

**ТОО «SapaInvestment»
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»**

УТВЕРЖДАЮ:

Директор

ТОО «SapaInvestment»

Омаров С.С.

“ _____ 2021 г.



**Проект разведочных работ
по поиску углеводородов на участке Бегайдар согласно
контракта №4897-УВС-МЭ от 22.02.2021 г**

Книга и папка с графическими приложениями

Книга. Текст

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»



Джамикешов А.М.

Атырау - 2021 г

Список исполнителей

Начальник отдела проектирования

поисково-разведочных работ:

Л.Н. Тлекбаева

Начальник отдела

проектирования строительства скважин:

Е.К. Умбетов

Ведущий инженер:

К.С. Туралиев

Геолог:

Б.С.Сейтова

Нормоконтролер:

Г.А.Тасмагамбетова

Тлекбаева Л.Н. «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бегайдар согласно контракта №4897-УВС-МЭ от 22.02.2021 г»

Книга и папка с графическими приложениями

Книга – текст 170 страниц, 40 таблиц, 7 рисунков, 7 текстовых приложений.

Папка с графическими приложениями – 8 графических приложений.

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», Лицензия №002460 от 18.02.2009 г на проектирование горных производств. г. Атырау, ул. Смагулова-4а, 4. 2021 г.

Атырауская область, Республика Казахстан

ТОО «SaraInvestment», Контракт №4897-УВС-МЭ от 22.02.2021 г

№№ угл.тчк	Координаты угл.тчк	
	СШ	ВД
1	47°44'00"	51°00'00"
2	47°29'00"	51°00'00"
3	47°29'00"	50°40'00"
4	47°10'00"	50°40'00"
5	47°10'00"	50°31'00"
6	47°54'00"	50°31'00"
7	47°54'00"	51°34'00"
8	47°44'00"	51°34'00"

Реферат. Перспективы нефтегазоносности участка Бегайдар связаны с подсолевыми и надсолевыми отложениями. В проекте проведен анализ результатов переинтерпретации сейсмических исследований МОГТ 2/ЗД и данных глубокого бурения, выполненных на исследуемой территории.

По результатам выполненных работ уточнено геологическое строение изучаемой территории, выделены объекты, перспективные в нефтегазоносном отношении.

Настоящей работой проектируется проведение сейсморазведочных работ 2Д и поискового бурения в объеме 2 скважин с целью поисков залежей углеводородов в надсолевых отложениях. В проекте освещены методика и объем буровых работ, цели и задачи, условия проводки, объемы промыслово-геофизических исследований, отбор керна и шлама, пластовых флюидов, опробований, виды аналитических исследований, основные технико-экономические показатели.

Ключевые слова: Бегайдар, месторождение, нефтегазоносность, продуктивный горизонт, скважина, бурение, испытание, пласт, промыслово-геофизические исследования, сейсморазведка, ресурсы нефти.

Составила:

Тлекбаева Л.Н.

**Техническое задание на разработку проектной документации:
«Проект Разведочных Работ на месторождении Бетгайлар с ПреОВОС»**

Место расположения	Республика Казахстан, Атырауская область, участок Бетгайлар
Цели и задачи	Предоставление услуг по подготовке проектной документации на проведение разведочных работ м.Бетгайлар Проект «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду (ПреОВОС) к «Проекту разведочных работ на м.Бетгайлар»
Основные требования к проекту	Проект выполняется согласно действующим «Методическим указаниям на составление проектов разведочных работ углеводородов»
Экспертная оценка и утверждение Проекта	1. «Проект разведочных работ» - Согласование проекта с Заказчиком - Получение заключения государственной экологической экспертизы - Получение заключения независимого эксперта Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан (ЦКРР РК) - Получение заключения государственной экспертизы базисных проектных документов и анализов разработки в сфере углеводородов (ЦКРР РК) 2. Согласование проектного документа с Заказчиком Организация и проведение общественной экологической экспертизы - Согласование проектного документа в контролирующем органе согласно действующему законодательству и получение заключения государственной экологической экспертизы
Планируемый объем работ	- Разработка проекта: «Проект разведочных работ на м.Бетгайлар» - Разработка проекта: «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду (ПреОВОС) к «Проекту разведочных работ на м.Бетгайлар» Состав и объем планируемых работ – согласно техническому заданию.
Сроки выполнения работ по проектной документации	3 месяца со дня получения всей необходимой геологической информации от Заказчика.
Требования к проектной документации	Передача Заказчику 3 (трех) экземпляров каждого проектного документа с графическими приложениями на бумажных носителях и в цифровом виде на CD.

От имени Заказчика:

Подпись:

ФИО: Омаров

Должность:

Печать:



От имени Подрядчика:

Подпись:

ФИО: Джамниетов А.М.

Должность: Генеральный директор

Печать:



**КНИГА. ТЕКСТ
ОГЛАВЛЕНИЕ**

	Стр.
1. ВВЕДЕНИЕ	11
2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	13
3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	15
3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	15
3.2. Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых и разведочных работ	36
3.3. Геофизические и геохимические исследования	39
3.4. Лабораторные исследования	44
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ	50
4.1. Краткая литолого-стратиграфическая характеристика района работ	50
4.2. Тектоника	64
4.3. Нефтегазоносность	70
4.4. Гидрогеологическая характеристика	80
5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	85
5.1. Цели и задачи поисковых работ	85
5.2. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ	85
5.3. Система расположения поисковых скважин	86
5.4. Геологические условия проводки скважин	87
5.5. Характеристика промывочной жидкости	89
5.6. Обоснование типовой конструкции скважин	91
5.7. Оборудование устья скважин	94
5.8. Исследовательские работы	94
5.8.1. Отбор керна и шлама в проектных скважинах	94
5.8.2. Геофизические и геохимические исследования	96
5.8.3. Опробование, испытание и исследование скважин	99
5.8.4. Лабораторные исследования	104
6. Попутные поиски	104
7. Обработка материалов поисковых работ	105
8. Ликвидация и консервация последствий деятельности недропользования по углеводородам	106
9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	113
10. Продолжительность проектируемых работ	132
11. Предполагаемая стоимость проектируемых работ	133
12. Ожидаемые результаты работ	134
12.1. Предварительная оценка ресурсов нефти газа	134
13. Основные технико-экономические показатели поисковых работ	136
14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ	137
Список использованных источников	138

СПИСОК РИСУНКОВ

№№	№ №	Наименование	Стр.
1	2.1	Обзорная карта. Масштаб 1:1000000	14
2	3.2.2	Структурная карта по отражающему горизонту П1	66
3	3.2.3	Структурная карта по отражающему горизонту VI (сейсмогравиметрическая модель)	67
4	3.2.4	Структурная карта по отражающему горизонту VI	69

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№	№ №	Наименование	Стр.
1	1.1	Координаты угловых точек геологического отвода	11
2	2.1	Общие сведения о районе работ	13
3	3.1.2	Буровая изученность участка Бегайдар	34
4	5.4.1	Интервалы фактических и возможных осложнений	88
5	5.4.2	Проектный стратиграфический разрез для надсолевых скважин	85
6	5.5.1	Характеристика промывочной жидкости проектных скважин	91
7	5.6.1	Рекомендуемая конструкция проектных скважин	93
8	5.7.1	Характеристика ПВО для скважин глубиной 1500 м	94
9	5.8.1.1	Сведения по отбору керна	96
10	5.8.2.1	Проектный комплекс ГИС	98
11	5.8.3.1	Проектные интервалы опробования в открытом стволе	102
12	5.8.3.2	Проектные интервалы опробования в эксплуатационной колонне	103
13	5.8.4.1	Комплекс лабораторных исследований в расчете на 1 скважину	104
14	8.1	Затраты на ликвидацию скважин	109
15	8.2	Используемые расходные материалы	110
16	8.3	Вспомогательная техника	110
17	8.4	Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	104
18	8.5	Сводная таблица затрат на ликвидацию одной скважины	104
19	10.1	Календарный план поисковых работ	132
20	11.1	Основные финансовые затраты проектируемых ГРП	133
21	12.1.1	Предварительная оценка перспективных ресурсов нефти по категории С ₃	134
22	11.2.1	Основные геолого-экономические показатели поисковых работ	132
23	11.2.2	Основные финансовые затраты проектируемых поисково-разведочных работ	136

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№	Наименование	Стр.
1	Протокол заседания НТС ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»	143
2	Протокол совместного заседания НТС ТОО «SapaInvestment» и ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»	144
3	Копия государственной экологической экспертизы	145
4	Копия лицензии на право проектирования горных работ	150
5	Копии экспертных заключений	153

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ П/п	№№ Прил	Название графического приложения	Масштаб	Кол. листов	Гриф
1	1	Схема буровой изученности	1:100000	1	н/с
2	2	Средненормальный разрез.	1:1000	1	н/с
3	3	Структурная карта по отражающему горизонту VI (сейсмогравиметрическая модель)	1:200000	1	н/с
4	4	Структурная карта по отражающему горизонту VI (сейсмогравиметрическая модель)	1:200000	1	н/с
5	5	Структурная карта по отражающему горизонту III	1:200000	1	н/с
6	6	Сейсмические разрезы			
7	7	ГТН		1	н/с

Всего 7 графических приложений на 7 листах, все несекретно.

1. ВВЕДЕНИЕ

По административному делению контрактная территория ТОО «SaraInvestment» расположена в Махамбетском и Исатайском районах Атырауской области Республики Казахстан.

Географически изучаемая площадь находится в районе междуречья Урал-Волга Прикаспийской впадины.

ТОО «SaraInvestment» обладает правом недропользования на проведение разведки и добычи углеводородного сырья в пределах участка Бегайдар в Атырауской области на основании Контракта №4897-УВС-МЭ от 22.02.2021 г.

Площадь геологического отвода за вычетом месторождений подземных вод Кзылуй-Бегайдар и Жаскайрат составляет 2860,6 кв.км. Глубина отвода - до кристаллического фундамента.

Таблица 1.1 - Координаты угловых точек геологического отвода

№№ угл.т.чк	Координаты угл.т.чк	
	СШ	ВД
1	47°44'00"	51°00'00"
2	47°29'00"	51°00'00"
3	47°29'00"	50°40'00"
4	47°10'00"	50°40'00"
5	47°10'00"	50°31'00"
6	47°54'00"	50°31'00"
7	47°54'00"	51°34'00"
8	47°44'00"	51°34'00"

На исследуемой территории на протяжении длительного периода проводились различные виды геофизических исследований, картировочные, структурно-поисковые и поисково-разведочные буровые работы вплоть до конца прошлого века, но месторождений углеводородов не выявлено.

На прилегающей территории к участку Бегайдар находятся разрабатываемые нефтяные месторождения Новобогатинск Юго-Восточный, Ровное, Мартыши, Камышитовый Юго-Восточный, Камышитовый Юго-Западный, Новобогатинск Западный и т.д. Отмечены признаки нефтеносности в скважинах, пробуренных на площадях Баксай ЮЗ, Тегень, Кандаурово, Карманово, Кусанбай Западный, Черная речка, Яманка, Сорочинка, Лиман, нефтегазопроявления на площадях Сарсай, Шокеймола, газопроявления на площадях Кшил, Торгали, Песчаный, что свидетельствует о перспективности участка Бегайдар в нефтегазоносном отношении.

Настоящим проектом предусматривается проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 2353,2 пог.км и бурение 2 поисковых скважин, из них независимая

скважина Бегайдар-1 и скважина Бегайдар-2, зависящая от результатов бурения скважины Бегайдар-1 и результатов интерпретации данных МОГТ 2Д, проектные глубины скважин - 1500 м. Целью поискового бурения является оценка перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений.

2. Географо-экономические условия

Таблица 2.1 - Общие сведения о районе работ

№ № пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Махамбетский, Исатайский районы Атырауской области
2	Место базирования НГРЭ	город Атырау
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	слабо всхолмленная равнина с абсолютными отметками минус 23-27 м.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Вода подвозится из г.Атырау
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	-30°C-+44°C
7	Количество осадков	100 мм
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Восточное, северо-восточное, до 20 м/с
9	Толщина снежного покрова и его распределение	10-40см, неравномерно
10	Геокриологические условия	Мерзлые породы отсутствуют
11	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	Ноябрь-март
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	сайгаки, волки, лисы, грызуны, пресмыкающиеся и насекомые
13	Населенные пункты и расстояния до них	Г.Атырау в 120 км на юго-восток, п.Аккыстау в 80 км на юг
14	Состав населения	Казахи
15	Ведущие отрасли народного хозяйства	Нефтяное хозяйство, животноводство
16	Наличие материально-технических баз	В г.Атырау
17	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Нефтегазопровод Средняя Азия-Центр
18	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	автономные
19	Виды связи	Радио, спутниковая связь
20	Пути сообщения	Грунтовые дороги
21	Условия перевозки вахт	Автотранспорт
22	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Жд.станция Аккыстау в 80 км на юг

Рис.2.1. Обзорная карта

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Все геологические исследования на территории участка Бегайгар были направлены в основном на изучение надсолевого и подсолевого комплексов отложений. При этом на большинстве куполов изучены только наиболее приподнятые (сводовые) их участки.

С 1925 г геолого-поисковые работы проводились трестом «Эмбанефть», в результате которых впервые на территории Волго-Уральского междуречья установлено наличие солянокупольных структур.

В последующие годы при изучении района широкое применение нашли геофизические методы - гравиразведка и сейсморазведка.

ГРАВИРАЗВЕДКА

В 1937 г трестом «Эмбанефть» проводилась маятниковая гравиметрическая съемка маршрутного характера, в результате чего выявлен ряд локальных минимумов силы тяжести, таких как Кшил, Торгали, Сарысай, Шокеймола, Карманово.

С 1949 г начали проводиться гравиметрические исследования масштаба 1:200000 и 1:100000 с сечением изоаномал 2 мгл, которые позволили установить повсеместное развитие соляных куполов и выяснить закономерности размещения соляных куполов.

В 1958 г конторой «Казнефтегеофизика» проведены гравиметрические работы по перекрытию некондиционных съемок. В результате этих работ составлена карта аномальных работ силы тяжести с сечением изоаномал 2 мгл. Было уточнено гравитационное поле.

В 1963 г гравиметрическая партия 55-56/63 Гурьевской геофизической экспедиции треста «Казахстаннефтегеофизика» провела работы по перекрытию вариометрической съемкой обширной территории юга междуречья Урал- Волга.

К настоящему времени вся исследуемая территория покрыта гравиметрической съемкой масштаба 1:50000. Эффективность проведенной гравиметрической съемки резко повысилась за счет разработки специализированных программ решения обратной задачи в площадном трехмерном варианте в комплексе с данными сейсморазведки МОГТ.

СЕЙСМОРАЗВЕДКА

Начало применения сейсморазведки МОВ в междуречье Урал-Волга относится к 30-м годам прошлого столетия. Планомерное изучение района началось с 1937 г и носило площадной характер. Основной задачей этих работ являлось изучение геологического строения присводовых частей солянокупольных поднятий. Работами МОВ выявлено и

подготовлено под глубокое бурение значительное количество локальных структур в надсолевом комплексе.

В 1937 г проведены сейсмические исследования МОВ на соляных куполах Новобогатинск и Сагиз, по результатам которых построены структурные карты изученных частей этих куполов по кровле соли.

В 1940 г проведены сейсмические исследования МОВ на соляных куполах Кандаурово и Станция №2. Построена схематическая структурная карта по кровле соли.

В 1945 г сейсморазведкой 6/45 на куполе Новобогатинск выполнены сейсмические работы МОВ. Составлены структурные карты по отражающим горизонтам в надсолевых отложениях, характеризующие строение северного склона Новобогатинск. В том же году выполнены работы на соляных поднятиях Черная речка, Кандаурово и Редут. Для северного, северо-восточного и западного склонов купола Черная речка, восточного и западного крыльев куполов Кандаурово и Редут построены структурные карты по подошве неокома и кровле соли. Для юго-западного крыла купола Черная Речка – структурная карта по подошве третичных пород и горизонту N с неустановленным стратиграфическим положением. Проведены рекогносцировочные работы МОВ на территории куполов Кзыл-Жар-2 и Сорочинка. Составлены схематические структурные карты масштаба 1: 25000 по горизонтам VI? и III.

В 1946 г по результатам работ с/п 1/46 в Дангарской межкупольной зоне и на куполах Новобогатинск построены структурные карты по отражающему горизонту в надсолевых отложениях, изучено строение западного борта мульды Новобогатинск. Сейсмическая партия 4/46 Казахстанского отделения ГСП провела работы в районе гравитационного минимума Толес и на куполах Кузбак и Черная речка. Составлены карты по подошве неокома, также установлено, что в восточном направлении от купола Черная Речка отходит соляной перешеек.

В 1948 г с/п 1/48 Казахской геофизической конторы проведены сейсмические исследования МОВ на соляном куполе Новобогатинск. Соляное ядро купола Новобогатинска рисуется в виде асимметричного поднятия со столообразным сводом. Толща надсолевых отложений разбита системой радиальных сбросов.

В том же году проведены опытные сейсмические работы МОВ и КМПВ на солянокупольных структурах Акатколь-Тегень и в Новобогатинской третичной мульде. Доказана эффективность применения КМПВ для изучения рельефа кровли соли при относительно спокойном ее залегании.

В 1951 г по результатам работ с/п 1/51 Казахстанской геофизической конторы на площади гравитационного минимума Лиман и соляного купола Кусанбай установлено,

что гравитационному минимуму Лиман соответствует солянокупольная структура. Построены структурные схематические карты масштаба 1:50000 по отражающим горизонтам III, C, M для площади Лиман. На площади Кусанбай рекогносцировочной съемкой выявлены общие черты тектоники.

В 1952 г с/п 1/52 Казахстанской геофизической конторы Главнефтегеофизики проводит сейсмические исследования на солянокупольных структурах Кусанбай и Станция №2. Построены структурные карты по кровле соли куполов Кусанбай и Станция №2, выявлено глубинное строение сводовой части структуры Станция №2.

В 1956 г Прикаспийская аэрогеологическая экспедиция ВАГТа проводила аэрогеологическую съемку масштаба 1:200000, в результате которой составлена геологическая карта южной части территории междуречья.

В 1960 г Гурьевской ГФЭ были начаты сейсмические исследования МОВ, КМПВ, в результате которых получена информация о глубинном строении надсолевого комплекса осадочных пород в междуречье Урал-Волга, построены структурные карты по всем основным отражающим горизонтам, выявлены и рекомендованы к поисковому бурению на нефть и газ перспективные участки в зоне побережья.

В 1960 г с/п 15/60 провела работы на куполах Жанаталап Восточный, Камышитовый и Мартыши. Построена структурная карта по III отражающему горизонту и схема строения по VI отражающему горизонту куполов Жанаталап Восточный, Камышитовый, Мартыши и схематическая структурная карта по I отражающему горизонту купола Мартыши.

В 1961 г 12-13-14/61 ГФЭ проводит рекогносцировочные работы в центральной части Прикаспийской впадины (лист М-39-XXXIV). В результате этих работ построены структурные схемы по III и VI отражающим горизонтам в масштабе 1:200000.

В том же году с/п 12/61 Саратовской геофизической экспедиции провела региональные сейсморазведочные работы в Прикаспийской впадине по маршруту Гурьев-Уральск. Освещено строение надсолевого и подсолевого комплекса отложений до глубины 8-12км.

В 1960-61 гг партия №1 Аэрогеологической экспедиции №10 ВАГТа проводила комплексную геолого-гидрогеологическую съемку масштаба 1:200000 на площади юга междуречья Урал-Волга, куда входит основная часть изучаемой контрактной территории.

В результате сейсмических исследований МОВ, КМПВ, МПВ, начатых в 1960 г, были получены сведения о глубинном строении всего комплекса осадочных пород междуречья, построены структурные карты по всем основным отражающим горизонтам,

выявлены и рекомендованы к поисковому бурению на нефть и газ перспективные площади.

В 1963 г гравиметрическая партия 55-56/63 Гурьевской геофизической экспедиции треста «Казахстаннефтегеофизика» провела работы по перекрытию вариометрической съемкой обширной территории юга междуречья Урал- Волга.

Параллельно с этими работами той же экспедицией проводилась детальная сейсмическая съемка на площади Баксай, в результате чего установлено, что гравитационному минимуму Баксай соответствует одноименная солянокупольная структура.

По результатам работ с/п 13-14/61-62 на площади гравитационных минимумов Казачья Грань-Береговой-Камынин и в межкупольной зоне Кусанбай-Лиман-Кандаурово. Освещено строение межкупольной зоны Кусанбай-Лиман-Кандаурово до глубины 4,5км, выделены тектонические нарушения.

С/п 11-32/62-63 проводила сейсмические исследования МОВ и МПВ на площади куполов Кобланды, Атаманский, Каменный, в межкупольной зоне Лиман-Кандаурово. Построены структурные карты масштаба 1:50000 по отражающим горизонтам III, A, K для площадей Лиман-Кандаурово и Атаманский-Каменный, а также карты по отражающим горизонтам I, VI масштаб 1:50000 для площади Атаманский-Каменный.

Сейсмическая партия 27-28/63-64 проводила сейсмические исследования в южной части междуречья Урал-Волга на площадях Баксай-Лиман-Мартыши. Построены структурные карты по III отражающему горизонту и схема строения кровли соли на площади Баксай-Лиман, структурная карта по III горизонту и кровли соли для участка Мартыши-Камышитовый. Выявлено пять новых солянокупольных структур: Баксай ЮЗ, Малое, Чалик, Изумрудный, Моряна.

В 1964 г сейсморайонированием 42-43/64 Гурьевской геофизической экспедиции проведены исследования на структурах Песчаный, Сарсай, Шокеймола, Кшил. По их результатам уточнялись отдельные участки и элементы ранее известных солянокупольных поднятий: западное крыло структуры Сарсай, юго-восточное крыло структуры Песчаный, где по III отражающему и условному «K» горизонтам выделены элементы в форме полусводов.

В 1968 г с/п 46-47/68 проведены поисковые сейсмические исследования МОВ-ПМЗ на площади куполов Кусанбай – Каменный, также на южном и западном крыльях купола Новобогатинск.

По результатам работ с/п 46-47/68, проводившей сейсмические исследования МОВ-МПВ и в небольшом объеме КМПВ на площади куполов Кусанбай-Камышитовый, и также детальные работы на южном и западном крыльях купола Новобогатинск, построены структурные карты масштаба 1:50000 по отражающим горизонтам I, III, V?,

VI, К для площади Кусанбай-Камышитовый и структурные карты по III, VI отражающим горизонтам масштаба 1:50000 для площади Новобогатинск. Впервые выделен купол Кусанбай Западный. Установлено, что Кусанбай-Чернореченская третичная мульда отделяется от Кусанбай-Каменной мульды сбросом очень большой амплитуды.

Сейсмическая партия 78-79/70-71 провела работы МОВ-КМПВ на площади Козыретмола-Торгали. Выявлено антиклинальное поднятие Торгали Северный.

В 1972 г сейсморайонированием 75-76/72 на обширной территории, охватывающей купола Найзамола, Махамбет, Сарсай-Шокеймола, Яманка, Теген, Яманка Восточная, Баксай, Карманово, Теген Восточный, Лиман, Сорочинка и прилегающих к ним межкупольных участков проведены сейсмические исследования, по результатам которых построены структурные карты по III и V отражающим горизонтам, выделены отдельные локальные перспективные участки для постановки поисковых работ масштаба 1:50000, схематические структурные карты по V и VI горизонтам масштаба 1:100000 и схематическая структурная карта по горизонту II масштаба 1:200000. Установлено, что купола Лиман и Сорочинка представляют собой единый соляной массив, вытянутый в субширотном направлении.

В 1973 г сейсморайонированием 19/73 треста “Эмбанефтегеофизика” проведены региональные исследования комплексом МОВ-КМПВ, в результате которых уточнено положение Новобогатинского поднятия и рекомендовано бурение глубокой скважины для изучения характеристики разреза и стратиграфической привязки прослеживаемых отражающих поверхностей.

С 1975 г на смену МОВ с однократными наблюдениями приходит новая его модификация МОГТ, основанная на многократном прослеживании отраженных волн, в связи с чем повысилась геологическая эффективность геофизических исследований при изучении осадочной толщи.

Широкое развитие цифровой записи при сейсмических исследованиях позволило значительно увеличить глубинность исследований при поисковых и детальных работах МОГТ, более уверенно изучать конфигурацию соляных куполов и трассировать тектонические нарушения.

В 1975 г сейсморайонированием 41/75 проведены исследования МОГТ на северо-западном крыле купола Кусанбай Западный с целью подготовки под глубокое поисковое бурение на меловые и юрские отложения и изучения строения пермотриасового комплекса на крутых склонах.

В том же году комплексная геофизическая партия 32-47/75 провела поисковые работы по районированию территории юго-восточной части междуречья Урал-Волга. В

общих чертах освещено геологическое строение юго-восточной части междуречья, построены сводные геолого-геофизические разрезы по всем профилям масштаба 1:50000, карта по VI отражающему горизонту масштаба 1:100000, выявлены участки прослеживания пермотриасовых горизонтов.

В том же году с/п 41/75 провела сейсмические исследования МОГТ с целью подготовки северо-западного крыла купола Кусанбай Западный под глубокое поисковое бурение по меловым и юрским отложениям с попутным освещением строения пермотриасового комплекса.

