Также, приведены данные по интерпретации результатов сейсмических исследований, с учетом этого приведены результаты ранжирования перспективных локальных структур в целях выбора первоочередных объектов и оптимальных объемов геологоразведочных работ.

Обоснована программа разведочных работ на участке, предусматривающая проведение оптимального и рационального комплекса геологоразведочных работ.

В проекте дано описание методики проведения геологоразведочных работ, обоснованы объемы буровых работ и др. Определена точка заложения проектной скважины на структуре R-4. В соответствии с проектными геологическими разрезами дана характеристика геологическим условиям проводки скважины, предлагаемой конструкции скважины, состава бурового раствора и др. Проводка скважины учитывает проведение оптимального комплекса ГИС, отбор керна, шлама и пластовых флюидов с дальнейшими лабораторными исследованиями. Также определены предполагаемые интервалы испытания поисковой скважины.

Уточнена оценка объема прогнозных ресурсов нефти и предварительная экономическая оценка предполагаемых работ. Даны рекомендации по рациональному изучению структур участка и оценены перспективы его нефтегазоносности.

Ключевые слова: поиск, участок, структура, скважина, бурение, испытание, ресурсы, оценка.

Составил:

Бондарук В.В.

Утверждаю:
Генеральный директор
ТОО «Аkkaiyn Operating»

_____ Тянь Юаньшэн

Согласовано:
Заместитель Генерального директора
по геологии
ТОО «Аkkaiyn Operating»

Первый заместитель
Генерального директора
ТОО «Аkkaiyn Operating»

_____ Чжу Вэйхуа

_____ М.Б. Тусупкалиев

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на оказание услуг по составлению Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Березовский в Западно-Казахстанской области, Республики Казахстан (далее РК)

1. Целевое назначение работ:

1.1 Составление проектной документации:

➤ Проект «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Березовский в Западно-Казахстанской области РК»;

➤ Проект «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)» к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Березовский»;

Получение Исполнителем согласований вышеуказанных проектов в установленном законодательством РК порядке от компетентных государственных органов РК.

2. Основание на проведение работ:

2.1 Контракт на Разведку и Добычу углеводородного сырья по сложному проекту на участке Березовский Западно-Казахстанской области Республики Казахстан, №5564-УВС от 29 октября 2025 года;

2.2 Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК;

2.3 Экологический кодекс Республики Казахстан от 02.01.2021 года № 400-VI ЗРК;

2.4 Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом Министра энергетики РК от 15 июня 2018 года № 239.

3. Краткая характеристика участка и проведенных работ:

Участок Березовский в административном отношении охватывает части Бурлинского, Чингирлауского и Сырымского районов Западно-Казахстанской области и расположен в 140 километрах восточнее областного центра г. Уральск.

В непосредственной близости к изучаемому участку находится газоконденсатное месторождение Карачаганак, расстояние до Карачаганакского месторождения составляет 20 км.

В конце 70-х – начале 90-х. годов на контрактной территории проведены сейсморазведочные работы ПС и МОГТ 2Д. Последние современные сейсморазведочные работы МОГТ 2Д на участке Березовский проведены компанией ТОО «БИДЖИПИ Геофизические Услуги (Казахстан)» в 2023 году. Общая площадь сейсморазведочной съемки 2Д составила 453, 3 п. км (338.3 пог. км полнократных).

В период с 1984 по 1989 г.г. на участке были пробурены шесть скважин: Кзылколь П-14,

Балка Восточный-15, Акбулак П-62, Чилик-2, Чилик-1, Ащисай-1. Ни одна из этих скважин не вскрыла подсолевые отложения. Максимальная глубина составила 5 500 м. (скважина Кызылколь П-14).

4. Перечень исходных данных, представляемых Исполнителю после подписания Договора на оказание услуг:

- 4.1 Сведения о недропользователе;
- 4.2 Отчеты о поисковых и детальных сейсморазведочных работах ПС и МОГТ;
- 4.3 Отчет о результатах геологоразведочных работ;
- 4.4 Результаты интерпретации сейсморазведочных работ 2Д;
- 4.5 Актуальные или архивные проекты по экологии;
- 4.6 Сведения об отходах производства и потребления (временный сбор, способы утилизации, договора на вывоз и утилизацию, имеющиеся свои полигоны или пункты сбора) – имеющееся по списку.
- 4.7 Дополнительная информация, не вошедшая в список исходной информации по запросу Исполнителя в рамках решаемых задач по договору.

5. Геологическое задание на составление «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Березовский в Западно-Казахстанской области, согласно Контракта №5564-УВС от 29.10.2025г.» (далее «Проект»)

5.1 Основные требования к Проекту:

- 5.1.1 Проект выполняется согласно действующим «Методическим указаниям по составлению проектов разведочных работ углеводородов» приложение к приказу Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329;
- 5.1.2 Уточнить объем работ по проведению, обработке и интерпретации данных 2Д на площади в объеме 899 пог. км.
- 5.1.3 Уточнить объем работ по проведению, обработке и интерпретации данных 3Д на площади в объеме 300 кв. км.
- 5.1.4 Предусмотреть бурение 1-ой (одной) поисковой скважины.
- 5.1.4 Составить календарный график выполнения проектируемых работ.

5.2 Экспертная оценка и утверждение Проекта:

- 5.2.1 Согласование Проекта с Заказчиком;
- 5.2.2 Получение согласований в Государственных органах РК, в случае наличия законодательных требований РК;
- 5.2.3 Рассмотрение Проекта на заседании ЦКРР РК и получение протокола ЦКРР с положительным заключением.

6. Составление проекта Отчета о возможных воздействиях к отчету «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Березовский в Западно-Казахстанской области, согласно Контракта №5564-УВС от 29.10.2025г.» (далее «Отчет»)

6.1 Состав работы:

- 6.1.1 Состав разделов Отчета и степень их проработки определить с учетом требований и рекомендаций нормативно-правовых актов, действующих на дату составления Отчета.

6.2 Экспертная оценка и утверждение Отчета:

- 6.2.1 Согласование Отчета с Заказчиком;
- 6.2.2 Организация и проведение общественных слушаний по месту административной принадлежности производственного объекта, согласно ЭК РК №400-VI и «Правил проведения общественных слушаний», утвержденных приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286;
- 6.2.3 Получение согласования Отчета в контролирующих органах согласно действующему законодательству РК и получение заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду на Отчет о возможных воздействиях.

7. Сроки выполнения работ по проектной документации на проведение работ по оценке углеводородов на контрактной территории:

7.1 Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Березовский в Западно-Казахстанской области: 2 (два) месяца (при своевременном получении всех необходимых геолого-геофизических данных);

7.2 Отчет о возможных воздействиях (ОВОС) к «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Березовский ...»: 1 (один) месяц (при своевременном получении всех необходимых данных);

7.3 Получение заключения по результатам проведенной ОВОС на отчет о возможных воздействиях. 1 (один) месяц.

8. Количество экземпляров:

8.1 Передача Заказчику 3 (трех) экземпляров каждого проектного документа с графическими приложениями на бумажных и электронных носителях (CD/HDD).

9. Специальные требования к потенциальным подрядчикам:

9.1 Наличие лицензии на вид деятельности: лицензия на проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводородное сырье), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа. Подвид: составление проектных документов; технологических регламентов; технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья;

9.2 Наличие лицензии на выполнение и оказание услуг в области охраны окружающей среды;

9.3 Наличие у потенциального поставщика опыта не менее 10 (десяти) лет в составлении проектной документации на проведение геологоразведочных работ, обязательное участие основных специалистов, главных специалистов по геологии, геофизике, геологическом моделированию, бурению и т.д.;

9.4 Все дополнительные вопросы, не предусмотренные в настоящем техническом задании, которые могут возникнуть у Заказчика, рассматриваются в рабочем порядке, при необходимости должны учитываться в проектной документации;

9.5 Подрядчик обязуется устранить все замечания, которые могут возникнуть при согласовании предварительных результатов с Заказчиком.

9.6 При возникновении замечаний по проектной документации со стороны контролирующих органов, на основании авторства устранять все замечания от имени Исполнителя по согласованию с Заказчиком.

9.7 Вся переписка и корреспонденция с контролирующими органами должна осуществляться по согласованию с Заказчиком.

9.8 Все изменения, дополнения и рекомендации должны вноситься в проектную документацию после письменного согласования с Заказчиком.

Менеджер по геологии

_____ **Даулетьяров А.А.**

Книга. Текст
ОГЛАВЛЕНИЕ

№№ гл.	Наименование	Стр.
1	2	3
1	ВВЕДЕНИЕ	12
2	ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	18
3	ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	20
	3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	20
	3.2 Буровая изученность	21
4	ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ	24
	4.1 Проектный литолого-стратиграфический разрез	24
	4.2 Тектоника	33
	4.2.1 Анализ истории развития Березовского выступа	39
	4.3 Нефтегазоносность	43
	4.3.1 Анализ нефтегазоносной системы	44
	4.4 Гидрогеологическая характеристика разреза	46
5	МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	49
	5.1 Цели и задачи поисковых работ	49
	5.2 Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных исследований	52
	5.3 Система расположения поисковых скважин	57
	5.4 Геологические условия проводки скважин	60
	5.5 Характеристика промывочной жидкости	63
	5.6 Оборудование устья скважины	66
	5.7 Обоснование типовой конструкции скважин	68
	5.8 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектной скважине	70
	5.8.1 Рекомендуемые геофизические исследования	70
	5.8.2 Отбор керна и шлама в проектных скважинах	75
	5.8.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов	76
	5.8.4 Лабораторные исследования	77
6	ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ	79
7	ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	80
8	ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ	82
	8.1 Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины	82
	8.2 Интервалы установка цементных мостов	86
	8.3 Сводный экономический расчет по ликвидации скважины	88
9	МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ И КОМПЛЕКСНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕДР И ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	89
	9.1. Природно-климатическая характеристика района	89
	9.2 Охрана атмосферного воздуха от загрязнений	90
	9.3 Охрана поверхностных и подземных вод	91
	9.4 Управление отходами	92
	9.5 Охрана почвенного покрова	92
	9.6 Охрана растительного мира	93
	9.7 Охрана животного мира	93
	9.8 Радиационная безопасность	94

1	2	3
	9.9 Аварийные ситуации	96
10	ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА УЧАСТКЕ	98
11	ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	101
12	ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ	103
	12.1 Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти	108
13	ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	111
14	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	113
	ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	116

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
		ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ:	116
1.	1.	Заключение метрологической экспертизы	117
2.		Протокол № НТС АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»	118
3.	2.	Протокол Совместное заседание научно-технического совета ТОО « Akkaiyn Operating» и АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»	121
4.	3.	Гос лицензия	125
5.	4.	Заключение государственной экологической экспертизы по Атырауской области	127
6.	5.	Рассылка отчета	128

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Координаты угловых точек участка Березовский	15
2.	3.1.1	Краткие сведения об объемах и результатах геолого-геофизических работ	21
3.	3.3.2	Буровая изученность	22
4.	3.3.3	Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды	22
5.	4.2.1	Градиент регионального наклона некоторых участков Севернортовой зоны (в м/км)	38
6.	4.2.2	Сопоставление градиентов наклона и увеличения толщин отложений	38
7.	5.1.1	Сводный график проектных работ и исследований по поиску углеводородов на участке Березовский	51
8.	5.2.1	Методика и объем работ 2Д МОГТ	53
9.	5.2.2	Параметры съемки 3Д – МОГТ	55
10.	5.4.1	Проектный стратиграфический разрез проектной скважины В-1	60
11.	5.4.2	Возможные осложнения в процессе бурения	61
12.	5.4.3	Давление и температура по разрезу скважины	62
13.	5.5.1	Рекомендуемые параметры и типы буровых растворов	65

1	2	3	4
14.	5.6.1	Рекомендуемые спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)	67
15.	5.7.1	Рекомендуемая типовая конструкция скважины В-1 на участке Березовский	70
16.	5.8.1	Промыслово-геофизические исследования в скважине	72
17.	5.8.2	Промыслово-геофизические исследования в скважине (резервный вариант)	73
18.	5.8.3	Рекомендуемые интервалы отбора керна по проектируемой скважине	76
19.	5.8.4	Рекомендуемые объекты испытания в эксплуатационной колонне	77
20.	5.8.5	Виды лабораторных исследований	78
21.	8.1.1	Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (основной вариант)	84
22.	8.1.2	Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (резервный вариант со спуском хвостовика)	85
23.	8.3.1	Сводный экономический расчет ликвидации поисковой скважины В-1 с применением БУ ZJ-40	88
24.	9.1.1	Общая климатическая характеристика	90
25.	9.1.2	Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	90
26.	9.1.3	Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С	90
27.	9.1.4	Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра, м\с	90
28.	9.2.1	Значения существующих фоновых концентраций загрязняющих веществ г. Аксай по данным наблюдений за 2021-2025 гг	91
29.	10.1	Сводная таблица проектных работ по поиску УВ на участке Березовский	98
30.	10.2	Расчет продолжительности бурения скважины проектной глубиной 7000м на участке Березовского	98
31.	10.3	Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	99
32.	10.4	Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	100
33.	11.1	Минимальные объемы и виды работ по Контракту в период разведки. По курсу 1\$ - 522 тенге	101
34.	11.2	Объемы и виды проектируемых работ по поиску углеводородов на участке Березовский в период разведки	102
35.	12.1	Суммарные прогнозные геологические ресурсы	104
36.	12.2	Оценка геологических рисков уч. Березовский	104
37.	12.3	Прогнозные ресурсы газа и конденсата перспективной структуры R-4 участка Березовский	110
38.	13.1	Прогнозные ресурсы газа и конденсата в условном топливе	111
39.	13.2	Основные геолого-экономические показатели поисково-разведочных работ	111

СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование рисунков	Стр.
1.	1.1	Картограмма участка Березовский	15
2.	2.1	Обзорная карта участка Березовский	18
3.	4.1.1	Сводный стратиграфический разрез Северного борта Кристаллический фундамент	33
4.	4.2.1	Схема тектонического районирования Северной Прибортовой зоны	34
5.	4.2.2	Схематическое строение месторождения Карачаганак	40
6.	4.2.3	Фациальная карта С _{2m} -С ₃ Волго-Уральского НГБ	40
7.	4.2.4	Карповский выступ. А. Карта изопахит С ₃ -Р ₁ . Б. Структурная карта ОГ П ₁	41
8.	4.2.5	Пример развития карбонатной платформы во времени (D ₃ -Р ₁) на краю Березовского выступа, профиль 23-04	42
9.	4.2.6	Пример разреза с возможными ортогональными рифами, профиль 23-06	42
10.	4.3.1	Схема нефтегазоносности Северной бортовой зоны	43
11.	5.2.1	Схема сети проектных профилей 2Д на участке Березовский	54
12.	5.2.2	Схема расположения полигона сейморазведки 3Д	56
13.	5.3.1	Сейсмический разрез №23-04 через проектную скв. В-1	59
14.	8.2.1	Интервалы установки цементных мостов по основному варианту	86
15.	8.2.2	Интервалы установки цементных мостов по резервному варианту	87
16.	9.1.1	Роза ветров м/с Аксай	90
17.	12.1	Структурная карта перспективных объектов участка Березовский	103
18.	12.2	Сейсмический разрез №23-04 через проектную скважину В-1	106
19.	12.3	Сейсмический разрез через перспективную структуру R4	103
20.	12.4	Структурная карта по кровле нижнепермских отложений перспективной структуры R4	107

**ПАПКА
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИЙ ПРИЛОЖЕНИЙ**

1. ВВЕДЕНИЕ

Положительные результаты поисково-разведочного бурения и открытие залежей нефти и газа на месторождениях Карачаганак, Рожковское, Чинаревское и Тепловско-Токаревской группы подтвердили высокий углеводородный потенциал северного борта Прикаспийской впадины и позволяют высоко оценивать перспективы постановки геологоразведочных работ (далее – ГРП) на новых выявленных объектах.

В пределах северного борта Прикаспийского осадочного бассейна характерны наличия месторождений, где основные резервуары представлены рифовыми массивами аттолового типа, развивающиеся на выступах фундамента. Данные геологические условия характерны и для участка Березовский, в связи с чем, выявленные в нем локальные структуры в настоящее время, представляются перспективными.

Выделенные структуры на основании имеющихся материалов сейсморазведочных работ 2Д участка Березовский характеризуются большими размерами и значительными глубинами залегания целевых горизонтов в палеозойском комплексе, благоприятными условиями залегания и геолого-геофизическими характеристиками. К северо-западу в схожих тектонических условиях в отложениях палеозоя ранее открыто одно из крупнейших в мире газоконденсатных месторождений Карачаганак. С учетом высокой перспективности северной бортовой зоны Прикаспийского осадочного бассейна территория изучения участка Березовский представляет значительный интерес, позволяет ожидать открытие новых залежей нефти, газа и газоконденсата, что дает основание на постановку геологоразведочных работ. Сопутствующее развитие инфраструктуры, связанное с нефтепоисковыми работами на других контрактных участках, является положительным фактором для участка Березовский в случае успешности планируемых ГРП.

Основным объектом и направлением исследований является подсолевой комплекс (нижнепермские отложения) до кристаллического фундамента.

Настоящая работа «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Березовский в Западно-Казахстанской области РК» (далее – ПРП) выполнена на основании договора о закупке работ № _____ от _____, заключенного между ТОО «Akkaipyn Operating» и Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг».

В 2025 году был заключен контракт по сложному проекту №5564-УВС от 29.10.2025г. между Министерством энергетики Республики Казахстан, АО «НК «КазМунайГаз» и Sinopec International Energy Investment Holdings Netherlands B.V. путем проведения прямых переговоров по предоставлению права недропользования на разведку и добычу углеводородов на участке недр «Березовский», расположенном в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан. Работы по недропользованию на участке

недр проводятся компанией ТОО «Аkkaiyn Operating».

Участок недр (Геологический отвод) представлен для осуществления операций по недропользованию на участке Березовский на основании решения Компетентного органа (Протокол РГ по проведению прямых переговоров от 18.08.2025г.).

Особенностью данного проекта является то, что его можно отнести к категории сложных, так как в совокупности ожидаются следующие параметры:

- 1) бурение скважины глубиной более пяти тысяч метров;
- 2) содержание сероводорода в пластовом флюиде более 3,5 процента;
- 3) аномально высокое пластовое давление залежи с коэффициентом аномальности более 1,5.

В связи с этим учитывая сложное геологическое строение участка Березовский в проекте особое значение уделено вопросам экологии и безопасного ведения геологоразведочных работ. Учитываются особенности применения передовой техники и технологии при проведении сейсмических исследований, бурения и испытания скважин на нефть, газ и газоконденсат, исключающие возможность загрязнения окружающей среды.

В административном отношении площадь исследования расположена в Бурлинскому Чингирлауском и Сырымском районе Западно-Казахстанской области Республики Казахстан.

В 2023-2024 гг. в рамках проекта ГИН "Березовский" была проведена 2Д МОГТ сейсмическая съемка в объеме 448 пог.км., основная задача выполненных сейсморазведочных работ заключалась в определении положения и анализе формирования Березовского выступа, а также в оценке потенциала карбонатных построек в пределах данного участка. С учетом значительных глубин залегания и сложности волновой картины в подсолевом интервале результаты проведенных работ позволили сформировать региональную структурно-тектоническую модель участка и подтвердить наличие литолого-фациальных предпосылок для развития биогермных массивов по аналогии с сопредельным месторождением Карачаганак. Полученные материалы послужили основой для выделения 7 перспективных локальных объектов в нижнепермских отложениях.

Однако текущая плотность сети наблюдений и разрешающая способность данных предопределяют необходимость проведения детализационных работ. Настоящий проект направлен на уточнение структурного плана нижнепалеозойских отложений и верификацию выявленных объектов современными методами высокочастотной сейсморазведки, что обеспечит необходимую достоверность геологической основы перед этапом поискового бурения.

В рамках настоящего ПРР проведена комплексная оценка ресурсного потенциала и

вероятности геологического успеха (POS) выявленных объектов участка Березовский. На основании полученных результатов и анализа рисков было выполнено геологическое ранжирование, по итогам которого структура R4 определена как приоритетная для постановки первоочередного поискового бурения. С учетом имеющихся неопределенностей на сегодняшний день сформулирована стратегия поэтапного проведения ГРР.

Настоящим проектом для детализации структурно-тектонической модели и оценки перспектив выделенных объектов, на период разведки предусматривается:

- Проведение полевых сейсморазведочных работ 2Д в объеме 899 пог.км.;
- Проведение полевых сейсморазведочных работ 3Д в объеме 300 кв.км.;
- Обработка и интерпретация данных 2Д и 3Д сейсморазведки;
- Бурение подсолевой поисковой скважины глубиной 7000 м.

Границы участка недр показаны на картограмме (рис. 1.1.) и обозначены угловыми точками с №1 по №114 (табл. 1.1). Площадь участка недр (геологического отвода) составляет – 5155,36 (пять тысяч сто пятьдесят пять целых тридцать шесть сотых) кв.км.

Глубина исследования: до отметки кристаллического фундамента, по абсолютной отметке – 10 км.

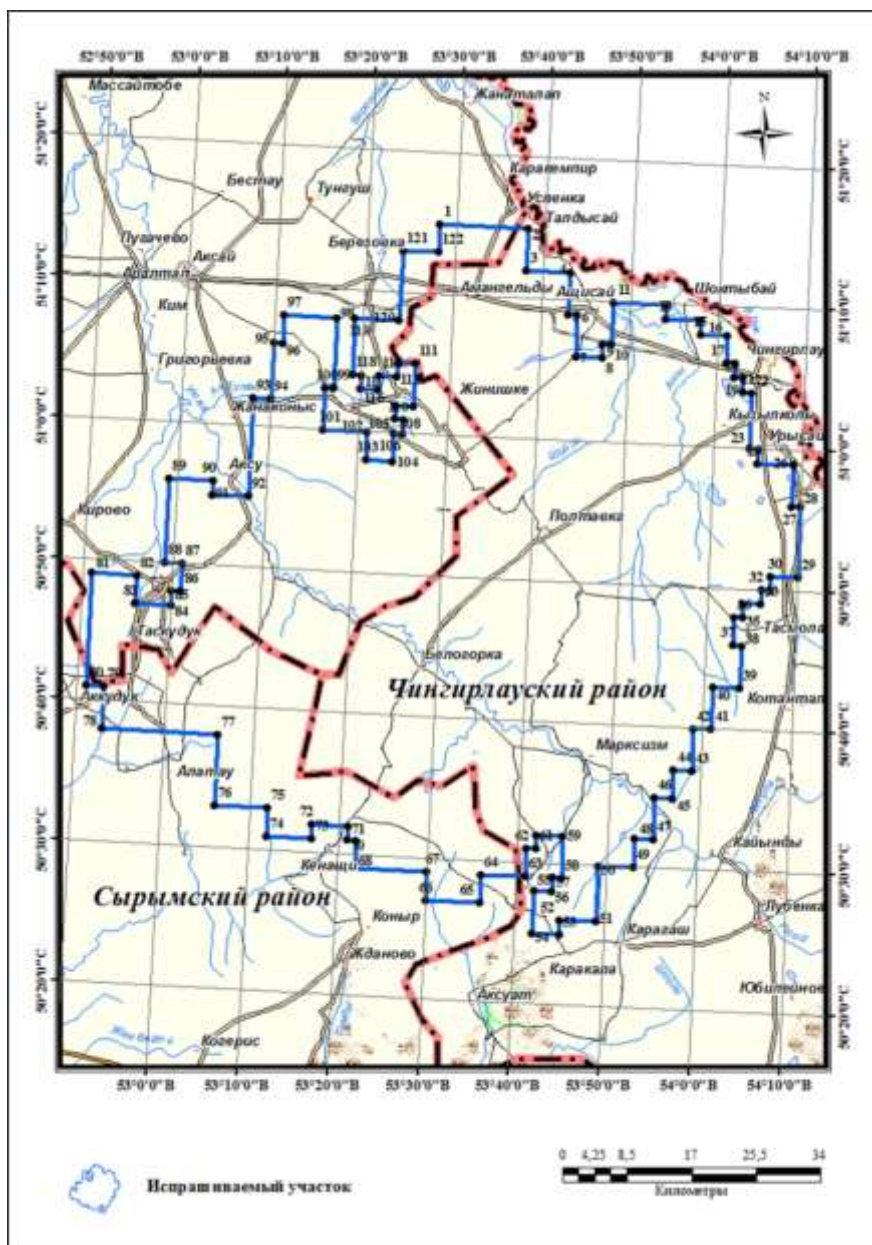


Рис. Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует. - Картограмма участка Березовский

Таблица 1.1 – Координаты угловых точек участка Березовский

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота		
	градус	минут	секунды	градус	минут	секунды
1	51°	15'	00,00"	53°	28'	00,00"
2	51°	15'	00,00"	53°	38'	00,00"
3	51°	12'	00,00"	53°	38'	00,00"
4	51°	12'	00,00"	53°	48'	00,00"
5	51°	10'	00,00"	53°	48'	00,00"
6	51°	10'	00,00"	53°	54'	00,00"
7	51°	09'	00,00"	53°	54'	00,00"
8	51°	09'	00,00"	53°	58'	00,00"
9	51°	08'	00,00"	53°	58'	00,00"
10	51°	08'	00,00"	54°	01'	00,00"
11	51°	06'	00,00"	54°	01'	00,00"
12	51°	06'	00,00"	54°	02'	00,00"
13	51°	05'	00,00"	54°	02'	00,00"
14	51°	05'	00,00"	54°	03'	00,00"
15	51°	04'	00,00"	54°	03'	00,00"

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота		
	градус	минут	секунды	градус	минут	секунды
16	51°	04'	00,00"	54°	04'	00,00"
17	51°	00'	00,00"	54°	04'	00,00"
18	51°	00'	00,00"	54°	05'	00,00"
19	50°	59'	00,00"	54°	05'	00,00"
20	50°	59'	00,00"	54°	09'	00,00"
21	50°	56'	00,00"	54°	09'	00,00"
22	50°	56'	00,00"	54°	10'	00,00"
23	50°	51'	00,00"	54°	10'	00,00"
24	50°	51'	00,00"	54°	07'	00,00"
25	50°	50'	00,00"	54°	07'	00,00"
26	50°	50'	00,00"	54°	06'	00,00"
27	50°	49'	00,00"	54°	06'	00,00"
28	50°	49'	00,00"	54°	04'	00,00"
29	50°	48'	00,00"	54°	04'	00,00"
30	50°	48'	00,00"	54°	03'	00,00"
31	50°	46'	00,00"	54°	03'	00,00"
32	50°	46'	00,00"	54°	04'	00,00"
33	50°	43'	00,00"	54°	04'	00,00"
34	50°	43'	00,00"	54°	01'	00,00"
35	50°	40'	00,00"	54°	01'	00,00"
36	50°	40'	00,00"	53°	59'	00,00"
37	50°	37'	00,00"	53°	59'	00,00"
38	50°	37'	00,00"	53°	57'	00,00"
39	50°	35'	00,00"	53°	57'	00,00"
40	50°	35'	00,00"	53°	55'	00,00"
41	50°	32'	00,00"	53°	55'	00,00"
42	50°	32'	00,00"	53°	53'	00,00"
43	50°	30'	00,00"	53°	53'	00,00"
44	50°	30'	00,00"	53°	49'	00,00"
45	50°	26'	00,00"	53°	49'	00,00"
46	50°	26'	00,00"	53°	45'	00,00"
47	50°	25'	00,00"	53°	45'	00,00"
48	50°	25'	00,00"	53°	42'	00,00"
49	50°	28'	00,00"	53°	42'	00,00"
50	50°	28'	00,00"	53°	44'	00,00"
51	50°	29'	00,00"	53°	44'	00,00"
52	50°	29'	00,00"	53°	45'	00,00"
53	50°	32'	00,00"	53°	45'	00,00"
54	50°	32'	00,00"	53°	42'	00,00"
55	50°	31'	00,00"	53°	42'	00,00"
56	50°	31'	00,00"	53°	41'	00,00"
57	50°	29'	00,00"	53°	41'	00,00"
58	50°	29'	00,00"	53°	36'	00,00"
59	50°	27'	00,00"	53°	36'	00,00"
60	50°	27'	00,00"	53°	30'	00,00"
61	50°	29'	00,00"	53°	30'	00,00"
62	50°	29'	00,00"	53°	22'	00,00"
63	50°	31'	00,00"	53°	22'	00,00"
64	50°	31'	00,00"	53°	21'	00,00"
65	50°	32'	00,00"	53°	21'	00,00"
66	50°	32'	00,00"	53°	17'	00,00"
67	50°	31'	00,00"	53°	17'	00,00"
68	50°	31'	00,00"	53°	12'	00,00"
69	50°	33'	00,00"	53°	12'	00,00"
70	50°	33'	00,00"	53°	06'	00,00"
71	50°	38'	00,00"	53°	06'	00,00"
72	50°	38'	00,00"	52°	53'	00,00"

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота		
	градус	минут	секунды	градус	минут	секунды
73	50°	41'	00,00"	52°	53'	00,00"
74	50°	41'	00,00"	52°	59'	00,00"
75	50°	47'	00,00"	52°	59'	00,00"
76	50°	47'	00,00"	53°	00'	00,00"
77	50°	48'	00,00"	53°	00'	00,00"
78	50°	48'	00,00"	53°	01'	00,00"
79	50°	50'	00,00"	53°	01'	00,00"
80	50°	50'	00,00"	52°	59'	00,00"
81	50°	56'	00,00"	52°	59'	00,00"
82	50°	56'	00,00"	53°	04'	00,00"
83	50°	55'	00,00"	53°	04'	00,00"
84	50°	55'	00,00"	53°	08'	00,00"
85	51°	02'	00,00"	53°	08'	00,00"
86	51°	02'	00,00"	53°	10'	00,00"
87	51°	06'	00,00"	53°	10'	00,00"
88	51°	06'	00,00"	53°	11'	00,00"
89	51°	08'	00,00"	53°	11'	00,00"
90	51°	08'	00,00"	53°	17'	00,00"
91	51°	03'	00,00"	53°	17'	00,00"
92	51°	03'	00,00"	53°	16'	00,00"
93	51°	00'	00,00"	53°	16'	00,00"
94	51°	00'	00,00"	53°	21'	00,00"
95	50°	58'	00,00"	53°	21'	00,00"
96	50°	58'	00,00"	53°	24'	00,00"
97	51°	00'	00,00"	53°	24'	00,00"
98	51°	00'	00,00"	53°	25'	00,00"
99	51°	01'	00,00"	53°	25'	00,00"
100	51°	01'	00,00"	53°	24'	00,00"
101	51°	02'	00,00"	53°	24'	00,00"
102	51°	02'	00,00"	53°	26'	00,00"
103	51°	05'	00,00"	53°	26'	00,00"
104	51°	05'	00,00"	53°	24'	00,00"
105	51°	04'	00,00"	53°	24'	00,00"
106	51°	04'	00,00"	53°	22'	00,00"
107	51°	03'	00,00"	53°	22'	00,00"
108	51°	03'	00,00"	53°	20'	00,00"
109	51°	04'	00,00"	53°	20'	00,00"
110	51°	04'	00,00"	53°	19'	00,00"
111	51°	08'	00,00"	53°	19'	00,00"
112	51°	08'	00,00"	53°	24'	00,00"
113	51°	13'	00,00"	53°	24'	00,00"
114	51°	13'	00,00"	53°	28'	00,00"

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

В административном отношении площадь исследования расположена в Бурлинском, Чингирлауском и Сырымском районах Западно-Казахстанской области Республики Казахстан. В геологическом отношении Лицензионная территория относится к северо-восточной части северной прибортовой зоны Прикаспийского осадочного бассейна (Рис 2.1).

В непосредственной близости к изучаемому участку находится газоконденсатное месторождение Карачаганак. В связи с этим активно сформировалась инфраструктура нефтегазовой промышленности. В северной части проходит газопровод «Оренбург-Западная граница», а в западной - нефтепровод «Мангышлак - Самара». Расстояние до Карачаганакского месторождения 20 км. Дорожная сеть представлена проходящими на севере межреспубликанской железной и автодорогой Соль-Илецк (Россия) – Чингирлау – Аксай – Уральск. Также в 30 км к северу от исследуемой территории заложена автомагистраль Уральск-Оренбург. Южнее участка проходит автодорога Актобе – Уральск (часть магистрали Самара-Шымкент). Развита сеть грунтовых и грейдерных дорог между населенными пунктами местного и районного значения. Местное население занимается, в основном, скотоводством и земледелием и частично занято на промыслах нефтегазового комплекса. Район работ отмечен значительными сенокосными угодьями, в том числе, с использованием естественных и искусственных заливных участков речных пойм. Непосредственно в пределах или на границах участка расположены населенные пункты – ст. Чингирлау, г. Аксай, п. Достык, Акбулак, Ардак, Миргородка, Кирово, Акчаганский, Аксу, Актау.

