

Частная компания «Karaton Operating Ltd»

**Атырауский филиал Товарищество с ограниченной ответственностью
«КМГ Инжиниринг»**

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ЧК «Karaton Operating Ltd»

_____ А.Р. Байхарашев

« ___ » _____ 2025г.

**ДОПОЛНЕНИЕ №2 К ПРОЕКТУ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ
ПО ПОИСКУ УГЛЕВОДОРОДОВ НА УЧАСТКЕ КАРАТОН
ПОДСОЛЕВОЙ**

Выполненный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в 2025 г.
по договору № КО-2025/92/161/2025АТ от 12.12.2025г.

Книга. Текст

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Марданов А. С.

Первый заместитель директора филиала
по геологии и разработке

Т.С. Джаксылыков

г. Атырау, 2025г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель управления геологии и геологоразведки  Даутов А.М.	Общее руководство
Эксперт управления геологии и геологоразведки  Бондарук В.В.	Текст, главы 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 11, 12, 13, 14. Папка. Графические приложения.
Руководитель службы проектирования бурения и ремонта скважин  Блгалиев Р.Н.	Текст, главы 5, 10, 8.
Инженер управления экологии  Касымгалиева С.Х.	Текст, глава 9.

В подготовке исходных данных и оформлении отчета принимали участие: Мазирова Г.К., Пал Л., Пал М.

Нормоконтролер:  Мазирова Г.К.

«Дополнение №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратон подсолевой».

Проект состоит из книги и папки с графическими приложениями.

Книга. Текст – 159 стр., в т. ч. 51 табл., 31 рис., 6 текст. приложений.

Папка. Графические приложения – 16 гр. прил. на 16 л., все - н/с.

Компакт диск – 1 шт.

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 060007, г. Атырау, мкр. Нурсая, пр. Елорда, ст-10, 2023г. (МЭ РК г. Астана, ЧК «Karaton Operating Ltd» г. Атырау, геологические фонды Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»).

РЕФЕРАТ

Объект исследования – палеозойский комплекс участка Каратон подсолевой.

Цель работы – разработка «Дополнения №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратон подсолевой».

Перспективная структура Каратон подсолевой полностью покрыта 3Д сейсмическими исследованиями. За период 1975 – 1979 гг было пробурено 5 поисковых скважин в платформенной части данной структуры, которые были в последующем ликвидированы по причине необнаружения в них продукта. Возможными причинами являются – на тот период времени несовершенная методика испытания скважин, использование бурового раствора высокой плотности. Однако, при изучении скудных исторических материалов также предполагается, что полученная при испытании вода является пластовой, с плотностью 1,15 г/см³. В связи с этим, вопрос неуспешности этих скважин остается открытым.

Геологическая оценка ресурсов углеводородов проводилась объемным методом, путем построения 3Д геологической модели предполагаемых залежей. Недостающие для расчета параметры оценивались по данным месторождений-аналогов с учетом степени схожести месторождений в виде весовых коэффициентов. Ресурсы оценивались по пермским, серпухов-визейским, визе-турнейским и девонским отложениям.

В результате оценки потенциала рассматриваемого участка прогнозные геологические ресурсы по сценарию P50 составляют 406 195 тыс.т.

Учитывая факт доказанных месторождений (Тенгиз, Кашаган, Королевское и др.) приуроченных к Приморскому валу и анализа других геологических аспектов, геологическая вероятность успешности открытия залежи составляет 19% и с геологической точки зрения структура является достаточно привлекательной для проведения геологоразведочных работ.

Настоящим «Дополнением №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратон подсолевой» предусматривается бурение одной независимой скважины СГ-9 в южной части Приморского вала, расположенной в восточной части изучаемой территории, в месте сочленения барьерных рифов восточного и юго-западного склонов Каратонского поднятия.

Проектная глубина скважины 6000 м, проектный горизонт - верхний девон. В скважине предусмотрен отбор и дальнейшие исследования кернового материала, проведение комплекса ГИС, ВСП, МДТ, FMI, испытание скважины и отбор проб пластового флюида.

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

Составил:

Бондарук В.В.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

На выполнение работы «Дополнение №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратон подсолевой» с Экологической оценкой на воздействие в окружающую среду»

1. Основание для выдачи геологического задания

Программа работ по Контракту на разведку и добычу на участке Каратон подсолевой, расположенном в Атырауской и Мангистауской областях между Министерством энергетики РК и ЧК «Karaton Operating Ltd» №5238-УВС-СП от 21.06.2023 года.

2. Целевое назначение работ

ЧК «Karaton Operating Ltd» является недропользователем на участке Каратон подсолевой и проводит комплекс геологоразведочных работ с целью поиска углеводородов на участке Каратон подсолевой.

Действующим проектным документом является «Проект разведочных работ по поиску УВ на участке Каратон подсолевой» в рамках которого на исследуемом участке ведется бурение поисковой скважины СГ-9.