С целью изучения глубинного геологического строения Новобогатинского выступа по подсолевым отложениям и выявления структурных ловушек в районе разрабатываемых месторождений Мартыши и Камышитовый ЮЗ сейсморазведкой 5/76 треста ЭНГФ в 1976 г. проведены детализационные сейсморазведочные работы. В результате их для всей исследуемой площади построены структурные карты по III, V, VI и П₁ отражающим горизонтам. Выявлена структура Ровное, рекомендовано провести работы по изучению Новобогатинской мульды и ее северо-восточного склона.

Прикаспийской с/п №19/76 в 1976 г. проведены региональные сейсмические исследования КМПВ и МОГТ с целью изучения мощности осадочного чехла и строения подсолевых отложений. В результате проведенных работ выявлен Новобогатинский свод и по профилю IX уточнено строение его северо-западного крыла. Рекомендовано пробурить параметрическую скважину в районе Новобогатинского свода и в этой скважине предусмотреть работы по изучению характеристики разреза.

В том же году с/п 32/76 провела поисковые работы с бурением структурных скважин на южном и юго-восточном крыльях купола Лиман и южном крыле купола Сорочинка. Построены структурные карты по III и V отражающим горизонтам масштаба 1:25000, структурная карта по VI горизонту и схематические структурные карты по горизонту РТ, РТ' и РТ'' масштаба 1:50000. Выделены участки, где рекомендуется бурение параметрической скважины и постановка детальных работ.

Прикаспийская сейсмическая партия 19/76 провела работы КМПВ и ОГТ на исследуемой территории.

В 1977 г. трестом «Саратовнефтегеофизика» силами партий Баксайской 0677, Песчаной 0877 сейсмических партий, Кармановской гравиметрической партии 2377 и Сарсайской геохимической партии проведены комплексные поисковые работы. Построены структурные карты масштаба 1:50000 по отражающим горизонтам III, V, РТ и структурная схема по горизонту П₁ на участке, включающем купола Торгали, Песчаный, Шокеймола, Баксай, Баксай ЮЗ и др.

Сейсмической партией 5/77 в 1977 году проведены исследования с целью поисков структур, перспективных на нефть и газ в надсолевых и подсолевых отложениях методом ОГТ. Построены карты изохрон по отражающему горизонту Π_1 , структурная схема по отражающему горизонту VI и структурные карты по отражающим горизонтам III, V в масштабе 1:50000.

Выявлены объекты по подсолевым отложениям, перспективные в нефтегазоносном отношении и требующие дальнейшего изучения с целью подготовки к бурению на нефть и газ: восточное поле северного крыла купола Сугур, юго-западная часть южного крыла купола Камышитовый, периферийное погребенное антиклинальное поднятие на юго-западной периклинали купола Теген, стратиграфически экранированные ловушки в юрско-меловых отложениях (юго-восточная периклираль купола Новобогатинский), восточная часть мульды Новобогатинск – Теген – Лиман, западное крыло купола Камышитовый, северо-восточная периклираль купола Новобогатинск.

В результате сейсморазведочных работ партий №7/77-78 и 5/78 выявлен ряд объектов по надсолевым отложениям, перспективных в нефтегазоносном отношении: структура в отложениях пермотриаса, экранированная крутым склоном соли, в межкупольной зоне Кшил-Сугур западнее соляного перешейка, соединяющего эти два купола; структура в отложениях пермотриаса, экранированная крутой стенкой соли купола Теген Восточный; структура примыкания по меловым отложениям, экранированная сбросами, приуроченная к северо-западному склону купола Лиман; структура, экранированная сбросом по меловым отложениям, приуроченная к западному борту Тегенской мульды; структуры, экранированные сбросами по меловым и юрским отложениям, приуроченные к западному крылу купола Кшил; структуры примыкания по меловым и юрским отложениям, экранированные сбросом, приуроченные к юго-западному крылу купола Торгали; антиклинальный перегиб по отложениям юры и мела в районе соляного перешейка, соединяющего купола Баксай ЮЗ и Кшил.

В том же году Шокеймолинская двухотрядная сейсмическая партия 0678 проводит работы МОГТ на площадях Кукурттышагыл, Песчаный и в их межкупольной зоне, по результатам работ построены структурные карты масштаба 1: 50000 по отражающим горизонтам III, V и структурные схемы по горизонтам РТ, VI, Π_1 . Выявлено поднятие, приуроченное к соляному перешейку между куполами Кызылбархан и Песчаный, и структура облекания на перешейке Баксай ЮЗ-Сарсай.

В 1979 г по результатам сейсмических исследований МОГТ, проведенных Кулагинской сейсмической партии 0679, подтверждено существование поднятия на

соляном перешейке Кызылбархан-Песчаный, не подтвердилось поднятие в районе Баксай ЮЗ-Сарсай.

Региональными работами КМПВ, проведенными в 1979 г партией 19/79, было уточнено строение Новобогатинской зоны поднятий и выделены перспективные участки для детализации (Сугур и Торгали Восточный).

Сейсмической партией 5/79 в 1979 г были проведены исследования МОГТ с целью выявления и подготовки по надсолевым отложениям структур к глубокому бурению на нефть и газ на площадях Жанаталап-Камышитовый и Новобогатинск-Теген. Уточнено геологическое строение исследуемых площадей, построены структурные карты по отражающим горизонтам III, V, PT, VI масштаба 1:50000. На основании полученных результатов и анализа проведенных работ рекомендовано в том же году бурение одной параметрической скважины на северо-западном склоне южного крыла купола Камышитовый глубиной 600 м и одной скважины в мульдовой зоне Камышитовый ЮВ – Камышитовый - Кусанбай Западный глубиной 4450 м.

В 1980 г выполнены работы МОГТ Прикаспийской сейсмической партией 19/80. Отработан региональный профиль III.

Региональными работами КМПВ, проведенными в 1980 г партией 19/80, было уточнено строение Новобогатинского свода по отражающим горизонтам П₁, П₂, выделены перспективные участки для поисковых работ.

В 1980 г с/п 5/80 проведены работы для подготовки к глубокому поисковому бурению по надсолевым отложениям структур, приуроченных к юго-западной части мульды Теген-Восточный-Лиман; к юго-западному склону соляного перешейка Теген - Лиман Южный; к юго-восточной части мульды Новобогатинск - Лиман - Лиман Южный; к западному крылу купола Камышитовый; к юго-западному крылу купола Камышитовый Южный. По отложениям пермотриаса изучена структура, приуроченная к соляному карнизу на западном склоне купола Камышитовый.

В 1981 г по результатам сейсмических работ с/п 5/80 на площадях Кшил-Баксай-Жанаталап Восточный-Атаманский, в районе соляного отрога Кшил по III горизонту выявлена структура в межкупольной зоне Кшил-Баксай ЮЗ, на которую даны рекомендации на проведение детальных работ.

В 1982 г Прикаспийская партия 79/82 КГЭ проводит сейсмические работы МОГТ по региональному профилю X.

В 1983 г с/п 5/83 проводит сейсмические исследования МОГТ на площадях куполов Сугур Западный, Манаш, Торгали, Баксай, Песчаный, Кукурттышагыл и прилегающих к ним межкупольных зон. Построены структурные карты по III, V, VI и PT

горизонтам в масштабе 1:50000. На соляном перешейке Торгали – Песчаный выявлено антиклинальное поднятие Торгали Северный.

В 1977-88 гг полевыми партиями треста «Саратовнефтегеофизика» проводятся систематические сейсмические исследования в комплексе с гравиметрическими и геохимическими работами на площади, охватывающей северную часть лицензионной территории, где находятся структуры Песчаный, Шокеймола, Ашим.

В результате переинтерпретации геофизического материала данных исследований опытно-методической партией 12/85 выявлена структура Песчаный. В 1984 г с/п 5/84 проведены сейсмические исследования МОГТ на участке куполов Кукурттышагыл, Песчаный-Баксай и купола Новобогатинск. Построены структурные карты по отражающим горизонтам III, V, VI и РТ масштаба 1: 50000. На северо-восточном крыле соляного ядра Песчаный предполагается наличие соляного карниза.

Региональными работами МОГТ, проведенными в 1984 г партией 79/83-84, было уточнено строение Новобогатинской зоны поднятий по отражающим горизонтам П₁, П₂.

В 1985 г с/п 5/85 проводит сейсмические исследования МОГТ на участке соляных куполов Песчаный - Сарсай-Шокеймола-Торгали Северный- Манаш - Манаш Северный. На соляном перешейке Шокеймола – Найзамола выделен соляной карниз, имеющий простирание с юго-запада на северо-восток.

Геологическим обоснованием для проведения работ с/п 5/86 послужило наличие благоприятных структурных условий в надсолевых отложениях в пределах северо-западного крыла купола Песчаный и западного крыла купола Махамбет (Шокеймола). По результатам работ структура Песчаный была детализована, установлен характер сочленения по поверхности соли купола Песчаный с куполами Найзамола, Кызылбархан, Ашим и др.

В 1987-88 гг с/п 5/87-88 проводит исследования МОГТ на участках соляных куполов Дерек-Кызылбархан-Баксай. Уточнено геологическое строение изучаемого района, построены структурные карты масштаба 1:50000 по отражающим горизонтам III, V, VI, РТ.

В 1985-86 гг Прикаспийская сейсмическая партия 79/86-86 проводит сейсморазведочные исследования с применением невзрывных источников ГСК-6. Отработаны региональные профили МОГТ VII (восточный и западный участки), XVIII. Проведено обобщение материалов ОПТ-КМПВ за 1972-1986гг.

В 1989 г Академией наук Казахской ССР проведена комплексная обработка геолого-геофизических и аэрокосмических материалов с целью уточнения геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности междуречья Урал-Волга в пределах

деятельности объединения «Эмбанефть». Было уточнено геологическое строение и тектоническая структура исследуемого района и выделены ловушки, перспективные на нефть и газ.

В 1992 г с/п 5/91-92 провела сейсморазведочные работы МОГТ на площадях Песчаный, Баксай, Шокеймола, Сарсай. Уточнено геологическое строение соляного «моста» в пределах соляного перешейка Шокеймола-Найзамола, структур примыкания к куполу Шокеймола, соляного карниза в пределах соляного перешейка Баксай-Шокеймола-Сарсай.

В 1993 г с/п 1/91-93 проведены поисково-детальные сейсморазведочные работы с невзрывными источниками ГСК-6М на структурах Шокеймола, Сарсай.

По результатам с/п 5/96-97 уточнено геологическое строение площади Мартыши, Ровное.

В 1998 г тематической партией 10/99-97 АО «Эмбаунайгеофизика» проведен оперативный анализ материалов сейсморазведки и бурения, составлены сводные структурные карты по отражающим горизонтам III, V, VI, П₁ по междуречью Урал-Эмба на территории деятельности АО «Эмбаунайгаз» в масштабе 1:100000.

Сведения о сейсмической изученности приведены в таблице 3.1.

Сейсмическими исследованиями рассматриваемая площадь изучена неоднородно: густая сеть профилей, вплоть до детальных работ на отдельных куполах, отработана в западной и центральной части лицензионной площади и практически не изучена сейсморазведкой десятикилометровая полоса вдоль поймы реки Урал или вся восточная часть территории.

Плотность сейсмических профилей в западной и центральной частях высока и составляет 1,2-1,5 пог.км.

Геологическая изученность

Изучение геологического строения по данным картировочного, структурно-поискового глубокого поисково-разведочного и параметрического бурения проводились на протяжении длительного периода, который можно разбить на несколько этапов.

Первый этап дореволюционный, когда компанией «Братья Нобель» были пробурены скважины на Новобогатинском куполе.

Второй этап начинается с конца 20-х годов прошедшего 20 века и продолжался до начала 50-х годов. В этот период основными объектами изучения явились купола Новобогатинск, Черная Речка, Кандаурово-Редут, на которых были установлены незначительные по размерам и запасам залежи нефти.

Таблица 3.1. Каталог сейсмической изученности

№№ ПП	Авторы	Название отчета	Год выполнения, методика работ	Краткие результаты работ
1	2	3	4	5
1.	Юрченко В.И.	Отчет о работе сейсморазведочной партии на соляных куполах Новобогатинск и Сагиз в 1937г.	1937г. МОВ	Построены структурные карты изученных частей этих куполов по кровле соли.
2.	Коновалов М.М.	Отчет о работе сейсмической партии на месторождении Кандаурово и Станция №2 в 1940г.	1940г. МПЗ	Построена схематическая структурная карта по кровле соли.
3.	Барембойм М.И., Чашин В.И.	Отчет о работе сейсмической партии №6/45 на куполе Новобогатинск Новобогатинского района Гурьевской обл. Каз.ССР в 1945г.	1945г. МОВ	Составлены структурные карты по отражающим горизонтам в надсолевых отложениях, характеризующие строение северного склона Новобогатинск.
4.	Беляева Г.В., Ливкин О.Г.	Отчет о сейсмических работах методом отраженных волн партии 1/45 на соляных поднятиях Черная речка, Кандаурово и Редут Баксайского р-на Гурьевской обл.Каз.ССР.	1945г. МОВ	Для северного, северо-восточного и западного склонов купола Черная речка и восточного и западного крыльев куполов Кандаурово и Редут построены структурные карты по подошве неокома и кровле соли. Для юго-западного крыла купола Черная Речка структурная карта по подошве третичных пород и горизонту N с неустановленным стратиграфическим положением.
5.	Морозов А. П.	Рекогносцировочные работы МОВ на территории куполов Кызыл-Джар 2 и Сорочинка.	1945г. МОВ	Составлены схематические структурные карты масштаб 1: 25000 по горизонтам III и VI?
6.	Баренбойм М.И., Никонова Н.А.	Отчет о работе с/п 1/46в Дамгарской межкупольной зоне и на куполах Новобогатинск в Гурьевской обл.Каз. ССР в 1946г.	1946г.МОВ	Построены структурные карты по отражающему горизонту в надсолевых отложениях, изучено строение западного борта мульды Новобогатинск.
7.	Шахт Н.И., Софинрейтер Л.Г.	Отчет о работе с/п 4/46 Казахстанского отделения ГСП в районе гравитационного минимума Толес и на куполах Кузбак и Черная речка Гурьевской обл. Каз ССР в 1946г.	1946г. МОВ	Составлены карты по отражающему горизонту в надсолевых отложениях – подошва неокома и условный горизонт. Установлено, что в восточном направлении от купола Черная Речка отходит соляной перешеек.
8.	Борисович А.С.	Отчет о работе с/п 1/48 Казахской геофизической конторы на соляном куполе Новобогатинск в Гурьевской обл. в 1948г.	1948г. МОВ	Соляное ядро купола Новобогатинска рисуется в виде асимметричного поднятия со столообразным сводом. Толща надсолевых отложений разбита системой

9.	Баренбойм М. И., Базаров Т.Б., Сарыщев В.А.	Отчет об опытных сейсмических работах на солянокупольных структурах Акаткуль-Тегень и в Новобогатинской третичной мульде, расположенных в Гурьевской обл. Каз.ССР.	1949г. МОВ КМПВ	радиальных сбросов. Доказана эффективность применения КМПВ для изучения рельефа кровли соли при относительно спокойном ее залегании.
10.	Кузнецова Н.П.	Отчет о работе с/п 1/51 Казахстанской геофизической конторы на площади гравитационного минимума Лиман и соляного купола Кусанбай, расположенных в Баксайском районе Гурьевской обл. Каз.ССР.	1951г. МОВ	Установлено, что гравитационному минимуму Лиман соответствует солянокупольная структура. Построены структурные схематические карты м 1:50000 по отражающим горизонтам Ш, С, М для площади Лиман. На площади Кусанбай рекогносцировочной съемкой выявлены общие черты тектоники.
11.	Кузнецова Н.П., Пенонина Е. А., Коновалов М.М.	Отчет о работе с/п 1/52 Казахстанской геофизической конторы Главнефтегеофизики на солянокупольных структурах Кусанбай и Станция №2 в 1952г.	1953г.	Построены структурные карты по кровле соли куполов Кусанбай и Станция №2. Выявлено глубинное строение сводовой части структуры Станция №2.
12.	Далаков Д.И.	Отчет о работе с/п 15/60 на куполах Жанаталап восточный, Камышитовый и Мартыши в 1960г.	1960г. МОВ	Построена структурная карта по III отражающему горизонту и схема строения по VI отр. Горизонту куполов Жанаталап вост., Камышитовый, Мартыши и схематическая структурная карта по горизонту VI к.Мартыши.
13.	Гамодиев А.Г. и др.	Отчет партии 12/61 в Саратовской геофизической экспедиции о результатах региональных сейсморазведочных работ в Прикаспийской впадине по минимуму Гурьев-Уральск.	1962г. МОВ	Освещено строение надсолевого и подсолевого комплекса отложений до глубины 8-12км.
14.	Аверьянова С.Г.	Отчет о работах сейсмической партии 13-14/61-62 на площади гравитационных минимумов Казачья Грань-Береговой и в межкупольной зоне Кусанбай-Лиман-Кандаурово, расположенных в Гурьевском, Макатском и Бексайском районах Гурьевской обл. Каз.ССР.	1962г. МОВ	Освещено строение межкупольной зоны Кусанбай-Лиман-Кандаурово до глубины 4,5км, выделены тектонические нарушения.

15.	Аверьянова С.Г.	Отчет о работах сейсмической партии 11-32/62-63, проводившей сейсмические исследования в 1962-63гг. на площади куполов Кобланды (Уйтас), Атаманский, Каменный, в межкупольной зоне Лиман-Кандаурово и по региональному профилю V, расположенному в южной части междуречья Урал-Волга.	1963,МОВ,МПВ	Построены структурные карты м 1:50000 по отражающим горизонтам III, а, К для площадей Лиман-Кандаурово и Атаманский –Каменный, а также карты по горизонтам I и VI м 1:50000 для площади Атаманский-Каменный.
16.	Алексеева А.П.	Отчет о работе сейсмической партии №27-28/63-64, проводившей сейсмические исследования в южной части междуречья Урал-Волга на площади Баксай-Лиман-Мартыши.	1964г. МОВ	Построены структурные карты по III и V отражающим горизонтам и схема строения кровли соли на площади Баксай-Лиман, структурная карта по III горизонту и кровли соли для участка Мартыши-Камышитовый. Выявлено пять новых структур: Баксай ПЗ, Малое, Чалик, Изумрудный, Моряна.
17.	Тайманов К.А.	Отчет о сейсмических исследованиях в южной части междуречья Урал-Волга на площадях Песчаный, Сарсай, Шокеймола, Кзыл. (партия № 42-43/64).	1964г. МОВ, КМПВ,МПВ	Изучено строение надсолевых отложений по отражающим горизонтам III, VI, "К" (внутри пермo-триасовый горизонт). М 1:50000.
18.	Левковский А. Дагистанов О.	Отчет о работе сейсмической партии №46-47/68, проводившей в 1968г поисковые сейсмические исследования МОВ-МПВ и в небольшом объеме КМПВ на площади куполов Кусанбай-Камышитовый и детальные работы на южном и западном крыльях купола Новобогатинск, расположенных в Балыкшинском и Махамбетском районах Гурьевской обл. Каз.ССР.	1968г. МОВ-ПСЗ, КМПВ	Построены структурные карты м 1:50000 по отражающим горизонтам I, III, V?, VI, К для площади Кусанбай-Камышитовый и структурные карты по III, VI отражающим горизонтам м 1:50000 для площади Новобогатинск. Впервые выделен купол Кусанбай Западный. Установлено, что Кусанбай-Чернореченская третичная мульда отделяется от Кусанбай-Каменной мульды сбросом очень большой амплитуды.
19.	Хавронюк С.П.	Отчет о сейсмических исследованиях на площади Козыретмола-Торгали (с/п 78-79/70-71).	1971г. МОВ, КМПВ	Выявлено антиклинальное поднятие Торгали Северный.
20.	Скакунов В.Г., Буренин В.Е.	Отчет о сейсмических исследованиях, проведенных в 1972г на площади соляных куполов Найзамола-Яманка (с/п 75-76/72).	1973г. МОВ, КМПВ	Построены структурные карты по III и V отражающим горизонтам. М 1: 50000, схематические структурные карты по V и VI горизонтам, М 1: 100000 и схематическая структурная карта по горизонту М 1:200000. Установлено, что купола

21.	Алексеев А.П., Подвысоцкая Г.Т., Кочерга А.И.	Отчет о поисковых работах комплексом геофизических методов по районированию территории юго-восточной части междуречья Урал-Волга, расположенной в Махамбетском и Балыкшинском районах Гурьевской обл. Каз.ССР. (комплексная геофизическая партия №32-47/75).	1975г. МОГТ	Лиман и Сорочинка представляют собой единый соляной массив, вытянутый в субширотном направлении. В общих чертах освещено геологическое строение юго-восточной части междуречья. Построены сводные геолого-геофизические разрезы по всем профилям М 1:5000, карта по VI отражающему горизонту М 1: 100000, выявлены участки прослеживания пермотриасовых горизонтов.
22.	Суворова Н.Г., Черницова Н.Е. и др.	Отчет о проведении сейсмических исследований МПТ с целью подготовки северо-западного крыла купола Кусамбай Западный под глубокое поисковое бурение по меловым и юрским отложениям с попутным освещением строения пермотриасового комплекса (с/п 41/75).	1975г. МОГТ	Даны рекомендации по заложению скважины.
23.	Алексеева А.П., Аверьянова О.Г., Бахтияров Г.	Отчет о поисковых сейсмических исследованиях МОГТ с бурением структурных скважин, выполненных на площади южного и юго-восточных крыльев купола Лиман и южного борта купола Сорочинка, расположенных в Новобогатинском районе Гурьевской обл. Каз. ССР (с/п 32/76).	1976г. МОГТ, КМПВ	Построены структурные карты по III и V отражающим горизонтам м 1:25000, структурная карта по VI горизонту и схематические структурные карты по отражающим горизонтам РТ, РТ" и РТ" М 1:50000. Выделены участки, где рекомендуется бурение параметрической скважины и постановка детальных работ.
24.	Смирнов О.К., Абрамсон Р.И., Керимова И.К. и др.	Отчет о работах КМПВ и ОГТ Прикаспийской сейсмической партии 19/76, проведенных в Гурьевской обл. Каз. ССР в 1976г.	1976г. МОГТ, КМПВ	Отработана восточная часть профиля 1.
25.	Понукалин В.А., Александров В.И. и др.	Отчет о работах Баксайской 0677, Песчаной 0877 сейсмических партий, Карменовской гравиметрической партий 2377 и Сарсайской геохимической партии 2877.	1977г. МОГТ, гравиразведка геохимия	Построены структурные карты м 1: 50000 по отражающим горизонтам III, V, РТ и структурная схема по горизонту П ₁ на участке, включающем купола Торгали, Песчаный, Шокеймола, Баксай, Баксай ЮЗ и др.
26.	Ганиев В.А., Соломко Ю.А.,	Отчет о сейсмических разведочных работах МОГТ на площади соляных куполов Камышитовый,	1978г. МОГТ	Изучено строение площади по III и V отражающим горизонтам, выделен горизонт РТ ₂ . Выделена

27.	Соломко С.А. Филатов К.К., Седемков В.И. и др.	Камышитовый Юж., Тегень-Сугур, расположенных в Гурьевской обл. Каз. ССР (с/п 5/78, 7/77-78). Отчет о работах Шокеймолинской двухотрядной сейсмической партии 0678 методом отраженных волн в модификации ОГТ	1978г. МОГТ	структура примыкания к крутому склону соляного перешейка Тегень Вост.- Лиман по III отражающему горизонту. На площади, включающий купола Кукурттышагыл. Песчаный и их межкупольную зону, построены структурные карты м 1: 50000 по отражающим горизонтам III, V и структурные схемы по горизонтам РТ, VI, П1. Выявлено поднятие, приуроченное к соляному перешейку между куполами Кызылбархан и Песчаный, подтверждена структура облегания на перешейке Баксай ЮЗ-Сарсай. Подтверждено существование поднятия на соляном перешейке Кызыл-Бархан – Песчаный. Не подтвердилось поднятие в районе Баксай ЮЗ-Сарсай.
28.	Филатов К.Е., Селенков В.И.	Отчет о работах Кулагинской сейсмической партии 0679.	1979г. МОГТ	Отрабатан региональный профиль III.
29.	Соломко Ю. А., Коломиец В.Л., и др.	Отчет о работе с/п 5/79 на площадях Жанаталап- Камышитовый и Новобогатинск-Тегень, расположенных в Гурьевской обл. Каз ССР.	1979г. МОГТ	
30.	Керимова И.К., Керимов А.Ф. и др.	Отчет о работах МОГТ Прикаспийской сейсмической партии 19/80 на территории Гурьевской обл.Каз. ССР в 1980г. (по профилю III).	1980г. МОГТ	
31.	Соломко Ю. А., Матусевич Н.Р., Барчева В.М.	Отчет о работе с/п 5/80 на площадях Кшил- Баксай-Жанаталап Вост.-Атаманский, расположенных в Гурьевской обл. Каз.ССР.	1981г. МОГТ	В районе соляного отрога Кшил по III горизонту выявлена структура в межкупольной зоне Кшил- Баксай ЮЗ, где рекомендуется проведение дальнейших работ. Отрабатан региональный профиль X.
32.	Керимова И.К., Керимов А.Ф., Николаева Н.В.	Отчет Прикаспийской партии 79/82 КГЭ о работах МОГТ по профилю X, проведенных в Гурьевской обл. Каз. ССР в 1982г.	1982г. МОГТ	
33.	Соломко Ю. А., Барчева В.М.	Отчет о работах сейсмической партии №5/83, проводившей исследования МОГТ на площадях куполов Сугур западный, Манап, Торгали, Баксай, Песчаный, Кукурттышагыл и прилегающих к ним межкупольных зон, расположенных в Гурьевской обл. Каз.ССР.	1983г. МОГТ	Построены структурные карты по III, V горизонтам VI и РТ м 1:50000. На соляном перешейке Торгали – Песчаный выявлено антиклинальное поднятие Торгали сев.