Город Аксай - административный центр Бурлинского района Западно-Казахстанской области, расположен в 40-60 км от участка работ. Село Жымпиты - административный центр Сырымского района, расположен в 60-80 км к северо-западу.

Областной центр г. Уральск расположен к северо - западу от площади на расстоянии 140 км.

Орографически участок, в основном, представляет собой равнину, изрезанную редкой сетью оврагов и балок глубиной 5-10 м. Перепады высот рельефа не превышают 50 м на 1 км. По диагонали участка, в направлении СЗ-ЮВ прослеживается гряда меловых выступов с превышением рельефа до 50-70м над окружающей равниной и с отдельными холмами до 250-260 м высотой. Небольшие лесные массивы имеются в поймах рек Урал и Илек. Около 50% территории района используется в полеводстве, 40% - как луга и пастбища и остальные 10% занимают городские, сельские поселения, леса, дороги и сооружения инфраструктуры.

Речная сеть района представлена рекой Березовка, пересыхающей летом, которая в районе села Илек впадает в реку Илек, впадающую, в свою очередь, в самую крупную реку области Урал, протекающую через всю область с севера на юг. Река Утва, протекающая в направлении ЮВ – СЗ, впадает в реку Урал в районе г. Бурлин.

Климат района резко континентальный. Среднегодовая температура $4,8^{\circ}\text{C}$, среднемесячные показатели меняются от минус $16,4$ до плюс $26,4^{\circ}\text{C}$. Лето сухое и жаркое (до 44°C , зима холодная до -43°C). Почти постоянно дуют сильные ветры, в зимнее время преимущественно южного и юго-восточного направления со скоростью до $6,2$ м/с, а в летнее время - северного, северо-западного и восточного направления со средней скоростью до $4,3$ м/с. Животный и растительный мир района работ представлен типичными видами, характерными для зон степей: лисы, зайцы, косули, волки, хорьки, суслики, гуси, кулики, коршуны, ястребы, журавли, змеи, ящерицы. Развита густая травяная и мелкокустарниковая растительность.



Рис. 2.1 – Обзорная карта участка Березовский

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке

Изучаемая территория северного борта Прикаспийской впадины характеризуется неравномерной степенью изученности различными геофизическими методами и бурением по площади. Наиболее полные и кондиционные данные имеются по гравиметрическим и магнитометрическим съемкам, включая высокоточные аэрометоды. По результатам детальных работ 1980-1990 гг. разработана принимаемая сегодня практически всеми геологами блоковая схема строения фундамента, закартированы системы региональных глубинных разломов, уточнены границы и соотношение основных структурных элементов юго-восточной окраины Восточно-Европейской платформы.

Применение методов гравиа- и магниторазведки для изучения структуры осадочного чехла оказалось неэффективным. Из-за специфики данных технологий, а также физических свойств горных пород (плотностных и магнитных), эти методы не позволяют решать задачи даже регионального уровня, не говоря уже о выявлении локальных поднятий в подсолевом комплексе Северный борт Прикаспийской синеклизы практически полностью покрыт сейсморазведочными съемками разных лет, однако качество полученных данных здесь сильно разнится. Далеко не все они могут быть использованы для анализа и геологических построений. Наиболее перспективные участки многократно перекрывались сейсмикой в разные годы, менее перспективные – изучались лишь на ранних этапах исследования территории. Сейсмические материалы ранних этапов практически непригодны для современной интерпретации. Низкое качество полевой записи и устаревшие методики регистрации того времени не позволяют получить достоверный результат даже при использовании современных алгоритмов обработки.

Подготовка перспективных объектов к глубокому бурению начала проводиться в начале 1970-х годов. Развитие в это время технических возможностей регистрирующей и обрабатывающей аппаратуры метода ОГТ позволили увеличить глубину исследований и детальность наблюдений. Однако, сложности, связанные с прослеживанием отражающих горизонтов и интерпретации данных в зонах развития солянокупольной тектоники, все еще оставались актуальными.

Темп поисковых работ наращивался, с 1980-х годов регистрирующая аппаратура становилась цифровой, канальность и кратность наблюдений возрастали, исследования проводились уже на новом техникометодическом уровне.

С начала 1990-х годов объем геофизических исследований резко снизился. Сейсмические работы как профильные, так и площадные проводились, главным образом, для детализации строения локальных структур, при этом трехмерными работами

территория изучена только в пределах отдельных месторождений и на части лицензионных участков, принадлежащих различным компаниям.

Формально степень изученности северной бортовой зоны Прикаспийской синеклизы геолого-геофизическими методами достаточно высокая, но достоверность геологических построений все еще недостаточная, особенно в ее казахстанской части.

Непосредственно на участке Березовский в 2023г. в рамках ГИН проведены сейсморазведочные работы 2Д МОГТ в объеме 448,3 пог. км, компанией ТОО «БИДЖИПИ Геофизические Услуги (Казахстан)». Сейсмическая интерпретация данных МОГТ 2Д выполнялись интерпретационной группой в ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan».

В результате обработки данных МОГТ 2Д получены финальные мигрированные разрезы по профилям во временной и глубинной областях.

Перечень основных геолого-геофизических работ на площади и краткие сведения об объемах и результатах этих работ приведены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Краткие сведения об объемах и результатах геолого-геофизических работ

№ п/п	Название работ и отчета, автор	Год	Организация	Краткие результаты работ
1	Полевые сейсморазведочные работы 2Д-МОГТ на участке Березовский в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан	2023	ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги (Казахстан)»	Получены финальные мигрированные разрезы по профилям во временной и глубинной областях

3.2. Буровая изученность

Наиболее значительные успехи в познании геологического строения территории были достигнуты в конце 80-х – начале 90-х годов прошлого века в результате комплексирования сейсморазведочных работ МОГТ 2Д/3Д и глубокого бурения. В этот период в результате бурения параметрических и поисковых работ на территории Казахстана была установлена нефтегазоносность подсолевых отложений в широком стратиграфическом диапазоне – от нижнепермских до среднедевонских, открыты уникальные месторождения Карачаганак и Тенгиз, а также более мелкие месторождения (Чинаревское, месторождения Тепловско-Токаревской группы), что значительно повысило интерес к изучению северного борта Прикаспийской синеклизы.

В пределах рассматриваемого участка и прилегающей территории пробурено пять скважин: Кзылкуль П-14, Кзылкуль-15, Ацисай-1, Чилик-1, Чилик-2. Ни одна из этих скважин не вскрыла подсолевые отложения. Большая часть скважин пробурена в пределах валов и выступов.

Скважина Чилик 1, находящаяся восточнее границы участка, была пробурена в период с 1983 по 1984 гг. до забоя 5 251 м. Целью бурения этой скважины было вскрытие

подсолевого разреза в сводовой части Агатонской/Верхнеагатонской соляной антиклинали. Скважина вскрыла отложения юры, триаса и верхней перми, имеющие небольшую мощность, и затем кровлю кунгурской соленосной толщи на глубине 450 м. Разрез скважины с глубины 450 до забоя представлен отложениями кунгура. Несмотря на достижение проектного забоя, скважина не вышла из соляного тела кунгурского яруса. Основная причина заключается в ошибочном определении мощности соли по данным сейсморазведки. Отсутствие этапа глубинной миграции не позволило увидеть, что подсолевые отложения залегает значительно глубже технических возможностей бурового станка того времени.

В период с 1984 по 1986 гг. пробурена скважина Чилик П-2 до глубины 4958 м. Эта скважина вскрыла маломощные отложения юры, терригенные отложения триаса, залегающие в интервале от 528 м до 1974 м, верхнепермские терригенные отложения в интервале от 1974 м до 3612 м и соленосную толщу, залегающую в интервале от 3612 м до забоя. Скважина П-2 находится на западном крыле Агатонской/Верхнеагатонской соляной антиклинали, представляющим собой выявленную структуру Западный Чилик, но пробурена в районе, где отсутствует закартированное структурное замыкание. Скважина при забое 4958 м остановлена бурением из-за бесперспективности дальнейшего углубления, обоснованного полученными геолого-геофизическими и сейсмическими данными, указывающими на то, что даже при достижении проектной глубины забой скважины останется в отложениях соленосного кунгура.

Скважина Ацисай 1, находящаяся севернее границы участка, была пробурена до глубины 5255 м в период с 1984 по 1986 гг. Она вскрыла юрские отложения на глубине 200 м, терригенные отложения триаса на глубине 952 м, верхнепермские терригенные отложения на глубине 2266 м и отложения кунгурского яруса, залегающие с глубины 2920 м.

Скважина Кзылкуль П-14 была пробурена до глубины 5500 м в период с 1986 по 1988 гг. Скважина П-14 вскрыла юрские отложения на глубине 85 м, отложения триаса на глубине 343 м, терригенные отложения верхней перми на глубине 2635 м, отложения кунгурского яруса вскрыты на глубине 3110 м. В соленосных отложениях скважина прошла более 2000 м без выхода в подсолевые отложения, в акте ликвидации отмечены технические сложности (сужение ствола), что приводило к многократным проработкам и высокому риску прихватов.

Скважина Кзылкуль П-15 была пробурена до глубины 3567 м в период с 1988 по 1989 гг. Скважина П-15 вскрыла юрские отложения, имеющий небольшую мощность, терригенные отложения триаса, залегающие в интервале от 585 м до 2225 м и терригенные

отложения верхней перми, залегающие в интервале от 2225 м до забоя. Согласно акту ликвидации вскрытие продуктивных отложений казанского яруса верхней перми ожидалось на глубине 2750м, фактически при глубине 3567м скважина не вышла из отложений татарского яруса верхней перми.

Из-за больших глубин залегания отложений практически не освоена бурением территория Перелюбско-Рубежинского прогиба и внутренняя бортовая зона Прикаспийской синеклизы. Около 60% скважин вскрыли только нижнепермские и каменноугольные отложения, перспективы нефтегазоносности девонских отложений на большей части территории остаются недоизученными, из-за технологических проблем при бурении и испытании скважин, связанных с наличием зон АВПД.

Таким образом, геолого-геофизическая изученность подсолевого комплекса северного борта Прикаспийской синеклизы в отношении нефтегазоносности весьма неравномерна.

Табл. 3.3.2 - Буровая изученность

Структура	Скважина	Тип	Год бурения	Глубина, м
Кызылкульская	П-14	Параметрическая	1986	5 500
	П-15	Параметрическая	1988	3 567
Чиликская	1	Поисковая	1983	5 251
	П-2	Параметрическая	1984	4 958
Ацисай	1	Поисковая	1984	5 255

Таблица 3.3.3 - Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды

№№ п/п	Наименование площади	Проект предшествующего этапа или стадии разведочных работ на углеводороды	Дата утверждения	Количество проектных скважин	Проектные глубина (м), горизонт	Начало работ на площади	Результаты и состояние работ на площади
				Количество пробуренных скважин	Фактические глубина (м), горизонт	Окончание работ по данному проекту	
1	2	3	4	5	6	7	8

* текущий проект является первым на данную площадь

Выводы:

Анализ архивных материалов показал, что недостижение проектных горизонтов историческими скважинами было обусловлено комплексным воздействием двух факторов: низкой достоверностью сейсмического прогноза подошвы соли и отсутствие технологий для бурения мощных эвапоритовых толщ. В рамках текущего проекта реализован системный учет «отрицательного» опыта бурения прошлых лет. Предусмотренный комплекс мероприятий включает использование современных алгоритмов сейсморазведки, высокотехнологичных буровых растворов, проведение ВСП и направлен на полную минимизацию выявленных рисков и гарантированное достижение проектных глубин в сложных горно-геологических условиях участка Березовский.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

В строении глубоководного подсолевого комплекса северной бортовой зоны Прикаспийской синеклизы принимают участие девонские, каменноугольные и нижнепермские отложения, отличающиеся многообразием литологического состава и своеобразием их смены по латерали и вертикали [2]. Исследование разрезов и их корреляция позволили выявить различные типы разрезов, которые характеризуются полной и сокращенной стратиграфической последовательностью. Сводная литолого-стратиграфическая шкала региона показана на рис. 4.1.1.

Согласно принятой модели седиментации, в разрезе площади выделяются три генетически обособленных мега-комплекса, определяющих нефтегазовый потенциал участка.

Подсолевой комплекс: палеозойские отложения от рифея до нижней перми. Включает карбонатные платформы и девонские нефтегазоматеринские толщи.

Соленосный комплекс: эвапориты кунгурского яруса нижней перми, являющиеся региональным экраном (флюидоупором).

Надсолевой комплекс: мезозойско-кайнозойский терригенный чехол включающий юрско-меловые отложения, формирующий вторичные объекты разведки.

В пределах исследуемого региона скважинами вскрыты отложения от протерозойского до четвертичного возраста включительно.

Породы архейско-раннепротерозойского фундамента вскрыты в пределах Чинаревского выступа фундамента скв. №4, П-9 и №10 мощностью 7-51 м. Представлены буровато-розовыми гранитами и гранитогнейсами. Граниты биотитовые, катаклазированные и окварцованные, порфиroidной разнозернистой структуры, массивной текстуры. Севернее, в пределах Зайкинско-Росташинской зоны фундамент представлен раннепротерозойскими магматическими и метаморфическими породами: гранитами, плагиогранитами, диоритами, гнейсами и др.

Палеозойская эратема – PZ

Девонская система - D

Девонские отложения представлены нижним, средним и верхним отделами, которые в свою очередь расчленяются на более дробные подразделения.

Нижний отдел – D₁

Нижний отдел присутствует в составе пражского и эмского ярусов в пределах Карповского, Чинаревского, Федоровского, Карачаганакского выступов. Отложения различных горизонтов пражского или эмского ярусов залегают трансгрессивно на породах

кристаллического фундамента.

Пражский ярус – D_{1p}

Представлен переслаиванием пестроокрашенных аркозовых, слюдистых, полевошпатово-кварцевых разномерных песчаников, полимиктовых гравелитов, слюдистых глинистых алевролитов и черных тонкослюдистых аргиллитов. Породы характеризуются присутствием значительного количества растительного обугленного детрита и обугленных сгустков органического вещества. Состав глинистых разностей преимущественно каолинит-гидрослюдистый, нередко обогащены гидроокислами железа. Раннедевонский возраст отложений определен из образцов керна (Рожковская 3), по комплексам растительных микрофоссилий (определения Чибриковой, Олли 1988г., Айтхожин и др., 1990г.).

Эмский ярус D_{1e}

Вязовский горизонт – D_{1vz}

Представлен гравелитами, алевролитами и песчаниками (Первосоветская П-41). На востоке (Чинаревская П-9, керн 5200-06 м) состав пород меняется на алевролиты и аргиллиты темно-сургучной окраски с прослоями и линзами песчаников зеленоватых и глинистых аргиллитов темно-вишневых. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнего девона – 448 м (в скв. П-3 Рожковская).

Средний отдел – D₂

Среднедевонские отложения установлены в объеме эйфельского и живетского ярусов и вскрыты в пределах всех пробуренных выступов северно-бортовой зоны. К поверхности среднедевонских отложений приурочен отражающий горизонт П₃.

Эйфельский ярус – D_{2ef}

Включает койвенский, бийский и афонинский горизонты эйфельского яруса. Они вскрыты на Чинаревской площади скв. №4, П-9, №10, толщина их составляет 113-468 м.

Эйфельские отложения представлены карбонатными породами различного фациального облика – от мелководных рифогенных до глубоководных – депрессионных отложений. Наиболее представительным является разрез скв. П-4 Чинаревской площади, вскрывшей рифогенные породы бийско-афонинского возраста в интервале 5060-5300 м. Койвенские (D_{1kv}) и бийские (D_{2bs}) отложения представлены здесь светло-серыми, коричневыми биогермными строматопоровыми, кораллово-строматопоровыми, амфипоровыми, криноидно-амфипоровыми, водорослево-криноидно-амфипоровыми, интенсивно трещиноватыми и кавернозно-пористыми. Среди биогермных известняков встречены прослои биоморфно-детритовых – от крупно – до мелкодетритовых – известняков, доломитов и доломитизированных известняков. Перекрывающие рифогенные

бийские карбонаты породы афонинского горизонта (D_{2af}) (интервал 4830-5060 м) представлены темно-серыми, почти черными, плотными, глинистыми известняками с прослоями доломитов. Прослойки аргиллитов темно-серые, черные, битуминозные, неравномерно известковистые и пиритизированные. Получение промышленного притока газоконденсата из афонинских отложений депрессионного типа в скв. №10 Чинаревская, по всей вероятности, связано с повышенной трещиноватостью известняков, аналогичные породы в скв. П-9 Чинаревская и №4 характеризуются по данным керна как трещиноватые и интенсивно трещиноватые (брекчии трещиноватости).

Вскрытая толщина отложений эйфельского яруса составляет 58-382 м.

Живетский ярус – D_{2zv}

Включает отложения воробьевских, ардаатовских, муллинских слоев старооскольского горизонта. Характеризуются широким развитием глин, алевролитов и песчаников аллювиально-дельтового генезиса, ритмично переслаивающихся с морскими карбонатными отложениями, а также песчано-глинистых образований морского генезиса, представляющих толщи заполнения краевых частей некомпенсированных палеовпадин. Присутствие органогенных известняков отмечено в старооскольском горизонте, где они слагают органогенные постройки высотой 50-100м (северное и западное обрамления Прикаспийской впадины).

В пределах Чинаревского выступа фундамента отложения терригенного девона отсутствуют на самой приподнятой его части. Он вскрыт скважинами №11 Чинаревская, П-25 Ташлинская, №101, №106 Долинные. В скв. №11 Чинаревской отложения старооскольского горизонта представлены темно-серыми биохемотренными известняками и доломитами участками трещиноватыми с прослоями черного слоистого аргиллита.

На Карачаганакском выступе сложен темно-серыми, почти черными известняками, часто органогенными, аргиллитами, редко алевролитами, наряду с которыми в верхней части разреза встречаются прослойки светло-серых, мелкокристаллических известняков. Толщина отложений колеблется в пределах от 64 м до 92 м.

Воробьевский горизонт – D_{2vor}

В нижней части содержит песчаники, алевролиты, вверх по разрезу они постепенно переходят в глины. Толщина отложений 120-130 м.

Ардаатовский горизонт – D_{2ard}

Имеет трехчленное строение. Карбонатные, иногда глинисто-карбонатные отложения разделены пачкой аргиллитов (иногда с прослоями песчаников) в средней части. Толщина отложений 120-150 м.

Верхний отдел – Dз

Верхнедевонские отложения представлены франским и фаменским ярусами и залегают на среднем девоне с размывом.

Франский ярус – Dзfr

Нижняя часть яруса сложена преимущественно алевролитами с прослоями аргиллитов и песчаников, которые вверх по разрезу сменяются известняками мелководными, представленными вакстоунами, пакстоунами.

Толщина отложений франского яруса меняется от 40 до 236 м.

Фаменский ярус – Dзfm

Сложены они известняками, доломитами, известковистыми доломитами серыми, бежевыми, светло-коричневыми биоморфно-детритовыми, мелкокомковато-детритовыми, пелитоморфнозернистыми, сферово-сгустковыми. Участками известняки биогермные, водорослевые и кораллово-строматопоровые. Уменьшение мощностей происходит на Чинаревском и Бурлинском (Кошинском) выступах фундамента, формирование которых происходило в позднефранско-раннефаменское время. Аналогичная картина сокращения мощностей комплекса имеет место и на Клиновском, Карповском, Карачаганакском, Соль-Илецком выступах, формирование которых происходило на предпозднефранско-раннефаменском этапе развития Прикаспийской впадины.

Вскрытая толщина фаменских отложений меняется от 3 до 418 м.

Каменноугольная система – С

Отложения каменноугольной системы представлены нижним и средним отделами.

Нижний отдел – С₁

Нижнекаменноугольные образования включают в себя турнейский, визейский и серпуховский ярусы.

Турнейский ярус – С_{1t}

От подстилающих верхнефаменских пород отложения турнейского яруса не отличаются по литологии, по данным микропалеонтологического анализа граница между девонем и карбоном является практически непрерывной, в связи с чем провести четкую границу между низами турне и верхами фамена иногда затруднительно.

Породы турнейского яруса представлены в основном биолитокластовыми и пеллетовыми пакстоунами, реже литокластовыми грейнстоунами, вакстоунами с прослоями микросгустковых известняков.

Вскрытая толщина турнейских отложений изменяется от 1,9 до 109 м.

Визейский ярус – С_{1v}

В визейском ярусе выделяются два подъяруса (нижний и верхний), граница между

которыми проводится в верхах тульского горизонта по гамма-активной пачке.

Бобриковский горизонт – С_{1bb}

Вскрыт преимущественно во внешней прибортовой зоне, где толщина отложений выдержана по площади (30-40 м). Сложен преимущественно аргиллитами с прослоями песчаников и глинистых известняков.

На выступе Карачаганак представлен мелководными карбонатными фациями, содержащие большое количество неотсортированных обломков иглокожих. В небольшом количестве присутствуют фрагменты брахиопод и мшанок. Породы часто неравномерно перекристаллизованы, окремнены и доломитизированы.

Тульский горизонт – С_{1tl}

Представлен мелководными фациями криноидных и криноидно-брахиоподовых известняков (рудстоунов). Породы часто окремнены. В верхах разреза выделяется пачка переслаивания туфоаргиллитов и карбонатно-глинистых отложений, обладающая повышенными значениями на кривой гамма-каротажа.

Окский надгоризонт – С_{1ox}

Представлены пеллетовыми, мелкообломочными биокластовыми пакстоунами, грейнстоунами с прослоями и линзами биогермных водорослевых, фораминиферово-водорослевых и криноидно-водорослевых известняков, встречаются баундстоуны, литокластовые грейнстоуны.

Толщина визейских отложений колеблется от 3 до 313 м.

Серпуховский ярус – С_{1s}

Отложения серпуховского возраста без следов перерыва ложатся на породы визейского возраста.

Для нижней части серпуховского разреза характерно ритмичное строение и разнообразный состав отложений, среди которых выделяются микробиальные баундстоуны, местами фораминиферово-водорослевые и криноидно-водорослевые известняки, с прослоями криноидных, пеллоидных вакстоунов/пакстоунов, переходящие вверх по разрезу в скелетно-оолитовые пакстоуны/грейнстоуны. Породы иногда перекристаллизованы. В низах разреза установлено присутствие брекчий микробиального баундстоуна с примесью пеллоидного и криноидного грейнстоуна.

Толщина серпуховских отложений колеблется от 12 до 754 м.

Средний отдел – С₂

Башкирский ярус – С_{2b}

Отложения башкирского яруса, которые со стратиграфическим перерывом перекрывают серпуховские отложения, крайне не выдержаны по стратиграфическому

объему и включают только нижний подъярус в составе краснополянского горизонта. Бурением установлено развитие этих отложений только в краевых частях структуры, в сводовой части - размыты.

Литологически отложения сложены биоморфно-детритовыми, органогенно-обломочными, а также водорослевыми известняками с прослоями доломитов. Относительно глубоководные отложения, вскрытые в скважине №21, представлены переслаивающимися доломитизированными известняками и доломитами серой, темно-серой окраски, мелкозернистыми, содержащими глинистый материал.

Толщина башкирских отложений меняется от 0 до 74 м.

Пермская система – Р

Отложения пермского возраста залегают на каменноугольных породах со стратиграфическим перерывом, отвечающим большей части средне-позднекаменноугольного времени. Пермская система представлена обоими отделами.

Нижний отдел – Р₁

В составе нижнего отдела пермской системы выделяются ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы. Карбонатные породы первых трех ярусов образуют три типа разрезов – биогермный, склоновый, относительно глубоководный (бассейновый).

Ассельский ярус – Р_{1а}

Биогермный тип разреза (Карачаганак, скв. №2, №6, П-10, №23, №100 и др.) представлен биогермными известняками, реже доломитами и их биоморфно-детритовыми разностями. Среди породообразующих организмов основная роль принадлежит тубифитам, мшанкам, зеленым и сине-зеленым водорослям, кораллам, остаткам брахиопод, фораминифер, криноидей, морских ежей, реже остракод, гастропод, пелеципод. Отложения рифового склона (Карачаганак, скв. №№ 4,7,9,11,12,16,17,24 и др.) характеризуются преимущественным развитием доломитизированных биоморфно-детритовых, реже биогермных и биоморфных разностей с прослоями биохемогенных и обломочных. Среди сероцветных органогенно-обломочных, брекчиевидных, органогенно-детритовых, криноидно-водорослевых, детритовых тонко- и мелкокристаллических известняков и вторичных доломитов изредка встречаются прослой багрянково-тубифитовых, тубифитовых и мшанково-тубифитовых известняков.

Относительно глубоководные отложения представлены темноцветными, почти черными, тонко- и микрослоистыми битуминозными породами с примесью глинистого, кремнистого материала (скв. №№ 14,19,20,21,22,28,29,33,38 и др.) и снесенного обломочного материала. Толщина ассельских отложений варьирует от 2 до 595 м.

Сакмарский ярус – P_{1s}

Рифовая фация представлена серыми, водорослевыми, мшанковыми, тубифитовыми, криноидно-водорослевыми известняками. Склоновый тип разреза сложен органогенно-детритовыми, брекчиевидными, тонкокристаллическими и пелитоморфными известняками. Толщина сакмарских отложений изменяется от 0 до 113 м.

Артинский ярус – P_{1art}

В рифовом типе разреза отложения яруса представлены биоморфно-детритовыми известняками, реже вторичными доломитами.

В склоновом типе разреза преимущественно развиты вторичные доломиты, реже встречаются биоморфно-детритовые, органогенно-обломочные известняки.

Встречаются фораминиферы: Tubiphytes sp., Paleoplysina sp.

Толщина артинских отложений колеблется от 0 до 461 м.

К кровле артинских отложений (подошва соленосных отложений) приурочен сейсмический отражающий горизонт – П₁.

Кунгурский ярус – P_{1k}

Данный ярус в наиболее полных разрезах представлен нижней толщей карбонатно-сульфатных и верхней-соленосных и соленосно-терригенных пород, которые сопоставляются с филипповским и иреньским горизонтами, главным образом, по миоспорам.

Филипповский горизонт – P_{1fl}

Сложен в основном ангидритами серой, голубовато-серой окраски с прослоями и линзами доломитов, известняков.

Иреньский горизонт – P_{1ir}

Представлен соленосными отложениями с терригенными прослоями в нижней части разреза и соленосно-терригенными – в верхней. Толщина отложений кунгурского яруса составляет 18-5020 м.

Верхний отдел – P₂

Отложения верхнего отдела пермской системы выделяются в объеме уфимского, казанского, татарского ярусов с некоторой долей условности.

Уфимский ярус – P_{2u}

Отложения представлены глинами красноцветными, коричневато-серыми, слабо известковистыми с включениями кристаллов каменной соли, гипсов и ангидритов, формирующих в основании яруса отдельные прослои.

Толщина отложений меняется от 0 до 955 м.

Казанский ярус – P₂ kz

В объеме казанского яруса выделены калиновская и нерасчлененная гидрохимическая и сосновская свиты. Отложения калиновской свиты представлены глинами красно-коричневыми, коричневато-серыми, уплотненными, алевритистыми, в различной степени известковыми, с мелкими гнездами ангидритов и каменной соли, с прослоями глинистых известняков и доломитов. Толща, сложенная кирпично-красными, темно-коричневыми, сильно уплотненными глинами с многочисленными прослоями каменной соли и ангидритов, реже алевролитов, известняков и доломитов, отождествляется с гидрохимической и сосновской свитами. Толщина отложений меняется от 0 до 1613 м.

Татарский ярус – P₂t

Отложения представлены глинами коричневыми, коричневато-красными с голубовато-серыми пятнами, плотными, известковистыми, песчанистыми, с прослоями косослоистых полимиктовых песчаников, алевролитов и слабосцементированных песков, редко известняков. Толщина отложений колеблется от 0 до 1417 м.

Мезозойская эратема – MZ

Триасовая система – T

Отложения представлены глинами, алевролитами и песчаниками.

Глины красно-коричневые, преимущественно известковистые, с включениями песчаного материала, с косою слоистостью. Песчаники и алевролиты кирпично-красные, со светло-серыми пятнами, разнотекстурные, полимиктовые. Толщина отложений варьирует от 0 до 3080 м.

Юрская система – J

Отложения юрской системы в объеме среднего и верхнего отделов развиты в междупольной зоне. В сводах соляных куполов юрские отложения отсутствуют.

Нижняя терригенная толща отнесена к среднеюрскому возрасту и разрез начинается снизу с переслаивания мелкозернистых песчаников, глинистых песков и глин, содержащих в значительном количестве углефицированный растительный детрит, вверх по разрезу содержание глинистого материала растет. Глины неизвестковистые, крупнослоистые.

Отложения верхней юры представлены породами келловей-оксфорд-кимериджского возраста в виде фосфоритовых пород и глинисто-мергелистой толщей волжского яруса.

Толщина юрских отложений меняется от 0 до 919 м.

Меловая система – K

Отложения меловой системы выделены в объеме нижнего отдела и развиты в междупольной зоне.

В нижней части разреза выделяется пачка глин с редкими прослоями мергелей. В основании пачки развиты мелкие фосфоритовые желваки. По литологическому облику и сопоставлению с соседними площадями эта часть разреза отнесена к валанжин-готеривскому возрасту.

Барремский ярус представлен глинами черными, плотными, грубослойчатыми, с редкими тонкими прослойками мергеля и конкреций сидерита.

Аптский ярус сложен глинами темно-серыми, известковистыми, уплотненными, в верхней части песчанистыми, с тонкими прослойками пиритизированных сидеритов и мергелей. В основании яруса залегает пласт мелкозернистого песчаника с фосфоритами.

Толщина нижнемеловых отложений колеблется от 0 до 249 м.

Кайнозойская эратема – KZ

Неоген-четвертичная система – N+Q

Нерасчлененные неоген-четвертичные отложения представлены глинами зеленовато-серыми, серыми, известковистыми, с прослоями песчаников, алевролитов, слабо известковистых мергелей, песками, суглинками с линзами галечников и прослоями глин. Толщина отложений варьирует от 0 до 286 м.

Система Отдел	Ярус	Тектонические этапы	Палеогеографические обстановки в момент седиментации	Литология	Литологическое описание	Толщина, м
Q-N			Мелководно морской бассейн		Пески глинистые	0-18
		Аргиллиты			0-120	
P			Седиментация началась после беринского перерыва в осадконакоплении		Песчанки, аргиллиты	0-400
K2					Известняки	0-830
K1					Пески глинистые, аргиллиты	
J3			Постепенное увеличение глубины моря поднекорского бассейна седиментации		Песчанки, алевролиты, пески глинистые	0-190
J2					Известняки, аргиллиты, пески	
T1-T3					Аргиллиты, известняки, гравелиты, песчанки, пески глинистые	0-2550
					Аргиллиты, пески глинистые	
P2	P2t		Рецедив мелководной нормально морской седиментации		Соль, ангидриты	0-1200
	P2kz		Фашиальная неустойчивость, с периодическим занижением бассейна, смена терригенной седим. галогенной		Глинистые известняки, доломиты, пески глинистые	
	P2u				Соль, ангидриты	
P1	P1k+ir		Мелководная седиментация		Известняки, глинистые известняки	50-5000
	P1k+fc					
	P1ar					
	P1s					
					Известняки, глинистые известняки	0-1300
C3	C3g		В зоне бортового уступа, развиты органические постройки, ярус сложен биогермами и сланцами мелководно-шельфовые образованиями, вмещающими органические постройки		Известняки, глинистые известняки, аргиллиты	0-1510
C2	C2m					
	C2b		карбонатный комплекс формировался в условиях высокого положения уровня моря		Известняки, глинистые известняки, аргиллиты	0-1510
C1	C1srp	формирование краевых карбонатных построек проградационного типа	Терригенная седиментация происходила с образованием мощных делтовидных систем перед фронтом шельфового края. Трансгрессии морского бассейна.			
	C1v					
		Выход карбонатной платформы под разрыв				
D3	C1t D3fm D3f	Создание шельфового края за счет карбонатных построек. Развитие Прикаспийского шельфа за счет расширения пассивного континентального края с интенсивным прогибанием	Мелководно-морские карбонатные отложения		Известняки, песчанки, доломиты, аргиллиты, пески глинистые	0-2050
D2	D2gv	краевой рифтогенез, формирование бассейна пассивной континент. окраины. Эрозия среднедевонских отложений в подним. давоне	Осадконакопления активно происходило в пониженных частях, что связано с активным приносом терригенного материала			
	D2ef			формировались в условиях шельфа и имеют угнетенный облик. условия оптимальны для формирования мелководных карбонатных отложений.		
O-S					Аргиллиты, известняки	до 600
Pc3			Рифтообразования		Гравелиты, известняки, аргиллиты, доломиты	110-2610
AR-Pt1					Кристаллический фундамент	

Рис. 4.1.1 - Сводный стратиграфический разрез Северного борта Кристаллический фундамент

4.2. Тектоника

В региональном плане район исследований расположен в пределах Северной бортовой зоны Прикаспийской впадины. Этот структурно-тектонический элемент является областью сочленения двух надпорядковых тектонических элементов Восточно-Европейской платформы (Волго-Уральской антеклизы) и Прикаспийской впадины. Крупными тектоническими элементами фундамента Волго-Уральской антеклизы, примыкающими к Прикаспийской впадине являются Жигулевско-Пугачевский свод на западе и Оренбургский на востоке, разделенные Бузулукской депрессией. (рис. 4.2.1 Рис.4). В северной части граничит с Соль-Илецким сводом на переходе в Прикаспийскую впадину.