В этой связи в соответствии с законодательными и нормативными документами РК планируется разработка «Дополнение №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратон подсолевой» (далее-Проект) с Экологической оценкой (далее-Отчет ОВОС).

3. Состав и содержание проектного документа

- Проект должен содержать полные сведения об изученности контрактной территории, литолого-стратиграфическое расчленение разреза, характеристику основного комплекса отложений, содержащих перспективные объекты;
- Привести информацию о нефтегазоносности в пределах разведочного участка и прилегающих территориях, открытых месторождениях и исторических результатах испытания объектов в подсолевых отложениях;
- В пределах разведочного блока обосновать цели, объемы и объекты исследований, включая обоснование точки заложения поисковой скважины;
- в пределах разведочного участка провести оценку прогнозных геологических ресурсов и вероятностей успешности по перспективным объектам и отдельным комплексам отложений;
- поставленные цели по оценке рассматриваемого участка должны решаться с привлечением последних результатов сейморазведки ЗД-МОГТ, ядерных исследований;
- определить геолого-экономическую эффективность периода разведки;
- составить календарный план работ с указанием видов и объемов поисково-разведочных работ и сопутствующих исследований;
- предусмотреть бурение независимой поисковой скважины СГ-9 проектной глубиной 6000 м с проведением комплекса промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, проведение ВСП, предусмотреть 3 объекта испытания, запланировать отбор керна общей проходкой 150 метров из проектной скважины;
- в графических приложениях предоставить структурные карты по основным отражающим горизонтам и сейсмические разрезы, включая разрезы по точке заложения поисковой скважины;
- составление Отчета ОВОС в соответствии с Экологическим кодексом РК.

Проект должен выполняться в соответствии с требованиями:

- «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239);
- Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;

- Инструкции по организации и проведению экологической оценки утвержденный приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

- Согласно ст. 68 Экологического кодекса РК разработать Заявление о намечаемой деятельности. По итогам Заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности разработать Раздел «Охрана окружающей среды»/Отчет о возможных воздействиях.

4. Состав и содержание Отчета о возможных воздействиях

- Краткая характеристика проектируемых работ;
- Современное состояние окружающей среды;
- Социально-экономическая сфера и экономика региона;
- Оценка воздействия планируемой хозяйственной деятельности на окружающую среду;
- Комплексная оценка воздействия на окружающую среду при штатном режиме и аварийных ситуациях;
- Аварийные ситуации и их предупреждение;
- Программа экологического мониторинга;
- Заявление о намечаемой деятельности.

5. Согласование проекта

- Согласование в установленном законодательством порядке Отчета ОВОС в контролирующих органах РК.

- После получения экологического заключения, направить проект в МЭ РК в уведомительном порядке.

6. Порядок сдачи-приемки результатов

По завершению отдельных этапов работы и (или) работы в целом Подрядчик представляет:

- Информационные отчеты по этапам данной работы, по необходимости промежуточные результаты работ;
- Проект должен быть составлен с требованиями действующих инструкций и правил по составлению проектных документов;
- Текст Проекта, таблицы и приложения в форматах *.doc *.xls, *.pdf;
- Графические приложения и рисунки в форматах *.pdf. *.jpg. *.cdr;
- После утверждения проекта в ЦКРР РК, проект необходимо сдать в геологические фонды Заказчика в 2-х экземплярах на бумажных носителях в твердом переплете и на электронных носителях, в т. ч. по одному экземпляру - в ЦКРР РК и МД «Запказнедра».

ЗАКАЗЧИК
ЧК «Karaton Operating Ltd»

ПОДРЯДЧИК

Генеральный директор
Байхарашев А.Р.

**Книга. Текст
ОГЛАВЛЕНИЕ**

№№ гл.	Наименование	Стр.
1	2	3
1.	ВВЕДЕНИЕ	13
2.	ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	18
3.	ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	21
	3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке	21
	3.2 Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	27
	3.3 Геофизические исследования	28
	3.4 Лабораторные исследования	35
4.	ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ	37
	4.1 Проектный литолого-стратиграфический разрез	37
	4.2 Тектоника	49
	4.3 Нефтегазоносность	62
	4.4 Гидрогеологическая характеристика разреза	69
5.	МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	75
	5.1 Цели и задачи разведочных работ	75
	5.2 Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований	76
	5.3 Система расположения поисковых скважин	76
	5.4 Геологические условия проводки скважин	76
	5.5 Характеристика промывочной жидкости	77
	5.6 Оборудование устья скважин	83
	5.7 Обоснование типовой конструкции скважин	85
	5.8 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектной скважине	88
	5.8.1 Рекомендуемые геофизические исследования	87
	5.8.2 Отбор керна и шлама в проектных скважинах	91
	5.8.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов	92
	5.8.4 Лабораторные исследования	105
6.	ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ	106
7.	ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	107
8.	ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ	108
	8.1 Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины	108
	8.2 Интервалы установки цементных мостов	115
	8.3 Сводный экономический расчет по ликвидации скважины СГ-9	117
9.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ И КОМПЛЕКСНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕДР И ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	118
	9.1 Природно-климатическая характеристика района	118
	9.2 Охрана атмосферного воздуха от загрязнений	120
	9.3 Охрана поверхностных и подземных вод	123
	9.4. Управление отходами	124
	9.5 Охрана почвенного покрова	125
	9.6 Растительный мир	128
	9.7 Животный мир	130
	9.8 Радиационная безопасность	132
	9.9 Аварийные ситуации	134
10.	ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ	136