34.	Барчева В.М., Битеуова С.А.	Отчет о работах сейсмической партии №5/84, проводившей исследования МОГТ на участке куполов Кукурттышагыл, Песчаный-Баксай и купола Новобогатинск.	1984г. МОГТ	Построены структурные карты по отражающим горизонтам VI и РТ м 1: 50000. На северо-восточном крыле соляного ядра Песчаный предполагается наличие соляного карниза.
35.	Барчева В.М.	Отчет о работах сейсмической партии №5/85, проводившей исследования МОГТ на участке соляных куполов Песчаный - Сарсай-Шокеймола-Торгали Сев.- Манаш - Манаш Сев.	1985г. МОГТ	На соляном перешейке Шокеймола – Найзамола выделен карниз простираения с юго-запада на северо-восток.
36.	Николаева Н.В.	Отчет Прикаспийской сейсмической партии 79/85-86 о результатах сейсморазведочных исследований с применением невзрывных источников ГСК-6, проведенных в 1985-1986гг. на территории Гурьевской обл. Каз. ССР (южная часть Рын-Песков), п.Поваровка, 1987г.	1985-86гг. МОГТ	Отработаны региональные профили МОГТ (зап.часть), УП (восточный и западный участки), XVIII. Проведено обобщение материалов ОПТ-КМПВ за 1972-1986гг.
37.	Барчева В.М.	Отчет о работах сейсмической партии № 5/88-88, производившей исследования МОГТ на участках соляных куполов Дерек-Кызылбархан-Баксай в Гурьевской обл. Каз.ССР.	1986-88гг. МОГТ	Построены структурные карты м 1:50000 по отражающим горизонтам III, V, VI, РТ.
38.	Антипов С.М. и др.	Комплексная обработка геолого-геофизических и аэрокосмических материалов с целью уточнения геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности междуречья Урал-Волга в пределах деятельности объединения «Эмбанефть»	1989г	Уточнено геологическое строение и тектоническая структура исследуемого района, выделены ловушки, перспективные на нефть и газ
39.	Барчева В.М.	Отчет сейсмической партии 5/91-92.	1991-92гг МОГТ	Уточнено геологическое строение изучаемого района
40.	Алексеева и др.	Отчет о работе с/п 1/91-93	1991-93гг МОГТ	Проведены поисково-детальные сейсморазведочные работы с невзрывными источниками ГСК-6М на структурах Шокеймола, Сарсай
41.	Матусевич А.В. и др.	Совместный анализ геолого-геофизических материалов и данных гравиразведки	2001г	Проведено детальное изучение отражающихся в гравитационном поле объектов

Третий этап проведения буровых работ связан с широкомасштабными работами по проведению картировочного и структурно-поискового бурения на территории междуречья Урал-Волга, прилегающей к р.Урал с охватом территории блока Лиманв в период 1965-68 гг. Работы проводились Гурьевской геолого-поисковой нефтэксспедицией министерства геологии.

За этот период были проведены геологическое картирование сводовых частей куполов Сорочинка, Кшил, Сарсай, Яманка, Лиман. По результатам картировочного бурения на отдельных куполах составлены геологические карты масштаба 1:50 000 и крупнее. На наиболее перспективных куполах, которые характеризовались относительно незначительной степенью размыва отложений, было проведено структурно-поисковое бурение. По результатам этих исследований, которые установили отсутствие продуктивных горизонтов, работы на территории блока были прекращены.

Четвертый этап охватывает период с начала 70-х по начало 80-х годов. В этот период проведены картировочные работы на площадях Атаманский, Каменный, Кусанбай, Камышитовый. На этих структурах также проведено структурно-поисковое бурение, по результатам которого установлено отсутствие перспективных в нефтегазоносном отношении горизонтов. Глубокое поисковое бурение проведено на структурах Песчаный, Баксай Западный, Баксай Юго-Западный, Сугур.

Проведенными работами также установлено отсутствие продуктивных горизонтов на соляных куполах.

В этот период с целью изучения строения надсолевого комплекса в межкуполных зонах было начато бурение параметрической скважины Кусанбай Западный П-58 глубиной 4500м. Скважина вскрыла разрез с повышенными мощностями берриас-валанжинского комплекса пород свыше 3000 м при фоновом значении мощностей 60-70 м.

В период 90-х поисково-разведочные работы на надсолевой комплекс на территории блока не проводились. Согласно данным сейсмических работ ОГТ впервые были поставлены вопросы перспективности подсолевого комплекса отложений, залегающего на глубинах свыше 5000 м. В соответствии с этим было начато бурение параметрической скважины П-1 с проектной глубиной 7000 м на предполагаемом подсолевом поднятии Новобогатинск. Скважина пробурена до глубины 6094 м и остановлена забоем в отложениях кунгура. Таким образом, отложения подсолевого комплекса на территории блока остались не изученными.

Ниже приводятся сведения о проведенных буровых работах.

Поисковые буровые работы на блоке Лиман впервые были проведены на куполе площади **Новобогатинск** в течении 1912-1917 гг фирмой «Братья Нобель» на юго-западном борту Новобогатинской мульды, где пробурены 24 глубокие скважины. Этими работами было установлено наличие нефтеносной залежи в отложениях юры, перекрытых неогеновым покровным чехлом. После перерыва, обусловленного гражданской войной, буровые работы на площади были возобновлены.

За период с 1928 по 1933 г было пробурено 18 скважин общим метражом 8400 м на юго-восточном борту Новобогатинской мульды.

Непосредственно на самом соляном куполе Новобогатинск с 1948 г по 1953г. проведено структурно-поисковое бурение. Всего было пробурено 53 скважины с суммарным метражом 19859,4 м. Средняя глубина скважин составила 365,2 м, общий метраж бурения 4552,1 м. Основными результатами бурения явились составление геологической карты купола, подтвердившей в целом данные геофизики, составление детального разреза надсолевых отложений, изучение стратиграфии и оценка перспектив нефтегазоносности соляного купола Новобогатинск.

С 1950 года по 1954 год на площади Новобогатинск проведено глубокое разведочное бурение. За этот период было пробурено 6 скважин - №№122, 123, 124, 125, 126, 128. Все они бурились на северном крыле купола Новобогатинск, в юго-западном (№126 – структура Жалтыр) и юго-восточном бортах мульды. Скважины бурились с целью разведки нефтегазоносности отложений: №122 – неогена, неокома (нижний мел) и юры; №123 - неогена, средней юры и пермотриаса; №124 - неогена, юры и пермотриаса; №125 - всего неогенового комплекса; №126 - неогена и мела; №128 - юры и пермотриаса. Глубина скважин колеблется от 1100 м (№122) до 1901 м (№126) за исключением скважины №128, её глубина 570 м.

Скважина №125 вследствие осложнения (прихват инструмента) при забое 1216м ликвидирована по техническим причинам. Остальные скважины были ликвидированы по геологическим причинам.

В 1947-48 гг на площади **Черная речка** проведено структурно-поисковое бурение, которым изучено строение свода купола, установлено резкое уменьшение мощностей перспективных в нефтегазоносном отношении отложений надсолевого комплекса.

На площади **Яманка** в 1950 г геолого-поисковой конторой управления «Казнефтеразведка» было пробурено 4 картировочные скважины с общим метражом 406 м. Скважины были остановлены в отложениях неогена.

В 1950 г проведено картировочное бурение на площади **Кусанбай**.

В 1965-66 гг картировочной партией 2 Гурьевской геолого-поисковой нефтэксспедиции было проведено геологическое картирование площади **Яманка**. В 1967 г проведено структурно-поисковое бурение на площади Яманка. За период работы было пробурено 43 скважин в объеме 21157,3 м, из них одна скважина К-30 ликвидирована из-за осложнений при бурении. Кроме того, две скважины К-7 и К-17 ликвидированы по техническим причинам с заложением дублера ввиду аварии. Максимальная глубина скважины 520 м (скв.К-43), минимальная глубина скважин 492,3 м.

На площади **Яманка Восточная** проведено глубокое бурение, пробурены глубокие скважины 6, 18, объем бурения по этим скважинам составил 3092 м. Скважины ликвидированы по геологическим причинам.

В 1964-65 гг на площадях **Баксай** и **Баксай ЮЗ** проведено структурно-поисковое бурение. Всего пробурено 28 скважин общим метражом 13831 м.

В 1966 г на площади **Сорочинка** проведено картировочное бурение, в 1975-76 гг структурное бурение. Пробурено 316 картировочных скважин, общий метраж бурения составил 35905 м, 41 структурных скважин. В процессе проведения геологического картирования на площади Сорочинка естественных выходов нефти и газа не обнаружено.

В 1966 г на площади **Лиман** проведено картировочное и структурно-поисковое бурение. Пробурены 384 картировочные скважины общим метражом 61160 м и 15 структурно-поисковых скважин общим метражом 7262 м.

В 1966 г на площади **Баксай Юго-Западный** пробурены 4 глубокие поисковые скважины, которые вскрыли кунгурские отложения.

В 1967 г на площади **Карманово** проведено картировочное бурение.

В 1968 г на площадях **Кшил, Торгали, Сарсай, Шокеймола** проведено картировочное бурение. На площади Кшил-Торгали пробурено 53 скважины общим метражом 13108 м. На площади Сарсай-Шокеймола проведено картировочное бурение, пробурено 155 скважины общим метражом 22820 м.

На площадях **Кандаурово-Редут** в 1968 г проведено картировочное бурение. После нефтепроявлений в скважине К-83 здесь же бурились скважины Г-1, Г-2, Г-3, Г-3, Г-4.

В 1969 г проведено структурно-поисковое бурение на площади **Камышитовый**.

В 1970 г проведено картировочное бурение на площади **Кусанбай Западный**, пробурено 25 скважин, общий метраж бурения составил 4262 м

В 1971-73 гг на площади **Камышитовый Южный** проведено структурное бурение, пробурены 26 скважин общим метражом 12427 м.

На площади **Песчаный** в 1972 г проведено картировочное бурение. На структурном «носе» восточного крыла пробурены две скважины. По результатам

поискового глубокого бурения и геофизической интерпретации полученных материалов в разрезах этих скважин продуктивных горизонтов не выявлено. В образцах керна признаки углеводородов отсутствуют. В интервалах опробования пластов на кабеле признаки нефтегазоносности не выявлены.

Учитывая отсутствие в разрезе структуры продуктивных пластов и признаков нефтегазоносности в образцах керна, подтвержденные данными ГИС, скважины №№1, 2 ликвидированы по геологическим причинам, как выполнившие свое назначение.

В 1975-76 гг на площади **Теген Восточный** проведено структурно-поисковое бурение, всего пробурены 21 скважины, общий метраж бурения составил 16135 м,

В 1977 г на площади **Кусанбай** проведено структурно-поисковое бурение, пробурено две скважины №1 и №2, фактическая глубина 800 и 910 м соответственно. Скважины ликвидированы по геологическим причинам.

В 1977 г на площади **Кусанбай Западный** проведено структурное бурение, общий метраж бурения составил 4010 м. Скважины №№1, 2, 3, 5 вскрыли соль, скважина №4 осталась забоем в верхней юре. Скважины ликвидированы по геологическим причинам.

В 1978-79 гг на площади **Атаманский-Каменный** проведено картировочное бурение, всего пробурено 45 скважин общим метражом 23614 м.

В 1979 г на площади **Ровная Западная** пробурена глубокая скважина 39 глубиной 1590 м, скважина ликвидирована по геологическим причинам.

В 1978-80 гг проведено бурение параметрической скважины **Кусанбай Западный П-58**. Фактическая глубина 4531 м, фактический горизонт верхняя юра. Скважина вскрыла уникальный мощный разрез нижнемеловых отложений (3600 м), получены принципиально новые данные по геологическому строению надсолевого комплекса междуречья Урал-Волга. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

В 1982 г на площади **Жалтыр** пробурена скважина №2 глубиной 1920м. По результатам интерпретации материалов, промыслово-геофизических исследований в разрезе скважины нефтегазоносные горизонты не выявлены.

В 1983 г на площади **Сугур** проводилось глубокое поисковое бурение, пробурено 2 скважины с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевом комплексе осложнений.

В скважине 1 фактическая глубина 900 м, фактический горизонт кунгурский ярус нижней перми. В скважине 1 отобрано 6 образцов керна, представленных в основном водонасыщенными песками и песчаниками. В процессе бурения пластоиспытателем на трубах испытывались два объекта: интервал 610-571 м, получен приток пластовой воды дебитом 244,4 м³/с, депрессия 4,7 атм; интервал 800-747 м, испытания прошли неудачно по техническим причинам.

Скважина 2 пробурена до глубины 1074 м, фактический горизонт кунгурский ярус нижней перми. В процессе бурения пластоиспытателем на трубах испытывались 3 объекта: интервал 570-530 м, получен приток пластовой воды дебитом 172,8 м³/сут при депрессии 7,8 атм; интервал 763-707 м, испытания прошли неудачно по техническим причинам; интервал 980-944 м, испытания прошли неудачно по техническим причинам.

Скважины ликвидированы по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

В 1983-86 гг на площади **Лиман Южный** проведено глубокое разведочное бурение в пределах северо-западного крыла. Были пробурены три скважины №№1, 2, 3 с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевом комплексе отложений, общий метраж составил 2620 м. Фактический забой скважины 1 - 620 м, скважины 2 – 750м, скважины 3 – 1200 м.

При бурении скважины 1 пластоиспытателем на трубах были испытаны 2 объекта: 401-334 м – притока не получено, 500-460 м – получен приток пластовой воды. В результате обработки промыслово-геофизических материалов продуктивные пласты не выявлены.

При бурении скважины 2 пластоиспытателем на трубах испытаны следующие объекты: 430-500 м., 600-522 м., 700-636 м. Из всех получены притоки пластовой воды. По промыслово-геофизическим данным все выделенные пласты-коллекторы отнесены к водонасыщенным, продуктивные пласты не выявлены.

Пластоиспытателем в процессе бурения скважины 3 испытаны два объекта: 1085-1150 м – притока не получено, 1060-955 м – получен приток пластовой воды дебитом 617 м³/с при депрессии 4,4 атм. Все три скважины ликвидированы по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

В 1991-92 гг на площади **Баксай Западный**, представляющей западное крыло площади Баксай, проведено глубокое бурение, всего пробурены 3 скважины, объем бурения составил 3330 м.

В 1990-96 гг проведено бурение параметрической скважины **П-1 Новобогатинский свод** проектной глубиной 7000 м, проектный горизонт средний девон, фактическая глубина 6094 м, фактический горизонт кургурский ярус нижней перми. Из-за технических и экономических причин скважина не вскрыла подсолевые отложения и осталась забоем в солевых отложениях. Скважина ликвидирована по техническим причинам.

Поисковая скважина **Кусанбай Западный 1** пробурена на северо-западном крыле структуры Кусанбай Западный глубиной 918 м, вскрыв проектный горизонт кургурский

ярус нижней перми. По результатам комплексной интерпретации материалов ГИС по скважине Зап.Кусанбай №1 было выделено три интервала для проведения прострелочных работ и испытания скважины на приток флюидов: 801-805 м, 767-772 м и 740-743 м.

Из первого и второго объектов были получены слабые притоки пластовой воды без признаков нефти и газа. Испытание третьего объекта в интервале 740-743м было решено не проводить из-за очень малой доли перспективности данного интервала, а также основываясь на результаты испытаний двух нижних интервалов.

Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Размещение картировочных, структурно-поисковых, глубоких поисково-разведочных и параметрических скважин на территории участка Бегайдар приведено в схеме буровой изученности (рис.3.1).

- Глубокие скважины
- ▲ Крелиусные скважины
- Контур геологического отвода участка Бегайдар
- Контур горных отводов

Рис.3.1. Схема буровой изученности участка Бегайдар и прилегающей территории

3.2. Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых и разведочных работ

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя, который приступил к работам согласно Контракта №4897-УВС-МЭ от 22.02.2021 г.

3.3. Геофизические и геохимические исследования скважин

Недропользователь не обладает информацией по результатам бурения скважин, пробуренных в период 1980-1990 гг.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

4.1. Краткая литолого-стратиграфическая характеристика района работ

Осадочный чехол описываемого района состоит из подсолевого, соленосного и надсолевого мегакомплексов отложений, которые, в свою очередь, подразделяются на литолого-стратиграфические комплексы.

Литолого-стратиграфическое строение осадочного чехла участка Бегайдар иллюстрирует сводный литолого-стратиграфический разрез (гр.приложение 3).

ПОДСОЛЕВОЙ КОМПЛЕКС

Известно, что бурением в пределах южной части Междуречья вскрыты лишь верхние части подсолевой нижней перми. Поэтому, описание нижележащих отложений рифейского и палеозойского возраста дано по данным соседних территорий.

Рифей-нижний палеозой Rf+Pz₁

Отложения *рифей и венда* известны в Предуральском прогибе. Самыми древними, вскрытыми скважинами образования являются рифейские кварцевые песчаники, мергели, доломиты, аргиллиты, песчаники, алевролиты, известняки. Их общая толщина на Западном Урале достигает 2500 м. Выше обнаружены конгломераты, песчаники, алевролиты и аргиллиты венда толщиной 1300 м.

На северном борту рифей-вендские отложения установлены в разрезе скважины Рожковская-3, где они представлены слабосцементированными красноцветными терригенными отложениями.

Сведений о фаунистически охарактеризованных отложениях **кембрия** в пределах бортовых частей впадины не имеется. Тем не менее, в ядрах дислоцированных складок Уральской складчатой системы устанавливаются отдельные участки, которые могут быть датированы кембрийским периодом.

Породы *ордовика* **O** выделены в обрамлении Прикаспийской впадины на Волгоградской и Оренбургской территориях. Представлены они морскими терригенно-карбонатными отложениями. В районе Соль-Илецкого выступа ордовик сложен песчаниками, глинами, алевролитами. Вскрытая толщина этих отложений составляет 340 м.

На Волгоградском участке обрамления над кристаллическим фундаментом встречена пачка переслаивания алевролитов серых, разномеристых, палеовшпатовых с прослоями глинистых известняков, содержащих фауну брахиопод, трилобитов, криноидей, кораллов.

Отложения *силурийской* **S** системы вскрыты на Волгоградской территории. Разрез сложен глинистыми и доломитизированными известняками в различной степени алевролитистыми, с прослоями алевролитов, гравелитов и мергелей. Цвет пород изменяется

от зеленовато-серого до красно-бурого. В них содержатся окатанные обломки морской фауны брахиопод, кораллов, криноидей, морских ежей, остракод, трилобитов, остатки сине-зеленых водорослей. Вскрытая толщина отложений достигает 130 м.

На Волгоградском участке обрамления впадины вскрыта толща преимущественно терригенных пород *силурийско-нижнедевонского* возраста, на Саратовском участке карбонатно-терригенная. В крыльевых частях Уметовско-Линевской депрессии породы представлены песчаниками зеленовато-серыми, иногда красновато-бурыми, с прослоями аргиллитов темно-серых и доломитов глинистых, содержащих комплекс акритарх.

На Астраханском своде самые древние по возрасту отложения вскрыты в скв. 2 Девонской в интервале глубин 6775-7003 м. Возраст этих пород точно не установлен, поскольку фауна здесь не обнаружена, а корреляционная база для данного района отсутствует. В нижней части разреза (инт. 7001-7003 м) вскрыты конгломераты, гравелиты, песчаники с прослоями аргиллитов. Выше следуют песчаники различной окраски с включением пирита, глауконита. Площадь распространения данного типа разреза установить довольно сложно. Можно лишь предположить, что он характерен для района центральной части Астраханского свода. Этот разрез хорошо сопоставляется с додевонскими разрезами некоторых хорошо изученных областей территории Волго-Уральской нефтеносной провинции.

Верхний палеозой Pz₂

Отложения верхнепалеозойского возраста в составе девона, карбона и нижней перми формируют верхнюю часть разреза подсолевого комплекса и в литологическом отношении разделяются на отложения, которые сформировались на карбонатных платформах девон-ассель-артинского возраста на бортах впадины и преимущественно терригенные, которые сформировались в относительно глубоководных зонах и зонах компенсированного заполнения кластическим материалом. В пределах междуречья Урал-Волга отложения карбонатных платформ развиты на Астраханском поднятии, на остальной части развиты терригенно-карбонатные отложения относительно глубоководного моря.

Девонские породы D наиболее полно изучены в пределах северо-западной и северной бортовых частей Прикаспийской впадины.

Нижнедевонские D₁ отложения представлены морскими карбонатно-терригенными и лагунно-континентальными терригенными породами. Морские отложения сложены известняками, известковистыми аргиллитами с включением органических остатков - криноидей, брахиопод, раковин остракод и др. Лагунно-континентальные фации изучены в пределах Уметовско-Линевской депрессии. Толща

сложена аргиллитами, песчаниками темно-серого и темно-зеленого цвета с вишнево-красными пятнами неравномерного ожелезнения.

Среднедевонские D₂ породы представлены карбонатно-терригенными в нижней и преимущественно терригенными породами в верхних частях разреза. На Оренбургской территории в бийском и афонинском горизонтах эйфельского яруса встречены пласты, сложенные мелководными органогенными известняками и относительно глубоководными битуминозными тонкослоистыми известняками с прослоями аргиллитов, мергелей. В пределах палеовпадин развивались в основном терригенно-карбонатные породы доманикового типа, переходящие на склонах впадин в карбонатные, формирующие в отдельные периоды биогермные образования.

Отложения среднего девона выявлены в разрезах скважин Карачаганакского месторождения. Представлены они переслаивающимися аргиллитами известковистыми и глинистыми известняками.

Отложения среднего девона предположительно выделены в призабойных частях скважин месторождения Тенгиз. В скважинах №№47 и 5050 предположительно они вскрыты на толщину 10-40 метров и представлены сферо-сгустковыми известняками (вакстоунами), в разной степени доломитизированными. По имеющимся отрывочным данным образования среднего девона по литологическому составу аналогичны отложениям верхнего девона.

На Астраханском своде отложения в интервале глубин 6570-6775 м условно по литологическим особенностям отнесены к эйфельскому ярусу среднего девона. Разрез пород толщиной 205 м имеет трехчленное деление: нижняя часть сложена аргиллитами и песчаниками, средняя – переслаиванием известняков и аргиллитов, верхняя представлена доломитизированными слабоглинистыми известняками.

Живетские отложения толщиной 450 м вскрыты скв.2 Девонской и частично скв.3 Девонской. В целом тип разреза терригенный. В нижней его части прослеживается пачка грубообломочных пород, представленных гравелитами, песчаниками с пропластками аргиллитов, мергелей и известняков, аргиллитами, сменяющимися вверх гравелитами и песчаниками. Мощность пачки составляет 95 м. Остальная часть разреза представлена аргиллитами с пропластками доломитизированных глинистых известняков, алевролитов и песчаников. Заканчивается разрез переслаивающимися песчаниками, аргиллитами, известняками. Скв. 3 Девонская вскрыла верхнюю, сходную по составу со скв.2, часть разреза. Разница состоит в том, что в разрезе этой скважины почти отсутствуют алевролиты и песчаники, а известняков в нем содержится больше.

Верхний отдел D₃ девонской системы подразделяется на франский и фаменский ярусы, которые сложены, в основном, карбонатными породами. Карбонаты по генезису-различные: обломочные, хемогенные, органогенные. В разрезе Саратовской территории выявлен относительно глубоководный некомпенсированный тип разреза, сложенный чередующимися известняками битуминозными, аргиллитами и радиоляритами. В разрезе скв.25 Ташлинская выявлен доманиковый горизонт, сложенный относительно глубоководными известняками темно-серыми, почти черными, радиоляритами, битуминозными.

В пределах месторождения Карашиганак установлены отложения предположительно **франского** яруса. Представлены они доманиковой фацией.

На юго-востоке Прикаспийской впадины франские отложения изучены в пределах Южно-Эмбинского поднятия. В разрезе скважины Г-11 Жанасу они сложены аргиллитоконгломератовой, аргиллит-известняковой и аргиллитовой толщами, а в разрезе скважины П-1 Мынсуалмас вскрыты неравномерно чередующиеся аргиллиты, мергели, доломиты, доломитизированные известняки.

Отложения франского яруса выделяются на месторождении Тенгиз. Предположительно они вскрыты на толщину 300 метров и представлены однородной толщей сферо-сгустковых известняков (вакстоуны), в разной степени доломитизированных вплоть до доломитов.

На Астраханском своде в составе франского яруса выделяется пять типов разрезов.

Первый из них занимает северо-западную часть территории Астраханского свода, включая районы скважин 1 Правобережной, 2 Воложковской, имеет трехчленное деление. Нижняя часть сложена песчаниками и аргиллитами пашийского и тиманского горизонтов незначительной толщины. Выше аргиллиты сменяются чистыми известняками, занимающими почти половину яруса (более 250 м). Средняя и верхняя части разреза начинаются с песчаников и заканчиваются аргиллитами и битуминозными известняками, в той или иной степени доломитизированными. Общая толщина пород составляет 500-650 м. Подобный тип разреза прогнозируется в южной части свода на Светлошаринской площади.