Рис.4.2.1 - Схема тектонического районирования Северной Прибортовой зоны [9]

Крупные тектонические элементы в пределах северного геоблока: Карповско-Каменковский, Чинаревский, Аксайский и Соль-Илецкий блоки. Блоки характеризуются бортовой зоной (-6-8 км) и южными тектоническими ступенями: Новоузенская, Шалкарская и Аксайская ступень на Карповско-Каменковском, Чинаревском и Аксайском выступе, соответственно. Погружение фундамента в пределах Аксайского блока дополнительно осложнено одиночным Карачаганакским выступом [1].

Поверхность фундамента ступенчато вдоль разломов погружается вглубь синеклизы от 4-5 км на севере бортовых зон, до 18-19 км на юге тектонических ступеней блоков [3]. Фундамент по данным бурения представлен на Приграничной и Чинаревской площадях гранитами, на Карповском выступе - основными породами (габбро, роговообманковым габбро). Согласно существующим представлениям, древние (эпикарельские) граниты в обрамлении синеклизы прорываются дайками основных пород раннедевонского возраста.

Глубина залегания поверхности фундамента в Соль-Илецком блоке меняется от 6 км в бортовой зоне до 12 км в Хобдинской тектонической ступени.

Для северной бортовой зоны характерно крутое падение и погружение палеозойских отложений к центральным районам бассейна. При этом крутое погружение чаще проходит по системе протяженных разломов, вдоль которых формируются тренды крупных сводовых поднятий тектонического и седиментационного генезиса. В этом отношении характерна приуроченность к единой системе разломов крупных поднятий Карачаганак и Желаевская, имеющие, как видно, весьма схожие черты и состав слагающих разрез отложений.

На севере Прикаспийского бассейна в палеозойском комплексе выделяются Карповско-Каменковская, Тепловско-Токаревская, Чинаревская, Карачаганакская и

Кобландинская зоны, различающиеся по структурно-морфологическим характеристикам, степени продуктивности и типам залежей [7].

В тектоническом строении осадочного комплекса рассматриваемого региона выделяется пять структурных этажей: эйфельско-раннефранский (раннегерцинский), позднефранско-артинский (среднегерцинский), кунгурско-триасовый (позднегерцинский), юрско-меловой (мезозойский), палеоген-миоценовый (альпийский). Плиоцен-антропогеновая толща в качестве покровной, равномерным чехлом перекрывает разновозрастные подстилающие отложения.

Раннедевонско-раннефранский структурный этаж

Этаж объединяет три нижних литолого-стратиграфических комплекса (нижнедевонский терригенный, раннедевонский карбонатный и живетско-нижнефранский терригенный). Разнофациальное осадконакопление в течение рассматриваемого периода происходило на фоне общего опускания. Блоковая структура основания осадочного чехла сформировалась в среднефранское время - время проявления наиболее активной палеозойской фазы тектогенеза на периферии кратона. В это время были заложены основные структурные элементы района - выступы и прогибы. Тектонический режим этого периода способствовал накоплению мощных толщ органического вещества в глубоководных фациях девонских прогибов. Эти отложения рассматриваются как основные нефтегазоматеринские толщи региона, генерационный потенциал которых обеспечил заполнение вышележащих ловушек в карбонатном чехле.

Современная структура этажа иллюстрируется структурными картами кровли нижнего девона (горизонт D₁), кровли карбонатных отложений эйфельского яруса (горизонт D₂), кровли терригенных отложений девона (горизонт D₃). Эти карты указывают на общие черты строения, выразившиеся в одинаковых структурных элементах на фоне общего погружения в южном направлении.

Позднефранско-артинский структурный этаж

Этаж объединяет три карбонатных и два терригенных (карбонатно-терригенных) литолого-стратиграфических комплекса: верхнефранско-турнейский карбонатный, нижневизейский карбонатно-терригенный, визейско-нижнебашкирский карбонатный, верхнебашкирско-нижнемосковский терригенный, московско-артинский карбонатный. На данном этапе развития тектоническая активность резко ослабевает. Основная роль в формировании структуры отложений принадлежит процессам седиментации как карбонатонакоплению с формированием бортовых выступов, так и терригенной седиментации с образованием мощных толщ выполнения и клиноформ. В это же время рассматриваемая территория была вовлечена в активное прогибание, обусловленное

продолжающимся формированием Прикаспийской впадины.

Современная структура этажа иллюстрируется структурными картами кровли фаменских отложений (горизонт D₃), кровли турнейских (горизонт C_{1t}), бобриковских отложений (отражающий горизонт C₁²), и кровли подсолевых отложений (отражающий горизонт S, П₁). Карты представляют структуру карбонатных и разделяющего их терригенного комплекса, и местами сульфатных отложений, завершающих мощное карбонатное накопление. По всем вышеназванным уровням прослеживаются общие черты строения, заключающиеся в моноклиальном погружении отложений с севера на юг с рядом локальных осложнений, частью унаследованных от структур фундамента (Карповский выступ, Приграничная зона, и тд.), а частью от локальных структур самих карбонатных комплексов. Особое значение на данном этапе имеет формирование седиментационных ловушек карбонатного типа. Согласно сейсмическим данным, в пределах бортовых уступов прогнозируется развитие рифовых систем, характеризующихся значительной амплитудой и специфической волновой картиной (холмообразные выступы с хаотичной внутренней записью), что подтверждает их многостадийный рост в условиях активного прогибания бассейна.

Основным же различием структуры рассматриваемых уровней является разноплановое положение рифовых трендов, обращенная к бассейну граница которых отмечается резким увеличением градиента погружения их поверхности, обусловленное резким сокращением толщины.

Анализ толщин карбонатных мелководных отложений показывает, что в процессе их осадконакопления градиентов погружения практически не было, и их современное моноклиальное погружение (около 30 м/км) возникло преимущественно в послепартийское время.

Кунгурско-триасовый структурный подэтаж

В составе кунгурско-триасового структурного подэтажа объединены литолого-стратиграфические комплексы: кунгурский галогенный, уфимский галогенно-терригенный, казанский терригенно-карбонатно-галогенный, татарский и триасовый терригенные. Позднерцинская эпоха тектогенеза, соответствующая этажу, привела к полной компенсации Прикаспийской глубоководной впадины за счет накопления мощных эвапоритовых и терригенных толщ. При этом тектогенез проявился достаточно интенсивным общим погружением, что отразилось в толщинах подэтажа внешней прибортовой подзоны, не затронутой галокинезом (700-1200м). Наряду с этим процессы растяжения способствовали формированию регионального наклона в южном направлении в сторону центральной части впадины. Для подзоны бортовых выступов и внутренней

прибортовой подзоны характерно интенсивное проявление солянокупольной тектоники, которая обусловила сильную дислоцированность структурного подэтажа.

Толщина соли, не нарушенной процессами галокинеза, не превышает 1,2-км. Активное проявление солянокупольной тектоники характерно для внутренней прибортовой подзоны. Здесь почти повсеместно прослеживается значительное увеличение толщин кунгурских соленосных отложений, по сравнению с одновозрастной толщей в пластовом залегании на участках обрамления.

Триасовый период, по мнению многих исследователей, завершает герцинский цикл тектогенеза. Наиболее существенным аргументом такого членения представляется наличие на границе триасового и юрского периодов резкого стратиграфического и углового несогласия

Юрско-меловой (киммерийский) структурный этаж

Объединяет юрские, преимущественно терригенные, и меловые - карбонатно-терригенные литолого-стратиграфические комплексы. Нижняя граница этажа соответствует наиболее выраженной за посткунгурскую историю региона перерыву в осадконакоплении со стратиграфическим и угловым несогласиями. При этом на многих участках Севернортовой зоны отсутствуют средний и верхний триас. Для этажа характерно пластовое залегание с постепенным погружением в сторону впадины.

Палеоген-неогеновый (альпийский) структурный этаж

Объединяет палеогеновые и миоценовые карбонатно-терригенные литолого-стратиграфические комплексы. Для него характерно дальнейшее уменьшение величины общего погружения и также пластовое залегание. Верхняя граница структурного этажа приурочена к резко выраженной поверхности несогласия.

Неотектонический структурный ярус

Структурный ярус (плиоцен-антропоген) представлен маломощной покровной толщей, плащеобразно перекрывающей со стратиграфическим и угловым несогласием разновозрастные отложения.

В заключение тектонического обзора необходимо еще раз обратить внимание на региональный наклон и особенности его формирования, поскольку он характерен для всего комплекса отложения рассматриваемой территории. По данным Пантелеева А.С. и др. 1997г. на юго-востоке Восточно-Европейской платформы градиент регионального наклона поверхности фундамента от Татарского свода до борта Прикаспийской впадины составляет 14,3 м/км. Как показали исследования градиенты наклона поверхностей в осадочном чехле при этом уменьшаются снизу вверх: по уровню пашийского горизонта (низы верхнего девона) – 10,3 м/км; по кровле бобриковского горизонта (нижний карбон) – 8,5 м/км; по

кровле калиновской свиты (верхняя пермь) – всего лишь 4,1 м/км. Следовательно, можно говорить о закономерном устойчивом выполаживании структурных планов от древних стратиграфических подразделений к более молодым. Непосредственно в пределах Севернобортовой зоны результаты определения регионального наклона по современному положению отдельных стратиграфических поверхностей приведены в таб. 4.2.1.

Таблица 4.2.1 - Градиент регионального наклона некоторых участков Севернобортовой зоны (в м/км)

Уровень определения градиента (кровля)	Участки бортовой зоны			
	Карповский	Щучкинско-Ветелкинский	Чинаревский	Аксайско-Карачаганакский
Тульский	-	28	-	-
Среднекаменноугольный	29	26	-	33
Аргинский	28	29	14	35
Кунгурский	17	18	-	-
Татарский	15	12	-	-
Триасовый	7	5	-	-
Юрский	4	2	-	-

Эти данные позволяют утверждать, что региональный наклон внешней прибортовой подзоны впадины возник в послепермское время и различается для разных участков севернобортовой зоны.

Влияние конседиментационного прогибания в результате формирования регионального наклона фиксировалось соответствующим градиентом увеличения толщин отложений. В таб. 4.2.2 приведено сопоставление градиентов наклона поверхностей и градиентов увеличения толщин отложений. Отмечается удовлетворительное их совпадение, указывающее на конседиментационное образование наклонов.

Таблица 4.2.2 - Сопоставление градиентов наклона и увеличения толщин отложений

Уровень определения градиентов	Участки бортовой зоны					
	Карповский			Щучкинско-Ветелкинский		
	Градиент наклона, м/км	Толщины, м/км	Разница	Градиент наклона, м/км	Толщина, м/км	Разница
Кунгурский	12	10	2	11	8	3
Позднепермский	2	2	0	6	7	-1
Триасовый	8	8	0	7	7	0
Юрский	3	2	1	3	3	0
Послеюрский	3	6	-3	2	4	-2

Характер изменения толщин допермских отложений свидетельствует об отсутствии во время их формирования регулярного наклона к югу. Сравнение толщин отложений в Северной бортовой зоне Прикаспийского ОБ с прилегающими районами Восточно-Уральской антеклизы позволяет утверждать, что темп прогибания в пределах Севернобортовой зоны был выше, что можно рассматривать как свидетельство того, что чем ближе к внутренней прибортовой зоне, тем выше градиент наклона и степень погружения.

4.2.1. Анализ истории развития Березовского выступа

В рамках реализации проекта ГИН основной задачей сейсморазведочных работ являлось уточнение структурного положения Березовского выступа, реконструкция истории его формирования и оценка вероятности развития на нем карбонатных построек.

Для Северного борта Прикаспийской впадины характерно развитие месторождений, где основными коллекторами служат рифовые массивы атоллового типа, приуроченные к выступам фундамента. Согласно ретроспективному анализу, ключевые тектонические события, обусловившие формирование положительных структур, протекали в интервале от живецкого яруса среднего девона до франского яруса позднего девона (D2zv–D3fr). В этот период на таких участках, как Карачаганак, Карповское и Чинаревское, за счет механизмов тангенциального сжатия формировались горстообразные поднятия, что подтверждается значительной дифференциацией мощностей отложений в пределах выступов и сопредельных зон. [8].

Формирование Вдольбортового прогиба в C_{1t2-v_1} , радикально изменило региональный наклон выступов Северного борта. Прогиб протягивающийся между Чинаревским, Кошинским, Бурлинским выступами с одной стороны и Жаикским, Карачаганакским с другой, имеет общую протяженность от 6,8 км до 8,5 км, шириной от 8 до 15 км и раскрывается в восточном направлении. Направление наклона соответственно разное относительно бортов сформировавшего прогиба. Для Жаикского и Карачаганакского выступа (рис. 4.2.2) наклон изменился с С-З на Ю-В, а для выступов Чинаревский, Кошинский, Бурлинский наблюдается относительное изменение наклона с Ю на С. Данная перестройка отражена в наличии углового несогласия между отложениями визейского C_{1v_1} и серпуховского C_{1s} ярусов [8,10].

Среднекаменноугольный-позднекаменноугольный этап C_{2m-C_3} характеризуется региональной регрессией моря и общим воздыманием территории Прикаспийского синеклизы и Русской платформы. Это привело к интенсивному размыву отложений, наиболее выраженному в зоне сочленения впадины с Соль-Илецким сводом (рис. 4.2.3), что подтверждается отсутствием пород в Федоровском, Карачаганакском, Кобландинском выступах, в то время как на Карповском выступе в северной части разрезы сохранились частично [11].

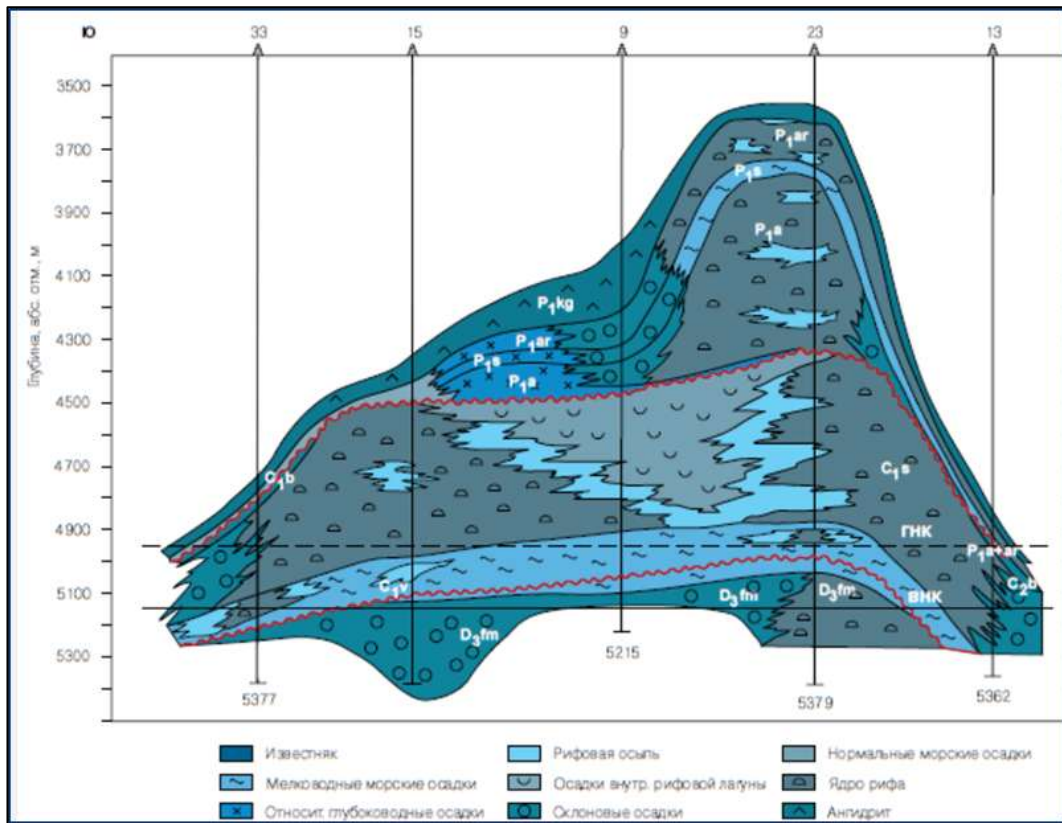


Рис. 4.2.2 - Схематическое строение месторождения Карачаганак [10]

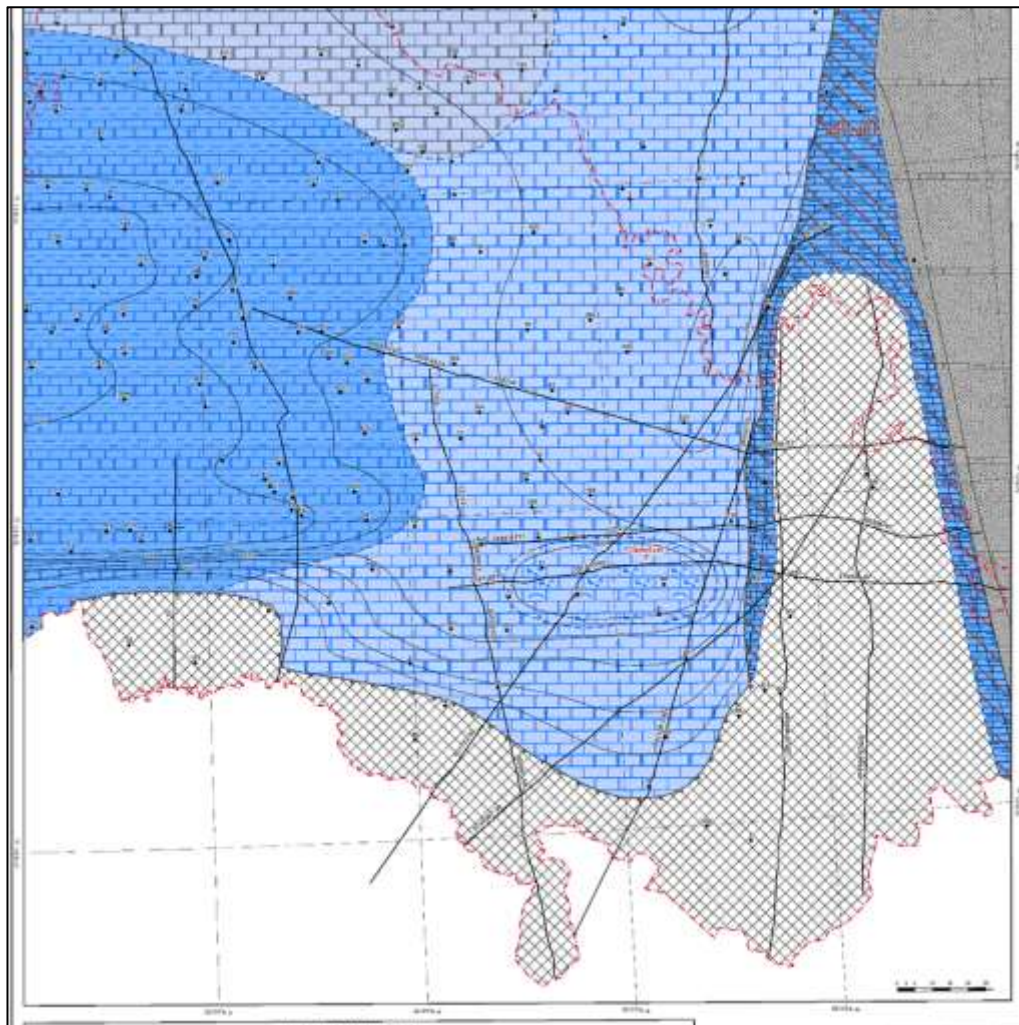


Рис. 4.2.3 - Фациальная карта C2m-C3 Волго-Уральского НГБ [11]

Современный структурный план моноклиналичного погружение всех структур Севернорботовой зоны в юго-восточном направлении, согласно региональным данным, формировался в послепермское время. Наглядным примером могут служить поведение структурных карт и карт толщин нижнепермских пород. Анализ толщин показывает, что в процессе их осадконакопления градиента погружения практически не было, и их современное моноклиналичное погружение (около 30 м/км) возникло преимущественно в послепермское время (рис. 4.2.4 **Ошибка! Источник ссылки не найден.**).

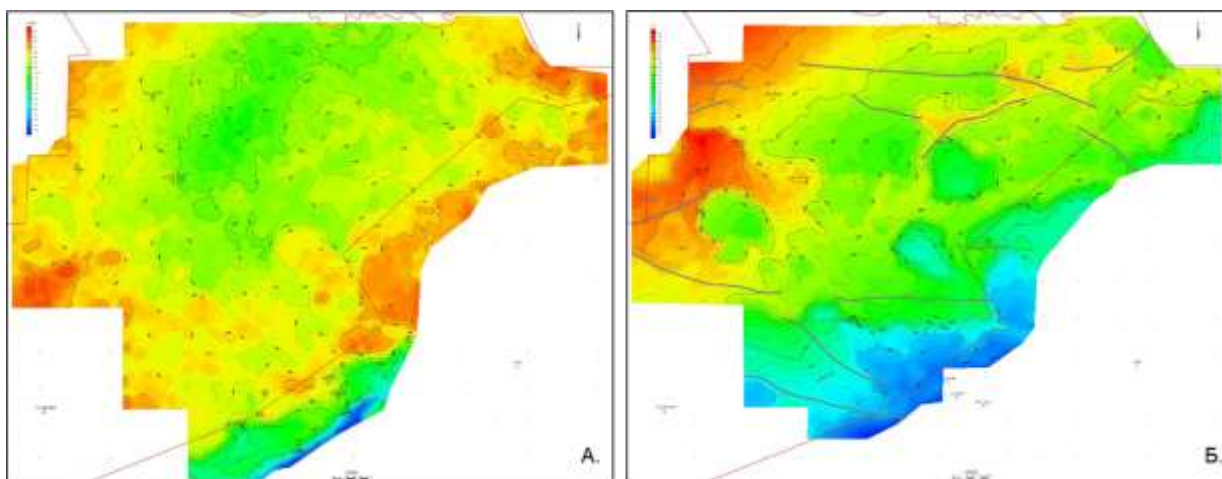


Рис. 4.2.4 - Карповский выступ.

А. Карта изопахит С₃-Р₁. Б. Структурная карта ОГ П₁

Сравнение толщин отложений в пределах Севернорботовой зоны Прикаспийской впадины и Русской платформы показывает, что по мере приближения к внутренней прибортовой зоне увеличиваются градиент наклона и степень погружения. Березовский участок расположен ближе к депрессионной зоне Прикаспийской впадины, что позволяет предположить более мелководные условия на участке выступа в докунгурский период.

На итоговых обработанных сейсмопрофилях достоверная корреляция нижнепалеозойского выступа затруднена из-за недостаточного качества сейсмических данных в подсолевой части разреза, значительной глубины залегания кровли выступа, а также, вероятно, наличия карбонатных построек над выступом. По историческим данным выступ сложен нижнепалеозойскими отложениями, и является надвинутой структурой, по сейсмическим данным можно предположить, что время формирования этой структуры до франское время (до ОГ П₃). Это означает, что все тектонические события, которые привели к формированию атолловых тел на выступах фундамента в пределах Севернорботовой зоны, также коснулись и Березовского выступа.

По результатам интерпретации данных МОГТ-2Д (2023-2024 г.), в краевых частях Березовского выступа выделены сейсмofации, характерные для рифовых тел. Наблюдается латеральное наращивание карбонатной платформы в интервале D₃-P₁ (рис. 4.2.5). Выявлены признаки как ортогональных рифов (аналогичных подтвержденным структурам

Карповского выступа), так и внутрилагунных пинакл-риффов, являющихся спутниками крупных барьерных систем (рис. 4.2.6).

Несмотря на глубокое залегание фундамента и сложность корреляции в подсолевой части, данные позволяют предположить, что Березовский выступ является надвиговой структурой, заложенной еще в дофранское время. Следовательно, он прошел те же этапы тектонической эволюции, что и другие продуктивные блоки Северного борта.

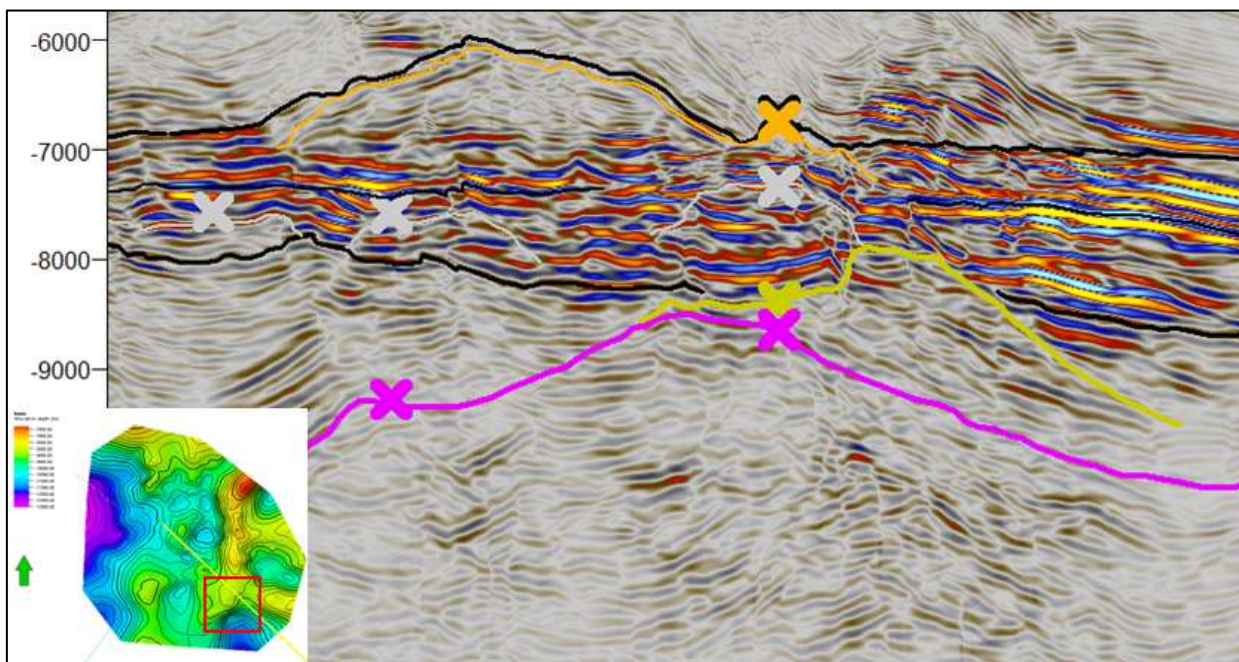


Рис. 4.2.5 - Пример развития карбонатной платформы во времени (D₃-P₁) на краю Березовского выступа, профиль 23-04

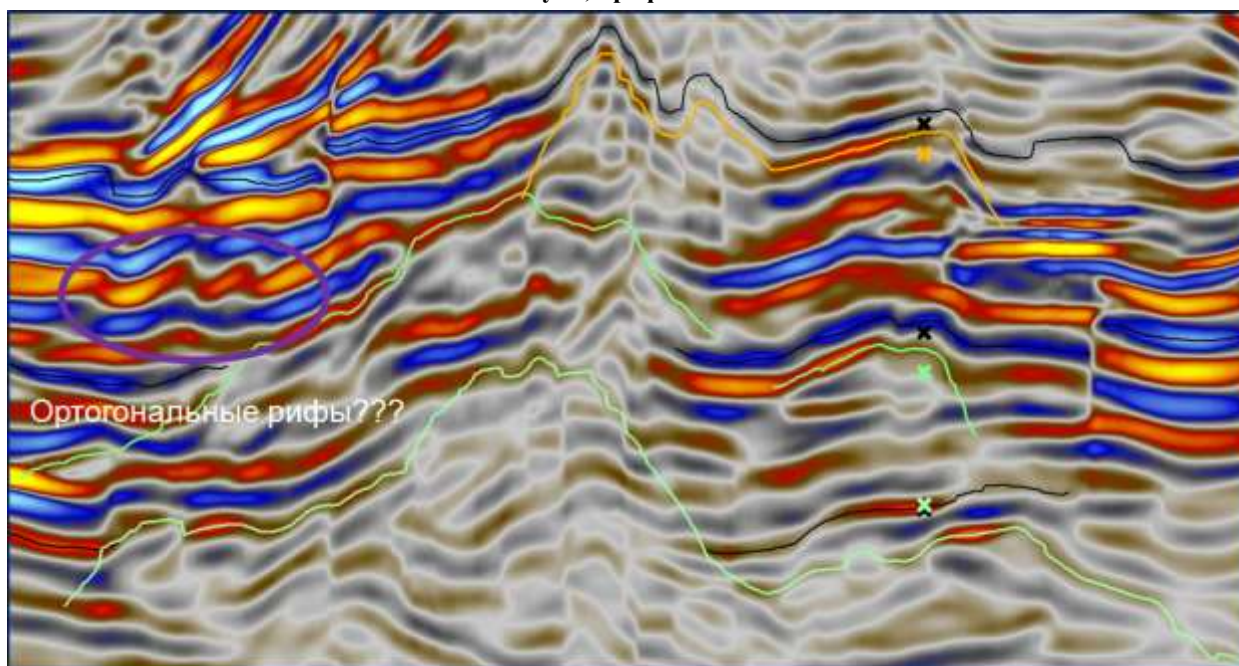


Рис. 4.2.6 - Пример разреза с возможными ортогональными рифами, профиль 23-06

Вносит фактор неопределенности приуроченность предполагаемых карбонатов к высоким соляным штокам, что может интерпретироваться как сейсмический артефакт (затухание энергии). Однако, согласно концептуальной модели специалистов Nostrum E&P

Services [12], именно морфология подошвы соли (карбонатные постройки) могла определять геометрию соляных структур. В этой модели карбонатные тела служили жесткими барьерами, инициирующими процессы галокинеза, что логически объясняет их пространственную связь с современными соляными штоками.

4.3. Нефтегазоносность

Участок для геологического изучения относится к Северной бортовой нефтегазоносной области Прикаспийской нефтегазоносной провинции в которой крупные месторождения приурочены к выступам фундамента (рис. 4.3.1 **Ошибка! Источник ссылки не найден.**). В пределах выступов открыты месторождения Рожковское, Чинаревское, Карачаганак, Цыгановское, Ульяновское, Гремячинское, Восточно Гремячинское, Западно Тепловское, Тепловское [7]. По этой причине они рассматриваются в качестве аналогов.