1	2	3
11.	ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	139
12.	ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ	140
	12.1 Оценка ожидаемых ресурсов нефти	140
13.	ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	144
14.	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	145
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	146
	ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	148

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ прил.	Наименование	Стр.
	ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	148
1.	Заключение метрологической экспертизы	149
2.	Протокол № заседания научно-технического совета АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»	150
3.	Протокол совместного технического совещания ЧК «Karaton Operating Ltd» и АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»	153
4.	Копия лицензии на право проектирования горных производств	156
5.	Заключение государственной экологической экспертизы по Атырауской области	158
6.	Справка о рассылке отчета	160

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	3.1.1	Геолого-геофизическая изученность площади	26
2.	3.1.2	Изученность площади глубоким бурением	26
3.	3.1.3	Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды	26
4.	3.3.1	Технологические параметры бурового раствора	29
5.	3.3.2	Объем ранее проведенных промыслово-геофизических исследований	31
6.	3.3.3	Подробные данные по выполненному объему промыслово-геофизических исследований	32
7.	3.4.1	Характеристика отбора кернa по скважинам	35
8.	3.4.2	Освещенность керном стратиграфических подразделений	35
9.	3.4.3	Виды исследований, проведенные на керне	36
10.	4.3.1	Результаты испытаний в скважинах Каратон подсолевой	65
11.	4.3.2	Расчет пористости структуры Каратон подсолевой по данным месторождений-аналогов	69
12.	4.3.3	Расчет нефтенасыщенности структуры Каратон подсолевой по данным месторождений-аналогов	69
13.	4.3.4	Расчет нефтенасыщенности структуры Каратон подсолевой по данным месторождений-аналогов	69
14.	4.4.1	Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения	74
15.	5.1.1	Месторождения аналоги	75
16.	5.4.1	Проектный стратиграфический разрез участка Каратон подсолевой	77

1	2	3	4
17.	5.4.2	Календарный график проведения планируемых работ	77
18.	5.5.1	Прогнозные показатели давления и температуры по разрезу скважины	81
19.	5.5.2	Рекомендуемые типы буровых растворов	82
20.	5.6.1	Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)	84
21.	5.7.1	Предлагаемая типовая конструкция скважины СГ-9 на участке Каратон подсолевой	87
22.	5.7.2	Предлагаемая типовая конструкция водозаборных скважин на участке Каратон подсолевой	87
23.	5.8.1	Промыслово-геофизические исследования в скважине	89
24.	5.8.2	Промыслово-геофизические исследования в скважине (резервный вариант)	90
25.	5.8.3	Рекомендуемые интервалы отбора керна по проектируемой скважине	92
26.	5.8.4	Рекомендуемые объекты испытания в эксплуатационной колонне	92
27.	5.8.5	Виды лабораторных исследований	105
28.	8.1.1	Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (основной вариант со спуском экс. колонны)	109
29.	8.1.2	Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (основной вариант без спуска экс. колонны)	110
30.	8.1.3	Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (резервный вариант со спуском хвостовика)	111
31.	8.1.4	Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (резервный вариант без спуска хвостовика)	112
32.	8.1.5	Глубина спуска и характеристика обсадных колонн водозаборных скважин	113
33.	8.1.6	Ликвидация водозаборных скважин с помощью ПА УПА-60/80	114
34.	8.3.1	Сводный экономический расчет ликвидации поисковой скважины СГ-9 с применением БУ ZJ-40	117
35.	9.1.1	Общая климатическая характеристика	119
36.	9.1.2	Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	120
37.	9.1.3	Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С	120
38.	9.1.4	Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с	120
39.	9.2.1	Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2024г	121
40.	9.2.2	Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2025г	122
41.	9.5.1	Результаты анализов проб почвы, отобранных в I полугодии 2025г.	127
42.	10.1	Расчет продолжительности бурения скважины СГ-9 проектной глубиной 5500м (основной вариант)	136
43.	10.2	Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	136
44.	10.3	Расчет продолжительности бурения скважины СГ-9 проектной глубиной 5500м (резервный вариант)	137
45.	10.4	Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	137
46.	10.5	Расчет продолжительности бурения водозаборных скважин проектной глубиной 750м	137
47.	10.6	Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	137
48.	10.7	Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	138

1	2	3	4
49.	11.1	Минимальные объемы и виды работ по Контракту в период разведки. По курсу 1\$ - 462 тенге.	139
50.	12.1.1	Вероятные перспективные ресурсы нефти и газа по категории С3 площади Каратон подсолевой	143
51.	13.1	Основные геолого-экономические показатели поисково-разведочных работ	144