Второй тип разреза занимает середину территории северной части Астраханского свода, охватывая участок размером 45х25 км.

По данным располагающейся в центре участка скважины 2 Володарской нижняя половина разреза представлена пашийско-тиманскими песчаниками, алевролитами и аргиллитами с маломощными прослоями глинистых известняков в средней части. Выше следуют глинистые известняки, затем чистые известняки. Верхняя часть разреза имеет в

основании пачку аргиллитов и алевролитов. Далее прослеживаются глинистые известняки, доломиты, кавернозные вверху. Заканчивается ярус глинистыми известняками. Толщина пород 380-550 м.

Третий тип разреза распространен в северо-восточной части территории на площади 1220 км². По литологическому составу он довольно прост. В его основании залегают тиманско-пашийские песчаники и аргиллиты, выше отмечаются глинистые известняки, доломитизированные известняки с маломощными пропластками аргиллитов, переслаивающимися доломитами и известняками, доломитизированными в кровельной части яруса. Толщина пород 450-600 м.

Четвертый тип разреза, охватывающий центральную часть территории, представлен песчаниками разномерными, щебенкой терригенных и карбонатных пород, гравелитами, пропластками глинистых известняков. Выше следуют конгломераты, песчаники и аргиллиты, доломитизированные известняки, доломиты. Толщина яруса 500-650 м.

Пятый тип разреза, пространственно приуроченный к участку в крайней восточной части территории, внизу сложен глинистыми доломитами. Выше он сменяется доломитизированными, глинистыми известняками с прослоями аргиллитов и песчаников. Толщина отложений 549-650 м.

Отложения фаменского яруса в северо-западной части Прикаспийской впадины представлены карбонатными отложениями, в восточной и юго-восточной частях - карбонатно-терригенными, с единичными маломощными прослоями известняков и доломитов. Заканчивается разрез фаменского яруса конгломерато-аргиллитовой толщей, сложенной неравномерно переслаивающимися глинистыми, песчано-алевритовыми и грубо-обломочными породами с преобладанием последних.

На Приморском поднятии фаменские отложения сложены карбонатными отложениями и представляют единый генетический тип образований слабоизолированных лагун с малоактивным гидродинамическим режимом.

На месторождении Кашаган верхнедевонские отложения в составе франского и фаменского ярусов сложены перекристаллизированным водорослево-пелоидным вакстоуном/пакстоуном, очень плотным, частично доломитизированным. Толщина отложений, вскрытых в скважине ВК-1, составляет 325 м.

Фаменский век на Астраханском своде в целом характеризуется широким развитием открытого морского бассейна с устойчивой физико-химической обстановкой осадконакопления, что отразилось на формировании здесь трех типов разрезов пород.

Повсеместно прослеживаются известняки с различными структурно-текстурными свойствами, в отдельных интервалах трещиноватые и битуминизированные. На некоторых участках (скважина 2 Володарская) в средней части разреза среди известняков встречаются маломощные прослои доломитизированных известняков и доломитов. Толщина отложений составляет 250-450 м.

Второй тип разреза занимает район скважины 1 Правобережной. Снизу три его четверти сложены доломитами различной плотности. Верхняя часть представлена доломитизированными известняками. В интервале глубин 5618-6155 м скважиной вскрыта рифогенная постройка мощностью 545 м. Общая толщина пород 450-550 м.

Третий тип разреза занимает площадь около 2300 км² в центральной и восточной частях свода. В центральной части свода по данным бурения скважины 2 Девонской, вскрывшей отложения яруса на полную мощность, снизу он представлен известняками. Далее следуют переслаивающиеся доломитизированные известняки и чистые известняки. Верхняя половина разреза сложена известняками, в отдельных интервалах – битуминизированными.

Несколько иной разрез вскрыт скважиной 3 Девонской, находящейся в восточной части Астраханского свода. Характерной его особенностью является преобладание в нижней половине доломитизированных известняков. Верхняя половина сложена чистыми известняками, доломитизированными в прикровельной части. Толщина пород 400-550 м.

Каменноугольные отложения вскрыты в прибортовых частях, а также на Астраханском и Приморском поднятиях, где они представлены разнофациальными, изменчивыми по толщине комплексами пород. Практически повсеместно отмечается почти симметричное сокращение толщины отложений от периферии впадины к ее центральной части, обусловленное неполнотой разреза вследствие размыва и замещением мощных мелководных образований маломощными глубоководными.

Подсолевые **нижнепермские** отложения Прикаспийской впадины и ее обрамления имеют широкое распространение и в границах исследуемой территории приурочены к различным структурно-фациальным зонам. На всем протяжении бортовых зон нижнепермские отложения характеризуются тремя типами разрезов: мелководно-морским, рифовым и относительно глубоководным.

Докунгурские отложения *нижней перми* состоят из отложений ассельского, сакмарского и артинского ярусов, имеющие сложное строение, непостоянный стратиграфический объём и широкий диапазон изменчивости фаций во времени и пространстве.

Стратиграфический объём *ассельского* яруса отличается непостоянством.

В Астраханско-Приморской зоне многочисленными скважинами, в том числе скважинами П-2 и П-52 Кордуан, Г-1 и Г-4 Имашевская, Г-2 Кобяковская, Г-1 Алга, Г-1 Манаш, вскрыты маломощные отложения ассельско-артинского яруса (от 60 до 137 м), сложенные преимущественно кремнисто-глинистыми породами. В скважине П-52 Кордуан, толщина вскрытых отложений равна 137 м. Разрез представлен внизу битуминозной глинисто-кремнистой, пятнисто-известковистой глубоководной породой темно-серого, почти черного цвета, плотной, крепкой, интенсивно трещиноватой с обильными включениями мельчайших радиолярий и скоплениями тончайших спикул губок, с редкими фораминиферами. Далее наблюдается чередование известняков, глинисто-кремнисто-карбонатных пород и аргиллитов. Известняки темно-серые до черных с зеленоватым оттенком, плотные, обогащенные битуминозным и пиритовым материалом, с прожилками, заполненными гипсом. Аргиллиты светло-серые, тонкослойчатые, слабобитуминозные. Далее вверх разрез сложен преимущественно глинами и кремнисто-глинистыми породами. Глины серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, алевритистые, известковистые, слюдистые, плотные, слоистые, сильнотрещиноватые, с включением обуглившихся растительных остатков и кремнистых образований (радиолярий), кремнисто-глинистая порода темного до черного цвета, битуминозная, плотная, крепкая. Встречаются редкие маломощные прослои песчаников и алевролитов мелкозернистых, слюдистых на глинисто-карбонатном цементе с включениями ОРО. Местами наблюдается чередование темно-серых плотных аргиллитов и темно-серых мелкозернистых алевролитов с многочисленными скоплениями черного углистого растительного детрита.

На Астраханском своде *сакмарские* отложения достоверно не установлены. Их присутствие предполагается лишь на юго-восточной периклинали, где они представлены (скв. П-52 Кордуан) чередованием известняков, глинисто-кремнистых карбонатных пород и маломощных прослоев светло-серых тонкослойчатых ангидритов. В породе (П-52 Кордуан, инт. 4050-4053 м) обнаружены крупные ядра и отпечатки брахиопод, условно относимые В.В. Степановым к сакмарскому ярусу.

В пределах Астраханского свода артинские отложения сложены относительно глубоководными карбонатными породами, представленными известняками, доломитами, аргиллитами темно-серой, почти черной окраски, тонкослойчатыми, плотными, крепкими, неравномерно битуминозными, кремнистыми, с большим содержанием радиолярий и спикул губок. Аналогичные породы встречены и на юго-восточной переклинали поднятия (Кордуан скв. П-52, инт. 4025-4028 м; скв. Г-2, инт. 4023-4024 м).

В исследуемой части территории выделен "Междуречинский" тип подсолевого разреза характерен для всей территории междуречья Урал-Волга. Глубоким бурением разрез не изучен. Максимальная глубина пробуренных единичных скважин составляет: Манаш, П-1 -5912м, Сарышагыл Западная (Междуречинская), П-1-5700м, Казанская Восточная, П-1 - 5445м, Алга Г-1, Кобяковская Г-2 – 5180 м.

В скважине Казанская Восточная, П-1 в интервале 5100-5445 м вскрыта сероцветная моласса артинско-сакмарского возраста. В других скважинах вскрыты маломощные отложения ассельско-артинского яруса (от 60 до 137 м), сложенные преимущественно кремнисто-глинистыми породами.

По сейсмическим данным прогнозируется преимущественно терригенный состав разреза для каменноугольно-раннепермской толщи и терригенно-карбонатный - для девонской.

Исходя из особенностей строения Новобогатинского поднятия, можно предполагать рифейско-нижнепалеозойские отложения по литологическому составу аналогичными вскрытым в северной части Прикаспийской впадины. Средне-верхнедевонские породы, вероятно, накапливались в таких же условиях, что и на Астраханском своде, а каменноугольные и нижнепермские докунгурские формировались в условиях, похожих на юго-восточный борт Прикаспийской впадины.

СОЛЕНОСНЫЙ КОМПЛЕКС

Отложения соленосного комплекса в стратиграфическом отношении датируются кунгурским ярусом нижней перми (Р_{1к}). В основании комплекса залегает повсеместно выдержанный горизонт, представленный гипс-ангидритовыми породами (филипповский горизонт). Мощность последнего составляет 100 м и более. При этом гипс-ангидритовые породы нередко чередуются с соленосными (галитовыми) толщами.

Ангидриты тонкослоистые (1-5 м) темно-серые, серые, плотные с прослойками более светлых карбонатных пород. Основную толщу кунгурских отложений составляет галитовая толща (иреньский горизонт), которая сложена серой, беловато-серой, крупнокристаллической солью. Завершает разрез кунгурского яруса гипс-ангидритовая толща, которая представлена переслаиванием терригенных и гипс-ангидритовых пород. Мощность их достигает на отдельных скважинах 200 м и более.

Отложения кунгурского яруса вследствие их высокой пластичности перераспределены в соляные диапиры высотой до 5000 м и более. Первоначальная мощность кунгурских соленосных образований оценивается в 3500 м.

НАДСОЛЕВОЙ КОМПЛЕКС

В строении надсолевого комплекса принимают участие отложения верхней перми, триаса, юры, мела, палеоген-неогена и четвертичные.

Пермская система – Р

Отложения этого возраста практически целиком залегают в пределах межкупольных зон и согласно данным проведенных исследований расчленяются на уфимский, казанский и татарский ярусы. При этом фаунистически доказанные породы уфимско-казанского возраста установлены в разрезах северного и восточного борта. В центральной части впадины казанские терригенные образования согласно данным скважины СГ-1 Аралсор представлены континентальными, терригенными красноцветными породами, тогда как в северной прибортовой зоне и, частично, восточной они представлены карбонатами и формировались в условиях морского бассейна.

Непосредственно на территории юго-запада Прикаспийской впадины, куда входит и описываемая нами территория, уфимско-казанские отложения не установлены. Наиболее древними отложениями надсолевого комплекса, установленными на юго-западе, являются татарские, которые фаунистически подтверждены в разрезе скважины П-22 Джамбай.

Татарский ярус (P_{1t}), судя по описанию керна в этой скважине, представлен красноцветными песчано-аргиллитовыми породами и практически сходен по своему облику с породами этого возраста в восточной, северной и центральной частях впадины. Вскрытая мощность составляет 300 м.

Отложения верхней перми перекрываются нижнетриасовыми, которые по своему облику весьма сходны с верхнепермскими, что послужило основанием для выделения нерасчлененного пермотриасового комплекса.

Триасовая система – Т

Отложения триаса представлены всеми тремя своими отделами: нижним, средним, верхним, которые на разных участках находятся в различных соотношениях между собой.

Нижний триас (T_1) в объеме индского и оленекского ярусов фаунистически охарактеризован в скважине П-21 Джамбай и представлен преимущественно красноцветными песчано-глинистыми породами. Вместе с тем в них отмечаются прослои карбонатных пород баскунчакской свиты, свидетельствующей о кратковременном развитии здесь условий морского бассейна.

Среднетриасовые отложения (T_2) представлены палифаціальным комплексом пород и формировались как в сугубо континентальных, так и морских обстановках. Так, на ряде площадей средний триас представлен пестроцветно окрашенными (коричневые,

зеленые, серые) глинами, тогда как на площадях, тяготеющих к центральной части, получает развитие терригенная толща отложений мощностью до 200 м. Максимальные мощности отложений среднего триаса установлены в разрезе компенсационной мульды на площади Забурунье в скважине Г-3, где вскрытая толща последнего составила 1500 м. При этом разрез среднего триаса в этой скважине представлен преимущественно однородными сероцветными песчано-глинистыми образованиями.

Верхнетриасовые образования (T_3), очевидно, развиты спорадически на отдельных куполах и площадях. Фаунистически охарактеризованные осадки этого возраста установлены на площади Забурунье и представлены толщей сероцветных песчано-глинистых образований мощностью свыше 500 м. Непосредственно в районе исследования структурными и глубокими скважинами, согласно ранее принятой стратиграфической схеме расчленения триаса, установлены отложения нижнего и верхнего триаса.

В районе купола Новобогатинск отложения нижнего триаса сложены буровато-красными, красновато-коричневыми, зеленовато-серыми песчанистыми, известковистыми песчаниками с прослоями мергелей и темно-серыми, черными глинами, известковистыми, слабо песчанистыми, с прослоями темно-серых мергелей и песчаников.

Отложения верхнего триаса представлены песчано-галечниковой свитой (мощность 20 м), свитой пестроцветных глин (мощность до 25 м), свитой зеленовато-серых глин и песчаников (мощность до 60 м).

Суммарная мощность верхнепермско-триасовых отложений, выполняющих межкупольные зоны, составляет 4000 м и более. На сводах куполов триасовые отложения формируют кроющую толщу мощностью до 200 м.

В целом, формирование триасовых отложений проходило в резко изменчивых континентальных, прибрежно-морских, морских и лагунно-континентальных условиях. Это обусловило широкое развитие, наряду с относительно выдержанными пластами-коллекторами, литологически ограниченных песчаных тел, с которыми в триасе связаны многочисленные литологически ограниченные нефтяные залежи.

Отложения триаса повсеместно перекрыты толщей юрских образований.

Юрская система – J

Отложения юры представлены всеми тремя отделами: нижним, средним, верхним.

К нижней юре (J_1) отнесена толща водоносных сероцветных песков с прослоями песчанистых глин мощностью 70-100 м.

Среднеюрские отложения (J_2) в составе байосского и батского ярусов представлены бурыми, буровато-коричневыми, темно-серыми, почти черными, серыми глинами с

прослоями светло-серых мелкозернистых песков мощностью до 20-40 м и песчаников среднезернистых, крепких с пропластками угля и горючих сланцев.

Мощность отложений среднего отдела достигает 450 м.

Верхнеюрские отложения (J_3) сложены светло-серыми и зеленовато-серыми и светло-серыми известковистыми глинами, горючими сланцами, прослоями серых, среднезернистых, очень крепких песчаников.

Мощность верхней юры составляет 70-100 м.

Выше по разрезу юрские отложения с угловым и стратиграфическим несогласием перекрыты отложениями нижнего мела.

Меловая система – K

Меловые отложения в Прикаспийской впадине и на исследуемой территории представлены двумя отделами: нижним, сложенным терригенными отложениями, и верхним – карбонатным.

Нижний мел – K₁

Нижний мел (K_1), согласно последним данным, характеризуется полным набором всех стратиграфических единиц – ярусов: берриас, валанжин, готерив, баррем, апт, альб.

Наиболее интересным является наличие берриасового яруса повышенных мощностей в скважине П-58 Кусанбай Западный. Следует отметить, что обычно берриасовые отложения в разрезах сводов соляных куполов не выделяются, поэтому их наличие в межкупольной зоне Кусанбай Западный является весьма интересным с позиции как геологии, так и общей оценки перспектив нефтегазоносности этой площади. Согласно данным этой скважины, берриасовые отложения представлены аргиллито-алевролитовыми породами.

Аргиллиты и алевролиты темно-серые, слюдистые, карбонатные. Мощность берриаса по данным скважины П-58 составляет 1562 м.

Валанжинский ярус (K_{1v}) представлен в скважине П-58 Кусанбай Западный песчано-алевролитовой глинистой пачкой с неравномерным чередованием темно-серых глин, алевролитов и песчаников с преобладанием глинистых пород. Мощность валанжина в этой скважине достигает 1248 м. Валанжинский ярус, установленный на этой же площади в скважине СП-4, представлен толщей темно-серых глин с прослоями мергеля и песчаников.

Вскрытая мощность валанжина в скважине составляет 124 м.

Готеривский ярус (K_{1g}) с размывом и несогласием залегает на породах валанжина. Литологически в низах он представлен зеленовато-серой, алевритистой, слюдистой, известковистой глиной. Выше по разрезу развита песчано-глинистая пачка. В целом, для

готерива характерен терригенно-карбонатный тип разреза, который детально описан в разрезах скважин Кандаурово. Здесь готеривские отложения представлены темно-зелеными, темно-серыми и серыми известковистыми, в разной степени песчанистыми, плотными глинами с прослоями темно-серого, серого, зеленого мелкозернистого песка, иногда уплотненного, глинистого с редкими прослоями плотных, косослоистых песчаников и мергелей.

Мощность готерива достигает 140 м.

Отложения барремского яруса (K_{1b}) представлены толщей пестроцветных глин и горизонтов песков. При этом отложения баррема вследствие глубокого предаптского размыва устанавливаются на значительном удалении от сводов соляных куполов.

Аптский ярус (K_{1a}) представлен черными чистыми и вязкими глинами, темно-серыми слабо песчанистыми глинами, прослоями серого мелкозернистого песка и темно-серого мергеля. Отложения апта с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают нижележащие отложения неокома и средней юры.

Мощность апта достигает 75 м.

Альбский ярус (K_{1al}) представлен темно-серыми до черных глинами, песчаниками среднемелкозернистыми, плотными.

Мощность альбских отложений достигает 250 м.

Верхний мел – K_2

В подошвенной части верхнего мела залегают преимущественно песчаные разности сеноманского яруса (K_{2s}), которые по своим характеристикам сходны с альбскими.

Мощность сеномана достигает 20 м.

Выше залегает толща сенон-туронского возраста, в составе которой выделены: туронский, коньякский, сантонский, кампанский, маастрихтский ярусы.

Литологически разрез выражен мелоподобными глинами, белым писчим мелом, голубовато-белыми, серыми мергелями с фосфоритовой галькой.

Мощность верхнего мела составляет 0-150 м.

Завершают разрез отложения третичного возраста, представленного верхним неогеном (плиоцен), которые сплошным чехлом перекрывают площадь исследования.

Неогеновая система – N

Отложения неогена (плиоцен) расчленены по микрофаунистическим данным на акчагыльский и апшеронский ярусы.

Акчагыльский ярус (N_{ak}) с резким угловым и стратиграфическим несогласием залегает на различных горизонтах более древнего возраста от кунгура до верхнего мела

включительно и представлен серыми песчанистыми и известковистыми глинами с тонкими прослойками песка. В подошве отмечаются прослой ожелезненного песка.

Апшеронский ярус (Nар) представлен серыми, серовато-зелеными, песчанистыми, известковистыми глинами с прослоями серых, плотных мергелей, песчаников, песков.

Мощность неогена достигает 150-200 м.

Завершают разрез осадочного чехла отложения четвертичной системы.

Четвертичная система

Отложения четвертичного периода, представленные преимущественно бурыми, серыми, темно-серыми, зеленовато-серыми песчанистыми глинами и песками светло-серыми, белесыми, перекрывают всю территорию исследований. Мощность их достигает 50 м и более.

Таким образом, изложенные выше характеристики разреза свидетельствуют о низком емкостно-фильтрационном потенциале нижних частей триасового комплекса. Само распределение пород-коллекторов в триасе вследствие резкой изменчивости фациальных условий как по разрезу, так и по площади достаточно трудно прогнозируется и требует более детальной проработки этого вопроса на основе данных глубокого бурения всего скважинного фонда, как в пределах изучаемой территории, так и в сопредельных районах.

Юрские разрезы содержат достаточно большие по мощности, емкостным характеристикам (25-30%) пласты-коллектора. Наиболее привлекательным объектом по этим показателям являются среднеюрские отложения.

Нижнемеловой комплекс характеризуется в силу особенностей их формирования наличием достаточно значительных по мощности и емкостным параметрам горизонтов в нижней части разреза, которая связана с поверхностью апт-неокомского несогласия.

В связи с вышеизложенным, наиболее вероятными объектами поисков являются нижнемеловые, среднеюрские отложения, а также верхняя часть триасового комплекса.

4.2. Тектоника

При составлении сводных структурных карт были использованы результаты сейсмических исследований МОГТ, проведенных в течении 70-90 годов прошедшего столетия геофизическими предприятиями Министерства геологии и Министерства нефтяной промышленности.

Ниже приводится погоризонтное описание результатов проведенных работ по составлению карт.

Подсолевой горизонт Π_1 стратиграфически привязан к поверхности артинского комплекса отложений на Астраханском поднятии. В пределах участка Бегайдар стратиграфическая привязка этого горизонта не произведена. Тем не менее, по всей территории Северо-Каспийской системы поднятий и участка Бегайдар, в частности, горизонт принимается как единая стратиграфическая определенная поверхность. Поверхность подсолевого палеозоя на участке Бегайдар испытывает последовательное погружение с юга от береговой полосы моря на север в направлении к центру впадины от глубин 6000 м до 7600 м, по подсолевым отложениям объектов, представляющих нефтепоисковый интерес не выделены (рис.4.2.1).

Проведенные построения по **VI отражающему горизонту** основаны на корреляции значительного объема сейсмических профилей, сопоставлении данных гравиметрических исследований и буровых работ. Это позволяет составить достоверную схему поведения поверхности соляных куполов, их крутых склонов и характера контакта последних с межкупольными зонами. Особенностью строения соляных куполов на участке Бегайдар является высокая степень прорыва надсолевого комплекса практически по всей территории. Вместе с тем отмечается зональное распределение по степени прорыва.

Соляные купола Бегайдар Восточный, Козыретмола, Кукуртшагыл, Кукуртшагыл Южный, Торгали, Песчаный, Баксай имеют плоские своды и залегают на глубинах от 200 м до 600 м. Размеры куполов значительны. Таким образом, мезозойские отложения на сводах практически отсутствуют или имеют незначительные мощности, что не позволяет рассчитывать на наличие благоприятных в нефтегазоносном отношении ловушек. На куполах с подобным характером поведения соленосной поверхности вероятно наличие ловушек на периферии (рис.4.2.2).

Соляные купола разделены между собой зонами, выполненными отложениями верхней перми и триаса (межкупольные зоны, мульды) и посредством относительно узких протяженных соляных перешейков соединены между собой. На соляных перешейках устанавливается по данным отдельных профилей наличие поднятий небольших размеров, с которыми могут быть связаны перспективные в нефтегазоносном отношении структуры. Наряду с межкупольными зонами ранней генерации в пределах блока фиксируется наличие межкупольных зон более позднего нижнемелового и неогенового возраста формирования. Для верхнепермско–триасовых мульд характерным является наличие веерообразно залегающих в разрезе отражающих горизонтов. Горизонты не имеют четкой стратиграфической и литологической привязки, что не позволяет осуществить районирование территории по возрастному или литологическому принципу поведения верхнепермско-триасовых отложений.



**Рис.4.2.2 – Структурная карта по отражающему горизонту VI
(сейсмогравиметрическая модель)**

Первая структура примыкания устанавливается в южной части в межкупольной зоне Бегайдар Восточный-Жанаталап и представляет небольшое внутримежкупольное антиклинальное поднятие с минимальными отметками -4800 м, из-за больших глубин этот объект не представляет поисковый интерес.

В мульде Азишагыл-Козыретмола вдоль крутого склона соляного выступа на юго-восточном склоне купола Азишагыл фиксируются две пермотриасовые ловушки, которые оконтуриваются изогипсами -1900 м и -3500 м, поисковый интерес привлекает ловушка, ограниченная изогипсой -1900 м, размеры которого составляют 6,0 x 4,0 км.

В пределах восточного склона купола Кукуртшагыл Южный и Торгали Южный прослежены пермотриасовые отложения, которые контактируют с крутыми соляными склонами, которые окружают мульду, по оконтуривающей изогипсе -1600 м размеры структуры составляют 3,5 км x 2,5 км.

Между куполами Песчаный Южный, Баксай и Баксай Юго-Западный прослежены три ловушки в пермотриасовых отложениях, из которых одна находится за пределами контрактной территории. Юго-западная ловушка в плане представляет моноклираль, которая воздымается с севера на юг в сторону купола Баксай Юго-Западный. В пределах изогипсы -2400 м размеры ловушки составляют 5,5 x 8,0 км.

К крутому западному склону соляного купола Баксай прослежены две ловушки в пермотриасовых отложениях, которые оконтуриваются изогипсами -2400 м и -3200 м, из которых поисковый интерес представляет первая, размеры примерно равны 4,5 x 7,0 км.