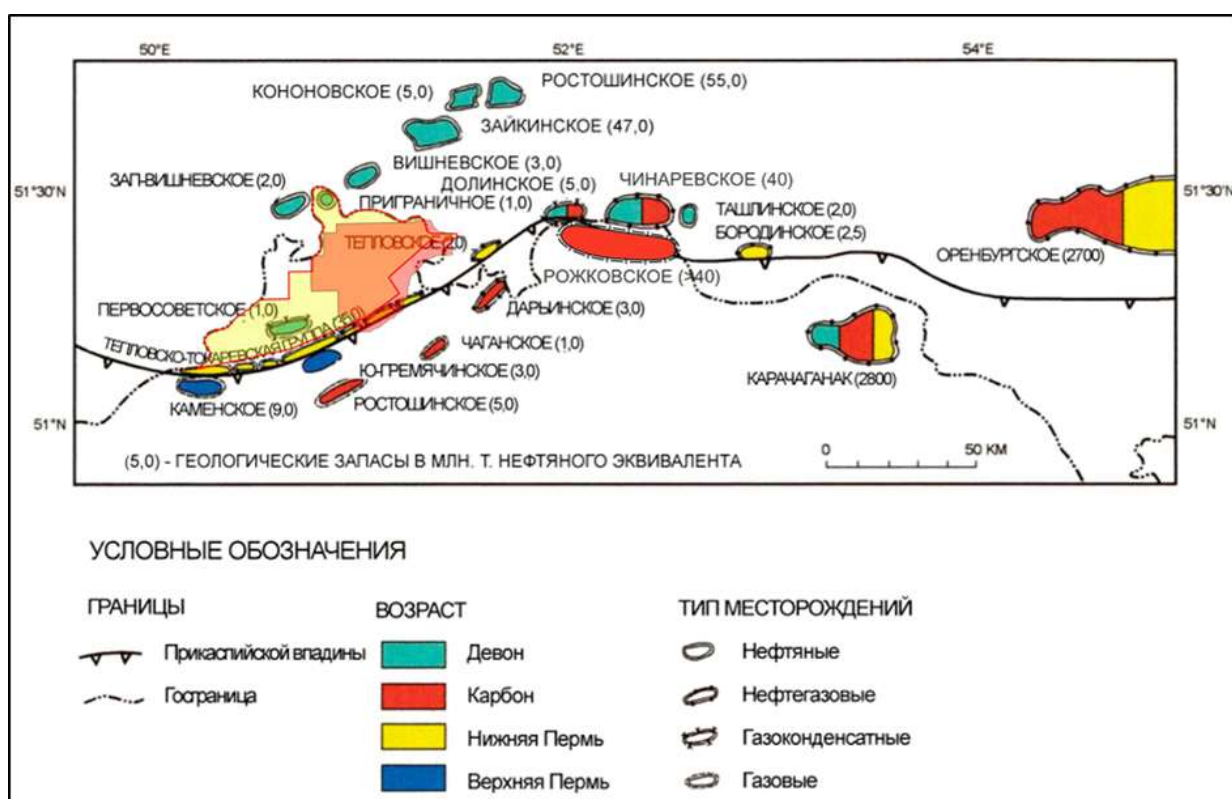


Рис. 4.3.1 - Схема нефтегазоносности Северной бортовой зоны [8]

Газоконденсатное месторождение Рожковское находится в центральной части северного борта Прикаспийского осадочного бассейна, южнее от нижнепермского карбонатного выступа. Основная залежь представлена продуктивными карбонатными отложениями турне и базальными карбонатными пластами визейского яруса. Основными коллекторами являются известняки с прослоями доломитов с пористостью в пределах 6-10%. Начальные запасы залежей (категории С1): свободного газа 33,1 млрд. м³, конденсата 25,2 млн.т.

В центральной части открыто нефтегазоконденсатное месторождение Чинаревское, выявленное в шельфовой зоне палеозойского палеобассейна. Структура контролируется

тектонически экранированной ловушкой, образованной над Чинаревским выступом фундамента. Продуктивные отложения относятся к средне-верхнедевонским, турнейским и башкирским ярусам каменноугольных отложений. Начальные запасы залежей (категории С1): свободного газа 28 млрд. м³, конденсата 16,5 млн.т., нефти 27,5 млн.т.

Месторождение Карачаганак представляет собой крупное внутривасейновое карбонатное тело с двумя продуктивными этажами, находится в непосредственной близости от изучаемого участка и является главным аналогом. Основные запасы месторождения разведаны по верхней массивной залежи приуроченной к верхнедевонским, каменноугольным и пермским возрастам залегающих на глубине 3600-5250 м. Коллекторы представлены органогенными известняками с прослоями доломитов с пористостью 9,4-10,7%. Залежь состоит из газовой части с высотой 1420 м и подстилающей нефтяной частью толщиной 200 м. Небольшие газовые пласты встречены в филипповских горизонтах кунгурского яруса нижней перми. Начальные запасы залежей (категории С1): свободного газа 1378 млрд. м³, конденсата 505,5 млн.т., нефти 637,4 млн.т и растворенного газа 305,5 млрд. м³.

Тепловско-Токаревская группа нефтегазоконденсатных месторождений представляет с собой отдельные рифовые массивы входящие в цепочку нижнепермских рифовых месторождений, которые формируют нижнепермский карбонатный выступ. Основная залежь в этих месторождениях представлена артинскими органогенными карбонатами с пористостью 7-9%:

- Токаревское месторождение начальные запасы артинских залежей: свободного газа 2555 млн. м³, конденсата 116 тыс.т.
- Восточно Гремячинское месторождение начальные запасы артинских залежей: свободного газа 1722 млн. м³, конденсата 355 тыс.т., нефти 692 тыс.т и растворенного газа 143 млн. м³.
- Западно-Тепловское месторождение суммарные запасы артинских и филипповских залежей: конденсата 1674 тыс.т., нефти 4661 тыс.т и сухого газа 7802 млн. м³, растворенного газа в нефти 959 млн. м³.
- Ульяновское месторождение начальные запасы артинских залежей: свободного газа 1644 млн. м³, конденсата 76 тыс.т.
- Цыгановское месторождение начальные запасы артинских залежей: свободного газа 373 млн. м³, конденсата 17 тыс.т.

4.3.1. Анализ нефтегазоносной системы

Участок Березовский территориально приурочен к восточной части Северо-Западного борта Прикаспийской синеклизы, охватывая внутреннюю зону склона

(прогибно-сдвиговую зону). Геологический разрез участка характеризуется высокой степенью аналогии с Карачаганакским месторождением. В составе осадочного чехла выделяются три структурно-функциональных комплекса: подсолевой, солевой и надсолевой.

Подсолевой комплекс включает отложения от рифея-кембрия до нижней перми. Нижние горизонты (рифей-кембрий) представлены преимущественно терригенно-метаморфическими породами аулакогенного типа. Среднедевонско-нижнепермский интервал сложен карбонатными и кластико-карбонатными формациями мелководно-морского и шельфового генезиса. Соленосный комплекс представлен эвапоритами кунгурского яруса, которые служат региональным флюидоупором. Надсолевой комплекс сложен отложениями верхней перми – четвертичного периода, представленными преимущественно терригенными породами с локальными карбонатными прослоями.

Оценка нефтематеринских толщ

На участке Березовский, по аналогии с Карачаганакским месторождением, в качестве основных нефтегазоматеринских толщ рассматриваются отложения верхнего девона (D3) и нижнего карбона (C1). Литологически они представлены глинисто-кремнисто-карбонатными разностями глубоководных и лагунных фаций. Содержание ТОС варьирует от 0,4% до 13,8% (среднее значение — 4,4%), кероген типов I, II и III. Значения отражательной способности витринита (R_o 0,65–1,16%) и данные палеотемпературного моделирования (125–200 °C) подтверждают, что материнские породы находятся в главном окне нефтегенерации и фазе газоконденсатообразования. Очаги генерации локализованы в прилегающих депрессионных зонах Прикаспийской впадины на глубинах 8–9 км.

Характеристика целевых резервуаров

Ввиду отсутствия на участке глубокого бурения, вскрывшего подсолевой комплекс, параметры коллекторов приняты по аналогии с месторождением-аналогом. Коллекторы представлены преимущественно биорифогенными и зернистыми известняками, а также вторичными доломитами. В интервале D3–P1 выделяются фации изолированных карбонатных платформ, краевых рифовых массивов (атоллов) и башенных рифов. Прогнозная пористость для рифовых тел составляет 8,5–9,2%, проницаемость — до 14,5 мД.

Флюидоупор и условия герметизации

Основным экраном для подсолевых залежей служат эвапориты кунгурского яруса (P1kg). Интенсивная соляная тектоника привела к формированию мощных солевых стен, которые обеспечивают надежную латеральную и вертикальную герметизацию ловушек.

Генетическая модель нефтегазонакопления

Для Березовского участка принимается «ступенчатая» модель заполнения ловушек: углеводороды, генерированные в глубокопогруженных девонских очагах, мигрировали вверх по разрезу по системам разломов и зонам стратиграфических несогласий. Ловушки представлены литологически экранированными рифовыми массивами и тектонически осложненными выступами карбонатной платформы. Формирование ловушек и соляного экрана завершилось до начала основной фазы миграции УВ (поздняя пермь – триас), что создало благоприятные условия для аккумуляции и сохранности газоконденсатных залежей.

Выводы:

На основе анализа региональных моделей и данных по месторождениям-аналогам, в пределах участка Березовский прогнозируются высокоперспективные комплексы палеозойского возраста с газоконденсатным типом флюида. Застойный гидрогеологический режим и наличие мощного регионального флюидоупора (соли кунгура) создают условия для сохранения значительных по высоте столбов углеводородов.

4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

В гидрогеологическом отношении Березовский участок расположен в пределах Северо-Каспийского артезианского бассейна, занимающего юго-восточную окраину Русской платформы.

В осадочном чехле бассейна выделяется серия водоносных горизонтов и комплексов, составляющих два гидрогеологических этажа – надсолевой и подсолевой, разделенных региональным водоупором - отложениями кунгурского яруса солевого комплекса.

Ниже рассматриваются водоносные комплексы подсолевого этажа каменноугольных и девонских отложений по аналогии с Карачаганским месторождением, связанные с продуктивной частью залежи, изученные на месторождении в процессе проведения разведочных работ.

Подсолевой гидрогеологический этаж относится к элизионному типу водонапорной системы.

Среднедевонский водоносный комплекс - притоки пластовой воды в основном низкие - от 2,3 м³/сут при среднем динамическом уровне, равном 1401,5 м (интервал опробования 6190-6209 м) до 6,2 м³/сут при среднем динамическом уровне, равном 917 м (интервал опробования 6196-6209 м). В интервале испытания 5860-5912 м дебит пластовой воды составил 5,3 м³/сут. В интервале испытания 6120-6256 м был получен приток газа, нефти и воды на 6-мм штуцере с дебитом пластовой воды 28,6 м³/сут.

В интервал опробования 5903-5913 м, 5730-5736м в двух объектах были получены притоки нефти с водой дебитами 2,5 м³/сут при 4 мм штуцере до 55 м³/сут при 6 мм штуцере соответственно.

Совместно среднедевонский и верхнедевонский водоносные комплексы были в интервале перфорации 5722-5879 м, из которого был получен приток воды дебитом перелива, равным 26 м³/сут.

Пластовая вода из верхнедевонско-нижнекаменноугольного водоносного комплекса была получена в 17 объектах из 11 скважин, расположенных в разных частях месторождения. В подавляющем числе случаев притоки характеризуются очень низкими дебитами: от 3,6 м³/сут при среднем динамическом уровне, равном 1475 м (интервал опробования 5294-5314 м) до 0,65 м³/сут при среднем динамическом уровне, равном 990 м (интервал опробования 5491-5501 м). При переливах дебиты воды изменяются от 0,3 м³/сут (интервал опробования 5504-5538 м) и лишь из интервала 5262-5290 м получен приток воды дебитом 49 м³/сут.

Притоки воды с нефтью из верхнедевонско-нижнекаменноугольного водоносного комплекса были получены в 29 объектах из 17 скважин. При этом из одиннадцати объектов были получены низкие дебиты при прослеживании уровня, которые варьируют от 0,01 м³/сут при среднем динамическом уровне, равном 1057,5 м (интервал опробования 5276-5336 м) до 4,7 м³/сут при среднем динамическом уровне, равном 1623 м (интервал опробования 5332-5342 м). В остальных случаях дебиты изменяются от 0,05 м³/сут перелива (интервал опробования 5335-5346 м) до 23,0 м³/сут через 10 мм штуцер (интервал опробования 5260-5267 м).

Соленосный комплекс сложен галогенной толщей кунгурского яруса нижней перми. Внутрисолевыми рассолами линзообразно запечатаны в доломитовых и ангидритовых коллекторах внутри соли и имеют локальное распространение. Дебит рапы в скважине 47 в первый день притока составил 250 м³/сут, на шестой день отмечался пульсирующий перерыв. Рассолы по химическому составу хлоридные натриево-магниевые-калиевые, магниевые-натриевые, магниевые с минерализацией до 470 г/дм³. Марганца в рассоле до 77,57 мг/дм³, свинца – до 2,78 мг/дм³, меди – до 0,205 мг/дм³, цинка – до 0,177 мг/дм³. Концентрация микрокомпонентов в рассолах достигает: йода-12,7 мг/дм³, брома-3457,2 мг/дм³.

В *надсолевом гидрогеологическом этаже* выделяются водоносные комплексы верхнепермских, триасовых, юрско-нижнемеловых, верхнемеловых и неоген-четвертичных отложений. В гидрогеологическом отношении наиболее изучены водоносные горизонты триасовых и верхнепермских отложений, в пределах которых размещены полигоны захоронения сточных вод.

Из триасовых отложений получены притоки воды дебитом от 380,1 м³/сут при среднем динамическом уровне, равном 256 м (интервал опробования 1820-1990 м) до 0,2 м³/сут при среднем динамическом уровне равном, 80 м (интервал опробования 1179-1200 м). При испытании в интервале 1630-1695 м динамический уровень восстановился до статического на отметке 72 м. Плотность воды составляет 1,182-1,185 г/см³.

Из верхнепермских отложений получены притоки воды дебитом 26 м³/сут при среднем динамическом уровне, равном 248 м (интервал опробования 1712-1795 м). Плотность воды при опробовании равна 1,170 г/см³.

При совместном опробовании водоносных объектов из верхнепермско-триасовых отложений получены притоки воды дебитом от 311 м³/сут при среднем динамическом уровне, равном 205 м (интервал опробования 1992-1550 м) до 4,7 м³/сут при среднем динамическом уровне, равном 68,5 м (интервал опробования 2032-2452 м). При испытании интервала 1791-1992 м динамический уровень восстановился до статического на отметке 72 м. Величина плотности воды при опробовании равна 1,182 г/см³.

Минерализация подземных вод увеличивается с увеличением глубины залегания водоносных горизонтов и с приближением к соляному штоку, и меняется от 4,6 до 8,0 г/дм³ для неоген - четвертичного до 286,7 г/дм³ для верхнепермского комплекса. Состав вод преимущественно хлоридно-натриевый.

Гидрогеологическая замкнутость Прикаспийской впадины, длительное прогибание, большая мощность осадочного чехла и слабое дренирование подземных вод определяют в целом застойный характер гидрогеологического режима глубоких горизонтов и высокую минерализацию подземных вод.

Выводы:

Гидрогеологический разрез характеризуется высокой степенью закрытости и застойным режимом на больших глубинах. Подсолевые воды малоподвижны, что благоприятно для сохранения залежей углеводородов, в то время как надсолевые комплексы обладают достаточной приемистостью для технических нужд. Воды участка представляют собой крепкие и сверхкрепкие рассолы хлоридного типа.

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

5.1. Цели и задачи поисковых работ

Комплекс геолого-геофизических исследований, рассматриваемый в настоящем проекте, направлен на детальное изучение геологического строения участка Березовский и формирование достоверной структурно-тектонической основы для оценки ресурсного потенциала. Текущая геологическая модель подсолевого комплекса, построенная на базе сейсморазведочных работ 2Д, характеризуется наличием выраженных сейсмофациальных признаков развития биогермных построек. Применяемый в проекте итерационный подход позволяет использовать существующую сеть профилей как «базовую» для планирования высокократной сейсморазведки и предварительного заложения поисковой скважины.

Основными факторами, подтверждающими целесообразность постановки ГРР, являются:

Региональная приуроченность: Участок расположен в пределах северного борта Прикаспийского осадочного бассейна, для которого характерно развитие зон нефтегазонакопления в подсолевой части разреза, представленных карбонатными постройками верхнедевонского, нижнекаменноугольного и нижнепермского возраста (D₃, C₁, P₁).

Геологическая аналогия: Близость зон нефтегазонакопления на прилегающих территориях, а также общность геологического развития и условий седиментации с такими месторождениями-аналогами, как Карачаганакское, Чинаревское и Рожковское.

Структурные условия: Наличие ключевых факторов формирования залежей, включая структурные условия, надежные экранирующие свойства покрышек, подтвержденное наличие пород-коллекторов и высокую плотность распределения ресурсов по площади.

Основной целью работы является оценка перспектив нефтегазоносности нижнепермских отложений с фокусом на выявленную в подсолевом комплексе структуру R4. Для детализации структурно-тектонической модели и верификации потенциала данного объекта проектом предусматривается реализация следующих задач:

1. Полевые сейсморазведочные работы 2Д в объеме 899 пог. км с последующей обработкой и интерпретацией данных.
2. Полевые сейсморазведочные работы 3Д в объеме 300 км², параметры которых подобраны для повышения разрешающей способности в условиях сложной соляной тектоники и минимизации неопределенностей.
3. Бурение подсолевой поисковой скважины на структуре R4 с проектной глубиной 7000 м.

Программа работ сформирована на основе концепции поэтапного полномасштабного изучения участка по принципу «от неизвестного к известному». Данная стратегия предполагает последовательный переход от регионального уточнения строения к локализации перспективных ловушек и, в конечном итоге, к обоснованию точек поискового бурения. Такой подход позволяет эффективно выстраивать план освоения подсолевой частей разреза, опираясь на интеграцию всей доступной геолого-геофизической информации.

Программа поискового бурения разработана с учетом данных месторождений-аналогов. При этом параметры скважины, интервалы отбора керна и испытаний могут быть скорректированы по результатам оперативного получения данных ГИС и фактического геологического разреза.

В конечном итоге результаты работ послужат фундаментом для формирования научно обоснованной геологической модели участка, обеспечивая существенное снижение рисков и повышение вероятности открытия новых промышленных залежей углеводородов.

В таблице 5.1.1 представлены текущие и предстоящие проектные работы и исследования по поиску углеводородов на участке Березовский, включая предполагаемые сроки их выполнения.

Таблица 5.1.1 – Сводный график проектных работ и исследований по поиску углеводородов на участке Березовский

Наименование исследований	2026				2027				2028				2029				2030			
	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
Разработка ППР на участке Березовский с проектом ОВОС																				
Тех. проект проведения сейсморазведочных работ 2Д																				
Полевые сейсморазведочные работы 2Д																				
Обработка и интерпретация данных 2Д сейсморазведки																				
Тех. проект проведения сейсморазведочных работ 3Д																				
Полевые сейсморазведочные работы 3Д																				
Обработка и интерпретация данных 3Д сейсморазведки																				
Тех. проект на бурение подсолевой поисковой сквижны скв. В-1																				
Строительство подсолевой поисковой скважины скв. В-1																				

5.2. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных исследований

Планируемый комплекс полевых исследований на участке Березовский спроектирован с целью детального изучения подсолевого структурного плана и подготовки выявленных перспективных объектов к поисковому бурению. Объем и методика работ обусловлены необходимостью получения высококачественных сейсмических данных в условиях сложного геологического разреза, характеризующегося развитием мощных соляных тел и глубоким залеганием целевых горизонтов.

Полевые сейсморазведочные работы 2Д

В рамках настоящего проекта предусматривается проведение полевых сейсморазведочных работ 2Д в объеме 899 пог. км. Данный объем обоснован необходимостью формирования плотной сети профилей, состоящей из 18 линий (8 профилей направления СВ-ЮЗ и 10 профилей направления СЗ-ЮВ), что позволит уточнить морфологию выявленных ловушек и проследить латеральную изменчивость карбонатных фаций, зафиксированных на имеющихся разрезах.

Для обеспечения максимальной информативности подсолевого разреза и компенсации эффектов «соляных экранов», характерных для данного региона, работы будут проводиться с применением современных систем регистрации. Использование современных систем приема в сочетании с передовыми алгоритмами обработки позволит эффективно подавить кратные волны и помехи, генерируемые соляными куполами, обеспечив высокую достоверность прослеживания целевых горизонтов под мощными толщами эвапоритов.

Параметры системы регистрации

Выбранная конфигурация системы наблюдения направлена на достижение оптимальной кратности и высокой детальности записи, что критично для картирования органогенных построек со слабой акустической дифференциацией. Основные технические параметры регистрации включают:

- Применение шага между пунктами приема (ПП) 20 м и пунктами возбуждения (ПВ) 40 м обеспечивает получение размера бина (СМР) 10 м. Это позволяет детально отображать крутые склоны рифов и зоны выклинивания коллекторов.
- Проектная полная кратность составляет 300, что гарантирует эффективное подавление кратных волн и повышение отношения сигнал/помеха, возникающих в солянокупольных областях.
- Использование максимальных удалений «взрыв-прием» до 11 980 м при минимальном удалении 10 м обеспечивает апертуру, необходимую для освещения

глубокозалегающих горизонтов и корректного восстановления скоростной модели.

- Регистрация данных будет осуществляться с интервалом дискретизации 2 мсек при общей длительности записи 10 сек, что позволяет детально изучить целевой интервал подсолевого комплекса.

Таблица 5.2.1 Методика и объем работ 2Д МОГТ

ПАРАМЕТРЫ	ТРЕБОВАНИЯ ЗАКАЗЧИКА
Полная кратность	300
Размер бина (интервал ОРТ), м	10
Количество приёмных линий (ЛП)	1
Количество активных каналов	1200
Шаг пунктов приёмники (ПП), м	20
Шаг пунктов возбуждения (ПВ), м	40
Распределение удалений, м	11980 – 10 – 0 – 10 – 11980
Минимальное расстояние источник–приёмник, м	10
Максимальное расстояние источник–приёмник, м	11980
Система наблюдений	Центрально-симметричная
ОБЪЁМЫ РАБОТ	
Количество сейсмических профилей	18
Длина полнократных профилей, км	898,86
Длина профилей, всего, км	1 114,14
Количество пунктов возбуждения	27 858
Количество пунктов приёма	55 752
Количество точек микрокаротажа	109
Тип источника возбуждения	87% — вибрационный источник, 13% — взрывной источник
Количество ПВ (вибраторы)	24 225
Количество ПВ (взрывные)	3 633
ПАРАМЕТРЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ (ВИБРАЦИОННЫЙ ИСТОЧНИК)	
Тип источника	Nomad 65 Neo или аналог
Пиковое усилие виброисточника	Не менее 28 т
Количество виброисточников в группе	4-8 (по результатам ОМР)
Количество накоплений на ПВ	1- 4 (по результатам ОМР)
Центр группировки вибраторов	Совмещён с пикетажем
Начальная частота свип-сигнала	1,5 Hz
Конечная частота свипа-сигнала	96 Hz
Длительность свипа-сигнала	14-24 (по результатам ОМР)
Тип свип-сигнала	затухающая вейвлета Реккера
Конус свип сигнала	500 мс
Оптимальный процент усилия на грунт на ПВ	50 - 75 % (по результатам ОМР)
ПАРАМЕТРЫ ВЗРЫВНОГО ВОЗБУЖДЕНИЯ	
Глубина взрывных скважин, м	На 3–6 м ниже подошвы скоростного слоя, но не менее 16м (по результатам ОМР)
Вес заряда, кг	6–12 кг (по результатам ОМР)
ПАРАМЕТРЫ ПРИЕМА	
Тип сейсмоприемников	30DX 10 Гц или аналоги
База группирования	Линейная группировка
Расстояние в группе (δх)	2 м
Центр группировки сейсмоприемников	Совмещать с номером пикета
Полярность сейсмоприемников	SEG

Продолжение таблицы 5.2.1

Длина записи(сек)	10
Интервал дискретизации, мс	2
Поверхностные исследования	МСК
Плотность МСК	1 скважина/4 км

Плановый срок выполнения работ до конца 2026 г., стоимость работ определена минимальной рабочей программой контракта, также список и стоимость работ указаны в сводной таблице 11.1 главы 11.

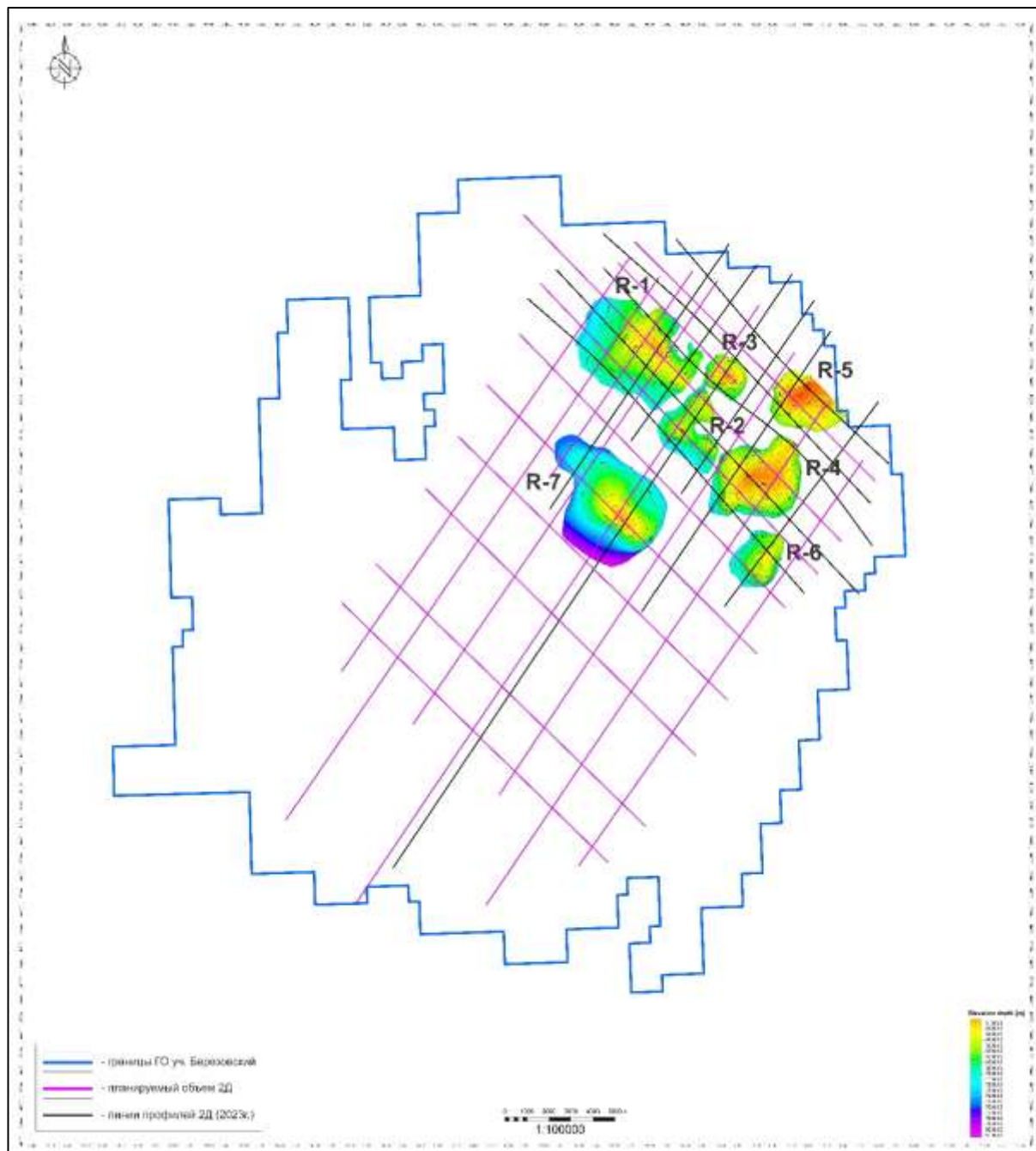


Рис. 5.2.1 – Схема сети проектных профилей 2Д на участке Берзевский

Полевые сейсморазведочные работы 3Д

Проведение объемной сейсморазведки 3Д на участке Берзевский направлено на создание высокодетализированной цифровой модели подсолевого разреза. Основная цель

этапа — переход от регионального изучения к детальному объемному моделированию целевых горизонтов. Высокая плотность наблюдений позволит сформировать прецизионную структурно-тектоническую модель, необходимую для детального картирования сложнопостроенных залежей углеводородов. Получение данных 3Д критически важно для верификации геометрии ловушек, анализа внутреннего строения карбонатных массивов и выявления зон улучшенных коллекторских свойств (ФЕС).

Сформированная база данных, полученная после проведения 2Д сейсморазведочных работ, послужит надежной основой для корректной увязки структурных элементов проектируемого 3Д-полигона с региональной сетью профилей. Это позволит оптимизировать параметры последующей объемной съемки, точно локализовать границы участков детальных исследований и существенно снизить геологические неопределенности перед началом полевого этапа 3Д-работ, что в свою очередь обеспечит минимизацию геологических рисков при заложении поисковой скважины.

Сложная морфология соляных тел и большая глубина залегания перспективных объектов требует применения специализированных методик для улучшения освещенности подсолевых отложений. Предварительно обоснованная схема с широким азимутальным охватом и увеличенной длиной расстановки приемников позволит компенсировать эффекты рассеивания энергии на склонах штоков, что является критическим условием для получения достоверного сейсмического изображения.

Согласно утвержденной технико-экономической программе, выбрана область с высокой кратностью покрытия (3Д fold) — 360.

Таблица 5.2.2 – Параметры съемки 3Д - МОГТ

№	Наименование параметра	Описание параметра
1	Система наблюдений	36L24S320T
2	Кратность покрытия	360
3	Размер бина	25м × 25м
4	Шаг между трассами (м)	50
5	Расстояние между линиями приемников (м)	400
6	Шаг между пунктами возбуждения (м)	50
7	Расстояние между линиями возбуждения (м)	400
8	Количество каналов приема в расстановке	11520
9	Максимальное поперечное расстояние (м)	7575
10	Максимальное продольное расстояние (м)	7975
11	Соотношение поперечного/продольного направления	0,95
12	Максимальное расстояние миграция (м)	10999.15
13	Полное кратное покрытие	305
14	Первичное покрытие	1016
15	Площадь пунктов возбуждения	615
16	Площадь пунктов приема	1556
17	Количество пунктов возбуждения	30813
18	Количество трасс	78768

Примечание: параметры запланированных СРР 3Д могут быть скорректированы по результатам СРР 2Д.

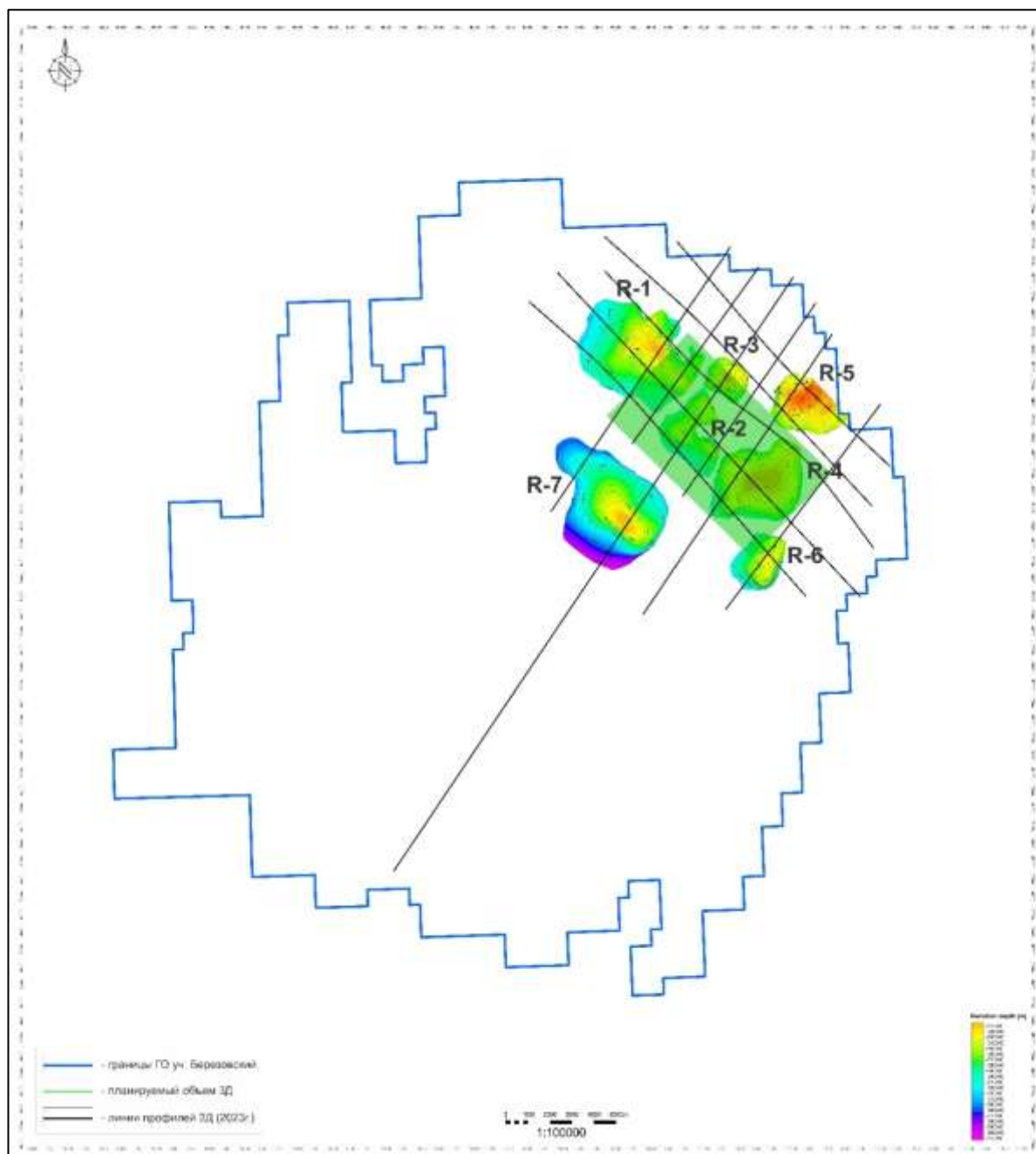


Рис. 5.2.2 – Схема расположения полигона сейсморазведки 3Д

Последующий этап обработки и интерпретации сейсмических материалов 2Д и 3Д на площади

Основной задачей данного этапа является детальное изучение геологического строения участка «Березовский» на основе комплексного анализа и обобщения геолого-геофизических данных. Исследования включают интеграцию материалов разведочного бурения сопредельных территорий и результатов новых полевых работ для построения достоверных сейсмогеологических моделей поисковых объектов.