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Картограмма участка	13
2.	1.2	Структурная карта по ОГ П2 в районе Приморского вала	17
3.	2.1	Обзорная карта района работ	20
4.	3.1.1	Изученность 3Д сейсморазведкой участка Каратон подсолевой	25
5.	4.1.1	Литолого-стратиграфический разрез подсолевых отложений Тенгиз-Каратонской зоны [3]	39
6.	4.1.2	Фрагмент корреляции скважин Картаон-1-Каратон-3-Каратон-5 с указанием возраста пород	48
7.	4.2.1	Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской НПП (ИГН им. К. И. Сатпаева, авторы: Ровнин Л. И., Чакабаев С. Е., Неволин Н. В., 1986 г).	50
8.	4.2.2	Структурно-тектоническая карта консолидированной коры Каспийского региона (Ю.А. Волож и др.)	51
9.	4.2.3	Схема структурно тектонического районирования фундамента с использованием данных магнитной съемки 2011-2012 гг. (Абилхасимов Х.Б.)	52
10.	4.2.4	Структурно-тектоническая карта предмеловой поверхности Каспийского региона (Ю.А. Волож и др.)	52
11.	4.2.5	Прикаспийская впадина, региональный геологический разрез Каратон-Тенгиз	53
12.	4.2.6	Палеотектоническая реконструкция геологического разреза Каратон-Тенгиз с кунгурского по палеогеновое время (Ю.А. Волож и др.)	54
13.	4.2.7	Сейсмический разрез через скважины Каратон-5, Каратон-3, Королевская 13	55
14.	4.2.8	Структурная карта по ОГ VI поверхность соленосных отложений кунгурского яруса нижней перми	56
15.	4.2.9	Структурная карта по ОГ П1 поверхность подсолевых отложений	57
16.	4.2.10	Структурная карта по ОГ П2 поверхность нерасчлененной толщи серпуховского и визейского ярусов нижнего карбона (С1s-С1v)	58
17.	4.2.11	Структурная карта по ОГ С1v поверхность визейского терригенно-карбонатного комплекса пород	59
18.	4.2.12	Структурная карта по ОГ П2' поверхность верхнедевонско-турнейских отложений	60
19.	4.2.13	Структурная карта по ОГ П2д поверхность терригенно-карбонатных отложений эйфельско-ранеефранского возраста	61
20.	5.8.1	Технологическая схема обвязки пакета оборудования КОН (вариант 1)	95
21.	5.8.2	Схема нейтрализации нефти	96
22.	5.8.3	Схема скруббера	98

1	2	3	4
23.	5.8.4	Технологическая схема обвязки пакета оборудования КОН (2 вариант)	100
24.	5.8.5	Схема нейтрализации нефти	101
25.	5.8.6	Схема скруббера	103
26.	5.8.7	Технологическая схема обвязки установки для нейтрализации воды	104
27.	8.2.1	Интервалы установки цем.мостов по осн.варианту	115
28.	8.2.2	Интервалы установки цем.мостов по рез. варианту	116
29.	9.1.1	Роза ветров Жылыойского района	119
30.	12.1.1	Сейсмический разрез через пермскую постройку	141
31.	12.1.2	Схема, иллюстрирующая экологическую сукцессию (Жемчугова, 2014)	142

**ПАПКА
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ**

№ п/п	Наименование приложения	номер приложения	номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1.	Структурная карта по ОГ II. Реперный отражающий горизонт в отложениях апта.	1.	1.	1:75 000	н/с
2.	Структурная карта по ОГ III. Подошва меловых отложений.	2.	1.	1:75 000	н/с
3.	Структурная карта по ОГ IV. Граница средней и нижней юры.	3.	1.	1:75 000	н/с
4.	Структурная карта по ОГ V. Подошва юрских отложений.	4.	1.	1:75 000	н/с
5.	Структурная карта по поверхности условного горизонта РТ-1 в пермотриасовом комплексе.	5.	1.	1:25 000	н/с
6.	Структурная карта по ОГ VI. Поверхность соленосных отложений кунгурского яруса нижней перми.	6.	1.	1:75 000	н/с
7.	Структурная карта по ОГ П ₁ . Поверхность подсолевых отложений.	7.	1.	1:75 000	н/с
8.	Структурная карта по ОГ П ₂ . Поверхность нерасчлененной толщи серпуховского и визейского ярусов нижнего карбона.	8.	1.	1:75 000	н/с
9.	Структурная карта по ОГ С _{1v} . Поверхность визейско терригенно-карбонатного комплекса пород.	9.	1.	1:75 000	н/с
10.	Структурная карта по ОГ П ₂ '. Поверхность верхнедевонско-гурнейских отложений.	10.	1.	1:75 000	н/с
11.	Структурная карта по ОГ D _{3fm} . Поверхность кровли Девона фаменский ярус.	11.	1.	1:75 000	н/с
12.	Структурная карта по ОГ П _{2д} . Поверхность терригенно-карбонатных отложений эйфельско-раннефранского возраста.	12.	1.	1:75 000	н/с
13.	Структурная карта по ОГ П ₃ . Поверхность раннепалеозойских (додевонских) отложений.	13.	1.	1:75 000	н/с
14.	Сейсмические разрезы по проектной скважине СГ-9. Инлайн 2188, Кросслайн 10327.	14.	1.	1:25 000	н/с
15.	Типовой геолого-технический наряд на строительство поисковой скважины глубиной 6000м.	15.	1.	1:5 000	н/с
16.	Типовой геолого-технический наряд на строительство поисковой скважины глубиной 6000м. (резервный вариант)	16.	1.	1:5 000	н/с

Всего – 16 граф. прил. на 16 л., все – н/с.

1. ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем участка Каратон подсолевой является ЧК «Karaton Operating Ltd» на основании Дополнения №1 от 30.11.2023г. к Контракту на разведку и добычу углеводородов на участке недр «Каратон подсолевой» №5238-УВС-СП от 21 июня 2023.

Участок недр (геологический отвод) представлен ЧК «Karaton Operating Ltd» для осуществления операций по недропользованию на основании решения Компетентного органа (Протокол РГ по проведению прямых переговоров от 24 апреля 2023).

Участок недр расположен в Атырауской и Мангистауской областях.

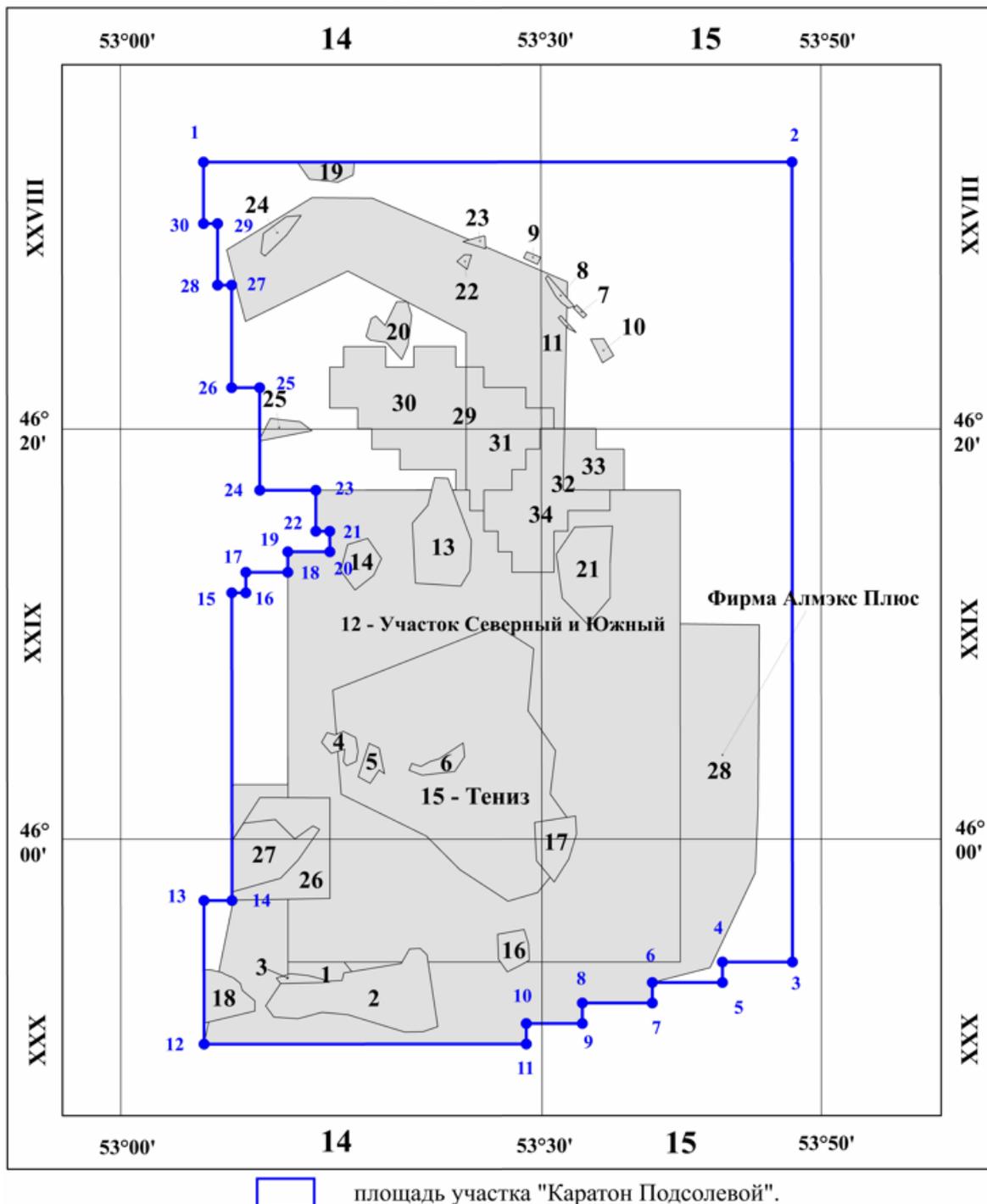


Рис.1.1 – Картограмма участка

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с №1 по №30. Угловые точки	Координаты угловых точек						Угловые точки	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота				северная широта			восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.		гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.
1	46	33	0.00	53	06	0.00	16	46	12	0.00	53	09	0.00
2	46	33	0.00	53	48	0.00	17	46	13	0.00	53	09	0.00
3	45	54	0.00	53	48	0.00	18	46	13	0.00	53	12	0.00
4	45	54	0.00	53	43	0.00	19	46	14	0.00	53	12	0.00
5	45	53	0.00	53	43	0.00	20	46	14	0.00	53	15	0.00
6	45	53	0.00	53	38	0.00	21	46	15	0.00	53	15	0.00
7	45	52	0.00	53	38	0.00	22	46	15	0.00	53	14	0.00
8	45	52	0.00	53	33	0.00	23	46	17	0.00	53	14	0.00
9	45	51	0.00	53	33	0.00	24	46	17	0.00	53	10	0.00
10	45	51	0.00	53	29	0.00	25	46	22	0.00	53	10	0.00
11	45	50	0.00	53	29	0.00	26	46	22	0.00	53	08	0.00
12	45	50	0.00	53	06	0.00	27	46	27	0.00	53	08	0.00
13	45	57	0.00	53	06	0.00	28	46	27	0.00	53	07	0.00
14	45	57	0.00	53	08	0.00	29	46	30	0.00	53	07	0.00
15	46	12	0.00	53	08	0.00	30	46	30	0.00	53	06	0.00
Площадь - 3961,37 кв.км													

Из участка недр (геологического отвода) исключаются участки недр других контрактных территории (м. С.Нуржанов (северо-западное крыло) АО «ЭМГ», м. С.Нуржанов АО «ЭМГ», м. Карасор Западный №2 уч. АО «ЭМГ», м. Карасор Западный №3 уч. АО «ЭМГ», м. Карасор Западный №1 уч. АО «ЭМГ», м. Каратон №1 уч. АО «ЭМГ», м. Каратон №2 уч. АО «ЭМГ», м. Каратон №3 уч. АО «ЭМГ», м. Каратон №5 уч. АО «ЭМГ», м. Каратон №6 уч. АО «ЭМГ», м. Актобе АО «ЭМГ», м. Досмухамбетовское АО «ЭМН», уч. Южный и Северный ТОО «ТШО», м. Западная Прорва АО «ЭМГ», м. Кара-Арна АО «Матен Петролеум», м. Терень-Узюк Западный АО «ЭМГ», м. Кокарна Восточный АО «Матен Петролеум», м. Тажигали АО «ЭМГ», м. Тенгиз ТОО «ТШО», м. Королевское (надсолевое) ТОО «ТШО», м. Кошкимбай – участок Южный АО «ЭМГ», м. Кошкимбай – участок Северный АО «ЭМГ», м. Пустынное, м. Тажигали Юго-Западный, м. Морское ТОО «Кожан», м. Морское ТОО «Кожан», ТОО «Фирма Алмэкс Плюс» №4001 контракт, участок Карашагыр ТОО «ENERPLUS», участок Атанат Компания «HTS Exploration LTD», участок Атанат-2 Компания «HTS Exploration LTD», участок Атанат-1 Компания «HTS Exploration LTD», участок Карашагыр-1 ТОО «ENERPLUS», участок Карашагыр-2 ТОО «ENERPLUS»).

Площадь участка недр (геологического отвода), за вычетом исключаемых участков составляет – 3961,37 кв.км. Глубина – до подошвы палеозойских отложений.

Промышленная продуктивность подсолевых отложений в рассматриваемом регионе юго-восточной части Прикаспийского бассейна, в основном, связана с карбонатными отложениями каменноугольного и девонского возрастов и доказана на соседних месторождениях Кашаган, Тенгиз, Королевское, Актоты и также связана с нижнепермскими отложениями на месторождении Кайран (рис.1.2). Исходя из такого разброса залегания продуктивных отложений и сосредоточения в них основных геологических запасов нефти и газа месторождений Казахстана, можно с уверенностью сказать, что нефтегазоносный потенциал подсолевых отложений не исчерпан и требует дальнейшего доизучения.

В связи с тем, что все перечисленные месторождения находятся в пределах Каратон-Тенгизской системы поднятий, не исключается возможность выявления залежей и в пределах участка Каратон подсолевой.

В советские годы большое внимание уделялось изучению юго-восточной части Прикаспия, в том числе изучение велось и на структуре Каратон. В период 1975-1979 г.г. было пробурено 5 поисковых скважин в платформенной части данной структуры, которые были в последующем ликвидированы по причине необнаружения в них продукта. Возможными причинами являются – на тот период времени несовершенная методика испытания скважин, использование бурового раствора высокой плотности. При этом надо отметить, что полученная при испытании некоторых объектов вода из скважин является пластовой, с плотностью 1,15 г/см³. В связи с этим, вопрос неуспешности этих скважин остается открытым.