Проведенными сейсмическими работами установлено, что соленосные отложения практически нацело выжаты в соляные купола. Отложения верхней перми и триаса, залегающие в пределах межкупольных зон, практически на всей территории блока приведены в непосредственный прямой контакт с подсолевыми отложениями. Это создает предпосылки возможной миграции УВ из подсолевых отложений в надсолевые по всему блоку. Таким образом, при наличии благоприятных условий (структурных, литолого-фациальных, миграционных и т.д.), обеспечивается высокая вероятность наличия нефтегазоносных объектов в надсолевом комплексе.

Особенностью строения соляных куполов на территории Прикаспийской впадины в целом и на участке Бегайдар, в частности, является вероятное развитие зон соляных карнизов (горизонтально – пластовых внедрений соли) в окружающие (вмещающие толщи) верхней перми и триаса. Наличие карнизных зон, установленных сейсмическими работами 70-х годов подтверждено результатами бурения на куполе Новобогатинск. Здесь установлено наличие карнизов вдоль западного склона Новобогатинск Западный и Новобогатинск Юго-Восточный. Отложения верхней перми и триаса, залегающие под

ними, содержат залежи нефти и газа. Карнизные участки, выделенные на контрактной территории, являются незначительными по размерам и согласно проведенным исследованиям существенно отличаются по характеру строения от новобогатинских.

Отражающие горизонты V (поверхность триаса) и III (подошва нижнего мела) залегают практически параллельно относительно друг друга и в связи с этим характер строения одной структурной поверхности повторяет поведение другой.

Существенным отличием является то обстоятельство, что **отражающий горизонт V** следует с меньшей степенью достоверности вследствие сложной волновой картины, которая связана с изменением условий залегания и литологии пород. В результате поведение трисовой поверхности на сводах большинства куполов осталось неохарактеризованным.

По **отражающему горизонту III** вследствие высокой степени солянокупольной активности на большинстве куполов также не удалось проследить характер поведения отложений юрской нефтегазоносной толщи. Горизонт прекращает прослеживаться на значительном удалении от свода купола. Сведения о характере поведения структур на сводах жидятся на данных проведенных картировочных и структурно-поисковых работ. В целом можно констатировать, что на большинстве куполов по III горизонту характерно наличие протяженных структурных крыльев без отчетливого замыкания. Лишь на отдельных погруженных куполах Кусанбай Западный, Баксай, Яманка, Камышитовый, устанавливается наличие положительных структурных ловушек, имеющих четко выраженное плановое замыкание. Следует также отметить, что гипсометрическое положение V и III отражающих горизонтов в пределах мульды имеет закономерно выраженное соотношение. Сопоставление характера распределения по глубинам залегания надсолевых горизонтов и Π_1 показывает на определенную взаимосвязь этих структурных поверхностей.

Тектонические особенности надсолевого комплекса Прикаспийской впадины в целом и участка Бегайдар в частности до настоящего времени не изучены с достаточной степенью уверенности, что обусловлено повсеместным стохастическим ростом соляных куполов и соответственно его искажающим воздействием на структурно-тектонический план. Предлагаемые методики, основанные на изучении структурных поверхностей, анализе распределения мощностей основных комплексов, показывают неоднозначные результаты, когда приподнятые зоны, выделенные одним исследователем, в работах другого оказываются прогнутыми.

Проведенными работами установлено, что на участке Бегайдар соляные купола, как и во всей Прикаспийской впадине, начали формироваться в верхнепермско-триасовый

период. В результате была сформирована система куполов древнего заложения. При этом объем накопленных осадков в верхнепермско–триасовый период был настолько значителен, что определил практически полное отжатие соли в соляные купола с пределов межкупольных зон. В результате отложения пермотриаса были приведены в контакт с подсолевыми практически во всех мульдах, о чем свидетельствуют данные сейсмических исследований. О том, что пермотриасовые отложения приведены в контакт с подсолевыми, свидетельствует также гипсометрическое положение V, III отражающих горизонтов в пределах межкупольных зон, которые имеют близкие и устойчивые значения глубин залегания, что свидетельствует о низких скоростях формирования межкупольных зон в мезозой-кайнозойский период. Это, в свою очередь, может быть связано с прекращением процессов оттока соляных масс из пределов межкупольных участков и формированием мульд более «молодого» мелового и палеоген-неогенового возрастов. Наличие последних доказано бурением скважины П-58 Кусанбай, где при достижении глубин порядка 4000 м забой скважины вскрыл верхнеюрские карбонаты, при залегании подсолевых на глубине порядка 6500 м. Наличие палеогеновых мульд доказано бурением скважины П-24 Тукбай к северу от участка Бегайдар, где на глубине 4200 м вскрыты отложения верхнего мела. Значительные по размерам мульды предположительно неогенового возраста установлены на территории, прилегающей с юго-востока к участку Бегайдар. Мульды позднего периода генерации располагаются вдоль склонов соляных куполов и создают пояс вокруг последних, который отделяет купола от мульд более древнего заложения. Подобное соотношение древних и молодых мульд связано с процессами интенсивного оттока соли с периферийных частей куполов в их центральные части, что в свою очередь определило интенсивный рост куполов и размыв залегающих на них отложений.

Таким образом, наличие устойчивых зон в общем поле активно растущих куполов и формирующихся «молодых» межкупольных зон позволяет предполагать, что соленосные отложения с их пределов практически нацело выжаты и что надсолевые отложения в них приведены в контакт с подсолевыми. Это в свою очередь позволяет предполагать возможность для миграции нефти и газа из подсолевых в надсолевые отложения при наличии других геологических факторов: подсолевого нефтегазоносного резервуара, тектонических нарушений секущих как подсолевой, так и надсолевой комплексы или системы раскрытых трещин, наличие резервуара в надсолевом комплексе на пути миграции УВ, способного аккумулировать УВ.

Типы ловушек надсолевого комплекса

В результате анализа тектонического строения перспективных структур, выявленных на участке Бегайдар выделены четыре основных типа ловушек:

1. надсводовые ловушки;
2. ловушки, приуроченные к периферии соляных склонов;
3. ловушки, экранированные крутым уступом соли;
4. подкарнизные ловушки.

Так как этот район представлен в основном соляными куполами скрытопрорванного типа, надсводовые ловушки разнообразны по генезису и морфологии. На соляных куполах широко развиты центральные грабены, разделяющие надсолевые отложения на ряд крыльев. Во всех этих структурных элементах могли сформироваться благоприятные для скопления нефти и газа ловушки.

В основном, такие ловушки развиты на крыльях куполов. Наиболее распространенными среди них являются тектонически экранированные, такие ловушки выявлены на структурах Баксай, Песчаный Южный и др.

Реже встречаются ловушки стратиграфически экранированные и литологически ограниченные. Стратиграфические ловушки образуются в результате несогласного перекрытия непроницаемыми породами размытой поверхности наклонно залегающих пористых (песчаных) пластов. Залежи такого типа имеются на месторождении Камышитовый Юго-Западный. Подобные ловушки выявлены на структуре Грядовая Восточная (Амангали).

Литологически ограниченные ловушки образуются в результате замещения проницаемых пород непроницаемыми. Ловушки такого типа выявлены на структурах Лиман Южный, Грядовая Восточная. Нередко подобные залежи находятся на удалении от сводовых частей структур, что осложняет их поиски.

Также нефтепоисковый интерес представляют ловушки на перифериях соляных куполов. Исходя из поисковых задач можно выделить ловушки над вторым крутым уступом соли, сформированные вдоль крутого склона соли и подкарнизные ловушки. Над вторым крутым уступом соли выявлены тектонически экранированные ловушки. Залежи полного контура представлены на месторождении Ровное. Структуры подобного типа выявлены на структурах Песчаный, Баксай, Карманово, Козыретмола. Менее развиты в этих структурных условиях ловушки литологически ограниченные.

Вдоль второго крутого уступа соляного ядра выявлены ловушки, экранированные солью. Однако в значительной своей части эти объекты в плане имеют полосовидную

конфигурацию, неопределенный характер замыкания и экрана, что не позволяет оценивать их в качестве поисковых объектов.

Залежи, экранированные солью, приурочены, как правило, к опущенным крыльям соляных куполов и экранируются крутым склоном соляного штока. Наиболее благоприятными условиями их экранирования является вогнутая заливообразно конфигурация склона. Так как ни одна из установленных на блоке структур примыкания не соответствует вышеприведенной характеристики нефтеносных объектов, то они не были оценены на перспективность. На контрактной территории выделены ловушки, приуроченные к карнизам соли. Они образуются вследствие внедрения соли во вмещающие их осадки в процессе роста соляных тел, приобретая различные формы.

Это наиболее сложные и трудноразведываемые объекты, строение которых зависит от морфологии соляного карниза и особенностей залегания вмещающих пород. Встречаются ловушки, образованные моноклинально воздымающимися к соляному ядру слоями, экранированными обратно падающей нижней плоскостью карниза.

Подкарнизные нефтяные (газонефтяные) горизонты, как правило, многопластовые, где каждый пласт упирается в склон соли под очень крутым ($55-70^\circ$) углом и выполаживается далее по падению.

Также выявлены комбинированные ловушки (Новобогатинск Западный), представляющие собой частично срезанные антиклинальные пласты. В ядре их сохранились антиклинально изогнутые слои, а крылья сложены моноклинально воздымающимися горизонтами, экранированными солью.

Рассмотренные выше ловушки являются основными объектами нефтепоисковых работ на территории участка Бегайдар.

Наряду с этим также возможно выявление объектов в межкупольных зонах, которые на сегодняшний день наименее изучены. Здесь возможно выделение перспективных объектов на межкупольных поднятиях, на соляных перешейках, на бортах межкупольных прогибов.

4.3. Нефтегазоносность

Нефтеносными комплексами в пределах Северо-Каспийской системы поднятий являются карбонатные отложения подсолевого комплекса (Астраханское) и отложения надсолевого комплекса от верхней перми до неоген-четвертичных включительно. Непосредственно на участке Бегайдар месторождения, связанные с отложениями подсолевого и надсолевого комплексов, отсутствуют.

Промышленные скопления нефти выявлены в южной, приморской части междуречья Урал-Волга. Промышленная нефтеносность пермотриасовых отложений установлена на месторождениях Камышитовый Юго-Западный, Новобогатинск, Жанаталап Восточный, среднеюрских отложений - на месторождениях Балгимбаев, Камышитовый ЮЗ, Камышитовый ЮВ, Гран и Жанаталап, меловых отложений - на структурах Ровное, Балгимбаев, Камышитовый ЮВ и ЮЗ.

Триасовый терригенный нефтегазоносный комплекс. В приморской части междуречья Волги и Урала нефтегазоносность выявлена в отложениях верхнего триаса (Камышитовый ЮЗ). В подкарнизных залежах (Новобогатинск ЮЗ и Новобогатинск ЮВ) продуктивны песчаные горизонты оленекского яруса нижнего триаса.

На месторождении Камышитовый ЮЗ установлено два нефтяных горизонта. Коллектора представлены песчаником мелко- и тонкозернистым, глинистым. Содержание фракций составляет: мелкозернистая 25,64%, тонкозернистая 30,4% и глинистая 28%. Открытая пористость по керну колеблется от 20,1 до 27,5%. Проницаемость на газ – от 17,2 до 94,6 мД. Общая мощность горизонта изменяется от 3 до 11,2 м. эффективная – от 1 до 10 м, нефтенасыщенная от 1,4 до 10 м.

На месторождении Новобогатинск ЮВ породы, слагающие продуктивные горизонты, представлены в основном, алевритами, реже песчаниками, очень редко алевритами и песками. В разрезе пермотриасовых отложений выделяются продуктивные (10) горизонты: РТ-I, РТ-II, РТ-III, РТ-IV, РТ-V, РТ-VI, РТ-VII, РТ-VIII, РТ-IX, РТ-X. Горизонты сложен 1-7 пластами-коллекторами, разделенными глинистыми породами. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 3,6 до 31,6 м. Содержание фракций составляет: песчаная 5,82-35,13%, алевритовая 48,02-57,93% и глинистая 1,41-25,13%. Открытая пористость по керну колеблется от 7,2 до 19,1%. Проницаемость на газ – от 0,001 до 99,0 мД.

Юрский нефтегазоносный комплекс является одним из основных нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины. С отложениями средней юры связаны основные месторождения, находящиеся в разработке. В среднеюрской продуктивной толще на месторождении Камышитовый ЮЗ установлено 9 нефтяных

горизонтов. Литологически горизонт представлен частым чередованием прослоев песчаника мкз, глинистого, с прослоями песка мкз и тонкозернистого, глинистого и более мелких прослоев алевроита и глины. Общая мощность горизонтов колеблется от 15,6 до 72,2 м, эффективная от 2,8 до 128 м, нефтенасыщенная от 2,8 до 51,9 м. Содержание фракций составляет: мелкозернистая 13,54-29,9%, тонкозернистая 20,27-37,3% и глинистая 29,5-42,02%. Открытая пористость в среднем составляет 31,2%, проницаемость на газ по керну изменяется от 1,2 до 1293,4 мД.

На месторождении Балгимбаев разведано 2 нефтегазоносных горизонта, приуроченных к песчано-глинистым отложениям средней юры. Коллектор сложен средне-, мелко - и тонкозернистым песком. Толщина I-Ю горизонта составляет 27-37 м. Нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется в пределах 1-9,3 м. Содержание фракций составляет: мелкозернистая 41,69-59,33%, тонкозернистая 17,14-30,66% и глинистая 21,44-26,33%. Открытая пористость по керну колеблется от 30,1 до 32,3%. Проницаемость на газ – от 345,4 до 1553 мД.

В *нижнемеловом* терригенном нефтегазоносном комплексе выделяются апт-неокомский и альб-сеноманский подкомплексы. Апт-неокомский подкомплекс объединяет готеривский, барремский и аптский горизонты. Коллекторами нефтегазоносных залежей служат песчаники, пески и алевролиты. На месторождении Балгимбаев I и II неокомские горизонты содержатся в отложениях баррема, апт-неокомский в подошве аптского яруса. Залежи пластовые, сводовые, тектонически нарушенные, приуроченные к песчаным пластам. Коллектора поровые, с нефтенасыщенной толщиной 2,1-7,6 м. Открытая пористость коллекторов 25,5-33,4%, проницаемость 215,5-2687,9 мД. Содержание фракций составляет: мелкозернистая 30,3-31,6%, тонкозернистая 41,2-55,6% и глинистая 13,37-23,29%.

Региональной крышкой для данного подкомплекса является глинистая толща аптского возраста, которая вместе с перекрывающими ее глинами нижнего альба образует в надсолевом разрезе второй (после верхнеюрско-готеривского) надежный экран для углеводородов.

Альб-сеноманский подкомплекс сложен преимущественно песками и песчаниками с прослоями глин. В целом представляет собой мощный резервуар, ограниченный снизу аптскими и нижнеальбскими глинами, а сверху перекрыты карбонатной толщей верхнего мела. На месторождениях Камышитовый ЮВ и ЮЗ установлена нефтегазоносность в верхнеальбских, среднеальбских отложениях. Коллекторами на месторождении Камышитовый ЮЗ являются алевроиты с прослоями песка, песчаника, алевролита, иногда глин. Гранулометрический состав коллектора, в основном, представлен алевроитовой

фракцией 50,25-60,75%, мелкозернистая составляет 1,88-3,53%, пелитовая фракция 33,9-39,33%. Открытая пористость изменяется от 18,36 до 37,93%. Общая мощность горизонтов - от 2,5 до 7,7 м, эффективная от 0,7 до 7,2 м и нефтенасыщенная от 1,2 до 7 м. проницаемость на газ по скважинам колеблется от 0,66 до 1439,8 мД.

В результате многолетних планомерных исследований в пределах междуречья Урал-Волга были открыты, разведаны и разрабатываются нефтяные, газонефтяные месторождения с коммерческими запасами: Мартыши, Камышитовый Юго-Западный, Камышитовый Юго-Восточный, Ровное, Грядовое, Новобогатинское, Новобогатинск Юго-Восточный, Новобогатинск Западный. В непосредственной близости от западной границы территории находятся нефтяные месторождения Гран, Жанаталап и Жанаталап Восточный., далее на запад - месторождения Забурунье, Сазанкурак, Мынтеке Южный, Октябрьское.

В разрезах пробуренных структурно-поисковых и глубоких скважин на исследуемой территории были встречены многочисленные прямые признаки нефти в виде пропитанности керна в различной степени. По ГИС при комплексной интерпретации выделялись пласты, относимые к нефтенасыщенным пескам и песчаникам.

В 1912-1917 гг фирмой «Бр.Нобель» в пределах юго-западного борта Новобогатинской мульды пробурены 24 глубокие скважины. Глубины скважин небольшие, не превышали 423,5м (№1/63). Скважины бурились, в основном, по линиям вкрест простираения пород. Основным ориентиром для закладки скважин служили имеющиеся в этой части мульды естественные выходы нефти. Первая скважина №1/63 с забоем 423,5м на глубине 328,9-336,8м вскрыла прослой нефтяных песков. Затем две скважины (48 и 53) ручного бурения, пробуренные в этом же районе, переливали нефтью с удельным весом 0,830 г/см³. Результаты бурения шести первых скважин, которые рассматривались как положительные, явились основой для заложения нескольких ещё более глубоких скважин, бурение которых также увенчалось успехом. Так, из скважины №2/64 с глубины 239,9м был получен фонтан нефти, давшей за 26 суток около 1300 тонн очень легкой (0,763г/см³) нефти. Фонтанные проявления нефти в скважинах из разрезов акчагыльского возраста первоначальными дебитами от 520 тонн в сутки (скв. №2/64) до 0,7-0,9 тонн в сутки постепенно снижали свой дебит и скважины в конечном итоге переходили на воду или вообще прекращали фонтанировать из-за истощения энергии или из-за образования песчаной пробки.

В целом, признаки нефти от пропитанности до фонтанных проявлений отмечены по всему периметру соляного купола **Новобогатинска**, включая северный борт мульды. По своему характеру эти нефтепроявления могут быть подразделены на промышленные и

непромышленные. К непромышленным Р.И.Грачев отнес отложения нижнего структурного этажа, включающего в себе разрез пермтриаса и мезозоя, а нефтепроявления верхнего структурного этажа, куда входят отложения акчагыльского возраста, он квалифицировал как промышленные, имея в виду северный борт структуры Новобогатинска.

За период с 1928 по 1933 г было пробурено 18 скважин общим метражом 8400 м на юго-восточном борту Новобогатинской мульды и располагались они на профилях, ориентированных вкрест простирания неогеновых пород. Наиболее значительным результатом этих работ явилось получение фонтанных выбросов нефти в пяти скважинах и образцов керна с признаками нефти в трех скважинах из верхненеогеновых и в 8 скважинах – из юрских пород.

Образцы керна и бокового грунта с запахом нефти отмечены в глубоких скважинах 123 (три интервала в РТ) и 124 (5 образцов пермтриасовых отложений и 3 образца из нижнеюрских пород). Образцы с запахами нефти литологически соответствуют мелкозернистым песчаникам и глинистым пескам.

В результате обработки БКЗ отмечались интервалы, интересные как на предмет водонасыщения (отрицательные), так и на нефтенасыщение. Первые отмечены по скважине 124 в интервалах глубин 1024-1016м; 982-978м; 935-939м и 908-899м.

В результате испытания из этих интервалов получены пластовые воды без признаков нефти соленостью 21°Be дебитом от $0,3\text{м}^3/\text{сут}$ до $3-10\text{м}^3/\text{сут}$.

Из интервалов, рекомендованных на испытание как объекты, представляющие интерес с точки зрения их возможной нефтенасыщенности, в разрезе скважины 126 (интервал 1758-1749 м) при испытании получен интенсивный приток пластовой воды без признаков нефти и газ соленостью 18°Be . Гидродинамические исследования в скважине остались незавершенными вследствие образования песчаной пробки в стволе скважины.

Признаки нефти по крновому материалу на площади **Яманка** отмечены в различных отложениях разреза (от неогена до триаса включительно).

Характер и интенсивность признаков нефти различны. Признаки нефти, пропитанность пород нефтью в той или иной степени наблюдались в скважинах: К-4, К-8, К-7, К-10, К-9, К-14, К-19, К-22, К-25, К-30, К-23, К-6, К-31, К-28, К-35, К-13, К-32, К-45 и К-27.

В отложениях триаса признаки нефти по крну, литологически представленному известняками и песчаниками, отмечены в скважинах К-14 и К-25. Известняки крепкие с примазками густой нефти, песчаники крепкие с запахом нефти.

В отложениях средней и нижней юры признаки нефти по керну отмечены в скважинах: К-9, К-14, К-25, К-19 и К-27, литологически представленные прослойками песка и песчаника мощностью от 0,05 м до 0,5 м с запахом нефти. По данным анализа физических свойств проб керна в скважине К-27 в интервалах 438-442 м и 447-452 м нефти насыщенность составляет 49,40-16,44%, открытая пористость 10,99-3,67%, полная 15,37-3,75%. В отложениях верхней юры признаки нефти по керну отмечены в скважинах К-10 К-7, литологически представленных известняками крепкими с примазками нефти.

В отложениях неокома признаки нефти по керну отмечены в скважинах К-7, К-22, К-23, К-32, К-45, К-6, К-28 и К-13.

Признаки нефти приурочены к песчаникам мощностью до 1 м со слабым запахом нефти.

В отложениях альба и апта признаки нефти по керну отмечены в скважинах К-8, К-4, К-22, К-25, К-30, К-23, К-28, К-6, К-31, К-35 и К-13, литологически представленных глинами с гнездами и тонкими прослойками песка с запахом нефти, прослоями песчаников мощностью от 0,1 м до 0,7 м с запахом нефти или слабо пропитанных нефтью с прослоями мергеля с примазками нефти.

В отложениях неогена признаки нефти по керну отмечены в скважине К-4, литологически представленного известняком с признаками густой нефти, однако по электрокаротажу нефтеносные горизонты не выделяются.

При бурении газопроявления наблюдались в отложениях неогена на южном солевом поднятии.

В скважине К-22 при забое 392,8 м во время бурения произошел газовый выброс с водой, возможно из отложений неогена, фонтанирование продолжалось в течение 2-х часов. Высота газового фонтана около 5 м от устья скважины. Через 2 часа фонтанирование прекратилось в результате обвала ствола скважины. В скважине К-30 при забое 484,3 м во время закачки нефти с целью ликвидации прихвата бурильного инструмента произошел газовый выброс с примесью воды высотой 18-20 м из отложений неогена. Фонтанирование постепенно прекратилось, но газ и вода выделялись длительное время. Кратер диаметром 50-60 м заполнился водой.

В скважине К-13 при забое 233 м после подъема бурильного инструмента произошел газовый выброс высотой 18 м. Фонтанирование прекратилось через 15 мин. На южном солевом поднятии неогеновые газоносные горизонты были вскрыты скважинами К-22, К-20, К-27, К-33, К-28, К-25, К-5, К-13, К-6, К-23, К-16, К-26, К-31.

На площади **Яманка Восточная** в скважине 6 в аптских отложениях (интервал 653-657 м) подняты пески, слабо пропитанные нефтью, в интервале 1333-1340 м поднят керн, представленный алевролитами триасового возраста с запахом нефти.

На площади **Песчаный** при проведении картировочное бурение газопроявления отмечались из отложений верхнего плиоцена (акчагылский, апшеронский ярусы). Этот факт свидетельствует о наличии газовых залежей на исследуемой площади в верхнеплиоценовой толще. Пробы газа на лабораторные исследования не отбирались. Практическое значение этих газовых залежей оценивается невысоко.

В картировочной скважине 48, пробуренной на западном крыле структуры, с глубины 188-192м была поднята глина альбского возраста с запахом нефти, в скважине 133, расположенной на восточном крыле, с глубины 178-183м был поднят песчаник с примазками нефти аптского возраста. Проявления газа из верхнего плиоцена отмечались в скважинах 375 и 42.

В 1964-65 гг на площадях **Баксай** и **Баксай ЮЗ** в процессе бурения картировочных и структурно-поисковых скважин наблюдались газопроявления в 30 картировочных скважинах, выразившиеся в выбросах глинистого раствора. Все газопроявления связаны с газоносным горизонтом, находящимся в неогене. Газовые проявления происходили с глубины от 38 до 153 м. Газопроявления наблюдались в скважинах К-25, К-22, К-35, К-34 в отложениях неогена и приурочены к восточному крылу, на этом крыле в отложениях средней юры отмечены примазки нефти, на северо-западном крыле в отложениях готерива (скважина 36, интервал 355-361м), отмечены примазки нефти, в отложениях средней юры (скважина 44, интервал 316-328м) пропитанность пород нефтью, на южном крыле в отложениях неокома.

На куполе **Баксай Юго-Западный** в сводовых частях крыльев, а также в грабене наблюдались газопроявления из отложений неогена, на северо-западном крыле отмечены нефтепроявления в альбских отложениях в скважинах К-4 (интервал 105-111м), К-1 (интервал 166-178м), в неокомских отложениях (скважины К-16, 2, интервал 179-247м), в отложениях верхней и средней юры (скважина К-5, интервал 342-438м, скважина К-181 интервал 484-500м), на юго-восточном крыле признаки нефти отмечены в меловых, юрских и триасовых отложениях.

В скважине Г-2 на площади **Баксай Юго-Западный** (интервал 1236-1261м-триас) отмечены примазки нефти.

На площади **Сорочинка** признаки нефти в виде примазков и пропитанности, а также легкий запах сероводорода приурочены к отложениям неогена, мела и юры.