Учитывая высокую структурную сложность региона, обусловленную соляной тектоникой, граф обработки проектных данных базируется на алгоритмах скоростного

моделирования и глубинной миграции. Реализация этапа направлена на решение следующих задач:

Комплексный анализ ГГД: систематизация накопленной информации для создания единой региональной базы данных.

Изучение палеозойского комплекса: выявление закономерностей строения и оценка нефтегазового потенциала подсолевых отложений.

Локализация и верификация ловушек: подтверждение перспективных объектов и обоснование стадий поисково-разведочного бурения.

Геологическое моделирование: формирование детальных моделей, прогноз контуров залежей и оценка распределения ресурсов по площади.

Процесс камеральных работ организован по трехступенчатой схеме, обеспечивающей постепенный переход от временных к глубинным параметрам разреза с акцентом на очистку сигнала:

1. Обработка во временной области (PSTM) и декраттеризация
2. Обработка в глубинной области (PSDM)
3. Интерпретация и финальное моделирование

Завершающий этап включает стратиграфическую идентификацию отражающих горизонтов путем экстраполяции данных ГИС и ВСП с сопредельных территорий и месторождений-аналогов (Карачаганак, Рожковское).

Плановый срок выполнения полевых сейсморазведочных работ 3Д до конца 2027 г., срок выполнения работ по обработке и интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д с 2026 г. по 2027 г., стоимости работ определены минимальной рабочей программой контракта, также список и стоимость работ указаны в сводной таблице 11.1 главы 11.

5.3. Система расположения поисковых скважин

Проектируемая система расположения скважин на участке Березовский нацелена на максимально информативное вскрытие подсолевого комплекса в наиболее благоприятных структурных условиях. Точка заложения поисковой скважины выбрана на основе интерпретации имеющихся данных сейсморазведки 2Д. Скважина заложена непосредственно на сейсмическом профиле № 23-04, который пересекает центральную часть структуры. Выбранное положение дополнительно обосновано результатами интерпретации сейсмического профиля № 23-09, проходящего в непосредственной близости от проектной точки. Это позволяет использовать экстраполированные данные о мощностях и сейсмофациальных особенностях целевого горизонта P_1 , полученные на разрезе № 23-09 (рис. 12.2-12.3), для снижения неопределенности в точке бурения.

Выделенный объект R4 классифицируется как массивная органогенная постройка, представляющая собой структурно-литологическую ловушку. Объект приурочен к нижнепермским отложениям (P₁) и представляет собой изолированный карбонатный массив рифогенного типа. Ловушка характеризуется значительной амплитудой и выраженным сводом. Экранирующими толщами служат регионально выдержанные соленосно-ангидритовые отложения кунгурского яруса, обеспечивающие надежную вертикальную и латеральную изоляцию объекта.

Учитывая сложность строения подсолевого комплекса и наличие внутрисолевых включений, текущее положение скважины рассматривается как проектное. Окончательные координаты точки заложения, а также проектный горизонт и забой скважины будут верифицированы по результатам сейсморазведки 2Д и 3Д.

Скважина В-1 – поисковая, независимая, проектируется непосредственно на сейсмическом профиле № 23-04 с координатами по оси X – 705261.81 и по оси Y – 5646724.86 в системе WGS 1984 UTM Zone 39N, проектная глубина 7000 м, проектный горизонт – P₁ (нижнепермские отложения).

Плановый срок выполнения работ с 2028 г. по 2029 г., стоимость работ определена минимальной рабочей программой контракта, также список и стоимость работ указаны в сводной таблице 11.1 главы 11.

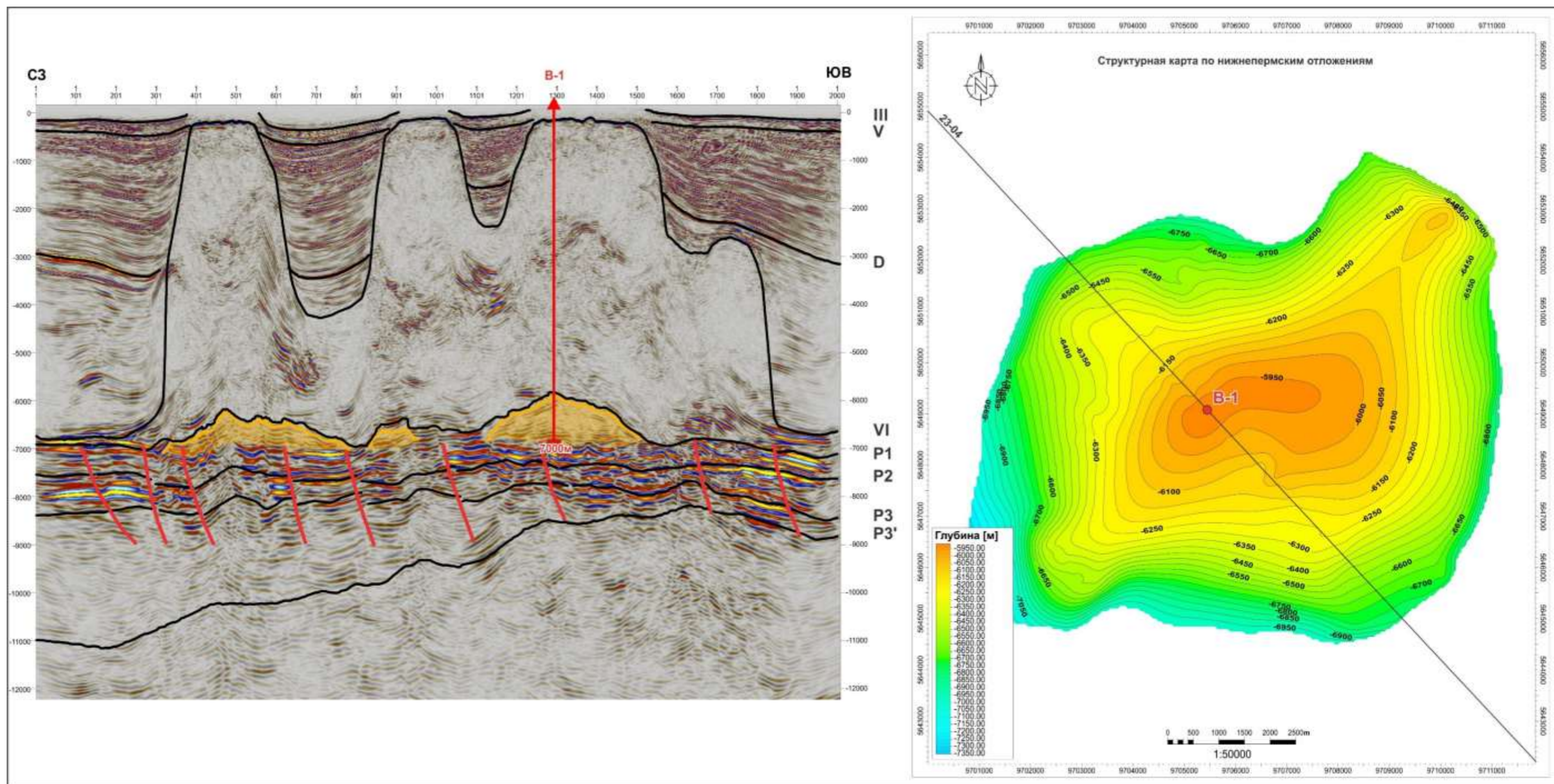


Рис. 5.3.1 – Сейсмический разрез №23-04 через проектную скв. В-1

5.4. Геологические условия проводки скважин

Осадочный чехол внутренней прибортовой зоны Северного борта Прикаспийской впадины и характеризуется значительной мощностью, достигающей в глубоких мульдах 7–10 км и более. Разрез представлен мощным комплексом палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений, которые по условиям залегания и литологическому составу четко разделяются на три структурно-литологических комплекса.

Надсолевой комплекс (мезозойско-кайнозойский) - в районе скважины представлен четвертичными и неогеновыми отложениями мощностью до 164 м. Литологически сложен рыхлыми терригенными породами: песками, супесями и глинами. Характеризуется нормальными гидростатическими давлениями и простыми условиями бурения.

Соленосный комплекс (галогеенная толща кунгура) - занимает основной объем разреза (от 164 м до 5840 м). Представлен массивными залежами галита (каменной соли) с характерным развитием соляной тектоники в виде мощного купола. Особенностью разреза является наличие внутрисолевых терригенных включений (аргиллитов, алевролитов), выделенных по данным сейсморазведки, что указывает на неоднородность соляного массива и риск наличия зон с аномально высокими давлениями внутри соли.

Подсолевой комплекс (палеозойский) - представлен отложениями нижней перми (артинский ярус P_{1ar}), карбона и девона. В районе структуры R-4 подсолевой комплекс мощностью более 1100 м (до проектного забоя) представлен депрессионными фациями — переслаиванием плотных аргиллитов, алевролитов и глубоководных известняков. Данный комплекс характеризуется экстремальными термобарическими условиями, АВПД и наличием агрессивных компонентов (H₂S, CO₂) в составе пластового флюида.

Таблица 5.4.1 – Проектный стратиграфический разрез проектной скважины В-1

Глубина залегания, м (по вертикали)		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности в интервале
Проект		название	индекс	угол, (град)	азимут, (град)	
От (верх)	До (низ)					3
0	164	Четверт. + Неоген + Палеоген	Q+N+Pg	-	-	1,35
164	5840	Кунгурские отложения	P _{1k}	-	-	1,2
5840	7000	Нижнепермские	P _{1ar}	-	-	1,15

Проводка проектной скважины В-1 сопряжена с комплексом горно-геологических осложнений, обусловленных аномальными пластовыми давлениями, соляной тектоникой и агрессивным химическим составом флюидов. Возможные осложнения в процессе бурения проектной скважины представлены в таблице 5.4.2.

Таблица 5.4.2 – Возможные осложнения в процессе бурения

Интервалы глубин, (м)	Возраст	Вид осложнений	Причины	Меры предупреждения
1	2	3	4	5
164 – 5840	P1k	Сужение ствола, прихваты	Пластическое течение солей под геостатическим давлением	Использование утяжеленного бурового раствора с плотностью, создающей противодействие на стенки скважины, близкое к геостатическому
2200 – 3200		Газопроявления	Вскрытие терригенных линз (включений) внутри соли с АВПД	Постоянный мониторинг параметров раствора и готовность к оперативной герметизации устья
5840 – 7000	P1ar	ГНВП, выброс газа	Вскрытие высоконапорного горизонта	Использование противовыбросового оборудования (ПВО) высокого давления (не менее 105 МПа) и специальных глушащих добавок
		Коррозия оборудования	Агрессивное воздействие сероводорода (H ₂ S) и углекислоты	Применение труб в исполнении, стойком к сероводороду (NACE), и использование нейтрализаторов сероводорода в буровом растворе.
		Температурные аномалии	Высокая забойная температура	Применение термостойких систем буровых растворов на водной основе

Таблица 5.4.3 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м по вертикали		Градиент давления												Температура в конце интервал	
	от (верх)	до (низ)	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного			Градус	Источник получения
			кгс/см ² на м		Источник получения	кгс/см ² на м		Источник получения	кгс/см ² на м		Источник получения	кгс/см ² на м		Источник получения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q+N+Pg	0	164	0	0,100	РФЗ	0	0,100	РФЗ	0	0,160	РФЗ	0	0,170	РФЗ	12,0	РФЗ
P _{1k}	164	5840	0,140	0,172	РФЗ	0,140	0,172	РФЗ	0,200	0,210	РФЗ	0,215	0,220	РФЗ	105,0	РФЗ
P _{1ar}	5480	7000	0,172	0,180	РФЗ	0,172	0,180	РФЗ	0,210	0,215	РФЗ	0,220	0,225	РФЗ	137,0	РФЗ

5.5. Характеристика промывочной жидкости

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

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

В табл. 5.5.1 приведены рекомендуемые типы и параметры буровых растворов для поинтервальной проводки данной скважины, наиболее подходящими являются ингибированный полимерный хлоркалийевый и ингибированный термостойкий раствор на водной основе.

Основной вариант

Интервал 50–160 м – бурение под кондуктор колонну Ø 473,08 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора (ингибирующий полимеркалийевый) $\rho = 1180–1200$ кг/м³. Для создания надежной крепи и безопасного углубления скважины до глубины спуска промежуточной колонны с подъемом цемента до устья. Обеспечивает механическую опору для установки ПВО.

Интервал 160–3000 м – бурение под 1-ую промежуточную колонну Ø 339,72 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора (соленащенный полимеркалийевый) $\rho = 1500–1700$ кг/м³ для предотвращения растворения соляных пластов при их разбурировании и ингибирование набухания глинистых пород. Оборудование устья скважины ПВО.

Интервал 3000–5840 м – бурение под 2-ую промежуточную колонну Ø 250,83 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора (соленащенный полимеркалийевый) $\rho = 1700–1850$ кг/м³ для предотвращения растворения соляных пластов при их разбурировании и ингибирование набухания глинистых пород. Оборудование устья скважины ПВО.

Интервал 5840-7000 м – бурение под эксплуатационную колонну \varnothing 177,8 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора (термостабильный полимерный) $\rho = 1850-1920$ кг/м³. Из-за наличия зон разуплотнения прогнозируется поглощение бурового раствора и возможны газонефтеводопроявления.

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

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

Периодически разбавлять свежим буровым раствором и запускать центрифуги для поддержания необходимых параметров бурового раствора.

Для бурения скважин с высоким содержанием сероводорода (H₂S) применяются высокоэффективные полимер-калиевые системы. Они обеспечивают стабильность ствола, нейтрализацию (H₂S), контроль плотности (высокая плотность) и предотвращение коррозии. Буровые растворы для скважин с сероводородом (H₂S) должны обеспечивать нейтрализацию газа, поддерживать высокий pH (9,5–11), устойчивость к агрессии и смазывающую способность.

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

Резервный вариант

Интервал 50–160 м – бурение под кондуктор колонну \varnothing 473,08 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора (ингибирующий полимеркалиевый) $\rho = 1180-1200$ кг/м³. Для создания надежной крепи и безопасного углубления скважины до

глубины спуска промежуточной колонны с подъемом цемента до устья. Обеспечивает механическую опору для установки ПВО.

Интервал 150–2000 м – бурение под 1-ую промежуточную колонну Ø 339,72 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора (соленащенный полимеркалиевый) $\rho = 1500-1700 \text{ кг/м}^3$ для предотвращения растворения соляных пластов при их разбурировании и ингибирование набухания глинистых пород. Оборудование устья скважины ПВО.

Интервал 2000-4000 м – бурение под 2-ую промежуточную колонну Ø 250,83 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора (соленащенный полимеркалиевый) $\rho = 1700-1850 \text{ кг/м}^3$ для предотвращения растворения соляных пластов при их разбурировании и ингибирование набухания глинистых пород. Оборудование устья скважины ПВО.

Интервал 4000-5840 м – бурение под эксплуатационную колонну Ø 177,8 мм. (надставка). Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $\rho = 1700-1850 \text{ кг/м}^3$.

Интервал 5840-7000 м – бурение под эксплуатационную колонну «хвостовик» Ø114,3 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $\rho = 1850-1920 \text{ кг/м}^3$. Из-за наличия зон разуплотнения прогнозируется поглощение бурового раствора и возможны газонефтеводопроявления. Ожидается высокая температура, возможно наличие сероводорода.

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

Таблица 5.5.1 – Рекомендуемые параметры и типы буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), (м)		Плотность, (г/см ³)	Услов. Вязкость, (сек)	Водоотдача, (см ³ /30 мин)	Корка, (мм)	рН
	От (верх)	До (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
Основной вариант							
Ингибированный полимерный	50	160	1,18-1,20	40-50	≤6	<1	9-10,5
Соленащенный полимерный	160	3000	1,50-1,70	50-65	≤5	≤ 0,5	9-10,5
Соленащенный полимерный	3000	5840	1,70-1,85	50-65	≤5	≤ 0,5	9-10,5

Продолжение таблицы 5.5.1

Термостабильный полимерный	5840	7000	1,85-1,92	50-65	≤ 4	$\leq 0,5$	10-11
Резервный вариант							
Ингибированный полимерный	50	160	1,18-1,20	40-50	≤ 6	< 1	9-10,5
Соленасыщенный полимерный	160	2000	1,50-1,70	50-65	≤ 5	$\leq 0,5$	9-10,5
Соленасыщенный полимерный	2000	4000	1,70-1,85	50-65	≤ 5	$\leq 0,5$	9-10,5
Соленасыщенный полимерный	4000	5840	1,70-1,85	50-65	≤ 5	$\leq 0,5$	9-10,5
Термостабильный полимерный	5840	7000	1,85-1,92	50-65	≤ 4	$\leq 0,5$	10-11

5.6. Оборудование устья скважины

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

Конструкция устья скважины и колонных головок при этом должны обеспечивать:

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

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

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

ПВО (противовыбросовое оборудование) при бурении с высоким содержанием (H_2S) и высоким давлением (АВПД) требует использования оборудования в коррозионностойком исполнении и повышенного давления опрессовки. Обязательны двойные плашечные превенторы, универсальный превентор, усиленный манифольд с 2-мя дистанционными дросселями, сероводородные датчики и дублированная система управления.

Ключевые требования и особенности:

- *Исполнение оборудования:* все компоненты ПВО (превенторы, задвижки, манифольд) должны быть выполнены из материалов, устойчивых к сульфидному коррозионному растрескиванию.
- *Классы оборудования:* для условий высокого содержания сероводорода и давления используются превенторы на высокие рабочие давления (например, 70 МПа, 105 МПа и выше).
- *Комплектация:* включает кольцевой превентор (универсальный) для герметизации при наличии инструмента и плашечные превенторы (с трубными, глухими и срезными плашками для возможности срезания бурильной трубы).
- *Манифольд ПВО:* оснащается двумя регулируемыми дросселями (один — дистанционный, другой — резервный/ручной) для контроля давления в процессе глушения скважины.
- *Система управления:* гидроаккумуляторы должны обеспечивать двойной цикл закрытия-открытия превенторов, даже при отключении электричества.
- *Безопасность:* обязателен монтаж линии сброса газа на безопасное расстояние (факел), а также наличие стационарных датчиков сероводорода.

Ниже в таблице 5.6.1. приведена рекомендуемая спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).

Таблица 5.6.1 – Рекомендуемые спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна	Номер схемы обвязки ПВО	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. д. на изготовление	Кол-во, (шт.)	Допустимое рабочее давление, (Мпа)
1	2	4	5	6	7
Основной вариант					
Кондуктор	32	ОККЗ-105 178x250x340x473 КЗ ОП-32- 480/80x21 ПУГ 480x21 -1шт ППГ 480x21-1шт	ГОСТ 30196-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 1 1 1	105,0 21,0 21,0 21,0
1-я Промежуточная колонна	67	ОП-67- 350x70 КЗ ПУГ 350x35 КЗ-1шт ППГ 350x70 КЗ-1к-т (спаренный)* ППГ 350x70 КЗ-1шт	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 1 1 1	70,0 35,0 70,0 70,0

Продолжение таблицы 5.6.1

1	2	4	5	6	7
2-я Промежуточная колонна	67	ОП-67- 350x70 КЗ	ГОСТ 13862-2003	1	70,0
		ПУГ 350x35 КЗ-1шт	ГОСТ 13862-2003	1	35,0
		ППГ 350x70 КЗ-1к-т (спаренный)*	ГОСТ 13862-2003	1	70,0
		ППГ 350x70 КЗ-1шт	ГОСТ 13862-2003	1	70,0
Эксплуатационная колонна	-	АФК6Д 80/65x105 КЗ	ГОСТ 13846-2003	1	105,0
Резервный вариант					
Эксплуатационная колонна	67	ОП-67- 280x105 КЗ	ГОСТ 13862-2003	1	105,0
		ПУГ 280x70 КЗ-1шт	ГОСТ 13862-2003	1	70,0
		ППГ 280x105 КЗ-1к-т (спаренный)*	ГОСТ 13862-2003	1	105,0
		ППГ 280x105 КЗ-1шт	ГОСТ 13862-2003	1	105,0
		АФК6Д 80/65x105 КЗ	ГОСТ 13846-2003	1	105,0
Эксплуатационный хвостовик	-	АФК6Д 80/65x105 КЗ	ГОСТ 13846-2003	1	105,0

Примечание:

1. Оборудование устья скважины выбрано согласно Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр.

2. * один из плашечных превенторов со срезающими плашками.

3. Предусмотреть применение установки Divertor на направление, для отвода поверхностного газа.

4. Допускается применение комплект ПВО зарубежных производителей (Cameron, FMC, Breda т.д.).

5.7. Обоснование типовой конструкции скважин

Проводка скважины на участке Березовский предусматривается исходя из стратиграфического разреза и опыта бурения поисково-разведочных скважин на аналогичных структурах региона с применением современной техники и технологии бурения скважин. Учитывая сложный геологический разрез на участке при бурении, рекомендуется использовать БУ ZJ-120, верхний силовой привод (ВСП-TopDrive). Для поддержания вертикальности скважины возможно использование РУС для вертикальных скважин и проведение инклинометрии через каждые 150-250м.

Бурение скважины на данном участке может характеризоваться аномально-высоким пластовым давлением и наличием высокого содержания сероводорода.

Конструкция скважины по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга и от проницаемых пород.

После крепления скважины в соответствии с Инструкцией производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования, для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Конструкция скважины для среды с сероводородом важные секции выполняются из сталей с высокой твердостью и газогерметичными резьбами, а затрубное пространство заполняется коррозионностойким цементом.

Учитывая вышеизложенное, а также геологическое строение и тип породы участка Березовский, предлагается следующая конструкция проектных скважин, в соответствии с требованиями НТД «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018 года №239:

Основной вариант

Кондуктор Ø 473,08мм спускается на глубину 160 м для перекрытие неустойчивых горных пород, изоляции водоносных пластов, обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО). Цементируется до устья.

1-я Промежуточная колонна Ø339,72мм спускается на глубину 3000 м для перекрытие соленосных отложений. Установка противовыбросового оборудования (ПВО). Цементируется до устья.

2-я Промежуточная колонна Ø250,83мм спускается на глубину 5850 м для перекрытие соленосных отложений. Установка противовыбросового оборудования (ПВО).

Эксплуатационная колонна Ø177,8мм спускается до проектной глубины 7000м для испытания (освоения) продуктивных горизонтов.

Резервный вариант

Кондуктор Ø 473,08мм спускается на глубину 160 м для перекрытие неустойчивых горных пород, изоляции водоносных пластов, обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО). Цементируется до устья.

1-я Промежуточная колонна Ø339,72мм спускается на глубину 2000 м для перекрытие соленосных отложений. Установка противовыбросового оборудования (ПВО). Цементируется до устья.

2-я Промежуточная колонна Ø250,83мм спускается на глубину 4000 м для перекрытие соленосных отложений. Установка противовыбросового оборудования (ПВО).

Эксплуатационную колонна Ø177,8мм рекомендуется спускать с надставкой до глубины 5840м виде хвостовика с подвеской на глубине 3950 м. с помощью расширяющейся подвески хвостовика внутри предыдущей колонны, а также для испытания (освоения) продуктивных горизонтов с подъемом цемента на всю длину. После доведения скважины до проектной глубины и спуска Ø114,3мм колонны наращивается до устья

спуском второй секции (надставки).

Эксплуатационный хвостовик Ø114,3 мм рекомендуется спустить до глубины 7000 м для испытания (освоения) продуктивных горизонтов. Цементируется на всю длину 5790–7000 м.

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

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

Таблица 5.7.1 - Рекомендуемая типовая конструкция скважины В-1 на участке Березовский

Диаметр долота, мм	Глубина спуска, (м)		Диаметр ОК, (мм)
	от	до	
1	2	3	4
Основной вариант			
Забивная	0	50	762,0
609,6	0	160	473,08
406,4	0	3000	339,72
311,15	0	5840	250,83
215,9	0	7000	177,8
Резервный вариант			
Забивная	0	50	762,0
609,6	0	160	473,08
406,4	0	2000	339,72
311,15	0	4000	250,83
215,9	3950	5840	177,8
149,2	5790	7000	114,3

Примечание: Окончательная конструкция поисковой скважины будет определена при разработке технического проекта на строительство скважины В-1 на участке е Березовский.

Глубины спуска колонн могут корректироваться по фактическим данным бурения. Толщина стенки, марка стали, тип соединения будут уточняться во время разработки технического проекта.

5.8. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектной скважине

5.8.1. Рекомендуемые геофизические исследования

На участке Березовский с целью поисков углеводородов, выявления и изучения продуктивных интервалов определения их параметров, уточнения интервалов отбора керна, контроля технического состояния ствола скважин в подсолевом комплексе осадков предусматривается бурение поисковой скважины В-1.

Необходимо предусмотреть проведение геофизических исследований оптимальной сборкой геофизических моделей, позволяющих уменьшить количество спуско-подъемных операций.

Так как проектная скважина В-1 глубокая с проектной глубиной 7000м, с целью уточнения фильтрационно-емкостных свойств и насыщения пластов-коллекторов, уточнения граничного значения пористости и проницаемости, определяемых по ГИС, в скважине рекомендуется помимо общего и детального комплекса геофизических исследований предусмотреть проведение дополнительного специального комплекса – пластовый микросканер (FMI), ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), кросс-дипольный акустический каротаж (АКШ), вертикальный сейсмический профиль (ВСП).

Электрический микроимиджер FMI является универсальным средством для получения комплекса информации, позволяющим с большой степенью надежности и точности определить геологические и геофизические параметры среды и коллекторские свойства пласта. Позволяет определить элементы залегания (углов и азимутов падения) вскрытых геологических объектов, проводить структурный анализ, оценить коэффициент песчаности и трещиноватости пород, оценка вторичной пористости каверно-поровых карбонатных коллекторов, а также позволяет анализировать состояние ствола скважины, определить азимуты максимальных и минимальных горизонтальных напряжений по техногенным нарушениям стенок ствола скважины.

Кросс-дипольный акустический каротаж (АКШ) позволяет определить интервальное время быстрой и медленной поперечной волны, азимут и коэффициент анизотропии, механических свойств породы, интервальное время продольной волны и волны Стоунли.

Наибольшая эффективность выполненных методов современного комплекса ГИС может быть достигнута при обеспечении его петрофизическими исследованиями образцов керна, отобранных при бурении проектной скважины.

Для оценки качества цементирования обсадных труб, определения высоты подъема цемента за колонной, оценки состояния цементного камня и качества изоляции пластов и горизонтов друг от друга применяют методы термометрии, гамма-гамма каротажа, акустической цементометрии, в модуль которой также входит гамма-каротаж (ГК) и локатор муфт (ЛМ), а также ультразвуковые методы оценки качества цементирования колонны.

Для глубинных геохимических исследований необходимо проведение газового каротажа в процессе бурения скважин с отбором и анализом проб бурового раствора (наличие станции ГТИ). Кроме того, в процессе газового каротажа извлекается газоздушная смесь из бурового раствора, которую анализируют и определяют суммарное содержание углеводородного газа с дальнейшим выделением процентного содержания компонентного состава газа.

Полученные данные газового каротажа вместе с выданным заключением о продуктивных коллекторах являются базой для выбора объектов испытаний, как в процессе бурения, так и в эксплуатационной колонне.

Предусматриваемый комплекс геофизических исследований приведен в таблице 5.8.1.

Таблица 5.8.1 - Промышленно-геофизические исследования в скважине

№	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервал записи (м)	
				от	до
Название колонны – Кондуктор					
1	160	<ul style="list-style-type: none"> - стандартный каротаж кажущегося сопротивления (КС); - самопроизвольная поляризация пород (ПС); - кавернометрия (КВ); - боковой каротаж (БК); - радиоактивный каротаж (ГК); - резистивиметрия; - инклинометрия; - термометрия; 	1:200 1:500	50	160
Название колонны – I-промежуточная колонна					
2	3000	<ul style="list-style-type: none"> - стандартный каротаж кажущегося сопротивления (КС); - самопроизвольная поляризация пород (ПС); - кавернометрия (КВ); - профилометрия (ПР); - гамма-каротаж (ГК); - нейтронный-гамма каротаж (НГК) или нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) с расчетом нейтронной пористости; - акустический каротаж (АК); - многозондовый боковой каротаж (БК) при соленом БР; - многозондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ) при пресном БР; - плотностной-гамма каротаж (ГГК_П); - резистивиметрия; - инклинометрия; - термометрия; 	1:200 1:500	160	3000
Название колонны – II-промежуточная колонна					
3	5840	<ul style="list-style-type: none"> - стандартный каротаж кажущегося сопротивления (КС); - самопроизвольная поляризация пород (ПС); - кавернометрия (КВ); - профилометрия (ПР); - гамма-каротаж (ГК); - нейтронный-гамма каротаж (НГК) или нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) с расчетом нейтронной пористости; - нейтронный-гамма каротаж (НГК) или нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) с расчетом нейтронной пористости; - многозондовый боковой каротаж (БК); - плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК_П); - акустический каротаж (АК); - резистивиметрия; - инклинометрия; - термометрия; 	1:200 1:500	3000	5840
Название колонны – Эксплуатационная колонна					
		<ul style="list-style-type: none"> - БКЗ (5 подошвенных градиент зондов, 1 кровельный зонд, 1 потенциал зонд); - самопроизвольная поляризация пород (ПС); - кавернометрия (КВ); - профилометрия (ПР); - спектральный гамма-каротаж (СГК); 			

Продолжение таблицы 5.8.1

4	7000	<ul style="list-style-type: none"> - нейтронный-гамма каротаж (НГК) или нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) с расчетом нейтронной пористости; - многозондовый боковой каротаж (БК); - многозондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ); - плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК_П); - микробоковой каротаж (МБК); - микрокавернометрия (МКВ); - широкополосный акустический каротаж (АКШ) кросс-дипольный; - резистивиметрия; - инклинометрия; - термометрия; Специальный комплекс: <ul style="list-style-type: none"> - скважинный пластовый сканер (электрический микросканер (FMI), акустический сканер); - ядерно-магнитный каротаж (ЯМК); - ВСП 7000-0м; ГДК-ОПК; а) замеры пластовых давлений; б) отбор глубинных проб флюида через радиальный зонд с 4 эллиптическими портами, мониторинг состава притока с комплексным анализатором флюида (композиционный анализ УВ: С1, С2, С3-С5, С6+; флуоресценция, плотность, вязкость, УЭС водной фракции) – 10 экспресс-анализов физико-химических свойств флюидов с отбором проб. 	1:200 1:500	5840	7000
---	------	--	----------------	------	------

Примечание: при необходимости специалистами Заказчика могут быть внесены соответствующие изменения в программу проведения промыслово-геофизических исследований.

В таблице 5.8.2 представлен резервный вариант рекомендуемого комплекса геофизических исследований, предусматриваемый в случае возникновения осложнений во время бурения. В данном варианте эксплуатационная колонна спускается до глубины 5840м, а до проектного забоя 7000м спускается эксплуатационный хвостовик.