Учитывая факт доказанных соседних месторождений, геологическая вероятность успешности открытия залежи в пределах данной структуры составляет 19% и с геологической точки зрения является достаточно привлекательной для проведения геологоразведочных работ.

В рамках изучения разведочного блока Каратон-Саркамыс оцениваемая перспективная структура Каратон подсолевой полностью покрыта 3Д МОГТ сейсмическими исследованиями, за структурно-тектоническую основу принимаются два отчета - ТОО «Петролеум Гео Сервисез (Казахстан)», 2012г. отчет «О результатах переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ» в пределах контрактной территории АО «РД «КазМунайгаз» на блоке Каратон-Саркамыс в объеме 1360 кв.км и отчет ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профессионал Гео Солюшинс Казахстан», 2016г., «О результатах переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д-МОГТ в пределах Каратонского поднятия на блоке Каратон-Саркамыс» в объеме 150 кв.км. Целью проведения работ являлось изучение геологического

строения рассматриваемой территории с целью уточнения геологического строения и детального изучения надсолевого комплекса отложений, а также определение перспективного на нефть и газ комплекса подсолевых отложений и его подготовка к поисково-разведочному бурению.

Согласно геологической оценке, о которой более подробно описано в соответствующем разделе, объемы перспективных геологических ресурсов согласно сценарию P50 составляют порядка 406 млн. т. нефти.

В 2022г. ТОО «КМГ Инжиниринг» и АФ ТОО «КМГ Инжинирнг» выполнило «Проект разведочных работ по поиску УВ на участке Каратон подсолевой», проектом предусматривалось бурение поисковой скважины СГ-8. Проектная глубина скважины 5500 м, проектный горизонт – девон. Цель бурения - обнаружение залежей в интервалах нижнепермского, каменноугольного и девонского разреза.

В 2025 г. АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнило «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску УВ на участке Каратон подсолевой» с целью корректировки проектных решений.

На дату составления настоящего «Дополнения №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов» (далее – ДППР№2), завершаются работы по бурению первой поисковой скважины СГ-8, достигнута глубина 5750м. Скважина подготавливается под спуск хвостовика, ожидаются работы по испытанию скважины.

В рамках ДППР№2 предусматривается бурение поисковой скважины СГ-9, проектной глубиной 6000м, проектный горизонт девонские отложения. В скважине предусмотрено проведение современного комплекса ГИС (в том числе MDT, FMI), отбор и исследование керна и шлама, испытание/опробование выделенных в процессе бурения скважины перспективных объектов, отбор глубинных и поверхностных проб УВ и воды и дальнейшее их изучение. Полученная при бурении поисковой скважины геологическая информация даст возможность увязать ее с данными по соседним скважинам месторождений и внесет свою лепту для более лучшего понимания геологии подсолевых отложений региона в целом.

Настоящий проект можно считать сложным проектом разведки, так как ожидаются следующие параметры:

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

Так как геологические условия участка относятся к категории сложных, необходимо при проведении всех работ соблюдать все меры предосторожности, чтобы не нанести вреда окружающей среде.