Из среднеюрских отложений, слагающих южное и восточное крылья купола, нефтяной керн поднят из скважин 275 и 293.

В скважине 275 интервал 59-63м представлен серым кавернозным песчаником, пропитанным легкой нефтью. В скважине 293, пробуренной вблизи зоны нарушения, отмечен керн с нефтью в интервалах 63-68м, 68-73м, и 78-83м.

Из отложений верхней юры сильный запах нефти был отмечен лишь в скважине 198, пробуренной на присводовом участке южного крыла. Интервал с запахом нефти 284-288м представлен зеленой глиной.

В отложениях нижнего мела признаки нефти отмечены в скважине 40, пробуренной в грабене. В интервале 67-72м поднят керн, представленный темно-серой глиной альбского возраста с примазками нефти.

Запах сероводорода отмечен также в скважине 255, вскрывшей маастрихтские отложения. Интервалы 44-49м, 49-54м этой скважины с запахом сероводорода сложены писчим мелом.

Довольно многочисленные признаки нефти, как прямые, так и косвенные, отмечены в отложениях верхнего плиоцена. В этих отложениях признаки нефти наблюдались в 16 скважинах. Из них прямые признаки в виде пропитанности пород нефтью или сильного запаха и открытий газовый выброс наблюдались в 6 скважинах (18, 121, 124, 189, 294 и 300).

В остальных скважинах наблюдался лишь запах сероводородного газа в свежем изломе керна.

Пропитанными нефтью породы оказались, в основном, известняками-ракушняками, залегающими в подошве отложений акчагыльского и апшеронского ярусов. Запахи сероводородного газа наблюдались только в зеленых и темно-зеленых глинах.

В скважине 300, пробуренной в наиболее приподнятой части грабена, газопроявление началось с глубины 34м. В процессе дальнейшего бурения увеличилась интенсивность газопроявления, которая затем перешла в открытый газовый выброс при забое 44м.

В 1967 г на площади **Карманово** проведено картировочное бурение. Естественных выходов нефти и газа на дневную поверхность не обнаружено. Отмечены прямые признаки в виде пропитанности пород нефтью в скважине 81 в интервалах 168-173м (глина), 173-183м (песок), породы среднеюрского возраста, запах нефти и сероводорода в ряде скважин.

На площади **Шокеймола** естественных выходов нефти и газа на дневную поверхность не обнаружено. На северо-восточном крыле пропитанность пород нефтью

отмечена в скважине 225 в альбских отложениях (189-194м), на западном крыле в отложениях средней юры в скважине 81 в интервале глубин 168-183м.

Надсолевой комплекс отложений, вскрытый картировочными скважинами 276, 281, 284, 286, 292, 294, 295, 296, 298, 346, 348, 494, пробуренных на западном и юго-западном крыльях структуры **Кандаурово**, а также в скважинах 448, 495, 463, пробуренных на юго-западном крыле структуры **Редут**, характеризуется многочисленными признаками нефти. Стратиграфически признаки нефти в картировочных скважинах, пробуренных на площади Кандаурово-Редут, приурочены к отложениям пермотриаса, юры, неокома и альба.

Они представлены пропитанностью пород нефтью, примазками и запахом нефти и сероводорода.

Самыми древними отложениями, в которых были отмечены признаки нефти, являются отложения пермотриаса. В пределах сводовой части среднеюрского поля западного крыла Кандаурово глина с признаками нефти поднята из скважины 276 с глубины 159-164м. Подавляющее большинство признаков нефти было встречено в породах неокомского и среднеюрского возраста на восточном поле юго-восточного крыла Кандаурово.

В скважине К-83, расположенной на севере юго-восточного крыла на площади Кандаурово получена жидкая нефть, анализ которой не сохранился в фондах ЗКГУ. Следует отметить, что после нефтепроявлений в скважине К-83 здесь же бурились скважины Г-1, Г-2, Г-3, Г-3, Г-4.

В этих скважинах слабые признаки нефти оказались только в Г-3 на глубине 278-283,5м – прослой песка с запахом нефти и в К-2 на глубине 607-610м – тонкие прослой песка со слабым запахом нефти. В скважине Г-4 испытывался интервал 30-40м с сопротивлением 4,2 Ом в неокоме, интервал оказался сухим.

Таким образом, породы с признаками нефти приурочены, в основном, к отложениям юго-восточного и западного крыльев Кандаурово и к отложениям присводовой части ступени юго-западного крыла Редута.

В 1947-48 гг на площади **Черная речка** проведены структурно-поисковое бурение. В процессе проведения работ отмечены поверхностные газопроявления на южном крыле, здесь же в процессе бурения наблюдались газопроявления в скважине К-10 (интервал 600-660м), на западном крыле в отложениях верхней юры К-31 (интервал 148-154м) нефтепроявления в процессе бурения. В отложениях эоцена в скважинах Г-12,8, К-49 (интервал 335-395м) отмечены пропитанность пород нефтью и пленки нефти при испытании, в аптских отложениях в скважине Г-12 (интервал 451-458м) выявлен нефтяной

горизонт, в скважине К-10 в отложениях верхней и средней юры отмечена закированность пород.

На западном крыле в четвертичных отложениях отмечена закированность отложений, в скважинах Г-9 (средняя юра) и К-28 (триас) отмечена пропитанность пород нефтью.

На северо-восточном крыле пропитанность пород нефтью отмечена в апт-неокомских (К-19, 17, 16, интервал 107-117 м) и среднеюрских отложениях (К-4, 13, 23).

В 1966 г на площади **Лиман** в процессе проведения картировочного бурения наблюдались газовые выбросы из отложений неогена в скважинах 143, 206, 247, 249, 266 при глубинах 64 м, 130 м, 130 м, 107 м. В скважинах 206 и 215 выделялся газ. Проявления газа выражались в выбросе утяжеленного глинистого раствора (уд.вес 1,35 г/см³) и открытого фонтанирования.

Выбросы и фонтанирование были кратковременными (от нескольких дней до нескольких месяцев), а затем самопроизвольно прекращались ввиду обвалов устьев скважин. Скважины 206, 247, 249, 266 расположены на юго-западном полусводе западного крыла. Горизонты с газопроявлениями приурочены, по всей вероятности, к подошве акчагыльских отложений. Скважина 143 расположена в грабене к западу от сводовой части восточного крыла. Запах сероводорода и легкой нефти отмечался в глинах и песчаниках неогенового возраста в скважинах 173, 222, 187, 189 в интервалах глубин 58-63 м, 162-168 м, 125-160 м.

При проведении структурно-поискового бурения на площади **Камышитовый** отмечены примазки нефти и пропитанность пород в отложениях от неогена до кунгурского яруса нижней перми на восточном, западном и юго-западном крыльях.

На площади **Камышитовый Южный** по комплексу ГИС и при опробовании структурной скважины К-29 на северо-восточном крыле установлена нефтеносность среднеюрских отложений, но с ограниченными запасами и локального характера. Подавляющее большинство признаков нефти в виде пропитанности и примазок было встречено в породах апта, альба, сантона, неокома и средней юре, в скважине К-19 в триасовых отложениях примазки легкой нефти, в К-29 в неогене слабая насыщенность нефтью. В скважине К-29 опробование методом тартания велось в шести интервалах и лишь из одного интервала (119-122 м) получен приток нефти. Дебит составил 7,5-8 литров за час, затем приток прекратился. С остальных интервалов получили воду с пленкой нефти, нефть очень густая, высокосмолистая с повышенным содержанием сернистых компонентов.

Единичные признаки нефти по керну встречены на западном крыле купола **Атаманский** (скважины 1, 6) в отложениях триаса, юры и неокома в виде примазков и пропитанности.

На площади **Теген Восточный** признаки нефти в виде примазков и пропитанности пород нефтью отмечены в девяти скважинах в отложениях средней юры и триаса на северо-западном крыле, в апт-неокоме на юго-восточном крыле в скважине 1. В отложениях апшерона выявлены три линзообразные залежи газа непрямошленного значения.

На площади **Кусанбай** по керну отмечены признаки в виде пропитанности пород и примазки нефти по всей площади в отложениях мела, юры, триаса и кунгурского яруса нижней перми.

На площади **Кусанбай Западный** по керну в картировочных скважинах отмечены признаки в виде пропитанности, примазков в отложениях от неогена до триаса. В скважине К-3 поднят керн, представленный ангидритом со слабой примесью нефти. В структурных скважинах по керну отмечены признаки в виде пропитанности и запаха нефти в меловых и триасовых отложениях.

При проведении испытания в интервале 369,8-374 м в скважине ЕТ-1, пробуренной на своде южного крыла структуры Теген Восточный сначала наблюдались незначительные переливания воды с пленками нефти и через 3 суток скважина начала фонтанировать нефтью с газом. Скважина работала в пульсирующем режиме добычи с периодическими остановками. Дебит нефти изменялся от 0,24 м³/сут до 7,2 м³/сут. Скважина работала через 3мм штуцер.

При отборе керна в скважине ЕТ-5, пробуренной в сводовой части южного крыла, признаки нефти отмечены в интервалах 366,5-371,5 (К-1,0м) глина (0,6м) темно-серая, плотная с прослойками песка с запахом нефти и 376,5-381,5 (К-1,4м) прослой глины (0,7) с гнездами и прослойками песка слабопропитанного нефтью. Скважина перфорирована в интервале 377-379м куммулятивным зарядом «3» Predator с целью испытания на приток флюидов. В скважине апт-неокомский горизонт оказался водоносным.

Нефтяная залежь на Тегень Восточном оказалась ограниченных размеров, сложного строения и ухудшенными коллекторскими и гидродинамическими свойствами.

Таким образом, судя по приведенным данным о нефтепроявлениях можно отметить следующее: практически со всеми куполами, расположенными на юге блока, связаны признаки нефтеносности, которые в стратиграфическом отношении встречены в отложениях от триаса до неогена включительно.

4.4. Гидрогеологическая характеристика

В гидрогеологическом отношении контрактная территория находится в южной части Прикаспийской системы артезианских бассейнов. Выделяется два гидрогеологических этажа: надсолевой и подсолевой, обладающих различными режимами питания водоносных горизонтов и свойствами пластовых вод. Региональным водоупором являются отложения солевого комплекса.

Подсолевой гидрогеологический этаж характеризуется элизионным типом питания водоносных горизонтов и характерной для Прикаспия гидрохимической инверсией. Исследования физико-химических свойств подземных вод проводились на месторождениях Королевское, Карачаганакское, Астраханское, Тенгиз, Кашаган. Воды хлоркальциевого типа. Величина минерализации вод варьирует от 40 до 120 г/л, плотность – от 1,0299 до 1,031 г/см³. Общая жесткость вод варьирует от 79 до 170 экв/л., pH среды нейтральная – до 6,98. Генетический тип вод – хлоркальциевый по классификации В.А.Сулина, с преобладанием в составе вод ионов хлора (49,5%) и ионов натрия (49%). Воды сильно метаморфизованы, практически бессульфатны. Глубинное происхождение вод подтверждается присутствием в составе лития (до 14 мг/л), который наряду с цезием, является индикатором данных вод. Из микрокомпонентного состава, помимо лития, определялись бор, бром, йод, аммоний и стронций. Их содержание в водах незначительно: брома – 62 мг/л, йода – 11 мг/л, бора – 84 мг/л, стронция – 176 мг/л, аммония – до 243 мг/л. Содержание сероводорода достигает 1,52 г/л.

В надсолевом гидрогеологическом этаже выделяются водоносные комплексы триасовых, юрских, меловых и четвертичных отложений. Области питания надсолевого водоносного этажа являются южные отроги Общего Сырта, предгорья Южного Урала и Мугоджар, где отложения мезозоя, триаса и перми выходят на поверхность. Водоносные комплексы надсолевого этажа обладают гидродинамическим типом питания водоносных горизонтов, в основном, хлоркальциевым составом вод. Замкнутый характер Прикаспийской впадины, длительные процессы прогибания и мощное осадконакопление, слабое дренирование подземных вод и подпор их со стороны Каспийского моря определяют, в целом, застойный характер режима глубоких горизонтов подземных вод и их высокую минерализацию.

Воды *триасового* водоносного комплекса по химическому составу являются хлоркальциевыми рассолами, III класса, очень жесткие, величина общей жесткости достигает 100 мг-экв/л. Минерализация изменяется от 120 до 173 г/л. Воды щелочные

($pH > 8.0$). Коэффициент метаморфизации равен 0,95, что свидетельствует о невысокой степени метаморфизации. Плотность воды – 1,092 г/см³.

Юрский водоносный комплекс - в составе комплекса выделяются воды нижнеюрских, среднеюрских и верхнеюрских отложений.

Воды *нижнеюрских* отложений высоконапорные, хлоркальциевого типа, бессульфатные, с минерализацией выше 100г/л.

Воды *среднеюрского водоносного комплекса* относятся к III классу. Тип вод меняется от хлормагнезического до хлоркальциевого. Минерализация вод составляет 157-177г/л, pH – 7,8-8. Общая жесткость достигает 217,8мг-экв/л. Плотность вод изменяется от 1,143 до 1,15г/см³. Воды низкой степени метаморфизации. Коэффициент метаморфизации – 0,93-0,95. Содержание редких металлов в водах незначительно.

Воды верхнеюрских отложений имеют минерализацию 106-157г/л.

Нижнемеловой водоносный комплекс представлен альбскими, аптскими и неокомскими отложениями.

Альбские воды по качеству относятся, в основном, к группе рассолов с минерализацией от 120 до 263г/л. Химический состав вод – хлоридно-натриевый.

Аптские воды по качеству – от соленых до рассолов с минерализацией от 70 до 250г/л. Химический состав вод хлоридно-натриевый.

Неокомские воды представляют собой бессульфатные рассолы хлоркальциевого типа средней степени метаморфизации. Минерализация вод изменяется в пределах 137-148г/л. В составе пластовых вод установлено присутствие отдельных микрокомпонентов (мг/л): Li – 3,0; Rb – 0,7; Sr – 25; Cs – 6,0; J – 6,6 и Br – 103.

Неогеновый водоносный комплекс по классификации В.А.Сулина тип вод изменяется от сульфатнонатриевого до хлоркальциевого. Плотность от 1,023 до 1,075г/см³. pH среды – слабощелочная – от 6,85 до 8,0. Минерализация вод от 32-45г/л до 82-107г/л. Содержание сульфатов достигает 580мг-экв/л. Общая жесткость изменяется от 246 до 329мг-экв/л. Содержание йода достигает 26,88 мг/л, брома – 72,33мг/л. Металлы содержатся в водах в незначительных количествах.

В водоносном комплексе *четвертичных отложений* водовмещающими породами являются глинистые пески, илы и супеси, толщина которых достигает 30-40м. Воды соленые. Комплекс включает в себя водоносные горизонты ниже и среднечетвертичных морских отложений, верхнечетвертичных хвалынских, современных сорочовых и озерных отложений. Состав вод четвертичных отложений пестрый: преобладают хлоридно-сульфатные, натриево-магниево-хлоридные и хлоридные натриево-магниево-хлоридные воды. Минерализация

изменяется от 0,1 до 133,6г/л. Грунтовые воды соровых отложений относятся к крепким рассолам с минерализацией от 79 до 340,3г/л. Состав вод хлоридно-натриевый.

5. МЕТОДИКА И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

5.1. Цели и задачи поисковых работ

Наличие месторождений, открытых в надсолевых отложениях на смежных территориях, и наличие структурных условий, осложненных глубинными разломами различной ориентации и протяженности, по которым могли мигрировать углеводороды, доступные для бурения глубины, а также покрывка-соль являются основными обоснованиями необходимости проведения поисковых исследований в пределах контрактной территории.

Промышленные притоки нефти и газа из песчаных пластов мела, юры и триаса в пределах территории, прилегающей к участку Бегайдар, свидетельствуют о перспективности надсолевых отложений.

Настоящим проектным документом с целью поисков залежей углеводородов в надсолевых отложениях и уточнения геологического строения предусматривается проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 600 пог.км и бурение 2 поисковых скважин Бегайдар-1 и Бегайдар-2 проектными глубинами 1500 м, из них скважина Бегайдар-2 зависимая от результатов бурения скважины Бегайдар-1.

Перед поисковым бурением ставятся следующие задачи:

- поиски промышленных залежей нефти и газа в надсолевых отложениях;
- изучение литолого-стратиграфических, фациальных, гидрогеологических и структурных особенностей;
- изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов;
- получение исходных данных для оценки ресурсов углеводородов;
- подсчет ресурсов углеводородов.

5.2. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ

Настоящим проектом предусматривается проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 2353.2 пог.км по всей контрактной территории (рис.5.2.1).

Для решения поставленной задачи предусматривается проведение сейсморазведочных работ МОГТ-2Д по равномерной сети профилей с плотностью 2×4 км, ориентированных, предположительно, вкрест простирания основных структурных элементов (профили) и вдоль простирания (связки).

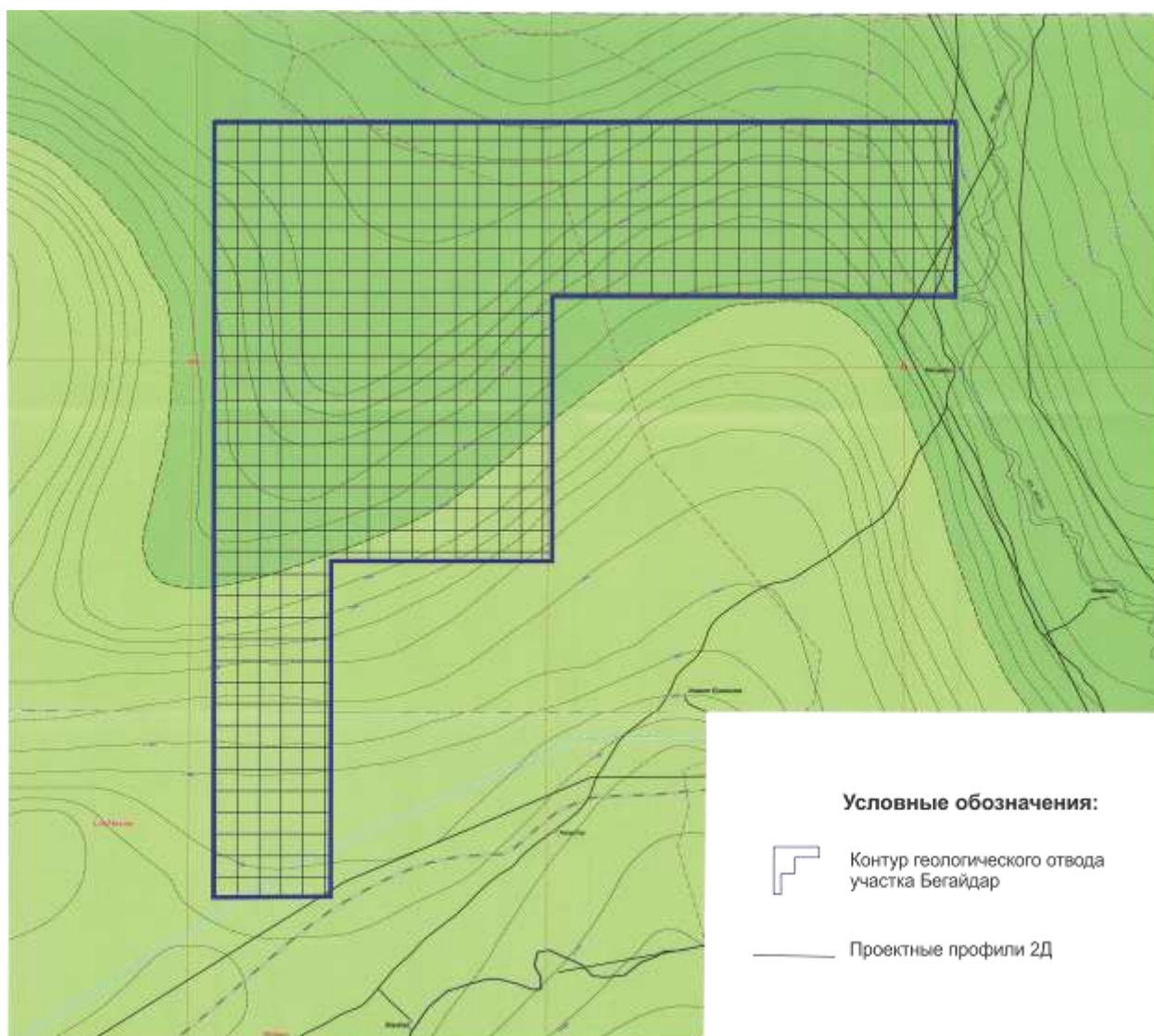


Рис.5.2.1. Схема расположения проектных профилей 2Д

Регистрация 2D сейсмических данных

Регистрация сейсмических данных на лицензионной территории будет производиться по методике многократных перекрытий МОГТ-2D центральной симметричной расстановкой сейсмоприемников, конфигурация которой представлена в нижеследующей таблице и на рис.5.2.2. Пункты взрыва (ПВ) будут расположены посередине между соседними пунктами приема (ПП) и будут обозначаться меньшим номером пункта приема.

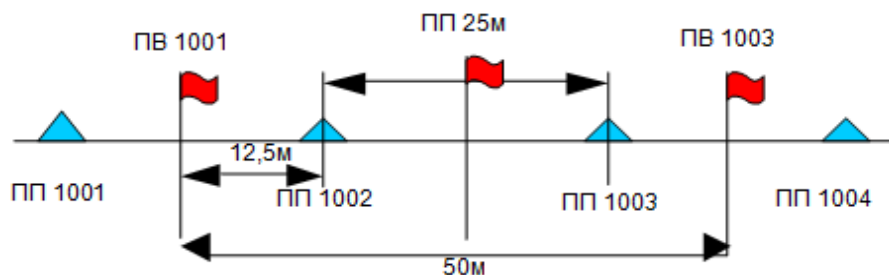


Рис.5.2.2. Размещение ПВ и ПП на профиле.

Таблица 5.2.1 - Основные параметры системы наблюдений МОГТ-2D

№	Наименование параметров	Значения параметров
1	Полная номинальная кратность*	120
2	Количество активных каналов	240
3	Шаг пунктов приема на линии приема	25 м
4	Шаг пунктов взрыва	25 м
5	Минимальное удаление «взрыв-прием»	12.5 м
6	Максимальное удаление взрыв-прием»	2987.5 м
7	Количество каналов на длинной ветке годографа	120
8	Распределение каналов	120 - 1 Δ 1 - 120
9	Распределение удалений	2987.5м – 12.5м - Δ – 12.5м – 2987.5м

* В любой точке сейсмического профиля кратность не должна снижаться по какой-либо причине ниже 95% от полной номинальной кратности (т.е. для кратности 120 минимальная, приемлемая для Компании кратность записи будет составлять 114).

При невозможности размещения проектных ПВ, а также и компенсационных ПВ из-за орографических особенностей местности (реки, заповедные зоны и т.п.) или из-за техногенных коммуникаций (охранные зоны и т.п.) данные будут приниматься по фактически достигнутой кратности.

Для предохранения записывающего оборудования на профиле ПВ будут смещены на расстояние три (3) метра по одну сторону профиля. В местах, недоступных для вибраторов, максимальное разрешаемое смещение составляет 50 метров перпендикулярно профилю, если иное не указано Компанией. Кроме того, допускается смещение ПВ в радиусе не более 10 м от проектной или вынесенной позиции.

Таблица 5.2.2. Параметры регистрации и приема

Регистрирующая система	24-х битная телеметрическая сейсмостанция
Возбуждение упругих колебаний	Вибрационный, НЕМІ-50, 1 группа
Частотный диапазон	10 – 100 Гц
Длительность свип-сигнала	10 сек
Интервал дискретизации	2 мс

Длительность полезной записи	4 сек
Суммирование	До регистрации
ФВЧ	Отключен
ФНЧ	0,8 частоты Найквиста, линейно-фазовый
Конусность (длительность)	0,7 с
Тип огибающей	Косинусоидальная
Тип свипа	Линейный
Количество накоплений	2, без перемещения
Расстояние между вибраторами	13.3 м
Геометрия расстановки вибраторов	Линейная, база 39.9 м
Нагрузка на грунт	65%
Отметка момента	AUX1
Опорный свип-сигнал (пилот)	AUX2
Автокорреляция «пилота»	AUX3
Полярность	SEG стандарт
Сейсмоприемники	10 Гц геофоны SG10
Группа сейсмоприемников	12 приборов на канал, соединенных последовательно параллельно (3S×4P), косички соединены коннекторами AMPHIB-4, линейная расстановка вдоль профиля (тестируется)
Носитель записи	Хард диск

Упругие сейсмические колебания будут возбуждаться с использованием вибрационного источника: одна группа вибраторов. Минимальное количество действующих вибраторов на профиле составляет четыре (4) виброустановки. Исключения могут быть внесены только после получения предварительного разрешения Представителя Заказчика, и после определения количества дополнительных свипов, необходимых при уменьшении количества вибраторов.

Технические характеристики вибросейсмических источников

- Тип IVI HEMI-50
- Транспортное средство buggy 4×4
- Максимальным усилием на грунт 50 000 фунтов. (22 751 кгс)
- Площадь опорной плиты 2.729 м²
- Диапазон рабочих частот 7.5-250 Гц
- Электроника виброустановок Pelton Advance II, версия 6 с.

Система VGPS Pelton, приемники и антенны DGPS будут установлены на каждом вибраторе. Для повышения точности определения координат местоположения виброустановок будет использована базовая станция DGPS.