Таблица 5.8.2 - Промыслово-геофизические исследования в скважине (резервный вариант)

№	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервал записи (м)	
				от	до
Название колонны – Кондуктор					
1	160	<ul style="list-style-type: none"> - стандартный каротаж кажущегося сопротивления (КС); - самопроизвольная поляризация пород (ПС); - кавернометрия (КВ); - боковой каротаж (БК); - радиоактивный каротаж (ГК); - резистивиметрия; - инклинометрия; - термометрия; 	1:200 1:500	50	160
Название колонны – I-промежуточная колонна					
2	3000	<ul style="list-style-type: none"> - стандартный каротаж кажущегося сопротивления (КС); - самопроизвольная поляризация пород (ПС); - кавернометрия (КВ); - профилометрия (ПР); - гамма-каротаж (ГК); - нейтронный-гамма каротаж (НГК) или нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) с расчетом нейтронной пористости; - акустический каротаж (АК); - многозондовый боковой каротаж (БК) при соленом БР; 	1:200 1:500	160	2000

Продолжение таблицы 5.8.2

		<ul style="list-style-type: none"> - многозондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ) при пресном БР; - плотностной-гамма каротаж (ГГК_П); - резистивиметрия; - инклинометрия; - термометрия; 			
Название колонны – II-промежуточная колонна					
3	5840	<ul style="list-style-type: none"> - стандартный каротаж кажущегося сопротивления (КС); - самопроизвольная поляризация пород (ПС); - кавернометрия (КВ); - профилометрия (ПР); - гамма-каротаж (ГК); - нейтронный-гамма каротаж (НГК) или нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) с расчетом нейтронной пористости; - многозондовый боковой каротаж (БК); - плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК_П); - акустический каротаж (АК); - резистивиметрия; - инклинометрия; - термометрия; 	1:200 1:500	2000	4000
Название колонны – Эксплуатационная колонна					
1	5220	<ul style="list-style-type: none"> - БКЗ (5 подошвенных градиент зондов, 1 кровельный зонд, 1 потенциал зонд); - самопроизвольная поляризация пород (ПС); - кавернометрия (КВ); - профилометрия (ПР); - спектральный гамма-каротаж (СГК); - нейтронный-гамма каротаж (НГК) или нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) с расчетом нейтронной пористости; - многозондовый боковой каротаж (БК); - многозондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ); - плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК_П); - микробоковой каротаж (МБК); - микрокавернометрия (МКВ); - широкополосный акустический каротаж (АКШ) кросс-дипольный; - резистивиметрия; - инклинометрия; - термометрия; <p>Специальный комплекс:</p> <ul style="list-style-type: none"> - скважинный пластовый сканер (электрический микросканер (FMI), акустический сканер); - ядерно-магнитный каротаж (ЯМК); <p>ГДК-ОПК;</p> <ul style="list-style-type: none"> а) замеры пластовых давлений; б) отбор глубинных проб флюида через радиальный зонд с 4 эллиптическими портами, мониторинг состава притока с комплексным анализатором флюида (композиционный анализ УВ: C1, C2, C3-C5, C6+; флуоресценция, плотность, вязкость, УЭС водной фракции) – 10 экспресс-анализов физико-химических свойств флюидов с отбором проб. 	1:200 1:500	3950	5840
Название колонны – Эксплуатационный хвостик					
		<ul style="list-style-type: none"> - БКЗ (5 подошвенных градиент зондов, 1 кровельный зонд, 1 потенциал зонд); - самопроизвольная поляризация пород (ПС); - кавернометрия (КВ); 			

Продолжение таблицы 5.8.2

2	6000	<ul style="list-style-type: none"> - профилометрия (ПР); - спектральный гамма-каротаж (СГК); - нейтронный-гамма каротаж (НГК) или нейтрон- нейтронный каротаж (ННК) с расчетом нейтронной пористости; - многозондовый боковой каротаж (БК); - многозондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ); - плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК_П); - микробоковой каротаж (МБК); - микрокавернометрия (МКВ); - широкополосный акустический каротаж (АКШ) кросс-дипольный; - резистивиметрия; - инклинометрия; - термометрия; Специальный комплекс: <ul style="list-style-type: none"> - скважинный пластовый сканер (электрический микросканер (FMI), акустический сканер); - ядерно-магнитный каротаж (ЯМК); - ВСП 7000-0м; ГДК-ОПК; <ul style="list-style-type: none"> а) замеры пластовых давлений; б) отбор глубинных проб флюида через радиальный зонд с 4 эллиптическими портами, мониторинг состава притока с комплексным анализатором флюида (композиционный анализ УВ: С1, С2, С3-С5, С6+; флуоресценция, плотность, вязкость, УЭС водной фракции) – 10 экспресс-анализов физико-химических свойств флюидов с отбором проб. 	1:200 1:500	5790	7000
---	------	---	----------------	------	------

Примечание: при необходимости специалистами Заказчика могут быть внесены соответствующие изменения в программу проведения промыслово-геофизических исследований.

5.8.2. Отбор керна и шлама в проектных скважинах

В проектной поисковой скважине В-1 отбор керна планируется из нижнепермских отложений.

Основной целью отбора керна является изучение физико-литологических свойств пород-коллекторов и нефтегазоносности разреза. Кроме этого, по результатам полученных данных и при необходимости могут быть проведены специальные исследования керна. В процессе бурения интервалы отбора керна будут корректироваться по материалам ГИС и данным геолого-технологических исследований (ГТИ).

Образцы пород, поднятые при бурении скважин, являются первичным фактическим материалом, характеризующим разрез скважины. Временное хранение, укладка керна в ящики, литологическое описание керна и другие мероприятия по работе с каменным материалом должны осуществляться в соответствии с «Едиными правилами ведения геологоразведочных работ на нефть и газ». Интервалы отбора, а также его количество определено исходя из мощности и глубин залегания перспективных отложений.

Отобранный керн отправляется в петрофизическую лабораторию, где его детально и послойно описывают и выбранные образцы качественно анализируют.

Отбор шлама будет проводиться в скважине от 80 м до забоя для изучения литологии разреза и выявления признаков УВ. Отбор шлама через каждые 5 м, в интервалах, повышенных газопоказаний через 2 м.

В таблице 5.8.3 приведены проектные интервалы отбора керн по проектируемой скважине, которые будут уточняться и изменяться геологической службой Заказчика на основании фактических данных бурения.

Таблица 5.8.3 - Рекомендуемые интервалы отбора керн по проектируемой скважине

Скважина	Отложения	Общие интервалы отбора керн	Длина отбора керн, м
В-1	P ₁	5855-5950	50
		6350-6450	50
		6850-6950	50
Всего:			150

Примечание: интервалы отбора керн будут корректироваться в процессе бурения

5.8.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов

Опробование в процессе бурения испытателем пластов производится для выяснения характера насыщения пластов, пластового давления и предварительной оценки их продуктивности. Перед опробованием каждого объекта производится запись стандартного каротажа для определения коллекторских свойств пласта и кавернометрии для уточнения места установки пакера.

На основании комплексной интерпретации материалов ГИС и выделения перспективных нефтегазонасыщенных горизонтов, будут определены объекты для проведения испытания в эксплуатационной колонне.

Учитывая значительную прогнозную мощность целевого подсолевого комплекса (1160 м), программой работ предусматривается выделение трех объектов испытания в нижнепермских отложениях. Проектные интервалы испытания привязаны к расчетным кейсам ресурсов (P90, P50, P10). Охват верхней, средней и нижней частей разреза необходим для подтверждения принятой геологической модели и определения фактического положения флюидальных контактов.

I объект (5855–5950 м): направлен на изучение прикровельной зоны, где ожидается развитие высокопродуктивных коллекторов под региональным соляным флюидоупором.

II объект (6350–6450 м): является опорным для подтверждения ресурсной базы по категории P50. Интервал характеризуется оптимальным сочетанием прогнозных ФЕС и пластового давления.

III объект (6850–6950 м): проектируется в нижней части вскрытого разреза для уточнения положения фазовых контактов и оценки перспективности глубокопогруженных пачек депрессионных фаций.

В таблице 5.8.4 приведены проектные интервалы испытания в обсаженной скважине, которые в случае необходимости будут корректироваться геологической службой Заказчика в зависимости от фактических данных бурения.

Таблица 5.8.4 - Рекомендуемые объекты испытания в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Возраст	Интервал залегания объекта, м по вертикали/по стволу	
		от (вверх)	до (низ)
В-1			
1	Нижнепермские отложения	6850	6950
2		6350	6450
3		5855	5950

Примечание: интервалы будут корректироваться по результатам интерпретации ГИС.

5.8.4. Лабораторные исследования

Комплекс работ, намеченный в проектируемой поисковой скважине, предусматривает отбор керн и пластовых флюидов. Исследование керн, отобранного из продуктивных горизонтов, направлено на уточнение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород и создание надежной петрофизической основы для интерпретации данных ГИС.

Для детального определения физико-химических характеристик пластовых флюидов в процессе испытания перспективных объектов предусматривается комплексный отбор глубинных и устьевых проб.

В случае выявления нефтяной залежи обязательным условием является отбор глубинных проб (по две параллельные пробы) на каждый объект испытания. Лабораторный комплекс PVT-исследований для каждой отобранной пробы должен включать:

- Исследования при постоянной массе (ССЕ);
- Стандартная сепарация;
- Дифференциальное разгазирование;
- Определение компонентного состава пластового флюида;
- Определение давления насыщения пластового флюида при разных температурах;
- Определение вязкости пластового флюида при разных давлениях.

Наряду с глубинными пробами проводится отбор поверхностных (устьевых) проб для анализа товарных свойств дегазированной нефти

При обнаружении газоконденсатной залежи приоритетной задачей является получение достоверного компонентного состава пластового газа. Программа исследований должна предусматривать:

- Исследования при постоянном объеме (CVD);
- Определение давление конденсации;
- Исследования стабильного конденсата в поверхностных условиях.

Проектом предусматривается комплекс петрофизических исследований, а также исследования пластовых флюидов, которые приведены в таблице 5.8.5.

Таблица 5.8.5 - Виды лабораторных исследований

№	Наименование	Ед. измерения	Количество
1	Определение ФЕС	образец	270
2	Литолого-петрографические исследования	образец	50
3	Минералогический состав пород	образец	50
4	Люминесцентно-битуминологические исследования	образец	50
5	Параметр пористости	образец	60
6	Параметр насыщения	образец	60
7	Анализ кривых капиллярного давления	образец	60
8	Определение коэффициента вытеснения нефти	образец	30
9	Анализ кривых относительной проницаемости для нефти и воды	образец	30
10	Анализ смачиваемости	образец	20
11	Геомеханические исследования (сжимаемость породы, коэффициент Пуассона, модуль Юнга, скорости пробега упругих волн при разных значениях давления обжима и др.)	образец	20
12	Анализ проб пластового флюида (нефть)	образец	6
13	Анализ проб пластового флюида (газоконденсат)	образец	3
14	Анализ поверхностного флюида	образец	4
15	Анализ проб пластовой воды	образец	2

Примечание: объем и виды исследований будут корректироваться по фактическим данным бурения скважины

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

Попутные поиски представляют собой комплексное изучение вскрываемого разреза с целью обнаружения залежей твердых полезных ископаемых, таких как угли, руды, металлы и т.д. Полученные сведения будут использованы для проведения дальнейших лабораторных исследований на керне, предусмотренных проектом и не требующих дополнительных затрат.

Настоящим проектом предусматривается только поиск *углеводородов* на участке Березовский. Иные виды поисков полезных ископаемых проектом не предусмотрены.

Основным методом изучения радиоактивности горных пород является гамма-каротаж в открытом стволе со 100% охватом запроектированного метража бурения. Все гамма-каротажные работы проводятся по договору с соответствующей геофизической организацией, выполняющей все работы, ГИС или специализированной организацией.

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

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

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

В процессе проведения поисковых работ, предусмотренных настоящим «Проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Березовский в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан», геологической службой ТОО «Akkaipyn Operating» должна систематизироваться информация о ежедневных полевых работах, о состоянии обработки полевых данных, об условиях проводки скважин, о проходке с отбором керн и линейном выносе, о проведенных комплексах ГИС, отбор проб и испытание продуктивных пластов. Эти данные в дальнейшем будут отражены в квартальных и годовых отчетах.

При проведении полевых сейсморазведочных работ ведется документация от начала до завершения работ:

- осуществляется постоянный контроль качества получаемого геофизического материала;
- получения рапортов и отчетов по отработанной сети профилей с целью соблюдения/выявления несоответствий согласно проекту и техническому заданию;
- акт о переносе массива данных с полевого носителя записи на жесткий диск обрабатывающего комплекса. Таким образом контролируются ошибки записи, а также правильность занесенных значений параметров в паспорта сейсмических трасс.

При бурении скважин постоянно ведется геологическая документация от начала до завершения их строительства. Документы, предшествующие бурению скважин:

- акт о заложении скважины с выкопировкой из структурной карты, проектным геолого-геофизическим профилем, на которых обозначено местоположение скважины;
- геолого-технический наряд;
- акт о переносе проектной скважины в натуру.

На скважины заводятся дела, включающее в себя:

- журнал описания керн и шлама;
- журнал регистрации образцов, отобранных на различные виды анализов с указанием организации исполнителя, времени отправления образцов, папка с результатами всех видов анализов керн, воды, нефти, газа;
- геолого-технический журнал, отражающий условия проводки скважины, изменение режима бурения, параметров промывочной жидкости, интервалы поглощений, обвалов, нефтегазопроявления.

Перечень документов, составляющих дело скважины, должен включать все виды первичной документации, отражающий процесс бурения и опробования скважины.

После окончания буровых работ на участке проводится обобщение и анализ данных

бурения и промысловой геофизики, а также проведенных лабораторных анализов керна и пластовых флюидов в условиях вскрытия с уточнением литолого-стратиграфической оценки вскрытой толщи и перспектив ее нефтегазоносности.

При подтверждении коммерческого обнаружения в соответствии с действующими нормативно-правовыми актами, осуществляется оперативный подсчет запасов, служащий основанием для последующего ввода объекта в пробную эксплуатацию.

Если же месторождение оказалось с забалансовыми запасами, либо со сложными техническими проблемами, затрудняющими ввод его в эксплуатацию в данное время, то составляется отчет на объект, подлежащий длительной консервации по геолого-экономическим соображениям.

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

Ликвидация последствий деятельности недропользования будет разработана и осуществлена в соответствии с требованиями:

- «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200 (с обновлениями 16.12.2024г.);

- «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденных приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355;

- Закона Республики Казахстан от 11 апреля 2014 г. № 188-V ЗРК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.06.2025 г.);

- Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК.

8.1. Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации и консервации скважины направлены на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей.

Подготовку материалов в комиссию для оформления ликвидации или консервации скважины, право контроля, ответственность за своевременное и качественное проведение работ при ликвидации скважины, охрану недр и рациональное использование природных ресурсов, несет недропользователь (Заказчик).

Работы по ликвидации и консервации скважины будут производиться сразу после испытания. В зависимости от результатов испытания трех перспективных продуктивных горизонтов будут проводиться ликвидационные или консервационные работы.

Работы по ликвидации скважины без проведения испытания допускается в тех случаях, когда по результатам геофизических исследований (ГИС) становится очевидной ее бесперспективность (если по данным ГИС продуктивные пласты отсутствуют или не имеют промышленного значения).

Конкретный план действий по ликвидации или консервации скважины, законченной строительством, разрабатывается недропользователем с учетом местных условий, согласно «Правила ликвидации и консервации объектов недропользования», и других нормативных документов и согласовывается с территориальной инспекцией геологии и недропользования.

Условия консервации и ликвидации скважин

Порядок ликвидации и консервации скважины определяется нормативными правовыми актами (НПА) РК – Кодексом РК от 15.11.2021 г. №125-VI ЗРК «О недрах и недропользовании», «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» (Приказ Министра энергетики РК №200 от 16.12.2024г.).

Условиями консервации скважины являются следующие:

- экономические условия – нецелесообразность введения скважины в эксплуатацию из-за низкого дебита углеводородов, высокой обводненности продукции.
- организационно-технические условия – из-за ожидания обустройства скважины (строительство выкидных или нагнетательных трубопроводов, ЛЭП и подъездных путей).
- природно-климатические условия – из-за наводнения, весеннего половодья, осенне-весенней распутицы, низких зимних температур и т.д.

Условиями ликвидации скважины являются следующие:

- технические условия – сложной аварии и доказанной технической невозможности её устранения, а так же невозможности использования скважины для других целей, например, возврата на вышележащие горизонты, использование в качестве наблюдательной или нагнетательной: полного отсутствия нефтенасыщенности вскрытого данной скважиной горизонта и невозможности использования её для других целей (возврат, углубление и др.).
- геолого-технические условия – из-за невозможности бурения скважины или эксплуатации по техническим или геологическим причинам (отсутствие продуктивных горизонтов или попадание за контур нефтеносности).
- геологические критерии, связанные с выполнением назначения скважин.

Ниже приведены ориентировочные виды и продолжительность работ по этапам для скважины по рассматриваемому участку.

Таблица 8.1.1 - Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (основной вариант)

№	Операции по скважине	Продолжительность, (час: мин.)
1	2	3
1	Монтаж и мобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка. Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора. Монтаж и опрессовка ПВО с представителями АСС. Работа пусковой комиссии.	336:00
2	ПЗР. Сборка и спуск в скважину комбинированной бурильной колонны НКТ Ø88,9 + Ø73 мм + печать на забой для определения технического состояния обсадной колонны.	16:00
3	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора, полный подъем инструмента.	18:00
4	Спуск в скважину комбинированной бурильной колонны НКТ Ø88,9 + Ø73 мм с воронкой на глубину 6970 м.	16:00
5	Установить цементный мост №1 в интервале 6970-6830м.	02:00
6	Поднять компоновку на 6830 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
7	Поднять трубы до 6700 м и произвести ОЗЦ (24 часа) или до затвердение поверхностных проб.	25:00
8	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	02:00
9	Подъем бурильной колонны на глубину 6470 м. Установить цементный мост №2 в интервале 6330-6470 м.	03:00
10	Поднять компоновку на 6330 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
11	Поднять трубы до 6200 м и произвести ОЗЦ (24 часа) или до затвердение поверхностных проб.	25:00
12	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	02:00
13	Подъем бурильной колонны на глубину 5970 м. Установить цементный мост №3 в интервале 5970-5835 м.	03:00
14	Поднять компоновку на 5835 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
15	Поднять трубы до 5700 м и произвести ОЗЦ (24 часа) или до затвердение поверхностных проб.	25:00
16	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности,	02:00
17	Установить цементный мост №4 в интервале 5835-5790м.	03:00
18	Поднять компоновку на 5790м и произвести цементного моста обратной промывкой.	02:00
19	Поднять трубы до 5600 м и произвести ОЗЦ (24 часа) или до затвердение поверхностных проб.	25:00
20	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности, испытывается методом гидравлической опрессовкой.	02:00
21	Подъем бурильной колонны с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором обработанным ингибитором коррозии и нейтрализатором сероводорода.	07:00
22	Демонтаж и демобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка.	168:00
23	Оборудование устья скважины в соответствии с Глава 4. П.35 «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», фиксация координаты скважины маркшейдерской службой АО НК «КазгМунайГаз»;	08:00
	ИТОГО:	696:00
	Продолжительность работ, сут.	29,0

Таблица 8.1.2 - Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (резервный вариант со спуском хвостовика)

№	Операции по скважине	Продолжительность, час: мин.
1	2	3
1	Монтаж и мобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка. Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора. Монтаж и опрессовка ПВО с представителями АСС. Работа пусковой комиссии.	336:00
2	ПЗР. Сборка и спуск в скважину комбинированной бурильной колонны НКТ Ø88,9 + Ø73 мм + печать на забой для определения технического состояние обсадной колонны.	16:00
3	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора, полный подъем инструмента.	18:00
4	Спуск в скважину комбинированной бурильной колонны НКТ Ø88,9 + Ø73 мм с воронкой на глубину 6970 м.	16:00
5	Установить цементный мост №1 в интервале 6970-6830 м.	02:00
6	Поднять компоновку на 6830 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
7	Поднять трубы до 6700 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
8	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	02:00
9	Подъем бурильной колонны на глубину 6470 м. Установить цементный мост №2 в интервале 6470-6330 м.	03:00
10	Поднять компоновку на 6330 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
11	Поднять трубы до 6200 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
12	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	02:00
13	Подъем бурильной колонны на глубину 5970м. Установить цементный мост №3 в интервале 5970-5835м.	03:00
14	Поднять компоновку на 5835 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
15	Поднять трубы до 5700 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
16	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности, испытывается методом гидравлической опрессовкой.	02:00
17	Установить цементный мост №4 в интервале 5835-5790м.	03:00
18	Поднять компоновку на 5790м и произвести цементного моста обратной промывкой.	02:00
19	Поднять трубы до 5600 м и произвести ОЗЦ (24 часа) или до затвердение поверхностных проб.	25:00
20	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности, испытывается методом гидравлической опрессовкой.	02:00
21	Подъем бурильной колонны с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором обработанным ингибитором коррозии и нейтрализатором сероводорода.	07:00
22	Демонтаж и демобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка	168:00
23	Оборудование устья скважины в соответствии с Глава 4. П.35 «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», фиксация координаты скважины маркшейдерской службой АО НК «КазГМунайГаз».	08:00
ИТОГО:		696:00
Продолжительность работ, сут.		29,0

8.2. Интервалы установки цементных мостов

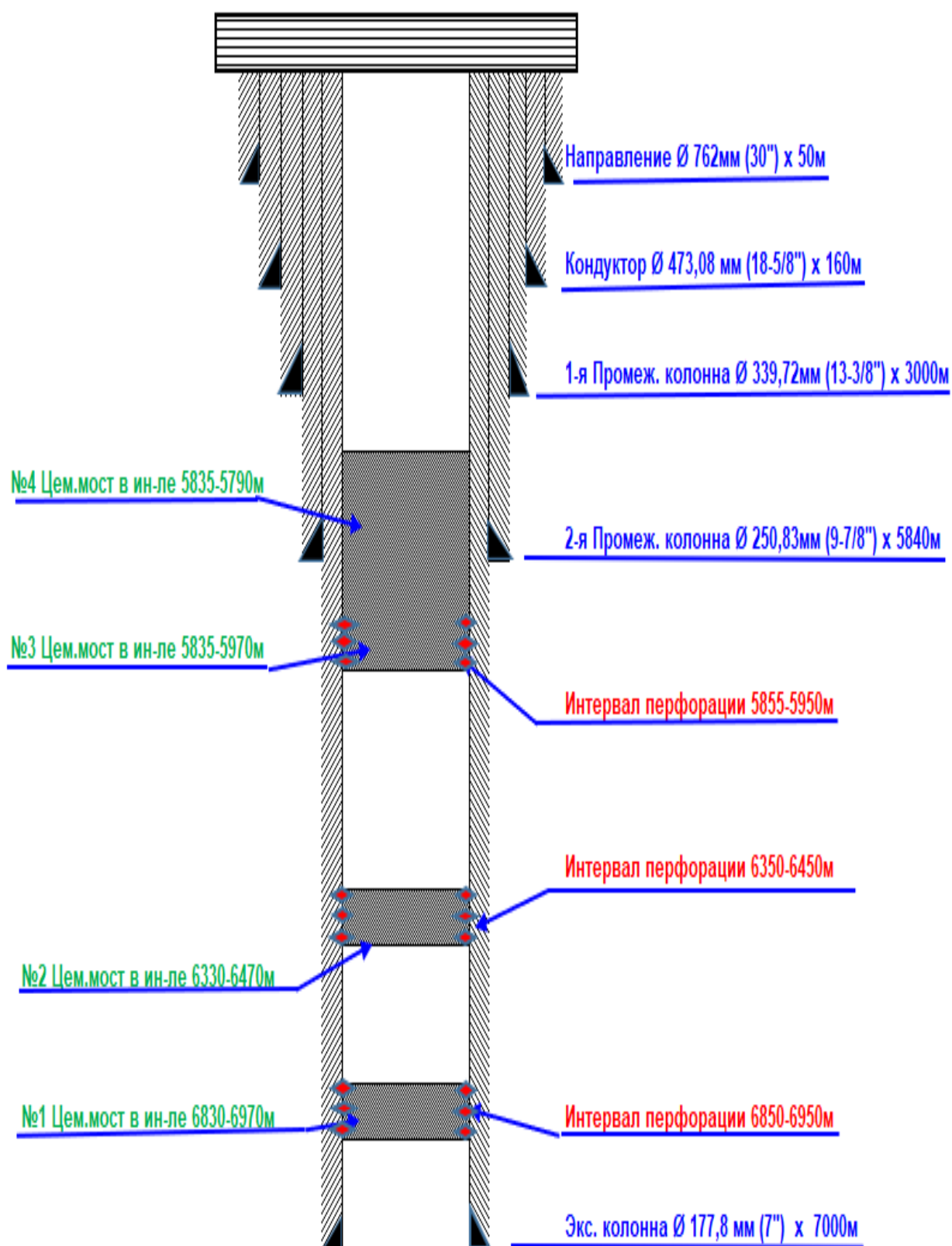


Рис.8.2.1 - Интервалы установки цементных мостов по основному варианту

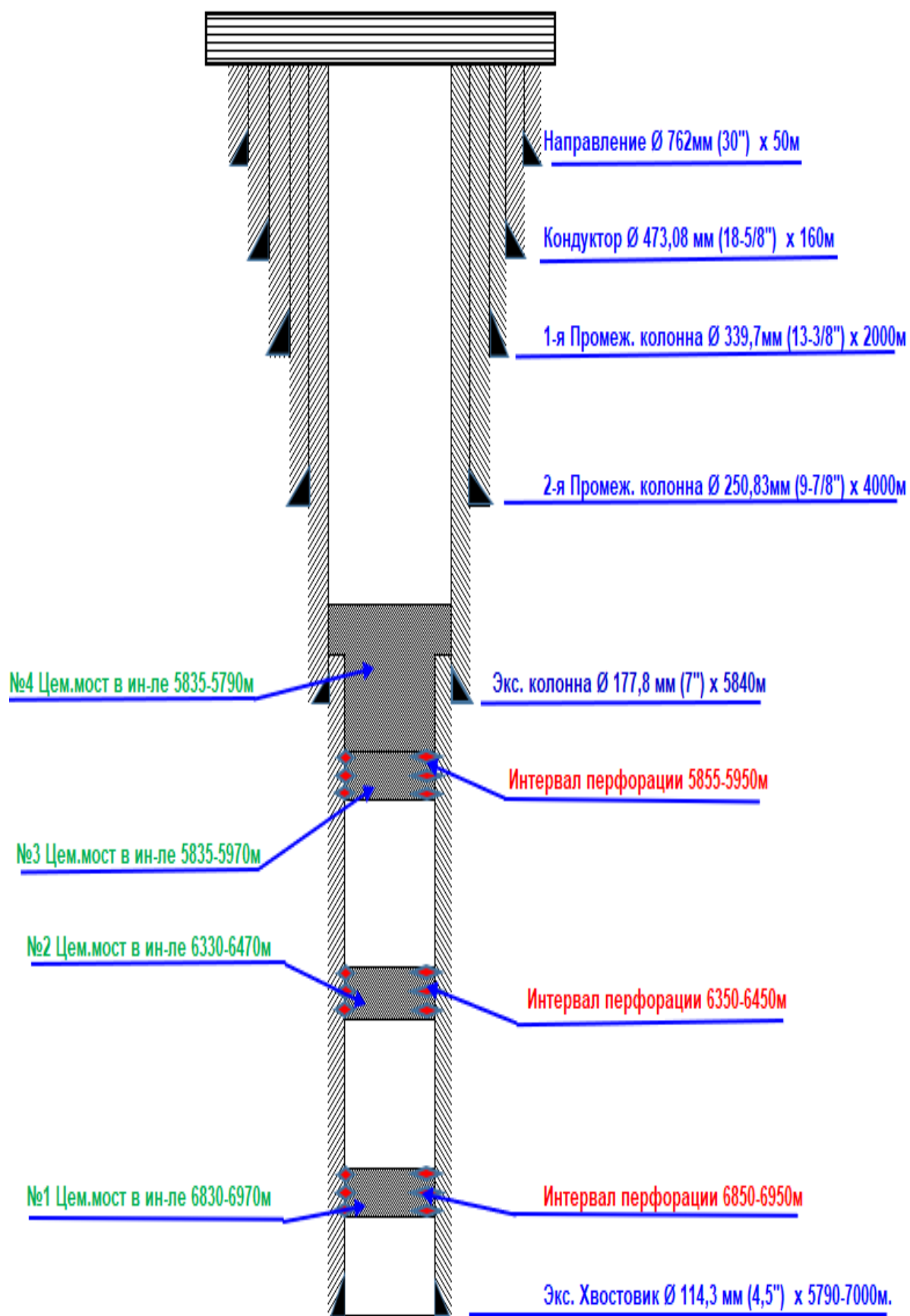


Рис.8.2.2 - Интервалы установки цементных мостов по резервному варианту

8.3 Сводный экономический расчет по ликвидации скважины

В таблице 8.3.1 дана приблизительная стоимость ликвидации скважины В-1

Таблица 8.3.1 - Сводный экономический расчет ликвидации поисковой скважины В-1 с применением БУ ZJ-40

№ПП	Наименование работ	Единица измерения, (тг)	Количество, (шт)	Сумма (без НДС)
1	2	3	4	5
1	Мобилизация и монтаж буровой установки ZJ-40	45 000 000	1	45 000 000
2	Суточная ставка буровой установки ZJ-40	7 500 000	22	165 000 000
3	Демобилизация и демонтаж буровой установки ZJ-40	45 000 000	1	45 000 000
Услуги цементирования				
4	Мобилизация оборудования и персонала с базы Подрядчика на месторождение Заказчика	тенге	1	8 000 000
5	Демобилизация оборудования и персонала с месторождения Заказчика до базы Подрядчика	тенге	1	8 000 000
6	Комплект цементировочного оборудования и бригады	тенге	1	5 500 000
7	Расходы химии на приготовление цементного раствора (спец. цемент)	тенге	1	7 500 000
	Всего затрат без НДС			284 000 000

Примечание:

1. В целях экономии бюджетных средств на строительство скважин, при ликвидации рекомендуется использование бурового раствора, применяемый при бурении секции под хвостовик. Для дальнейшего использования необходимо рассмотреть резервуары (емкости с перемешивателями) для хранения бурового раствора.
2. Емкости для бурового раствора должны обеспечивать 2-х кратный объем скважины (минимальное количество перемешивателей и гидростолетов по 3 шт на каждую емкость).
3. Расходы на рекультивационные работы будут отражаться в проекте рекультивации.

9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ И КОМПЛЕКСНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕДР И ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Основной задачей охраны недр и окружающей среды является рациональное использование природных ресурсов на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Работы на участке проводятся в соответствии с существующим законодательством в сфере охраны окружающей среды и рационального использования недр.

При реализации проектов на месторождении производятся мероприятия по минимизации техногенного воздействия производственных факторов, включая факторы физического воздействия, на здоровье населения и на окружающую среду, обеспечивающие выполнение природоохранного и санитарно-гигиенического законодательства РК в необходимом объеме.

9.1 Природно-климатическая характеристика района

Участок Березовский в административном отношении охватывает части Бурлинского, Чингирлауского и Сырымского районов Западно-Казахстанской области и расположен в 140 километрах восточнее областного центра г. Уральск.

В непосредственной близости к изучаемому участку находится газоконденсатное месторождение Карачаганак. В северной части проходит газопровод «Оренбург-Западная граница», а в западной нефтепровод «Мангышлак-Куйбышев». Расстояние до Карачаганакского месторождения 20 км.

Орографически район участка представляет собой равнину, изрезанную редкой сетью оврагов и балок глубиной 5-10 м. Перепады высот рельефа не превышают 50 м на 1 км. Небольшие лесные массивы имеются в поймах рек Урала и Илека. Около 50% территории района используется в полеводстве, 40% - как луга и пастбища и остальные 10% занимают городские, сельские поселения, леса, дороги и сооружения инфраструктуры.

Речная сеть района представлена рекой Березовка, пересыхающей летом, которая в районе села Илек впадает в реку Илек, впадающую, в свою очередь, в самую крупную реку области Урал, протекающую через всю область с севера на юг.

Климат района резко континентальный. Среднегодовая температура 4,8°C, среднемесячные показатели меняются от минус 16,4 до плюс 26,4°C. Лето сухое и жаркое (до 44°C, зима холодная до -43°C). Почти постоянно дуют сильные ветры, в зимнее время преимущественно южного и юго-восточного направления со скоростью до 6,2 м/с, а в летнее время - северного, северо-западного и восточного направления со средней скоростью до 4,3 м/с.

Среднегодовое количество осадков составляет от 220 до 250 мм, при среднемесечном - от 4,9 до 50 мм. Наибольшая суточная сумма осадков зимой достигала 10 мм, летом – 18,6мм. Высота снежного покрова за год меняется от 13 до 30 см, достигая иногда 50 см. Глубина промерзания почвы колеблется от 1,0 до 1,65 м.

По данным РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района участка Березовский представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Аксай за 2025 год.

Таблица 9.1.1 - Общая климатическая характеристика

Средняя максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца (июль)°С	+30,1
Средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца (январь)°С	-25,4
Число дней с пыльными бурями	0



Рис. 9.1.1 – Роза ветров м/с Аксай

Таблица 9.1.2 - Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
10	11	15	17	14	10	10	13	16

Таблица 9.1.3 - Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Сред.	-10,9	-10,8	-3,6	8,1	16,1	21,0	23,2	21,4	14,6	6,6	-2,0	-8,5	6,3

Таблица 9.1.4 - Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра, м/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Сред.	4,9	4,9	4,7	4,7	3,9	3,7	3,4	3,2	3,7	4,1	4,5	4,7	4,2

9.2 Охрана атмосферного воздуха

В настоящий момент на территории участка Березовский не ведется деятельность по добыче нефти и газа. «Проектом на геологическое изучение недр участка Березовский, расположенном в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан» проведены сейсморазведочные работ 2Д МОГТ.