5.3. Система расположения проектных скважин

Настоящим проектом предусматривается проведение бурение 2 поисковых скважин с целью оценки перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений.

Поисковая независимая скважина Бегайдар-1 закладывается на западном крыле структуры Шокеймола на пересечении профилей 08 и 0584586 с проектной глубиной 1500 м, проектный горизонт – отложения кунгурского яруса нижней перми. Целью бурения являются поиски залежей углеводородов в надсолевых отложениях.

Проектный стратиграфический разрез скважины Бегайдар-1 с проектной глубиной 1500 м

Проектный стратиграфический разрез	Интервал, м
Четвертичная, неогеновая, палеогеновая системы Q+N+P	0-200
Мел, К	200-750
Юра, J	750-1100
Пермотриас, РТ	1100-1450
Кунгурский ярус нижней перми, P1k	1450-1500

Поисковая скважина Бегайдар-2, зависящая от результатов бурения скважины Бегайдар-1 и результатов интерпретации данных 2Д, закладывается с проектной глубиной 1500 м, проектный горизонт – отложения кунгурского яруса нижней перми. Целью бурения являются поиски залежей углеводородов в надсолевых отложениях. Местоположение скважины Бегайдар-2 будет уточнено по результатам сейсморазведки 2Д.

Проектный стратиграфический разрез скважины Бегайдар-2 с проектной глубиной 1500 м

Проектный стратиграфический разрез	Глубина, м
Четвертичная, неогеновая, палеогеновая системы Q+N+P	0-200
Мел, К	200-750
Юра, J	750-1100
Пермотриас, РТ	1100-1450
Кунгурский ярус нижней перми, P1k	1450-1500

5.4. Геологические условия проводки скважин

Во время бурения скважин в районе междуречья Урал-Волга посредством испытания пласта и геофизическими методами были получены данные по пластовым давлениям. Мезокайнозойские отложения характеризуются нормальными градиентами

порового давления, несколько возрастающими до 0,108 кгс/см², а также которые необходимо учитывать при строительстве проектных скважин.

В проектных скважинах можно ожидать следующие градиенты давления:

- 1,00 г/см³ на 10 м у башмака первой обсадной колонны.
- 1,03 г/см³ на 10 м у башмака первой промежуточной колонны.
- 1,08 г/см³ на 10 м у башмака эксплуатационной обсадной колонны

Проводка скважин Бегайдар-1 и Бегайдар-2 предусматривается исходя из стратиграфического разреза и опыта бурения с применением современной технологии и техники бурения скважин.

Главной задачей бурения скважин является достижение запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта с получением притоков нефти, не допуская аварий в процессе бурения и освоения. Для выполнения этих задач необходимо учитывать опыт бурения всех ранее пробуренных скважин в данном районе.

В приведенной таблице 5.4.1 делается акцент на интервалы, которые требуют особого внимания в процессе бурения и проведения мероприятий по предотвращению аварий в них. Скважины, вскрыв проектную глубину, выполняют свое основное назначение – получение притоков УВ и уточнение ранее выявленных залежей или открытие новых залежей УВ.

Таблица 5.4.1 - Интервалы фактических и возможных осложнений

Ин- ты глубин, м	Породы, слагающие интервал	Возможные осложнения
N+Q	Глины серовато-зеленые, коричневые, бурые, слабо уплотненные, карбонатные, песчанистые, алевроитистые, с примесью суглинков и раздробленных, растертых кристаллов гипса, галита.	Поглощение бурового раствора
К J	Глины серые, темно-серые, плотные. Песчаники серые, зеленовато-серые, крепкие, средне- и мелкозернистые. Мергели зеленовато-серые, плотные, местами рыхлые, глинистые. Пески, песчаники серые, зеленовато-серые. Глины некарбонатные, буровато-серые, темно-серые, бурые, слоистые, песчанистые. Пески серые, буровато-серые, мелко- и среднезернистые в различной степени глинистые, с обуглившимся растительным детритом. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые. Среди глин и песков встречаются прослой бурых и черных углей.	Прихват из-за обвала стенок скважины, осыпи, увеличенный вынос шлама. Сальникообразование, заклинки.
РТ	Глины серые, зеленовато-серые, красно-коричневые. Пески и песчаники среднезернистые,	Набухание глинистых частиц под воздействием

	светло-серые. Алевриты серые, тонкозернистые, кварцевые	фильтрата бур. раствора или образование толстых глинистых корок за счет размыва забоя.
P _{1k}	Каменная соль светлосерая, кристаллическая, полупрозрачная, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования	Сужение ствола скважин, текучие породы - соль, ангидриты, коагуляция бурового раствора

Проектируемыми скважинами будут вскрыты отложения от четвертичного возраста до кунгурского яруса нижней перми включительно.

Ниже в таблице 5.4.2 приводится проектный стратиграфический разрез закладываемых скважин.

Таблица 5.4.2 - Проектный стратиграфический разрез для проектных скважин

№ п/п	Возраст	Интервалы залегания, м	Литологические особенности и характеристика разреза	Углы и направления падения пластов	Ожидаемые пластовые	
					давления, атм	температура, °С
1	2	3	4	5	6	7
1	N + Q	0-200	Глины серовато-зеленые, коричневые, бурые, слабо уплотненные, карбонатные, песчанистые, алевритистые, с примесью суглинок.	до 1	20,0	18
2	K	200-750	Глины серые, темно-серые, плотные. Песчаники серые, зеленовато-серые. Мергели зеленовато-серые, плотные. Пески, песчаники серые, зеленовато-серые.	до 3	77,2	35
3	J	750-1100	Глины некарбонатные, буровато-серые, темно-серые, бурые, слоистые, песчанистые. Пески серые, буровато-серые. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые. Среди глин и песков встречаются прослои бурых и черных углей, известняков.	до 3	118,8	40
4	PT	1100-1500	Пески серые. Песчаники серые, зеленовато-серые, известковистые, глинистые. Глины кирпично-красные, коричневые, зеленые, комковатые.	до 4	162,0	44
5	P _{1k}	1400	Каменная соль светлосерая, кристаллическая, полупрозрачная, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования	До 25	165,0	45

5.5. Характеристика промывочной жидкости

Требования к буровым растворам разработаны с учетом горно-геологических условий и ожидаемых осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин. При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть, все проблемы связанные с геологическими условиями проводки скважин:

- поглощения бурового раствора в процессе бурения;
- нефтегазопроявления с присутствием во флюидах до 5 % CO₂;
- осыпи и обвалы стенок скважины;
- сужения ствола скважины;
- прихваты бурильного инструмента.

Вскрытие продуктивных пластов производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, так как во вскрываемом разрезе содержатся глины и аргиллиты.

При использовании не ингибированных промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, к кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, который должен отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для поддержания плотности бурового раствора использовать кислоторастворимые утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый, временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного размера гранул и их конфигурации) во избежание загрязнения коллектора.

За 50–100 м до вскрытия продуктивного пласта начать ввод поглотителей или нейтрализаторов CO_2 и вводить их регулярно в процессе бурения.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 5-6 м³ и более, при необходимости повторять прокачивать ее до полной очистки ствола скважины.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, пескоотделитель и илоотделитель, а при необходимости - центрифугу.

Для проводки проектируемых скважин предлагается следующий тип промывочной жидкости:

1. При бурении под направление - бентонитовый раствор с параметрами: плотность 1120-1150 кг/м³, условная вязкость 45-50 сек., фильтрация 6-8 см³ за 30 мин.

2. При бурении под кондуктор - полимеркалиевый раствор с параметрами: плотность 1150-1180 кг/м³, условная вязкость 40-45 сек., фильтрация 5-6 см³ за 30 мин.

3. При бурении под эксплуатационную колонну - полимеркалиевый раствор с параметрами: плотность 1200-1240 кг/м³, условная вязкость 35-40 сек., фильтрация 4-5 см³ за 30 мин. (таблица 5.5.1).

Таблица 5.5.1 - Характеристика промывочной жидкости проектных скважин

Интервал, м	Тип промывочно й жидкости	Плот - ность г/см ³	Вяз- кость, сек.	Водо- отдача см ³ за 30мин.	Наименование химических реагентов
0-30	Бентонитовый	1,12- 1,15	45-50	6-8	Каустическая сода, Кальц. сода, Оснопак ВО, Гамаксан, Бентонит Техническая вода
30-400	Полимеркали евый раствор	1,15- 1,18	40-45	5-6	Каустическая сода, Кальц. сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, Биокарбанат, Лимонная кислота, Техническая вода
400-1500	Полимеркали евый раствор	1,20- 1,24	35-40	4-5	Каустическая сода, Кальц. сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, Биокарбанат, Лимонная кислота, Техническая вода

5.6. Обоснование типовой конструкции скважин

Согласно настоящему проектному документу планируется бурение двух поисковых скважин Бегайдар-1 и Бегайдар-2 проектными глубинами 1500 м.

С учетом горно-геологических условий бурения и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан, для бурения поисковых скважин с целью изучения перспектив нефтеносности в отложениях юры, триаса, пермотриаса рекомендуется конструкции вертикальных скважин, приведенных ниже.

Для скважин Бегайдар-1 и Бегайдар-2 предлагается следующая конструкция:

- **Направление** Ø323,9 мм х 30 м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.
- **Кондуктор** Ø244,5 мм х 400 м. Устанавливается для перекрытия неустойчивых меловых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Эксплуатационная колонна** Ø168,3 мм х 1500 м. Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 5.6.1.

Таблица 5.6.1 – Рекомендуемая конструкция проектных скважин Бегайдар-1 и Бегайдар-2

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Группа прочности стали	ВПЦ за колонной, м	Примечание
Направление	393,7	323,9	30	Д	устье	ОТТМа
Кондуктор	295,3	244,5	400	Д	устье	ОТТМа
Эксплуатационная	215,9	168,3	1500	Д	устье	ОТТМа

Примечание:* - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.

5.7. Оборудование устья скважин

Для успешной проводки скважин и предотвращения открытого фонтанирования после спуска кондуктора Ø245 мм на устье скважины устанавливается превентор, опрессованный на избыточное давление. Характеристика ПВО приведена в таблице 5.7.1.

Таблица 5.7.1 – Характеристика ПВО для скважин глубиной до 1500 м

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Давление опрес- совки устьевого оборудования и ПВО, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны на которую устанавливается превентор, мм
1	2	3	4	5
ОП42-230/80x21	21	9,0	2	244,5
ОКК1-168x245-21	21	12,1	1	168,3x244,5
АФК1 65/65-21	21	21	1	168,3

5.8. Исследовательские работы

В процессе поискового бурения будет производиться рациональный комплекс геологических, геофизических, гидрогеологических, геохимических исследований для решения следующих основных задач:

- определение возраста и литологического состава пород, слагающих вскрываемый разрез, а также его расчленение и корреляция его по площади;
- определение фациальной принадлежности пород-коллекторов продуктивных горизонтов, направленности фациальных изменений;
- изучение физических свойств литологических разностей и всего разреза;
- определение условий залегания пород;
- определение гидрогеологической характеристики разреза;
- установление прямых и косвенных признаков нефтегазоносности;
- определение исходных параметров для подсчета запасов;
- определение характера насыщения и коллекторских свойств продуктивных горизонтов, представляющих интерес для опробования в процессе бурения, а также литологических особенностей покрышек.

5.8.1. Отбор керна и шлама

Отбор керна предусматривается производить в предполагаемых интервалах залегания продуктивных пластов. Отбор керна производится в соответствии с геолого-техническим нарядом из перспективных участков разреза, а также при проявлениях

прямых признаков нефти и газа по данным газового каротажа и по шламу в процессе бурения.

Отбор керна рекомендуется производить с помощью керноотборочных снарядов с использованием фиброглассовых грунтоносов.

Вынос керна планируется не менее 90% от каждого долбления с отбором керна. Обязателен отбор призабойного керна.

Образцы пород, поднятые при бурении скважин, являются первичным фактическим документом, 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 керна определены, исходя из мощности и глубин залегания перспективных горизонтов.

В целях точной привязки интервалов отбора керна к предполагаемым продуктивным горизонтам перед их вскрытием производится контрольный замер бурового инструмента и используются данные каротажа.

Отбор шлама начинается с глубины 30 м и продолжается через каждые 10 м проходки, при обнаружении в шламе признаков нефти отбор шлама необходимо производить через 1 м до полного исчезновения признаков. Шлам анализируется на содержание тяжелых фракций и определяется механический состав пород.

Отбор керна и шлама предполагается дополнить отбором боковых грунтов для обеспечения точной литологической привязки керна к каротажу, более точного изучения литологии разреза продуктивных отложений. Глубины отбора будут намечаться в оперативном порядке по каротажным данным с учетом шламограмм и отбора керна.

Проектом предусматривается отбор керна в каждой скважине не менее 6% от общей проходки.

В таблице 5.8.1.1 приведены проектные интервалы отбора керна по независимым скважинам, которые будут уточняться геологической службой ТОО «SapaInvestment» по данным газокаротажных исследований и по шламовым материалам.

При вскрытии продуктивной толщи отбор керна производится сплошным забоем до полного прекращения признаков УВ.

Таблица 5.8.1.1 - Сведения по проектному отбору керна

№№скв	Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора керна
1	2	3	4	5
Бегайдар-1	800-818 1050-1068	18 18	К К	I

	1230-1248	18	J	
	1370-1388	18	T	
	1495-1500	5	P1к	
Бегайдар-2	800-818	18	K	
	1050-1068	18	K	
	1230-1248	18	J	I
	1370-1388	18	T	
	1495-1500	5	P1к	

5.8.2. Геофизические и геохимические исследования в скважинах

Геофизические и геохимические исследования, предусмотренные настоящим проектом, включают в себя постоянный контроль установкой станции геолого-технологического контроля (ГТИ) и выполнение обязательного комплекса промыслово-геофизических исследований.

Комплекс ГИС включает электрометрические, акустические, радиометрические методы исследований, а также газовый каротаж, геохимические исследования и сейсмокаротаж (ВСП), отбор проб флюидов. Для проведения каротажа перед спуском кондуктора и технической колонны предлагается привлечь местные геофизические компании. Геофизические исследования продуктивной части разреза должны проводиться с применением западных технологий и геофизических приборов западного образца.

После спуска и цементирования колонн предусматривается оценка качества цементирования акустическим методом. Прострелочно-взрывные работы производятся с помощью перфораторов на НКТ, с привязкой их по ГК по глубине к интервалу вскрытия объекта, а контроль результатов перфорации - локатором муфт.

Общие геофизические исследования в масштабе 1:500 выполняются во всех скважинах по всему разрезу, вскрытому бурением. Они обеспечивают:

- определение пространственного положения и технического состояния скважины;
- выделение стратиграфических реперов и разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы;
- привязку интервалов отбора керна по глубине;
- привязку по глубине интервалов перфорации, материалов геофизических исследований в обсаженных скважинах.

Детальные исследования ГИС в масштабе 1:200 в скважинах выполняются в перспективных на нефть и газ интервалах. В комплексе с материалами других видов исследований и работ (опробование, керновые данные и др.) они обеспечивают:

- расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, привязку пластов по глубине;

- детальную литологическую характеристику каждого пласта, выделение коллекторов всех типов (поровых, трещинных, каверновых и смешанных) и определение их параметров – коэффициентов глинистости, общей и эффективной пористости, проницаемости;
- разделение коллекторов по характеру насыщенности на продуктивные и водоносные, а продуктивных – на газо- и нефтенасыщенные;
- определение положений межфлюидных контактов, границ переходных зон, эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин.

Принимая во внимание затруднения с выделением коллекторов и определением характера насыщения, при достижении продуктивной толщи в комплекс следует включить опробователь пластов на кабеле компаний Baker Hughes (RCI) или Schlumberger (MDT), позволяющий отбирать пробы пластовых флюидов, определять коллекторские свойства пластов, производить точные замеры пластового давления.

Для решения задач по изучению вскрываемого разреза в скважинах проектируется (таблица 5.8.2.1) выполнение следующих методов промыслово-геофизических исследований в открытом стволе.

Для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве необходимо выполнять инклинометрию по всему стволу скважины с точками замера через 10 м.

Особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн – акустической цементометрии (АКЦ).

Таблица 5.8.2.1 - Проектный комплекс ГИС

Наименование работ	Интервал записи, м
1. Стандартный каротаж кажущегося сопротивления (КС), самопроизвольная поляризация (ПС), радиоактивный каротаж (GR, CNL), кавернометрия, профилометрия, термометрия, инклинометрия	0-400 м
2. Привязка интервалов отбора керна по ГК, БК, КВ	400 м – до проектной глубины
3. Разноглубинный каротаж (ВИКИЗ), акустический каротаж (SL), радиоактивный каротаж (GR, CNL), гамма-плотностной каротаж (LDT), фокусированный боковой каротаж (MSFL, LLS, LLD), ПС, КС (стандартный зонд), ИК, кавернометрия, профилометрия, термометрия, инклинометрия	400 м – до проектной глубины
4. Измерение пластового и гидростатического давления в стволе скважины модульным динамическим пластоиспытателем МДТ или RFT	Для замера пластового давления с послед. оценкой проницаемости пород
5. Геолого-технические исследования и газовый каротаж	400 м – до проектной глубины
6. Акустический цементометраж, ОЦК	От устья до забоя

7. ВСП	В первой скважине
8. Газовый каротаж	В каждой скважине

В процессе бурения каждой скважины комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от результатов проводки скважины и состава поступающего пластового флюида.

В соответствии с «Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений» первые исследования методами ГИС по контролю проводятся после вызова притока и достижения устойчивого режима работы скважины. Последующие исследования проводятся после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважины, изменений состава добываемого флюида.

В случае получения отрицательного результата, противоречащего промыслово-геофизическому заключению, в скважине необходимо выполнить комплекс ГИС-контроля.

Для изучения скоростной характеристики и стратиграфической привязки вскрываемого разреза к сейсмическим данным необходимо проведение вертикального сейсмопрофилирования (ВСП).

В случае обнаружения промышленных скоплений УВ должна рассматриваться целесообразность применения полного акустического сигнала (DSI), ядерно-магнитного резонанса (CMR), микросканера (FMI).

5.8.3. Опробование, испытание и исследование скважин

Продуктивные горизонты ожидается вскрыть в отложениях мела, юры и триаса. Интервалы опробования и испытания будут уточнены по данным промыслово-геофизических исследований и другим данным.

Испытание в эксплуатационной колонне проводится снизу-вверх. Вскрытие перспективных горизонтов в эксплуатационной колонне производится кумулятивными зарядами производства «Шлюмберже» или «Бейкер Хьюс» с плотностью отверстий 20 отверстий на 1 п.м. на кабеле или ПНКТ.

Перед перфорацией устье скважины оборудуется задвижкой высокого давления (противовыбросовая задвижка), которая до установки на устье тщательно проверяется и опрессовывается на давление, равное пробному давлению. После установки на устье скважины задвижка вновь опрессовывается на давление, не превышающее допустимое для спущенной эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом.

После выполнения прострелочно-взрывных работ на каротажном кабеле (перфорация) производится спуск насосно-компрессорных труб до верхнего отверстия

фильтра. Устье скважины оборудуется арматурой, которая до установки на устье подвергается гидравлическому испытанию на пробное давление, вдвое больше паспортного рабочего давления. После установки арматуры на устье скважины, при закрытых нижней стволовой и боковой задвижках, верхняя часть ее испытывается на давление, равное пробному давлению. Опрессовка «елки» осуществляется через отверстия для манометра на буфере с выдержкой давления в течение 10 минут.

Трубная головка фонтанной арматуры опрессовывается после установки на устье скважины на давление, допустимое для опрессовки эксплуатационной колонны. Обвязка устья скважины и наземного оборудования производится по утвержденной схеме.

Испытание каждого объекта производится методом снижения противодействия на пласт, для чего первоначально в скважине производится замена глинистого раствора на воду.

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

В случае фонтанирования производится определение пластового давления в начале и в конце опробования, замер дебитов флюидов, забойного давления и температуры на трех-четырех режимах. На всех режимах отбираются глубинные пробы. Определяются механические примеси. По результатам исследования строят кривую притока и определяют коэффициент продуктивности скважин.

При получении из объекта нефти производят исследования методом установившихся отборов. Перед производством исследования скважину пускают на отработку для очистки призабойной зоны от бурового раствора, фильтрата и т.д.

После отработки исследования проводят, начиная от меньшего дебита пластового флюида до более высокого дебита. Скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом до полной стабилизации давления дебитов. Исследование скважин проводят не менее чем на 3-5 режимах прямого хода. На всех режимах необходимо соблюдать условия, выполненные на первом режиме и провести аналогичные замеры.

При опробовании методом свабирования производят комплекс исследовательских работ: замеры дебитов нефти, газа на каждом режиме, забойного и пластового давления, отбор поверхностных и глубинных проб.

Пластовое давление со снятием кривых восстановления должно быть замерено 2 раза: первый раз в начале исследования (после окончания отработки) и второй раз – в конце исследования (при обратном ходе).

При получении притока воды производить ее откачку в количестве не менее 3-х объемов скважины. Прослеживание уровня ведут до статического уровня, измеряют пластовое давление и температуру. Отбирают пробы воды на анализ.

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

В процессе испытания будут получены следующие данные:

- начальное пластовое давление и температура,
- возможные в условиях последующей эксплуатации скважин дебиты и забойные давления,
- общие для каждой скважины и удельные (то есть на 1 метр нефтенасыщенной толщины) коэффициенты продуктивности горизонтов по нефти и жидкости,
- определение обводненности,
- отбор и производство лабораторных анализов проб нефти, газа, воды.

Устья скважин при ликвидации или консервации оборудуются согласно утвержденного «Типового проекта проведения изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, не содержащих токсичные и агрессивные компоненты».

В скважинах Бегайдар-1 и Бегайдар-2 предусматривается опробование в открытом стволе по 2 объекта в каждой скважине и в эксплуатационной колонне 3 объекта.

В таблицах 5.8.3.1, 5.8.3.2 приведены интервалы опробования в открытом стволе и в эксплуатационной колонне, приуроченные к предполагаемым нефтегазоперспективным горизонтам, которые будут уточняться специалистами ТОО «SapaInvestment» (отделы геологии и бурения) после выдачи заключения по результатам промыслово-геофизических исследований, ГТИ, анализам керна.

Таблица 5.8.3.1 - Проектные интервалы опробования в открытом стволе

№№ скв	№№ объекта	Интервал опробования	Возраст	Количество точек, кол-во спусков при ГДК	Количество определений ОПК
1	2	3	4	5	6
Бегайдар-1	I	1230-1260	J	13	1
	II	880-900	K	10	2
Бегайдар-2	I	1230-1260	J	10	1
	II	880-900	K	10	2

Таблица 5.8.3.2 - Проектные интервалы опробования в эксплуатационной колонне

№№ скв	№№ объекта	Интервалы объектов испытания, м	Геологический возраст, литология	Ожидаемый вид флюида: нефть, газ, конденсат	Объект фонтанир., нефорнатир.	Способ вскрытия, кол-во отверстий на 1 пог. М	Плотность промывочной жидкости, кН/м ³	Метод вызова притока, количество режимов исследования	Метод интенсификации притока	Интервал установки цементного моста, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бегайдар-1	I	1350-1370	T	Нефть +газ	фонтан	16	1,2	Раствор-вода-свабирование, 3 режима (3,5,7мм)	СКО	780-840
	II	1120-1140	J							1210-1260
	III	860-880	K							2080-2140
Бегайдар-2	I	1350-1370	T	Нефть	Фонтан	16	1,17			880-940
	II	1120-1140	J	Нефть	фонтан	16	1,17			1780-1840
	II	860-880	K	Нефть	Фонтан	16	1,17			860-920

5.8.4. Лабораторные исследования

Комплексные исследования для получения исчерпывающей информации о вещественном составе пород, их физических свойствах, а также о химических свойствах пластовых флюидов проектируются на основе лабораторных анализов образцов и проб по всем поисковым скважинам.

С целью получения подсчетных параметров по ГИС поднятый керн из продуктивных отложений будет исследоваться на коллекторские свойства.

Определение возраста пород будет определяться палинологическими исследованиями.

Построение петрофизических связей будет производиться по представительной коллекции образцов с определенными параметрами.

Виды анализов и их количество отражены в таблице 5.8.4.1.

Таблица 5.8.4.1 – Комплекс лабораторных исследований в расчете на 1 скважину

№№ п/п	Наименование исследования, анализа	Единица измерения	Количество образцов (проб)
1.	Палинологический	образец	20
2.	Петрографический	-	20
3.	Коллекторские свойства	-	50
4.	Анализ глубинных проб нефти	проба	5
5.	Анализ проб газа	контейнер	5
6.	Анализ поверхностных проб нефти	-	5
7.	Анализ пластовой воды в поверхностных условиях	-	5
8.	Определение товарных свойств нефти по ГОСТу	-	5

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

В настоящее время гамма-каротаж является обязательным методом при комплексном изучении скважин.

Гамма-каротаж проводится в скважине до обсадки ее колоннами.

В соответствии с существующими требованиями объем работ по попутным поискам на контрактной территории должен быть следующим:

- гамма- каротаж (со 100% охватом запроектированного метража бурения) - 3000 м;
- контрольный (повторный) каротаж (с 10% охватом от общего метража бурения) - 300 м;
- отбор проб воды для анализа урана и радия - 3 пробы.