Ниже представлены значения существующих фоновых концентраций близлежащего населенного пункта г. Аксай, где ведутся постоянные наблюдения за состоянием атмосферного воздуха (таблица 9.2.1).

Таблица 9.2.1 – Значения существующих фоновых концентраций загрязняющих веществ г. Аксай по данным наблюдений за 2021-2025 гг

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Концентрация Сф - мг/м ³				Норма предельно допустимых концентраций (м. р., мг/м ³)	Наличие превышений предельно допустимых концентраций, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки	
		Штиль 0-2 м/сек	Скорость ветра (3 - U*) м/сек						
			север	восток	юг				запад
Аксай	Диоксид азота	0.0241	0.0111	0.0114	0.0069	0.0104	0,2	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0.0274	0.0476	0.0428	0.0376	0.0402	0,4	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0.0186	0.0157	0.0162	0.0137	0.0142	0,5	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0.0036	0.002	0.0025	0.0026	0.0021	0,008	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	1.5562	2.5917	2.4881	2.1393	2.2016	5,0	отсутствуют	не требуются

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Настоящим проектом предусмотрено проведение сейсморазведочных работ 2Д протяженностью 899 пог.км, полевые сейсморазведочные работы 3Д в объеме 300 кв.км., с последующей обработкой и интерпретацией сейсмических данных, также бурение поисковой скважины В-1 с проектной глубиной 7000м. Анализ полученной геологической информации и определение мероприятий для дальнейшего изучения с целью поисков углеводородного сырья на участке Березовский.

Для минимизации воздействия планируемых работ на атмосферный воздух должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- проведение работ по пылеподавлению грунтовых дорог, подъездных путей;
- использование современных новых технологий, а также современного оборудования и техники с минимальными выбросами в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации.

9.3 Охрана поверхностных и подземных вод

Речная сеть района представлена рекой Березовка, пересыхающей летом, которая в районе села Илек впадает в реку Илек, впадающую, в свою очередь, в самую крупную реку области Урал, протекающую через всю область с севера на юг. Река Утва, протекающая в направлении ЮВ – СЗ, впадает в реку Урал в районе г. Бурлин.

Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

При соблюдении технологии запроектированных работ влияние на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Необходимо предусмотреть следующие мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов, которые до минимума снизят отрицательное воздействие на поверхностные и подземные воды:

- использование существующих дорог;
- ограничение площадей, занимаемых техникой;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов.
- применение герметизированной системы сбора стоков.

9.4 Управление отходами

Загрязнение окружающей природной среды промышленными отходами приводит к негативным последствиям для компонентов природной среды, в первую очередь, почвы и водной среды. Размещение отходов в природной среде приводит к нарушению почвенно-растительных структур, уплотнению почв, опасности возникновения эрозии почвы, нарушению кислородного баланса, усугублению опасности экоцида.

Предварительный анализ данных показал, что влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения проектных решений и соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

В целях предотвращения загрязнения окружающей среды от отходов производства предусматриваются *следующие мероприятия*:

- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- организовать сбор и вывоз производственных и коммунальных отходов на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования.

9.5 Охрана почвенного покрова

Для района характерными являются слабосформированные бурые пустынные почвы, сероземы и солончаковые соровые отложения. Почвы имеют очень мало гумуса (0.2%), а гумусовый горизонт их почти не различим. Почвы - слабосолонцеватые. Повышенную щелочность, поддерживающую солонцеватость почв, можно объяснить биологической аккумуляцией растений, имеющих высокую зольность. В солевом составе в верхних горизонтах преобладает сульфатногидрокарбонатный тип засоления, в слое 30-50 см - хлоридно-сульфатный, кальциевонатриевый, в нижних горизонтах максимального скопления гипса - сульфатный, кальциевый.

По механическому составу среди солонцеватых серо-бурых почв преобладают среднесуглинистые, реже - легкосуглинистые и супесчаные разновидности. Отмечается

увеличение в средней части профиля иловатых и глинистых фракций (оглинение), что характерно для пустынных серо-бурых почв.

9.6 Охрана растительного мира

На территории района Западно-Казахстанской области преобладают ковыльные степи с дерново-злаковой растительностью. Также встречаются сочетания типчаково-ковыльных растительных ассоциаций.

На территории естественный растительный покров типичен для сухостепной зоны, и представлен в основном ксерофитной растительностью, преимущественно житняково-типчаковыми группировками с примесью полыней. На пашне растительность представлена сорнотравными группировками.

Часть залежных земель заросла естественным самосевом древесных пород, в основном вязом мелколистным.

9.7 Охрана животного мира

В степной зоне наиболее широко распространены грызуны – малый суслик, обыкновенная полевка и слепушонка. Часто встречаются полевая мышь, хомяк и хомячки серый и Эверсмана. Значительное число грызунов сосредоточено в интразональных ландшафтах и населенных пунктах. В пойменных лесах, зарослях кустарников, лесополосах обитают рыжая полевка, лесная мышь и мышь-малютка. Наиболее характерными представителями зайцеобразных являются заяц-русак и заяц-толай. Из хищников повсеместно распространены лисица, горностаи, волк. Часто встречаются барсук, корсак, степной хорь, иногда ласка. Вблизи водоемов водятся водяная ночница и бурый ушан. Насекомоядные представлены малой белозубкой, обыкновенным и ушастым ежами, местами встречаются обыкновенная, малая и арктическая бурозубки.

На исследуемой территории птицы представлены 18 отрядами, из которых наиболее многочисленными являются воробьиные - 119 видов и ржанкообразные – 59 видов. Отряды гусеобразных и сокообразных включают по 32 вида каждый, из журавлеобразных известны 13 видов, аистообразные насчитывают 11 видов, совообразные – 10 видов.

Из всего видового состава птиц 27 видов являются залетными, 41 бывает только на пролете, у 26 видов часть особей задерживается и летает не размножаясь, и у 24 видов зимует. 191 вид птиц гнездится, но по окончании периода размножения покидает места гнездования, у 38 видов популяции зимуют, причем у 23 видов регулярно. В числе птиц 10 видов лесостепного генезиса: орлан-белохвост (*Haliaeetus albicilla*), кобчик (*Falco vespertinus*), серая куропатка (*Perdix perdix*), обыкновенная горлица (*Streptopelia turtur*), чернолобый сорокопуд (*Lanius minor*), иволга (*Oriolus oriolus*), сорока (*Pica pica*), грач (*Corvus frugilegus*), серая ворона (*Corvus cornix*). Видовой состав в степных ландшафтах

беднее и представлен в основном жаворонками (полевой, степной, белокрылый, черный, хохлатый и двухпятнистый), каменками (обыкновенная, плясунья, плешанка) и полевым коньком. В понижениях с зарослями степных кустарников встречается желчная овсянка и серый сорокопут. Открытые ландшафты предпочитают хищники – степной и луговой луни, канюк, степная пустельга, местами степной орел и куриные – серая куропатка и перепел. Ржанкообразные или кулики связаны в основном с водоемами. На лугах и по берегам водоемов гнездятся наиболее широко распространенные чибис и травник, реже встречаются большой веретенник, ходулочник и поручейник, изредка турухтан, в заболоченных местах обитает бекас. Промысловая группа птиц представлена гусеобразными. Самыми типичными являются: серая утка, кряква, чирок-трескунок, шилохвость, красноголовый нырок и в последние годы наблюдается увеличение численности огаря. Также повсеместно, но при низкой численности, гнездятся широконоскок, хохлатая чернеть, пеганка, красноносый нырок и редкая савка.

Мероприятия по охране почвенного покрова, растительного и животного мира

Для снижения негативного воздействия на почву, растительный и животный мир при проведении геологоразведочных работ необходимо соблюдать следующее:

- упорядочить движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала;
- запретить движение транспорта вне дорог независимо от состояния почвенного покрова
- организовать сбор и вывоз производственных и коммунальных отходов на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования;
- разработать мероприятия для предупреждения утечек топлива и масел при доставке и хранении;
- бытовые сточные воды через временные канализационные системы направлять в металлическую емкость и осуществлять своевременный вывоз на очистные сооружения

9.8 Радиационная безопасность

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества

польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;

- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к обеспечению радиационной безопасности», утвержденной приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы.

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

Мероприятия по радиационной обстановке

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- измерения уровней гамма-излучения в местах наиболее вероятного их повышения;
- определение радионуклидного состава и измерение удельной активности проб нефти, пластовой воды и грунта;
- определение содержания радона-222 и его дочерних продуктов распада в воздухе производственных помещений, связанных с ремонтом и хранением использовавшегося на нефтепромыслах оборудования;
- определение радиоактивного загрязнения пластовой воды и грунтовых вод по суммарной объемной (удельной) активности радионуклидов по альфа- и бета- излучению;

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;

- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижения дозы облучения до возможно низкого уровня.

9.9 Аварийные ситуации

Объекты нефтедобывающей отрасли, в большинстве, относятся к опасным производственным объектам, а в случае аварий могут представлять серьезную угрозу для человека и на окружающую среду. К числу основных причин роста количества аварийных разливов нефти относятся:

- высокий уровень износа производственных фондов;
- зачастую, низкое качество проектной документации;
- недостаток инженерно-производственной культуры.

Кроме того, как и во многих ситуациях, связанных с необходимостью финансирования природоохранных мероприятий, значительный рост количества аварий связан с недостаточным выделением средств на их предупреждения.

В случае аварийного разлива нефти предприятие – виновник аварии (эксплуатирующая организация), в течение 1 ч с момента обнаружения аварии должно уведомить о случившемся администрацию территории, на которой произошла авария. Затем согласно плану ЛАРН соответствующие организации принимают меры, необходимые для ликвидации и локализации последствий аварийного разлива.

При возникновении аварийных ситуаций предприятие обязано провести следующие мероприятия:

- ликвидировать (засушливость, перекрыть) источник разлива нефти;
- оценить объем произошедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации;
- локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение;
- собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть в товарный парк или пункт утилизации.

Рекомендации по снижению вредного воздействия на окружающую среду:

- соблюдать контроль соответствия проектной и иной документации природоохранному законодательству РК;
- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- организация движения транспорта только по автодорогам.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА УЧАСТКЕ

Согласно текущему проектному документу на участке Березовский предусматривается следующий объем работ:

- Проведение полевой сейсморазведки 2Д МОГТ в объеме 899 пог. км.;
- Проведение полевой сейсморазведки 3Д МОГТ в объеме 300 кв.км.;
- Бурение независимой поисковой скважины В-1 проектной глубиной 7000 м, проектный горизонт – нижнепермские отложения;

Данные обязательства соответствуют минимальным объемам и видам работ по Контракту в период разведки. Ниже представлена рабочая программа выполнения настоящего проекта.

Таблица 10.1 – Сводная таблица проектных работ по поиску УВ на участке Березовский

№	Вид работы	Объем	Год
1	Проведение полевой сейсморазведки 2Д МОГТ	899 пог. км.;	2026
2	Проведение полевой сейсморазведки 3Д МОГТ	300 кв.км	2027
3	Бурение поисковой скважины В -1	Глубина 7000 (+250м);	2028-2029

Расчет продолжительности строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам, полная продолжительность цикла строительства скважины на участке приведена ниже.

Таблица 10.2 - Расчет продолжительности бурения скважины проектной глубиной 7000м на участке Березовского

Строительно-монтажные работы для перевозки вышкомонтажной бригады, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, (сут.)								
	всего	в том числе							
		строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	Бурение, крепление	Демонтаж БУ	Освоение			
						Монтаж, демонтаж БУ для испытания	всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Основной вариант									
	533,2	30,0	7,0	176,2	3,00	20,0	270,0	-	270,0
Резервный вариант									
	530,8	30,0	7,0	173,8	30,0	20,0	270,0	-	270,0

Таблица 10.3 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, (сут)	Интервал бурения (по стволу), (м)		Продолжительность, (сут)		
			от (верх)	до (низ)	Забойными двигателями	роторным способом	совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
Основному варианту							
2	Кондуктор	3,6	50	160	-	15,8*	-
3	1-я промежуточная колонна	8	160	3000	-	-	34,8
4	2-я промежуточная колонна	10,5	3000	5840	-	-	35,5
5	Эксплуатационная колонна	10,0	5840	7000	-	-	58,0
	Всего	32,1					144,1
Резервный вариант							
1	Кондуктор	3,6	50	160	-	15,8*	-
2	1-я промежуточная колонна	5,7	160	2000	-	-	24,9
3	2-я промежуточная колонна	7,4	2000	4000	-	-	25,7
4	Эксплуатационная колонна	5,2	4000	5840	-	-	30,2
5	Экс. хвостовик	6,8	5840	7000	-	-	48,5
	Всего	28,7					145,1

*Примечание: * В том числе забивка направляющей колонны, бурение пилотного ствола и выбуривание.*

Таблица. 10.4 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность процесса, операции, (сут)
1	2	3	4
1	Демонтаж БУ, монтаж станка для испытания	“ССНВ”	10
	Подготовительно-заключительные работы	“ССНВ”	5,0
	Подготовительные работы перед испытанием	“ССНВ”	6,8
	Шаблонирование эксплуатационной колонны	“ССНВ”	3,5
	Перфорация обсадной колонны на НКТ		5,9
	Вызов притока (очистка ПЗП после СКО с помощью ГНКТ и азотно-компрессорной установки)	“ССНВ”	7,6
	Испытание объекта на 3-х режимах	“ССНВ”	38,9
	Соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта (для восстановления или повышения проницаемости горных пород)	Местные нормы	7,0
	Установка разделительного цементного моста	Местные нормы	5,3
	Всего по объекту:		90,0
2	Подготовительные работы перед испытанием	“ССНВ”	5,9
	Шаблонирование эксплуатационной колонны	“ССНВ”	3,2
	Перфорация обсадной колонны на НКТ	“ССНВ”	5,7
	Вызов притока (очистка ПЗП после СКО с помощью ГНКТ и азотно-компрессорной установки)	“ССНВ”	7,2
	Испытание объекта на 3-х режимах	“ССНВ”	56,6
	Соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта (для восстановления или повышения проницаемости горных пород)	“ССНВ”	6,5
	Установка разделительного цементного моста	“ССНВ”	4,9
	Всего по объекту:		90,0
3	Подготовительные работы перед испытанием	“ССНВ”	5,5
	Шаблонирование эксплуатационной колонны	“ССНВ”	2,8
	Перфорация обсадной колонны на НКТ	“ССНВ”	4,7
	Вызов притока (очистка ПЗП после СКО с помощью ГНКТ и азотно-компрессорной установки)	“ССНВ”	6,6
	Испытание объекта на 3-х режимах	“ССНВ”	60,7
	Соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта (для восстановления или повышения проницаемости горных пород)	“ССНВ”	5,5
Установка разделительного цементного моста	“ССНВ”	4,2	
	Всего по объекту:		90,0
	Суммарная по скважине:		270,0

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Стоимость видов работ и услуг, предусмотренных в настоящей работе, рассчитана на основе средней существующей рыночной стоимости на территории Республики Казахстан. Окончательная стоимость работ и услуг будет определена на основе проведения тендеров в соответствии с Законодательством Республики Казахстан.

Объем финансирования на проведение разведочных работ на контрактной территории участка Березовский составляет 44 098 560 тыс. тенге, сведения о видах геологоразведочных работ и объемах финансирования по годам приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Минимальные объемы и виды работ по Контракту в период разведки. По курсу 1\$ - 522 тенге

Год	Объем работ	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость работ		
				тыс.\$	тыс. тенге	
Общий период разведки 9 лет	В течение 3 лет	Проект разведочных работ	проект	1	30	15 660
		Технический проект проведения сейсморазведочных работ 2Д	проект	1	30	15 660
		Технический проект проведения сейсморазведочных работ 3Д	проект	1	30	15 660
		Полевые сейсморазведочные работы 2Д	пог. км	300	3 000	1 566 000
		Полевые сейсморазведочные работы 3Д	кв. км	300	10 500	5 481 000
	В течение 4 лет	Обработка и интерпретация данных 2Д сейсморазведки	пог. км	300	200	104 400
		Обработка и интерпретация данных 3Д сейсморазведки	кв. км	300	630	328 860
	В течение 7 лет	Технический проект бурения подсолевой поисковой скважины	проект	1	30	15 660
		Бурение подсолевой поисковой скважины	м	7000	70 000	36 540 000
	В течении 9 лет	Комплексная интерпретация с анализом геолого-геофизических данных и результатов бурения	отчет	1	30	15 660
	Итоговая стоимость минимальной программы работ				84 480	44 098 560

Таблица 11.2 – Объемы и виды проектируемых работ по поиску углеводородов на участке Березовский в период разведки

Год	Объем работ	Ед.изм.	Кол-во	Стоимость работ		
				тыс.\$	тыс.тенге	
Общий период разведки 9 лет	В течение 3 лет	Проект разведочных работ	проект	1	30	15 660
		Технический проект проведения сейсморазведочных работ 2Д	проект	1	30	15 660
		Технический проект проведения сейсморазведочных работ 3Д	проект	1	30	15 660
		Полевые сейсморазведочные работы 2Д	пог. км	899	8 550	4 463 100
		Полевые сейсморазведочные работы 3Д	кв. км	300	10 500	5 481 000
	В течение 4 лет	Обработка и интерпретация данных 2Д сейсморазведки	пог. км	899	200	104 400
		Обработка и интерпретация данных 3Д сейсморазведки	кв. км	300	630	328 860
	В течение 7 лет	Технический проект бурения подсолевой поисковой скважины	проект	1	30	15 660
		Бурение подсолевой поисковой скважины	м	7000	70 000	36 540 000
	В течении 9 лет	Комплексная интерпретация с анализом геолого-геофизических данных и результатов бурения	отчет	1	30	15 660
	Итоговая стоимость минимальной программы работ				90 030	46 995 660

Примечание: По курсу 1\$ - 522 тенге

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

В 2024 году в рамках работ по научно-методическому сопровождению программ региональных исследований были получены результаты комплексной интерпретации современных данных сейсморазведки 2Д МОГТ участка ГИН Березовский. По итогам проведенных работ в целевых горизонтах выявлено и закартировано 7 перспективных объектов (рис. 12.1).

Основные перспективы участка приурочены к нижнепермским органогенным постройкам, что подтверждается месторождениями на прилегающих территориях. Выделенные ловушки интерпретируются как барьерные рифовые массивы, входящие в состав единого нижнепермского атолла. Их формирование контролировалось зоной развития изолированной карбонатной платформы верхнедевонско-каменноугольного возраста, генетически связанной с нижнепалеозойским Березовским выступом. Карбонатный резервуар имеет латеральные ограничения: с одной стороны он замещается глинисто-карбонатными отложениями глубоководной части бассейна, с другой - лагунными фациями внутреннего сектора атолла, выполняющими роль флюидоупора. Региональной покрывкой для выявленных ловушек служат эвапориты кунгурского яруса.

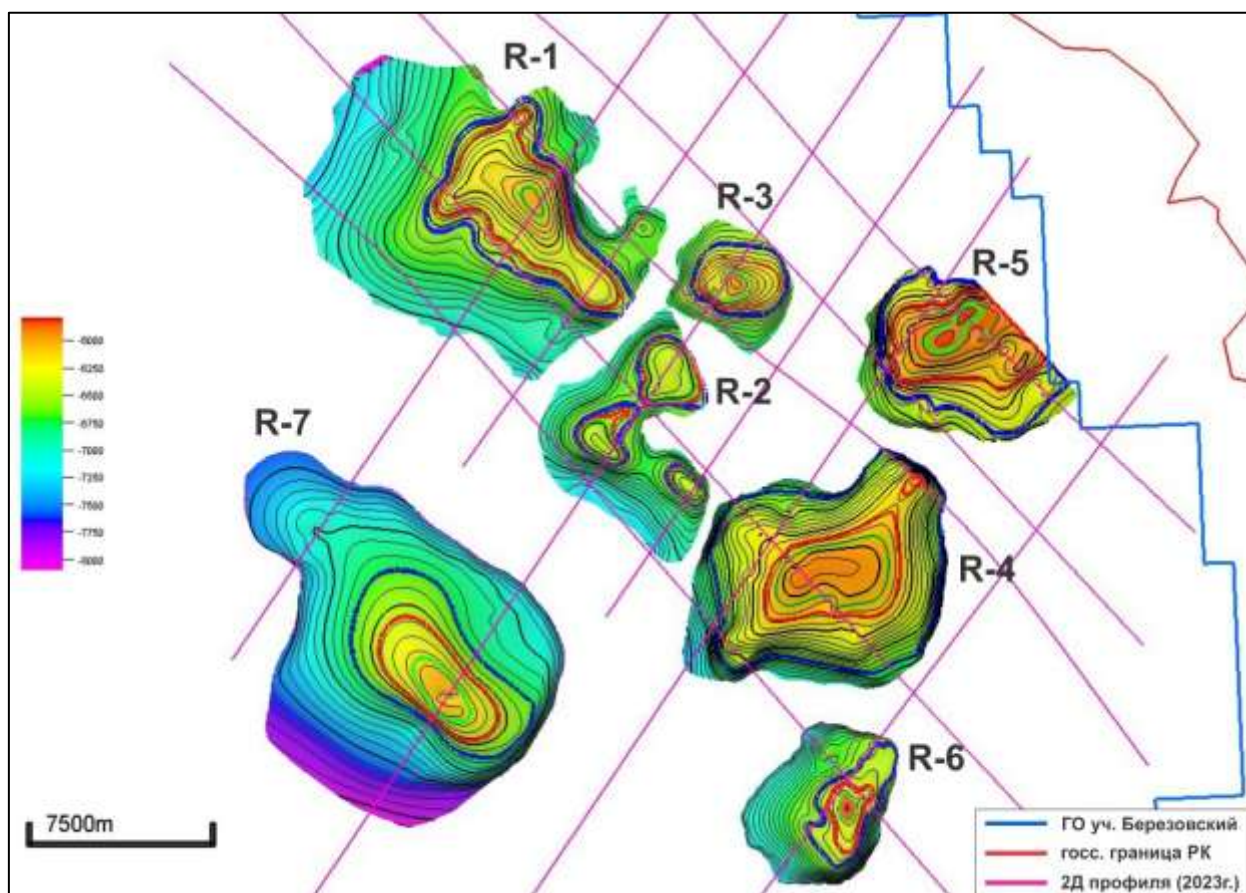


Рис. 12.1 - Структурная карта перспективных объектов участка Березовский

На сейсмических временных разрезах карбонатные тела характеризуются специфическим акустическим обликом: прерывистой, слабоинтенсивной и нерегулярной

записью. В латеральном направлении наблюдается резкая смена сейсмической фации на интенсивную слоистую запись, что соответствует переходу к глинистым отложениям депрессионного типа или породам внутририфовых лагун (рис. 12.2). Характерной морфологической особенностью объектов является отсутствие выдержанной нижней границы, а также вертикальная и латеральная изменчивость положения органогенных тел в геологическом времени (пространственный дрейф рифогенных фаций) (рис. 4.2.6).

Суммарные геологические ресурсы газа по участку Березовский (категория Р50) оцениваются в 210 913 млн. м³ газа. Подробное распределение ресурсов по объектам приведено в таблице 12.1.

Табл. 12.1 - Суммарные прогнозные геологические ресурсы

Структура	Возраст	Геол. ресурсы, газа млн. м ³	Геол. ресурсы раст. конденсата млн т
R1	P ₁	31 466	21,6
R2		5 766	3,9
R3		7 512	5,2
R4		105 609	72,5
R5		28 346	19,5
R6		2 083	1,4
R7		30 131	20,7
ИТОГО		210 913	144,8

Для оценки надежности выделенных объектов проведен анализ геологических рисков. Итоговые значения вероятности геологического успеха (POS) варьируются от 0,13 до 0,18 (табл. 12.2).

Табл. 12.2 - Оценка геологических рисков уч. Березовский

Ловушка	Вер.нал. коллектора	Вер.нал. эфф. коллектора	вер. нал. ловушки	вер.нал. покрышки	вер.нал. эфф. ловушки	вер.нал.зрелой НМП	вер. миграции УВ	вер.нал.эфф. НМП	вер. сохранности залежи	POS
R-1	0.7	0.49	0.3	0.9	0.27	1	1	1	1	0.13
R-2	0.7	0.49	0.3	0.9	0.27	1	1	1	1	0.13
R-3	0.7	0.49	0.3	0.9	0.27	1	1	1	1	0.13
R-4	0.7	0.49	0.4	0.9	0.36	1	1	1	1	0.18
R-5	0.7	0.49	0.3	0.9	0.27	1	1	1	1	0.13
R-6	0.7	0.49	0.4	0.9	0.36	1	1	1	1	0.18
R-7	0.7	0.49	0.3	0.9	0.27	1	1	1	1	0.13

На основании комплексного анализа ресурсной базы и вероятности подтверждения нефтегазоносности выполнено ранжирование перспективных структур. В качестве первоочередного объекта для постановки поисково-разведочного бурения выбрана структура R4.

Для дополнительного подтверждения рифогенной природы выявленных объектов в частности структуры R4 был проведен сравнительный анализ сейсмических откликов с

месторождением Карачаганак, где развиты аналогичные рифы изолированных карбонатных платформ. Обобщение характерных признаков позволило выделить критерии индетексации, которые легли в основу геологической модели участка Березовский:

- Общая форма объекта соответствует четкому холмообразному отражению, что наглядно прослеживается на сейсмических разрезах через сводовую часть структуры R4;
- Кровля рифов перекрыта мощной соляной толщей кунгурского яруса. За счет значительного импедансного контраста на границе «соль–карбонат» отмечаются интенсивные, относительно непрерывные отражения с четко выраженными границами кровли ловушки;
- В наиболее достоверно закартированных зонах внутри рифовых тел наблюдается упорядоченная слоистость и высокая амплитуда отражений, что свидетельствует о выдержанности условий седиментации в периоды активного роста карбонатного массива.

Выявленное сходство сейсмических атрибутов структуры R4 с откликами Карачаганакского массива позволяет с высокой долей уверенности прогнозировать наличие качественных резервуаров в пределах участка Березовский.

Структура R4 интерпретируется как изолированный биогермный массив на сейсмических профилях 23-02, 23-04, 23-06, 23-09. Объект классифицируется как сводовая ловушка, структурно-литологического типа. Размеры структуры R4 по замыкающей изогипсе – 6695м составляют 7,2 x 10 км, амплитуда 779м. Свод структуры в наиболее приподнятой части залегает на абсолютной глубине -5916 м (рис. 12.2 – 12.4).

Выбор структуры R4 также обусловлен оптимальным сочетанием двух факторов: максимальным объемом ресурсов (105 609 млн м³ газа) и высоким коэффициентом геологического успеха (POS = 0.18).