В разрезах проектных скважин аномалии повышенного фона радиации (с точки зрения массовых поисков урана) не ожидаются.

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

По глубоким скважинам постоянно ведется геологическая документация от начала до завершения их строительства. Документы, предшествующие бурению скважин:

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

На бурящуюся скважину заводится дело, включающее в себя журнал описания керна и шлама, журнал регистрации образцов, отобранных на различные виды анализов с указанием организации исполнителя, времени отправления образцов, папка с результатами всех видов анализов керна, воды, нефти, газа, геолого-технический журнал, отражающий условия проводки скважины, изменение режима бурения, параметров промывочной жидкости, интервалы поглощений, обвалов, нефтегазопроявлений.

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

Комплексная обработка поступающих с буровой материалов будет производиться в ТОО «SapaInvestment».

По завершению производства работ на основе систематизации, анализа геолого-геофизической информации, интерпретации материалов ГИС, обобщения лабораторных исследований керна, пластовых флюидов, результатов промысловых исследований, технико-технологических условий проводки скважин будет произведена оценка запасов.

8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

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

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

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

Структура и состав проектной документации по консервации и ликвидации скважины определены в соответствии с действующими нормативными требованиями и включают разделы по ликвидации и консервации скважины.

За основу расчетов по ликвидации скважин приняты проектные решения по скважинам, пробуренным в междуречье Урал-Волга, по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация и консервация скважины должны производиться с учетом фактических условий строительства скважин.

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

В настоящей главе проведен расчет затрат на ликвидацию последствий бурения по 2 проектным скважинам.

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

Охрана здоровья, труда и окружающей среды являются важнейшими аспектами в работе.

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

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

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

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

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

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

Будут разработаны процедуры на случай чрезвычайной ситуации, например, несчастного случая в поле, пожара, вспышки заболевания, потери человек и т.д. В планах ответственных мер на возникновение чрезвычайных ситуации должен участвовать

персонал всех подразделений, участвующих в работах, связь между которыми поддерживается регулярно.

Обязательным является инструктаж работников по рабочим процедурам, правилам практической безопасности и использования средств индивидуальной защиты (СИЗ), обязанностей на случай возникновения ЧС и действующих правил. Все работники должны пройти необходимое обучение и инструктаж по технике безопасности на рабочем месте перед началом работ, кроме того, предусматривается проведение регулярного дополнительного инструктажа во время работ. Курс обучения и инструктажа должен включать в себя требования местного законодательства, правила Заказчика, политику и процедуры ОЗТОС подрядчика.

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

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

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

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

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

Допустимо использование утвержденных видов инструментов, машинного и другого оборудования, компрессорных систем, которые устанавливаются, обслуживаются

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

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

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

Должно быть обеспечено соответствующее оборудование для спасения жизни, противопожарные средства, средства эвакуации и медицинское оборудование, необходимое на случай ЧС. Все перечисленное оборудование должно быть зарегистрировано. Местоположение оборудования должно быть четко указано.

Предупреждающая надпись об ограничении доступа должна быть помещена на внешней части ограждения на месте проведения горячих работ (сварка, резка, дробление).

Соответствующие стандарты и процедуры ОЗТОС должны применяться в отношении контроля, безопасной переноски, хранения, транспортировки и распоряжения опасных материалов (включая отходы). Меры контроля включают в себя предупреждающие / идентифицирующие надписи, противопожарную защиту, безопасные дистанции, предотвращение разлива, вентиляцию, сегрегацию несовместимых материалов, регулярные проверки / инспекции, оборудование скорой помощи, обучение персонала использованию СИЗ.

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

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

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

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

Санитарно-бытовое обслуживание

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

Обслуживание и эксплуатация электрооборудования

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

Противопожарные мероприятия

Площадка работ будет снабжена всем необходимым оборудованием пожарной безопасности и соответствует требованиям «Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности РРВО-85», ч.7.1 и 11. Весь персонал, работающий на буровой площадке, пройдет специальный курс по использованию огнетушителей.

Все работы по строительству скважины проводятся в соответствии с планом мероприятий предприятия по охране труда на буровой площадке. Этот план должен быть разработан с учетом вредных факторов на месте проведения работ, объема данных работ, нужд сотрудников и мер безопасности. При проведении таких видов работ необходимо действовать согласно Технического регламента «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями» (№1335 от 31.12.2008г.), Технического регламента «Требования к безопасности нефтегазопромыслового, бурового, геологоразведочного и геофизического оборудования (№2231 от 29.12.2009г.)», Требований промышленной безопасности при разработке нефтяных и газовых месторождений в Республике Казахстан (2008г.) и Требований промышленной безопасности при подземном ремонте нефтяных и газовых скважин (2008г.)

Согласно Закону Республики Казахстан "О пожарной безопасности" обеспечение пожарной безопасности и пожаротушения возлагается на руководителя предприятия.

На разведочной площади будут предприняты все меры к:

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

Санитарные нормы и правила

Необходимо учитывать санитарные правила и нормы при проведении следующих работ:

1. Строительно-монтажные и подготовительные работы.
2. Бурение поисковых скважин.
3. Испытание скважин.
4. Консервация и ликвидация скважин.

Согласно «Санитарно-эпидемиологических требований к проектированию производственных объектов», утвержденных приказом и.о. Министра здравоохранения РК №795 от 6 октября 2010г., минимальный размер СЗЗ предусматривается размером 500 м.

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать ГОСТу 12.1.005-88.

Для проведения геологоразведочных работ на площади земельный отвод на одну скважину на надсолевые отложения составит 1,6 га согласно нормам отвода земель для нефтяных и газовых скважин.

Оценка воздействия на окружающую среду

Проведению поисковых работ с целью поиска залежей нефти и газа должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, включая оценку воздействия на окружающую среду (ОВОС), предусматривающую экологическое картирование района работ с проведением фоновых исследований и выявление экологически особо чувствительных зон.

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- «Экологическим Кодексом РК»;
- Законом «Об особо охраняемых природных территориях»;
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- Законом «О земле»;
- Кодексом о здоровье народа и системе здравоохранения от 18.09.2009 г.;
- Законом «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера»;
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан;
- Стратегией развития Республики Казахстан до 2030 года, где большое значение придается охране окружающей среды;
- Правилами техники безопасности и защиты окружающей среды при строительстве, прокладке, эксплуатации и ремонте подводных трубопроводов, подводных линий электропередачи и связи, относящихся к нефтяным операциям. Постановление Правительства РК № 732, 1996 г.

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

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

Для исключения попадания отходов бурения на территорию буровой площадки и миграции загрязняющих веществ в природные объекты предусматриваются инженерная система организованного их сбора, хранения и гидроизоляция технологических площадок.

Строительно-монтажные работы. На этом этапе выполняется строительство дороги, сооружение насыпных площадок для размещения сооружений и строительство инженерного сооружения для сбора отходов бурения. На территории буровой производится выравнивание ее микрорельефа путем отсыпки песком и гравием (со снятием плодородного слоя грунта и перемещением грунта на расстояние).

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

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

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

Бурение и крепление колонн. *Бурение скважины* производится путем разрушения горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом (долотом) с транспортировкой (промывкой) выбуренной породы на поверхность химически обработанным буровым раствором. Выбор породоразрушающих инструментов произведен, согласно «Протокола испытания шарочных долот» с учетом проектного разреза и фактической отработки долот по ранее пробуренным скважинам.

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

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

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

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

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

При бурении скважин отдается предпочтение буровому раствору со следующими качествами:

- использования небольшого количества материалов;
- не загрязняющими продуктивный пласт;
- обладающей большой способностью выносить выбуренную породу при малой скорости движения жидкости в кольцевом пространстве;
- минимальное содержание твердой фазы;
- приводящий к целостности ствола;
- безвредный для окружающей среды.

Экологические показатели применяемых при бурении скважин компонентов буровых растворов имеют такие токсикологические характеристики, которые разрешены к использованию их в геологоразведочной и нефтегазодобывающей промышленности.

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

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

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

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

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

- передвижные и стационарные двигатели внутреннего сгорания;
- горюче-смазочные материалы;
- технологическое оборудование;
- вещества и материалы, используемые для приготовления и кондиционирования буровых технологических жидкостей (бурового и тампонажного растворов, буферных жидкостей);

- отходы бурения;
- твердые бытовые отходы;
- пластовые флюиды, в том числе углеводородные с сероводородом (в случае нефтегазоводопроявления).

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

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

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

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

Вскрытие объектов производится перфорацией эксплуатационной колонны корпусными кумулятивными перфораторами. Перед проведением перфорации на скважине должен быть запас бурового раствора не менее двух объемов.

После проведения перфорации в скважину спускаются насосно-компрессорные трубы до середины интервала перфорации.

Вскрытие объектов в колонне и способ вызова притока должны быть в соответствии с Требованиями промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли.

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

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

В скважинах выполняются следующие виды исследований:

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

В случае герметичности приступают к испытанию следующего объекта.

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

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

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

Во всех случаях составляются планы проведения работ по консервации или ликвидации согласно Типовых проектов на данные виды работ, которые согласовываются с Департаментом по ЧС Атырауской области, Атырауской областной инспекцией геологии и недропользования и другими контролирующими органами.

При подготовке буровой площадки предусматривается снятие плодородного слоя и хранение до рекультивационных работ, проводимых по окончании бурения скважины. Согласно «Инструкции по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше» изд. ВНИИБТ, М, 1990г., районы подразделяются на различные зоны в зависимости от ландшафта, рельефа, растительного покрова и других географических особенностей.

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

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

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

Водоснабжение и водоотведение

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

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

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

Питьевая вода на буровой будет храниться в резервуарах питьевой воды ($V=5 \text{ м}^3$), отвечающих требованиям СЭС. Доступ посторонних лиц к резервуарам запрещен. Буровые бригады и обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником, туалетом. Имеется столовая и прачечная.

Количество работающих предположительно составляет 35 человек. Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд вахтового поселка. Норма расхода хозяйственно-питьевой воды на одного человека согласно существующему нормативному документу СНиП 4.01-02-2001 от 2001 г принимается 125 л/сут. Суточное потребление воды составляет $0,125 \text{ м}^3/\text{сут}$.

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

Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м³

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

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

Отходы производства и потребления

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

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

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

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

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

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

Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению

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

Для снижения риска возникновения аварий и снижения ущерба от их последствий, выявляются проблемы, анализируются ситуации и разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и оптимизации средств подавления и локализации аварий, разрабатываются планы мероприятий на случай любых аварийных ситуаций.

План содержит требования об оповещении и действиях персонала, необходимых для проведения аварийных работ с целью защиты персонала, объектов и окружающей среды.

Первоочередные и последующие действия разработаны для каждого объекта, установки, системы в случае: пожара, дорожно-транспортных происшествий, несчастного случая с людьми, угрозы взрыва.

Планы должны согласовываться в областном территориальном управлении охраны окружающей среды. В планах предусмотрено комплексное решение проблем безопасности, в том числе противопожарной защиты за счет раннего предупреждения проливов и утечек, создания средств перехвата проливов для недопущения попадания нефтепродуктов в грунтовые воды, строго контроля опасных концентраций токсичных веществ на территории объекта, создание систем аварийного отключения.

Для предотвращения опасности аварийных выбросов из разрушенных или горящих объектов предусматривается обеспечение прочности и эксплуатационной надежности всех систем объекта. Надежность оборудования в целом определяется при их выборе и заказе.

Также предусмотрен ряд мер и мероприятий по технике безопасности, санитарии, пожарной безопасности с целью исключения возникновения аварийных ситуаций.

Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих противопожарных и строительных норм и правил на объекте строительства, в том числе:

- соблюдение необходимых расстояний между объектами и опасными участками потенциальных источников возгорания;
- обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке производственного участка;

- обеспечение безопасности производства на наиболее опасных участках и системах контрольно – измерительными приборами и автоматикой;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, ремонт и замена неисправных материалов и оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляции горячих поверхностей.

Для борьбы с возможным пожаром предусматривается достаточное количество противопожарного оборудования, средств индивидуальной защиты и медикаментов.

Производится расчет надежности оборудования, сертификация рабочих мест.

Мероприятия по снижению загрязнения

Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

При проведении работ предотвращение выбросов вредных веществ при вскрытии продуктивных горизонтов производится созданием противодавления столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление.

Противовыбросное оборудование обеспечивает безопасное и надежное вскрытие продуктивных отложений, соответствующее требованиям Госгортехнадзора.

Буровая установка комплектуется системой контроля воздушной среды. Порядок контроля определяется “Отраслевой инструкцией по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности” (РД 08-45-94). Для контроля на объекте будут находиться не менее 2 переносных газоанализаторов.

При осложнениях во время буровых работ, предусматривается закрытая циркуляция бурового раствора с одновременным принятием мер по ликвидации осложнений. Также предусматривается контроль газопоказаний бурового раствора методами ГИС.

Сыпучие материалы и химические реагенты должны храниться в закрытых помещениях или в контейнерах на огражденных площадках, возвышающихся над уровнем земли и снабженных навесом

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Предусматривается укрытие мест хранения пылящих материалов и емкостей хранения ГСМ.

Предусматривается постоянное проведение контроля качества соединений и материала.

Для предотвращения повышенного загрязнения атмосферы выбросами от дизельных генераторов необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от двигателей внутреннего сгорания на соответствие нормам и систематически регулировать аппаратуру.

На рабочих местах, где концентрация пыли превышает установленные ПДК, обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты органов дыхания (противопылевыми респираторами).

Обслуживающий персонал будут оснащен индивидуальными средствами защиты.

При выполнении мероприятий по сокращению выбросов рекомендуется:

- уменьшить, по возможности, движение транспорта на территории;
- упорядочить движение транспорта и другой техники по территории рассматриваемого объекта.
- С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение *природоохранных мероприятий*, основными из которых являются:
 - Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.
 - Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.
 - Снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах (при необходимости, в установленных местах).
 - Своевременное проведение работ по рекультивации земель в соответствии с разработанными проектами.
 - Охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях.
 - Использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.

- Все необходимые природоохранные мероприятия, связанные с ликвидацией скважин, будут учтены по окончании всех работ (по отдельному плану, составленному в соответствии с действующими Инструкциями).

Основные *мероприятия* по минимизации отрицательного антропогенного воздействия *на животный мир* должны включать:

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;
- строгое соблюдение технологии;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- запрещение браконьерства и любых видов охоты;
- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;
- работы по восстановлению деградированных земель.
- для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на строительных площадках, необходимо:
- помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;
- обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;
- снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

Охрана недр

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

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

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

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

Основными источниками воздействия на геологическую среду «сверху» являются технологические продукты и отходы производства, циркулирующие накапливающиеся в поверхностных сооружениях. В случае негерметичности или переполнения этих сооружений жидкости растекаются и переносятся поверхностными водотоками. Основным механизмом проникновения загрязнителей в подземные горизонты является инфильтрация вместе с поверхностной водой.

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

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

Часть ранее нефтенасыщенного порового пространства замещается водой или газом, преобразуется химический состав пластовой воды и нефти, особенно интенсивно эти процессы происходят при закачке в пласт воды.

Изменяются пластовые гидродинамические и термодинамические условия. Происходит взаимодействие нагнетательной воды с пластовой водой и породой. При этом протекают химические реакции с выпадением в осадок новообразованных минеральных солей, усиливаются процессы выщелачивания минералов скелета нефтеносных пород. При этом происходят существенные изменения в водоносных горизонтах. При бурении нарушается поверхностный и подземный сток, изменяются фильтрационные и физико-механические свойства грунтов.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

С учётом природоохранных мероприятий воздействие на геологическую среду будет незначительным.

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

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

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин.

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

Ликвидация скважин будет выполнена в соответствии с требованиями Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утвержденных приказом Министра Энергетики Республики Казахстан от 28.06.2018 г № 239. На устье скважины устанавливается бетонная тумба с репером и металлической таблицей с нанесенными сваркой номером скважины, названием месторождения, наименованием владельца скважины и датой ее ликвидации.

После ликвидации скважины в первый летний сезон будут выполнены работы по рекультивации буровой площадки в соответствии с проектом рекультивации.

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

- Рациональное и комплексное использование полезного ископаемого.
- Использование оптимальных способов отработки продуктивных пластов.
- Охрана земной поверхности от техногенного (антропогенного) изменения.
- Предотвращение ветровой эрозии почв,
- Предотвращение техногенного опустынивания,
- Сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель связанных с бурением скважин.
- Предотвращение загрязнения подземных вод при бурении скважин.
- Использование в производстве нетоксичных материалов.
- Экологически безопасная утилизация, захоронение остатков отходов бурения.
- Очистка и использование промышленных и хозяйственных стоков в повторных циклах.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

По календарному плану на монтаж буровой вышки, бурение скважины, демонтаж и переброску вышки отводятся для скважин проектной глубиной 1500 м - 47 дней.

На испытание каждого перспективного объекта отводится срок до трех месяцев согласно Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утвержденных приказом Министра Энергетики РК от 15.06.2018 г за №239.

Бурение 2 проектных скважин проектируется на период 2022-2024 гг (таблица 10.1).

10.1 - Календарный план поисковых работ

№ №	№№скв	Категор ия скв	Проектные глубины, м	Сроки бурения	Примечания
1	2	3	4	5	6
1	Бегайдар-1	Поиск.	1500	2022-2023	
2	Бегайдар-2	Поиск.	1500	2023-2024	Зависимая от результатов бурения скв.Бегайдар-1 и результатов интерпретации данных 2Д
Всего			3000		

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Объем финансирования на проведение ГРР на участке Бегайдар на период 2021-2024 гг составляет 10802,9 млн.тенге, сведения о видах геолого-разведочных работ и объемах финансирования по годам приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 - Основные финансовые затраты проектируемых ГРР

Год	Наименование работ	Количество	Общий объем работ	Стоимость работ, млн. тг
2021г.	строительство скважины Бегайдар-1 (бурение)	1	1500м	617.9
	ГИС Бегайдар-1	1	1500м	39.6
итого				657.5
2022г.	опробование скважины Бегайдар-1			118.9
	лабораторные исследования			15.9
	полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д		2353.2	430.4
итого				565.2
2023	строительство скважины Бегайдар-2 (бурение)	1	1500м	617.9
	ГИС Бегайдар-2	1	1500м	39.6
	обработка и интерпретация данных МОГТ 2Д	1	2353.2	70.0
итого				727.5
2024г.	опробование скважины Бегайдар-2	1	1	118.9
	лабораторные исследования			15.9
итого				134.8
ВСЕГО				2085.0

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1. Предварительная оценка ресурсов нефти и газа

Степень геолого-геофизической изученности на контрактной площади позволила выполнить расчет перспективных ресурсов нефти по категории С₃ согласно «Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа». За основу подсчета перспективных ресурсов нефти по выделенным объектам принята структурная карта по отражающему горизонту V. Подсчетные параметры приняты по аналогии с месторождением Камышитовое Юго-Западное.

Перспективные ресурсы нефти оцениваются по категории С₃ по формулам:

$$Q_{\text{геол}} = S \cdot h \cdot K_{\text{зл}} \cdot m \cdot \gamma \cdot \Theta, \quad Q_{\text{извл.}} = Q_{\text{геол}} \cdot \eta,$$

где $Q_{\text{геол}}$ - геологические ресурсы нефти, т;

$Q_{\text{извл.}}$ - извлекаемые ресурсы нефти, т;

S - площадь ловушки, м²;

h - средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

m - коэффициент открытой пористости, доли ед.;

$K_{\text{н}}$ - коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

γ - плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³;

Θ - пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли ед.;

η - коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.

Суммарные геологические перспективные ресурсы углеводородов по категории С₃ составляют 42 млн.т.

Таблица 12.1.1 - Обоснование подсчетных параметров для оценки ресурсов нефти

Месторождение	Толщина эффект. нефтенас., м	Кэф. открытой пористости, д.е.	Плотность нефти, г/см ³	Кэф., учитывающий усадку нефти, д.е.	Кэф. нефтенасыщенности, д.е.
Камышитовое ЮЗ (РТ)	5	0,16	0,849	0,849	0,68

Таблица 12.1.2 – Оценка ресурсов нефти по категории С3

Объект	окоптуривающая изогипса	площадь ловушки, 10 ³ м ²	нефтенасыщ. толщина, м	коэф-т откр.пористости	коэф-т нефтенасыщенности	пересчетный коэф-т	плотность нефти, г/см ³	геологические ресурсы нефти, тыс.т	коэф-т нефтеизвлечения	извлекаемые ресурсы нефти, тыс.т
Азишагыл, восточное крыло (РТ)	-1900	24000	5	0.16	0.68	0.84	0.849	9311	0.3	2793
Торгали Сев. (РТ)	-1600	8750	5	0.16	0.68	0.84	0.849	3395	0.3	1018
Баксай ЮЗ (РТ)	-2400	44000	5	0.16	0.68	0.84	0.849	17070	0.3	5121
Баксай, северо-западное крыло (РТ)	-2400	31500	5	0.16	0.68	0.84	0.849	12221	0.3	3666
								41997		12599

13. Основные технико-экономические показатели поисковых работ

Настоящим проектом предусматривается бурение 2 поисковых скважин с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевых отложениях проектными глубинами 1500 м. Общий метраж бурения составляет 3000 м.

Выполненная предварительная оценка прогнозных ресурсов по категории С₃ по 3 надсолевым объектам составляет 4,5 млн.т извлекаемых.

Затраты на бурение скважин составляют 1236 млн.тенге. Исходя из приведенных данных, составлен расчет основных геолого-экономических показателей, которые приведены в таблице 13.1.

По приведенным расчетам можно сделать заключение об экономической эффективности планируемых работ.

Таблица 13.1 - Основные геолого-экономические показатели ГРР

№№	Наименование показателей	Значение показателей
1	Количество скважин, шт.	2
2	Объем бурения, м	3000
3	Сметная стоимость 1 м проходки, тыс.тенге	412
4	Затраты на бурение, млн.тенге	1236
5	Ожидаемые извлекаемые ресурсы нефти, млн.т	12,5
6	Запасы нефти на 1 скв, млн.т	6,25
7	Запасы на 1 м проходки, тыс.т	4,2
8	Запасы нефти на 1 тенге затрат, т	0.0101
9	Стоимость 1 т приращенных запасов, тенге	98,9

14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящий проект разработан с целью продолжения геолого-геофизических исследований контрактной территории с отражением финансовых обязательств недропользователя на проведение работ на период 2021-2024 гг.

Для выполнения намеченных целей и решения поставленных задач при проведении поисковых работ на участке Бегайдар настоящим проектом предусматривается проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 2353,2 пог.км и бурение 2 поисковых скважин с целью выяснения перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений, изучение литолого-фациального состава и коллекторских свойств пород, их фильтрационно-емкостных параметров, изучение физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях.

Проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, включающие полевые работы, обработку и интерпретацию и бурение 2 проектных скважин и проведение испытания объектов в скважинах запроектированы на 2021-2024 гг.

Список использованных источников

1. Авров В.П., Керимова И.К., Кирюхин Л.Г., Манилов С.А., Никитин А.Н., Потапов О.А. Новые представления о геологическом строении южной части междуречья Урал-Волга по геологическим данным. Обзор ВИЭМС, 1979, 44с.
2. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и газ. Алматы, 2002, 248с.
3. Аккулов А.А. Обобщить результаты нефтепоисковых работ на территории деятельности ПГО “Гурьевнефтегазгеология” за 1987-1989 гг., разработать рекомендации по направлениям в перспективных зонах на 1989-1990 гг. и внедрить их в ПГО “Гурьевнефтегазгеология”. Отчет по теме 01. 02. 07 111 Б. 1. 4 Гурьев, 1988 г
4. Аккулов А.А. Обобщение геолого-геофизических материалов по надсолевым отложениям с целью обоснования перспектив нефтегазоносности на территории деятельности ПГО “Гурьевнефтегазгеология”. Отчет по теме П Б. 1. 4
5. Стратиграфия и региональная корреляция подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины / НВНИИГГ. Под ред. А.Л. Замаренова. Недра, 1989.-168с.
6. Грачев Р.И., Джумагалиев Т.И. Геологическое строение восточной части междуречья Урал-Волга. Тр. Института нефти АН.Каз.ССР, 1956.
7. Джумагалиев Т.Н., Курманов С.К., Мойсик Б.Г., Утегалиев С.У. К вопросу о нефтегазоносности междуречья Урал-Волга. Вестник АН Каз.ССР, № 4, 1967.
8. Джумагалиев Т.Н., Мойсик Б.Т., Утегалиев С.У., Поплевин В.Г. Геология и нефтегазоносность западной части Прикаспийской впадины. М. «Недра», 1970.
9. Джумагалиев Т.Н., Мойсик Б.Т., Утегалиев С.У. Особенности строения и формирования нефтяных залежей междуречья Урал-Волга. Поиски нефти и газа в солянокупольных областях. М, «Недра», 1979, с. 292-298.
10. Джумагалиев Т.Н., Поплевин В.Г., Утегалиев С.У. и др. Геология и нефтегазоносность юга Прикаспийской впадины. М. «Недра», 1974. Тр. Каз. ВНИГРИ, вып. 10, 132 с.
11. Дузбаев С.К., Куанышев А.Ш., Нуралиев Б.Б. Тектонически активные зоны и перспективы нефтегазоносности юга Прикаспийской впадины и ее обрамления. Нефть и газ, № 1, 2001 г.