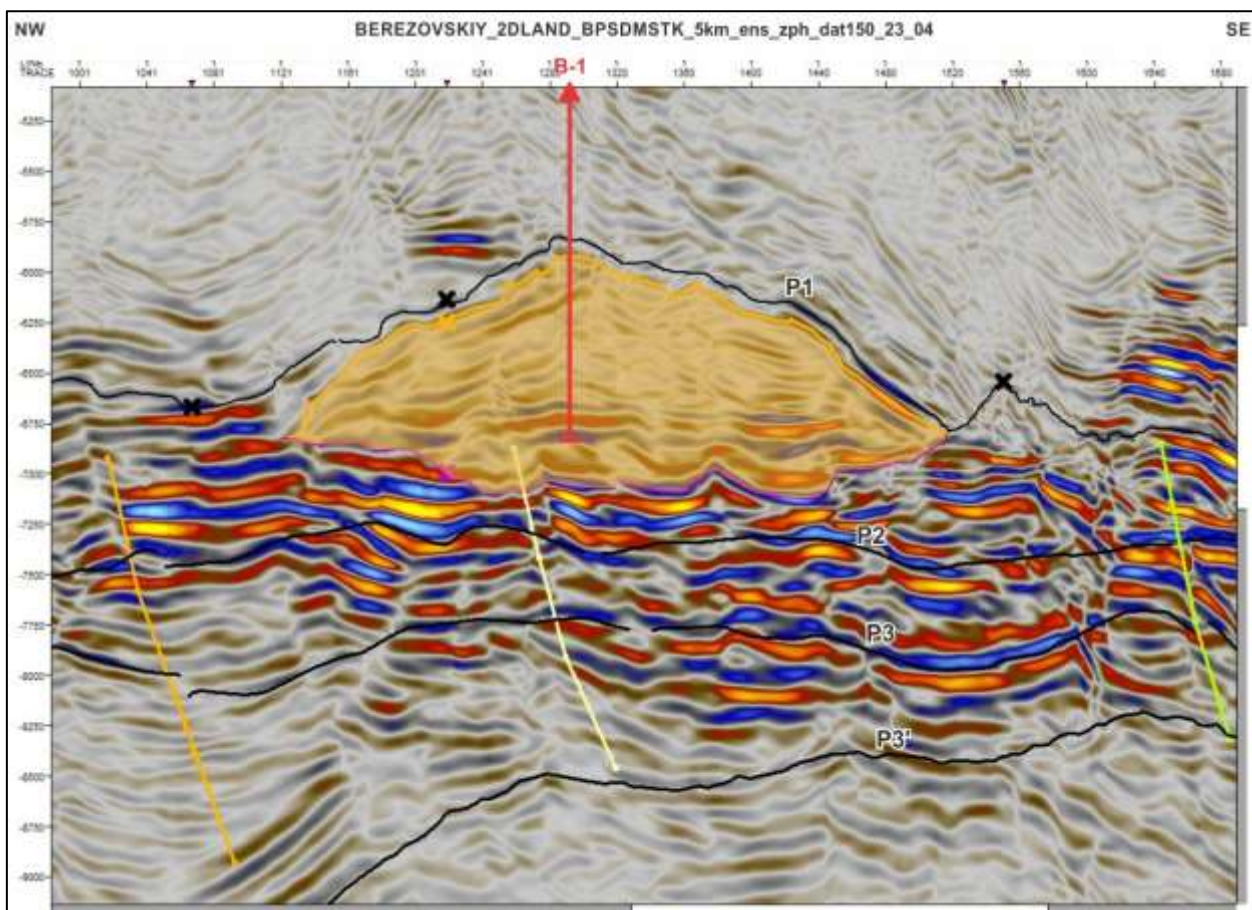


Рис. 12.2 - Сейсмический разрез №23-04 через проектную скважину В-1

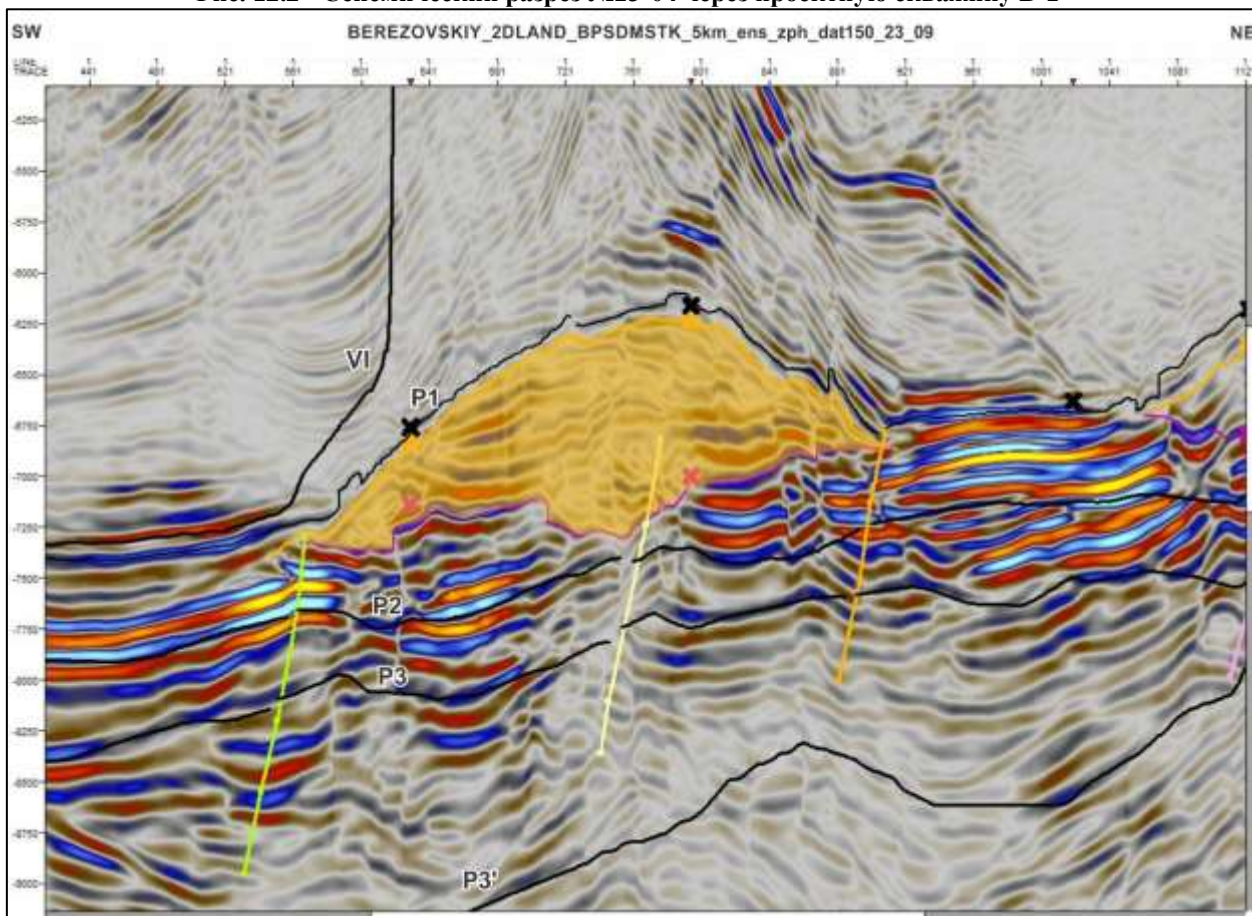


Рис. 12.3 - Сейсмический разрез через перспективную структуру R4

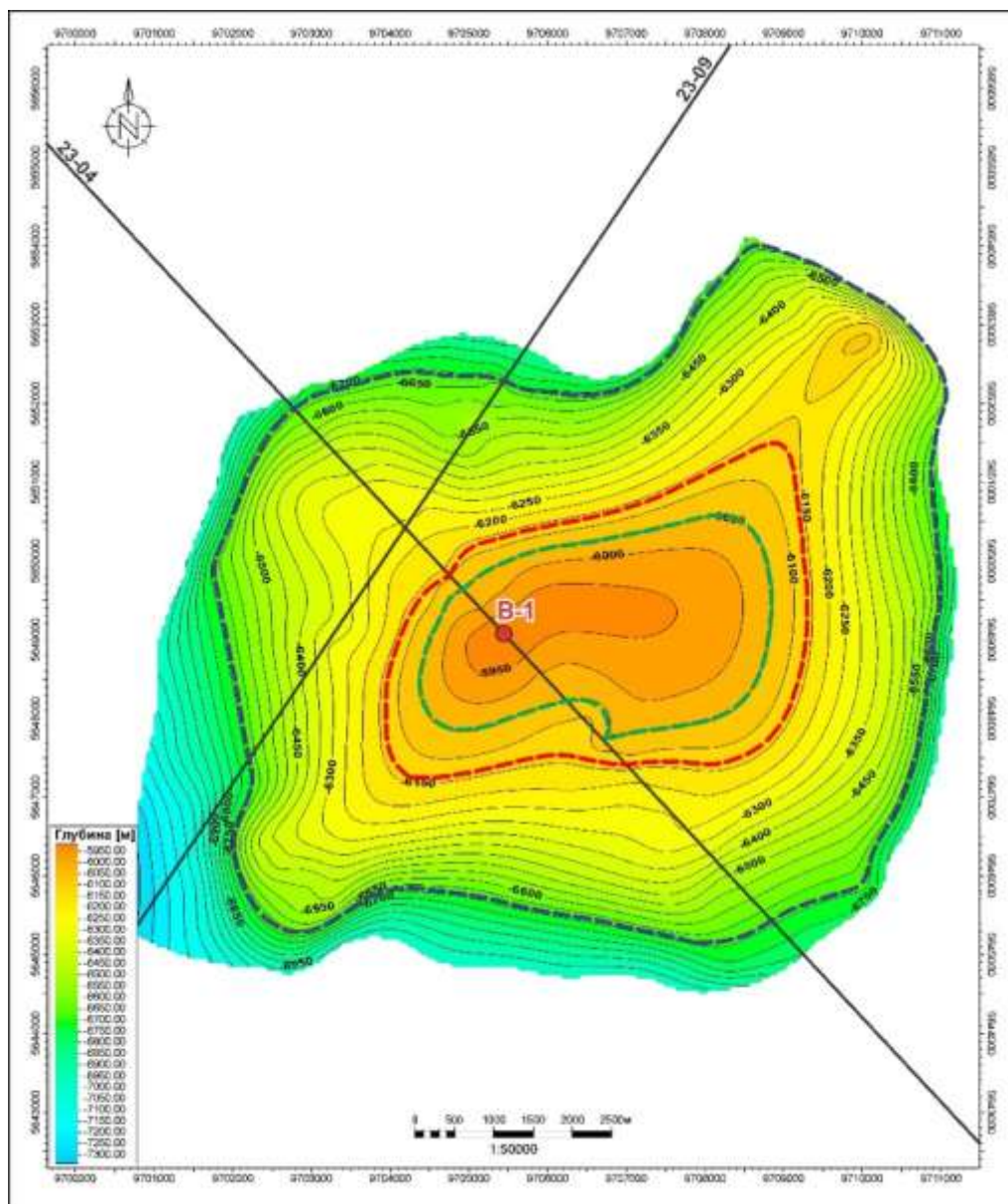


Рис. 12.4 - Структурная карта по кровле нижнепермских отложений перспективной структуры R4

Для минимизации рисков и оценки неопределенностей была рассмотрена альтернативная модель строения участка, предложенная компанией Nostrum E&P Services (2024 г.).

Согласно данной интерпретации, под соляным карнизом (стенной) прогнозируется существование протяженного пояса карбонатных построек (длиной до 35 км и шириной до 6 км). При текущей скоростной модели мощность комплекса может достигать 1200 м. Авторы альтернативной модели рассматривают данную аномалию как единую линейно вытянутую антиклинальную структуру рифогенного генезиса нижнепермского возраста.

Ключевые предпосылки формирования модели по данным Nostrum E&P Services:

1. Тектонический фактор: наличие обособленного Березовского поднятия, сохранявшего стабильное гипсометрическое положение (аналог Карачаганакского поднятия).

2. Аккомодационное пространство: в периоды активной генерации карбонатов происходило блоковое погружение сегментов фундамента в условиях транстенсии, что обеспечивало условия для вертикального роста построек.
3. Наблюдения, которые легли в основу интерпретации выделенных аномалий в качестве карбонатных построек:
 - Наличие холмовидных сейсмофаций с низкоамплитудной записью;
 - Признаки облекания и налегания рефлекторов;
 - Приуроченность к уступам, сформированным разрывными нарушениями;
 - Выполаживание надвигов внутри соляных толщ при контакте со склонами аномалий.

Данная альтернативная модель подтверждает высокий потенциал участка Березовский, указывая на возможность обнаружения более крупных консолидированных зон аккумуляции УВ.

Выводы:

На основании проведенного геологического ранжирования и оценки рисков, структура R4 определена как наиболее перспективный объект для постановки первоочередного поискового бурения. Обладая значительным ресурсным потенциалом (свыше 105 млрд м³ газа) и наивысшим подтвержденным коэффициентом геологического успеха (POS=0.18), данный объект является «первоочередным» для всего участка Березовский. Наличие альтернативной модели от Nostrum E&P Services не только подтверждает рифогенную природу целевых горизонтов, но и указывает на возможность существования более масштабной, латерально выдержанной зоны нефтегазонакопления под соляными карнизами. Таким образом, бурение на структуре R4 позволит одновременно протестировать как основную концепцию изолированных рифов, так и гипотезу существования единого карбонатного пояса, значительно снижая общие геологические неопределенности проекта.

12.1. Оценка ожидаемых ресурсов газа и газоконденсата

По анализу региональных характеристик участка для перспективных объектов прогнозируются сводовые массивные газоконденсатные залежи в нижнепермских отложениях. Расчет ресурсов проводился стохастическим методом Монте-Карло в ПО Петрель с вероятностным распределением эффективных объемов, контактов и расчетных параметров (100 кейсов) по построенным упрощенным моделям перспективных структур. Перспективы карбонатных отложений оценивались, используя долю коллектора, подготовленные по месторождениям аналогам. В качестве аналогов для подсчетных параметров свойства резервуара использовались месторождения Рожковское, Карачаганак,

Чинаревское, Токаревское, Цыгановское, Ульяновское, Гремячинское, Восточно-Гремячинское, Тепловское, Западно-Тепловское. Подсчетные параметры для свойства флюида были взяты из зависимостей глубины, температуры и давления по месторождению Карачаганак [10], с учетом глубины залегания выделяемых перспективных объектов.

Прогнозные геологические ресурсы газа по перспективной структуре R-4 (сценарий P50) составляют 105 млрд. м³, газоконденсата 72 млн. т (таб. 12.1.1 Таблица).

Таблица 12.3 - Прогнозные ресурсы газа и конденсата перспективной структуры R-4 участка Березовский

Проспект	Горизонт	Case	Уровень контакта, м	Общий объем пород, млн. м3	Доля коллегора, д.ед.	Эффективный объем пород, млн. м3	Средний коэфф. пористости, д.ед.	Поровый объем, млн. м3	Средний коэфф. насыщенности УВ, д.ед.	УВ-насыщенный объем, млн. м3	Температурный коэффициент, д.ед.	Давление, Мпа	Геологические ресурсы газа, млн. м3	Поправка на отклонение Бойля-Мариотта	Конденсатосодержание, г/м3	Геологические ресурсы конденсата, млн. т
R-4	P1	P10	-6695.00	25033.73	0.78	19595.65	0.08	1524.72	0.66	1007.01	0.706	77.43	331 454.02	0.61	426.10	141.23
		P50	-6410.00	9906.94	0.74	7355.77	0.06	452.77	0.71	321.96	0.715	74.13	105 608.69	0.629	686.66	72.52
		P90	-6053.00	607.97	0.78	471.71	0.04	19.93	0.76	15.23	0.726	70.00	4 810.29	0.63	812.20	3.91
	Итого:												441 873			217.6

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Для расчета эффективности финансово-экономической части за основу использовались затраты, предусмотренные на проведение геологоразведочных работ и ожидаемые геологические ресурсы.

В связи с многокомпонентным составом ожидаемых углеводородов (газ + конденсат), расчет удельных технико-экономических показателей произведен в единицах условного топлива. Для пересчета ресурсов свободного газа и конденсата в тонны условного топлива использованы коэффициенты, базирующиеся на теплотворной способности (калорийности) флюидов месторождений-аналогов. За эталонную единицу (1 кг у.т.) принята низшая теплота сгорания, равная 7 000 ккал/кг.

Для газа коэффициент принят исходя из средней расчетной теплоты сгорания природного газа, составляющий порядка 8050 ккал/м³. Коэффициент определен как отношение фактической калорийности к эталонной (8050/7000≈1,15).

Газовый конденсат обусловлен высокой удельной теплотой сгорания стабильного конденсата, которая составляет в среднем 10010 ккал/кг. Коэффициент определен как отношение фактической калорийности к эталонной (10010/7000≈1,43).

Приведение к условному топливу выполнено по формуле: $\Sigma \text{ т.у.т.} = (V \text{ газа} \times 1,15/1000) + (M \text{ конденсата} \times 1,45)$.

Таблица 13.1 - Прогнозные ресурсы газа и конденсата в условном топливе

Компонент	Ресурсы (P50)	Коэффициент	Ресурсы в т. у.т
Газ	105 608,69 млн. м ³	1,15	121 450,0 тыс.
Конденсат	72,52 млн.т.	1,43	103 703,6 тыс.
Итого:			225 153,6 тыс.

Исходя из приведенных данных, составлен расчет основных геолого-экономических показателей, который приведен в таблице 13.2.

Таблица 13.2 - Основные геолого-экономические показатели поисково-разведочных работ

№№ п/п	Показатели	Единица измерения
1	2	3
1	Количество проектных поисковых скважин	1 шт.
2	Проектные глубина, горизонт	7000 м, P ₁
3	Суммарный метраж	7000 м
4	Средняя коммерческая скорость бурения	1191,8 м/ст. месяц
5	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	36 540 00 тыс. тенге
6	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	5 220 тыс. тенге
7	Предполагаемые затраты на поисковое бурение на площади	44 098 560 тыс. тенге.
8	Продолжительность проектируемых работ на площади	9 лет
9	Ожидаемый прирост запасов газа + конденсата в у.т.	225 153,6 тыс. т
10	Прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки	32 165 т.
11	Прирост ожидаемых запасов на 1 поисковую скважину	225 153,6 тыс. т
12	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов газа + конденсата в у.т.	196 тенге/1т

14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках настоящего Проекта выполнена оценка ресурсного потенциала подсолевых отложений в пределах участка Березовский. По результатам интерпретации сейсморазведочных данных в палеозойском разрезе установлены локальные объекты, перспективные на скопление углеводородов, приуроченные к массивным карбонатным постройкам рифогенного типа.

О высокой перспективности рассматриваемого участка в нефтегазоносном отношении свидетельствует ряд открытых месторождений на прилегающих территориях, таких как Карачаганакское, Чинаревское и Рожковское, а также общность геологического развития северного борта Прикаспийской синеклизы. Прогнозируемый разрез характеризуется наличием мощных карбонатных коллекторов, защищенных регионально выдержанным эвапоритовым экраном кунгурского яруса.

По результатам оценки ресурсов потенциальных ловушек и вероятности геологического успеха проведено ранжирование объектов, представляющих наибольший интерес. К первоочередному объекту для поисковых работ относится структура R4, выявленная в нижнепермском подсолевом комплексе. Данная ловушка является сводовой, структурно-литологического типа, и связана с развитием изолированного карбонатного массива.

Учитывая сложность геологического строения, связанную с интенсивной соляной тектоникой, настоящим проектом предусматривается проведение сейсморазведки 2D в объеме 899 пог. км и площадной съемки 3D в объеме 300 км². Программа ГРП завершается строительством поисковой скважины на структуре R4 проектной глубиной 7000 м. При проектировании учтены риски аномально высокого пластового давления (АВПД) и ожидаемое высокое содержание сероводорода (H₂S) по аналогии с Карачаганакским месторождением.

Геологическая оценка прогнозных ресурсов проведена вероятностным методом с применением подготовленных пределов изменений подсчетных параметров на основании данных месторождений-аналогов. Для оценки нижнепермских перспективных объектов использованы данные по месторождению Карачаганак. Общие объемы перспективных геологических ресурсов по целевой структуре R4 (по вероятности P50) составляют 105 млрд. м³ газа и позволяют рассматривать Березовский участок как один из наиболее значимых объектов для восполнения ресурсной базы региона.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**ОПУБЛИКОВАННЫЕ:**

1. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.03.2026 г.) Астана, от 27.12.2017г. №125-VI ЗРК
2. Методические указания по составлению проектов разведочных работ углеводородов от 24.08.2018 г.
3. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года.
4. Экологический кодекс Республики Казахстан от 02.01.2021г. №400-VI ЗРК;
5. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки», утвержденная Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
6. Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004г. № 593;
7. Водный кодекс Республики Казахстан от 09.04.2025г. №178-VIII ЗРК ~~09.07.2003г.~~, (с изменениями и дополнениями от 19.04.2019 г.);
8. Земельный кодекс от 20.06.2003г. (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г);
9. «Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденные Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2;
10. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020;
11. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные постановлением Правительства РК
12. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355;
13. «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200 (с обновлениями 16.12.2024г.);
14. Закона Республики Казахстан от 11 апреля 2014 г. № 188-V ЗРК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.06.2025 г.);

ФОНДОВЫЕ:

1. Ажгалиев Д.К., «Геологическое строение и новые направления нефтегазопроисковых работ в палеозойских отложениях Прикаспийского бассейна и Западной части Туранской плиты», Атырау, 2022 г, С. 1-260.
2. Денис Дж., Манкенов К.К., Бегимбетов О.Б. и др., Отчет «Комплексный анализ осадочных бассейнов РК и оценка нефтегазоносного потенциала перспективных участков», Книга III – Прикаспийский осадочный бассейн, Астана, 2017 г.
3. Исканиев К.О., «Стратегия освоения ресурсов нефти и газа в подсолевых отложениях Севера Прикаспийской синеклизы», Москва, 2021 г, С. 1-51.
4. Карабалин У.С., Ажгалиев Д.К., Акчулаков У.А. и др., Отчет «Комплексное изучение осадочных бассейнов РК» за 2009-2011 годы. Прикаспийский бассейн. В 10-х книгах, – Астана, 2012 г.
5. Отчет «Оценка блоков 1 и 4», выполненный недропользователем СП «Тулпар Мунай ЛТД», 1999 г.
6. Отчет «Пересчет запасов газа, конденсата, нефти и содержания в них попутных компонентов». Книга I, выполненный недропользователем «Карачаганак Петролиум Оперейтинг б.в.», Уральск, 2013 г.
7. Турков О.С. и др., «Атлас нефтяных и газовых месторождений РК», I том, Алматы: ОО «Казахстанское Общество Нефтяников-Геологов (КОНГ)», 2020.
8. Отчет «По сейсморазведочным работам 3Д/Д по участку Погодаево-Остафьевский-Меловой-Орловский в пределах контрактной территории Карповский Северный, Алматы: ТОО «Reservoir Evaluation Services», 2015.
9. Отчет «Проведение переинтерпретации сейсмических данных 2Д глубинных и временных в рамках интегрированной интерпретации геолого-геофизических данных по Федоровскому блоку для определения направлений и объемов геологоразведочных работ», Москва: ООО «Деко-геофизика», 2008.
10. Отчет «Пересчет запасов газа, конденсата, нефти и содержащихся в них попутных компонентов месторождения Карачаганак (по состоянию изученности на 01.07.2009г)», Аксай: АО НИПИ «Каспиймунайгаз», 2009.
11. Отчет «Оценка ресурсного потенциала нефтегазоносных областей и районов зоны сочленения волго-уральской антеклизы, предуральского краевого прогиба и прикаспийской впадины на основе обобщения геолого-геофизических данных и реализации бассейнового моделирования по сейсмическим профилям последних лет», Саратов: ФГУП «НВНИИГГ», 2014г.

12. Информационный отчет «Обработка и интерпретация сейсмических данных 2Д по участку Березовский в объеме 312 пог.км», Алматы, 2023г.

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

К **«Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Березовский в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан»**, выполненного Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в 2026 по договору № _____ согласно техническому заданию, выданного Заказчиком ТОО «Akkaipyn Operating».

Отчет состоит из Книги и Папки графических приложений.

Руководитель проекта: Даутов А.М.

Ответственные исполнитель: Бондарук В.В.

Вывод: По метрологическому обеспечению работы замечаний и предложений нет.

Отчет соответствует требованиям государственных стандартов.

Экспертиза проведена _____2026г.

Метролог:

Мазирова Г.К.

ПРОТОКОЛ №
Заседания научно-технического совета
Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»

Дата проведения заседания:

«30» декабря 2025 г.

Место проведения заседания:

г. Атырау, офис филиала ТОО «КМГ Инжиниринг».

Председатель:

Джаксылыков Т.С.

- Первый заместитель директора филиала по геологии и разработке;

Заместитель председателя:

Мухтанов Б.М.

- Руководитель по проектам ДЗО НК «КМГ»;

Члены совета:

Мурзагалиева Ж.С.

- Директор департамента геологии;

Губашев С.А.

- Директор департамента проектирования бурения и экологии;

Участвовали:

Даутов А.М.

- Начальник управления геологии и геологоразведки;

Бондарук В.В.

- Эксперт управления геологии и геологоразведки;

Блгалиев Р.Н.

- Начальник управления бурения и ремонта скважин;

Исмаганбетова Г.Х.

- Начальник управления экологии.

Секретарь:

Асауов А.А.

- Инженер управления интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов.

Повестка дня:

Рассмотрение «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Березовский в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан».

Основание:

Договор № _____

Слушали:

Бондарук В.В. – Эксперт управления геологии и геологоразведки.

Краткое изложение:

Недропользователем участка Березовский являются АО «НК «КазМунайГаз» и Sinopec International Energy Investment Holdings Netherlands B.V. на основании контракта на разведку и добычу УВ №5564-УВС от 29.10.2025г. Работы по недропользованию на участке недр проводятся компанией ТОО «Akkaiyn Operating».

В административном отношении участок Березовский расположен в Бурлинском, Чингирлауском и Сырымском районах Западно-Казахстанской области Республики Казахстан. В непосредственной близости к изучаемому участку находится газоконденсатное месторождение Карачаганак. В связи с этим активно сформировалась инфраструктура нефтегазовой промышленности.

В геологическом отношении участок Березовский относится к северо-восточной части северной прибортовой зоны Прикаспийского осадочного бассейна. Положительные результаты поисково-разведочного бурения и открытие залежей нефти и газа на месторождениях Карачаганак, Рожковское, Чинаревское и Тепловско-Токаревской группы подтвердили высокий углеводородный потенциал северного борта Прикаспийской впадины и позволяют высоко оценивать перспективы постановки геологоразведочных работ (далее – ГРР) на новых выявленных объектах.

В пределах северного борта Прикаспийского осадочного бассейна характерны наличия месторождений, где основные резервуары представлены рифовыми массивами аттолового типа, развивающиеся на выступах фундамента. Данные геологические условия характерны и для участка Березовский, в связи с чем, выявленные в нем локальные структуры в настоящее время, представляются перспективными.

Основным объектом и направлением исследований является подсолевой комплекс (нижнепермские отложения) до кристаллического фундамента.

В 2023-2024 гг. в рамках проекта ГИН "Березовский" была проведена 2Д МОГТ сейсмическая съемка в объеме 448 пог.км., основная задача выполненных сейсморазведочных работ заключалась в определении положения и анализе формирования Березовского выступа, а также в оценке потенциала карбонатных построек в пределах данного участка. Не смотря на выявленные структурно-тектонические предпосылки для формирования биогермных массивов, на финальных сейсмических профилях не удалось достичь достоверной корреляции нижнепалеозойского выступа. Это обусловлено значительными глубинами залегания целевых горизонтов и недостаточной разрешающей способностью существующих сейсмических данных в подсолевом разрезе. Тем не менее, полученные материалы позволили выделить 7 перспективных объектов в нижнепермских отложениях, требующих дальнейшего изучения.

В рамках настоящего ПРР проведена комплексная оценка ресурсного потенциала и вероятности геологического успеха (POS) выявленных объектов участка Березовский. На основании полученных результатов и анализа рисков было выполнено геологическое ранжирование, по итогам которого структура R4 определена как приоритетная для постановки первоочередного поискового бурения. С учетом имеющихся

неопределенностей на сегодняшний день сформулирована стратегия поэтапного проведения ГРР.

Проектом разведочных работ для детализации структурно-тектонической модели и оценки перспектив выделенных объектов, на период разведки предусматривается:

- Проведение полевых сейсморазведочных работ 2Д в объеме 899 пог.км.;
- Проведение полевых сейсморазведочных работ 3Д в объеме 300 кв.км.;
- Обработка и интерпретация данных 2Д и 3Д сейсморазведки;
- Бурение подсолевой поисковой скважины глубиной 7000 м.

Особенностью данного проекта является то, что его можно отнести к категории сложных, так как в совокупности ожидаются следующие параметры:

- 1) бурение скважины глубиной более пяти тысяч метров;
- 2) содержание сероводорода в пластовом флюиде более 3,5 процента;
- 3) аномально высокое пластовое давление залежи с коэффициентом аномальности более 1,5.

НТС ПОСТАНОВИЛ:

1. Принять «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Березовский в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан» и направить на дальнейшее рассмотрение и утверждение Заказчиком.

Председатель НТС

Джаксылыков Т.С.

Секретарь НТС

Асауов А.А.

ПРОТОКОЛ
Совместного технического совещания ТОО «Аққайын Operating» и
Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»

Дата проведения заседания:

«26» марта 2026г.

Место проведения заседания:

г. Атырау, видеоконференция «Teams».

Присутствовали:

От ТОО «Аққайын Operating»:

От Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»:

Мурзагалиева Ж.С. - Директор департамента геологии

Даутов А.М. - Начальник управления геологии и геологоразведки;

Бондарук В.В. - Эксперт управления геологии и геологоразведки;

Блгалиев Р.Н. - Начальник управления проектирования бурения и ремонта скважин;

Исмаганбетова Г.Х. - Начальник управления экологии.

Повестка заседания:

Рассмотрение «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Березовский в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан».

Основание:

Договор № _____.

Слушали:

Бондарук В.В. – эксперт управления геологии и геологоразведки.

Краткое изложение:

В 2025 году был заключен контракт по сложному проекту №5564-УВС от 29.10.2025г. между АО «НК «КазМунайГаз» и Sinopec International Energy Investment Holdings Netherlands B.V. путем проведения прямых переговоров по предоставлению права недропользования на разведку и добычу углеводородов на участке недр «Березовский», расположенном в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан. Работы по

недропользованию на участке недр проводятся компанией ТОО «Akkaіyn Operating».

В административном отношении площадь исследования расположена в Бурлинском Чингирлауском и Сырымском районе Западно-Казахстанской области Республики Казахстан.

В геологическом отношении Лицензионная территория относится к северо-восточной части северной прибортовой зоны Прикаспийского осадочного бассейна. С учетом высокой перспективности северной бортовой зоны Прикаспийского осадочного бассейна территория изучения участка Березовский представляет значительный интерес, позволяет ожидать открытие новых залежей нефти, газа и газоконденсата, что дает основание на постановку геологоразведочных работ. Сопутствующее развитие инфраструктуры, связанное с нефтепоисковыми работами на других контрактных участках, является положительным фактором для участка Березовский в случае успешности планируемых ГРР.

Основными факторами, подтверждающими целесообразность постановки ГРР, являются:

Региональная приуроченность: Участок расположен в пределах северного борта Прикаспийского осадочного бассейна, для которого характерно развитие зон нефтегазонакопления в подсолевой части разреза, представленных карбонатными постройками верхнедевонского, нижнекаменноугольного и нижнепермского возраста (D₃, C₁, P₁).

Геологическая аналогия: Близость зон нефтегазонакопления на прилегающих территориях, а также общность геологического развития и условий седиментации с такими месторождениями-аналогами, как Карачаганакское, Чинаревское и Рожковское.

Структурные условия: Наличие ключевых факторов формирования залежей, включая структурные условия, надежные экранирующие свойства покрышек, подтвержденное наличие пород-коллекторов и высокую плотность распределения ресурсов по площади.

В 2023-2024 гг. в рамках проекта ГИН "Березовский" была проведена 2Д МОГТ сейсмическая съемка в объеме 448 пог.км., основная задача выполненной сейсморазведочных работ заключалась в определении положения и анализе формирования Березовского выступа, а также в оценке потенциала карбонатных построек в пределах данного участка. Несмотря на выявленные структурно-тектонические предпосылки для формирования биогермных массивов, на финальных сейсмических профилях не удалось достичь достоверной корреляции нижнепалеозойского выступа. Это обусловлено значительными глубинами залегания целевых горизонтов и недостаточной разрешающей

способностью существующих сейсмических данных в подсолевом разрезе. Тем не менее, полученные материалы позволили выделить 7 перспективных объектов в нижнепермских отложениях, требующих дальнейшего изучения.

В рамках проекта разведочных на основании комплексного анализа ресурсной базы и вероятности подтверждения нефтегазоносности выполнено ранжирование перспективных структур. В качестве первоочередного объекта для постановки поисково-разведочного бурения выбрана структура R4.

Выбор структуры R4 обусловлен оптимальным сочетанием двух факторов: максимальным объемом ресурсов (105 609 млн м³ газа) и высоким коэффициентом геологического успеха ($POS = 0.18$).

Основной целью проекта разведочных работ на участке Березовский является оценка перспектив нефтегазоносности нижнепермских отложений с фокусом на выявленную в подсолевом комплексе структуру R4. Для детализации структурно-тектонической модели и верификации потенциала данного объекта предусматривается реализация следующих задач:

4. Полевые сейсморазведочные работы 2Д в объеме 899 пог. км с последующей обработкой и интерпретацией данных.
5. Полевые сейсморазведочные работы 3Д в объеме 300 км², параметры которых подобраны для повышения разрешающей способности в условиях сложной соляной тектоники и минимизации неопределенностей.
6. Бурение подсолевой поисковой скважины на структуре R4 с проектной глубиной 7000 м.

Полевые сейсморазведочные работы 2Д

В рамках настоящего проекта предусматривается проведение полевых сейсморазведочных работ 2Д в объеме 899 пог. км. Данный объем обоснован необходимостью формирования плотной сети профилей, состоящей из 18 линий (8 профилей направления СВ-ЮЗ и 10 профилей направления СЗ-ЮВ), что позволит уточнить морфологию выявленных ловушек и проследить латеральную изменчивость карбонатных фаций, зафиксированных на имеющихся разрезах. Плановый срок выполнения работ до конца 2026 г.

Полевые сейсморазведочные работы 3Д

Проведение объемной сейсморазведки 3Д на участке Березовский направлено на создание высокодетализированной цифровой модели подсолевого разреза. Основная цель этапа — переход от регионального изучения к детальному объемному моделированию целевых горизонтов. Плановый срок выполнения работ 3Д до конца 2027 г.

Бурение поисковой скважины

Скважина В-1 – поисковая, независимая, проектируется непосредственно на сейсмическом профиле № 23-04 с координатами по оси X – 705261.81 и по оси Y – 5646724.86 в системе WGS 1984 UTM Zone 39N, проектная глубина 7000 м, проектный горизонт – Р₁ (нижнепермские отложения). Плановый срок выполнения работ с 2028 г. по 2029 г.

В проектной скважине предусмотрен современный комплекс ГИС, отбор керна в объеме 150 м, шлама, отбор проб пластового флюида и испытание 3-х перспективных объектов.

Объем финансирования на проведение разведочных работ на контрактной территории участка Березовский согласно Минимальной программе работ по Контракту составляет 44 098 560 тыс. тенге.

Председатель ГТС

Секретарь ГТС

21033693



ЛИЦЕНЗИЯ

21.12.2021 года

21033693

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Динмухамед Қонаев, здание № 8
БИН: 140340010451

(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 (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов

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

Особые условия

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

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Арымбек Құдайбергел Берікұлы

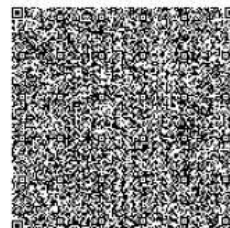
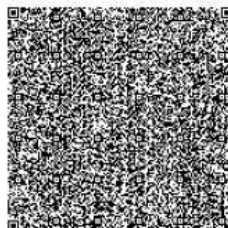
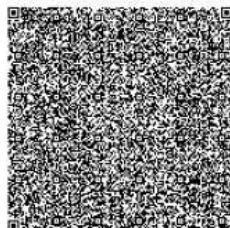
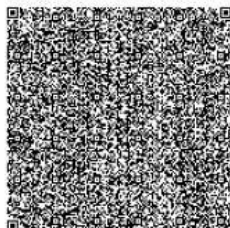
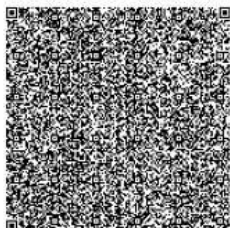
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 25.04.2013

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 21033693

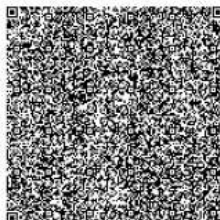
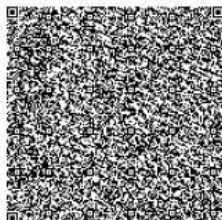
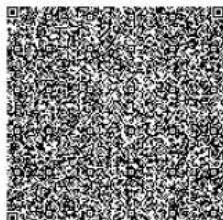
Дата выдачи лицензии 21.12.2021 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородов
- Составление проектных документов для месторождений углеводородов

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

Лицензиат	Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг" Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8, БИН: 140340010451 <hr/> (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	Атырауская обл., г. Атырау, мкр. Нурсая, пр. Елорда, строение 10. <hr/> (местонахождение)
Особые условия действия лицензии	<hr/> (в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Лицензиар	Министерство энергетики Республики Казахстан <hr/> (полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)
Руководитель (уполномоченное лицо)	Арымбек Құдайберген Берікұлы <hr/> (фамилия, имя, отчество (в случае наличия))
Номер приложения	003
Срок действия	
Дата выдачи приложения	21.12.2021
Место выдачи	г.Нур-Султан



Заключение государственной экологической экспертизы по Атырауской области

Рассылка проекта**«Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Березовский в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан».**

Проект направлен в следующие организации:

№№ п/п	Наименование организации	Номер экземпляра (бумажный)	Номер экземпляра (электронный)	Адрес
1.	ЦКРР	1	1	г. Астана, ул Кабанбай батыра, 19
2.	ТОО «Аkkaiyn Operating»	2	2	г. Астана, ул Сыганак, 60/4

Ответственный исполнитель:

Бондарук В.В.