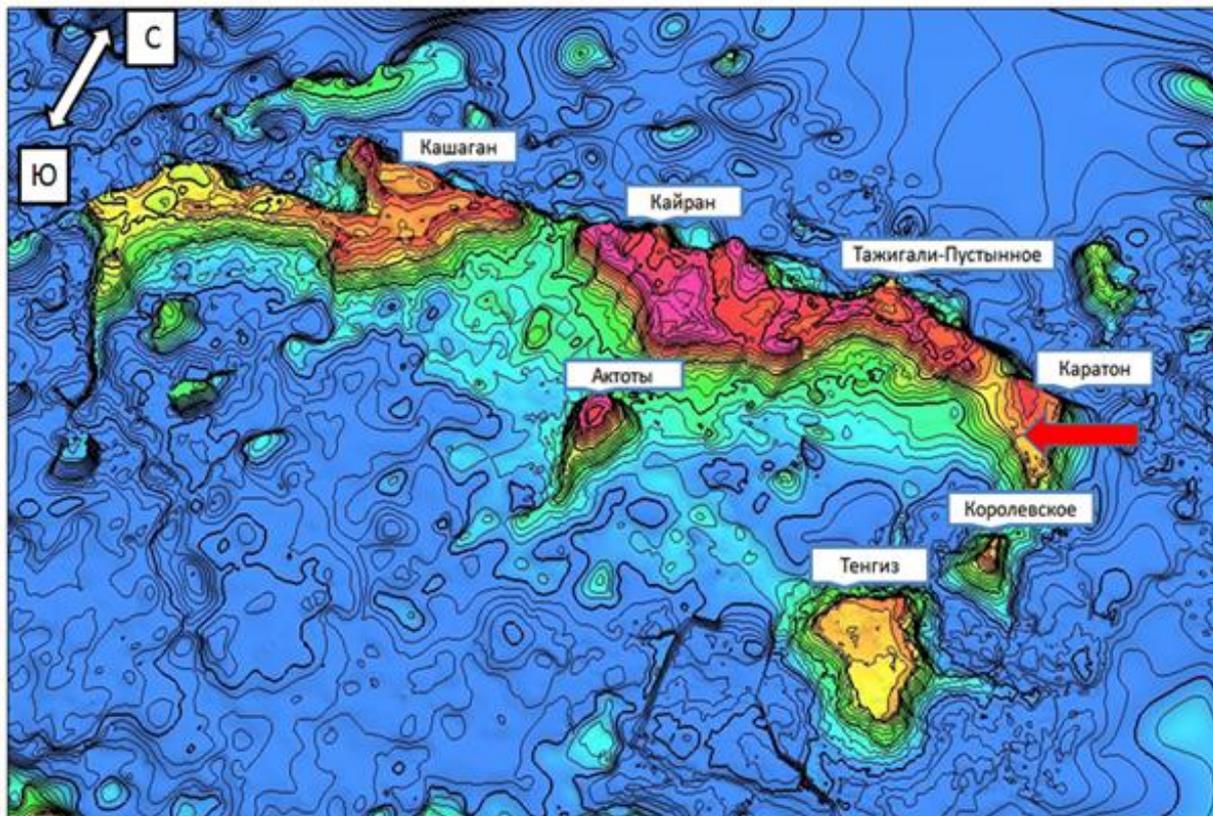


Рис.1.2 – Структурная карта по ОГ П2 в районе Приморского вала

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

В административном отношении рассматриваемый участок находится в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Площадь участка недр (геологического отвода), за вычетом исключаемого участка составляет – 3961,37 кв.км. Глубина – до подошвы палеозойских отложений.

Районный центр и одноименная железнодорожная станция Кульсары расположены в 100 км к северо-востоку от северной границы исследуемого блока. Между населенными пунктами имеются автодороги с асфальтовым или гравийно-щебеночным покрытием. Основной автодорогой республиканского значения является автодорога Доссор – Кульсары – Прорва, к ней примыкают автодороги областного и местного значений. В районе работ проходит железная дорога Мангышлак-Макад.

В орографическом отношении район работ является типичным для полупустынных районов юго-востока Прикаспийской впадины. Рельеф площади представляет собой пустынную солончаковую равнину с абсолютными отметками от -25 м до -27 м.

Рельеф местности слабо наклонен к западу, в сторону Каспийского моря. Эта площадь сравнительно недавно была дном моря с выровненным рельефом, после отступления моря она оказалась почти не затронута процессами эрозии. Верхний покровный слой еще рыхлый, состоит из супеси и битой ракуши, что затрудняет продвижение автотранспорта.

Поверхность покрыта бедной солончаковой растительностью. Прибрежная полоса моря покрыта густыми зарослями камыша и травы. Кроме того, площадь покрыта сорами и изрезана небольшими реками, потерявшими сообщение с Каспийским морем, ввиду отступления береговой линии. Весной и осенью соры заполняются водой, в летнее время многие из них высыхают и становятся доступными для передвижения автотранспорта. Пополнение «ериков» и соров водой происходит за счет атмосферных осадков, таяния снега и приливов моря при западном ветре (моряне). Вода в «ериках» горько-соленая и пригодна только для технических целей.

Климат района резко-континентальный с малым количеством осадков (160 мм/г.), холодной и ветреной зимой (-35°C), сухим и жарким летом (до $+45^{\circ}\text{C}$), но в отличие от внутренних районов Прикаспийской низменности несколько смягченный близостью моря. Ветры преимущественно восточных и юго-восточных направлений. Нередки сильные ветра, сопровождаемые буранами и снежными заносами, летом – пыльными бурями. В зависимости от количества выпадающих осадков весной и осенью местность становится труднопроходимой для автотранспорта.

Источников пресной воды в районе работ нет. Ближайшая река Эмба исчезает в песках в районе г. Кульсары. Основной водной артерией Атырауской области является река Урал, впадающая в Каспийское море в районе г. Атырау. Водоснабжение для хозяйственно-бытовых нужд населённых пунктов Жылыойского района осуществляется по трубопроводу из реки Волга через водоочистные сооружения г. Кульсары.

Электроснабжение населённых пунктов Жылыойского района осуществляется от Атырауской и Кульсаринской ТЭЦ.

В экономическом отношении район является достаточно развитым. Месторождение находится в районе таких разрабатываемых нефтяных месторождений, как Теренозек, Караарна, С.Нуржанов, Тажигали и другие, а также уникальное газонефтяное месторождения Тенгиз. Имеются магистральные линии водопровода, нефтепровода, проходящего через Косчагыл, Кульсары на нефтеперерабатывающие заводы городов Атырау, Самара.

Район работ характеризуется развитой сетью трубопроводов.

- магистральный газопровод Средняя Азия-Центр;
- нефтепровод Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новороссийск (КТК);
- нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара;
- нефтепровод Каратон-Косчагыл-Кульсары-Орск.

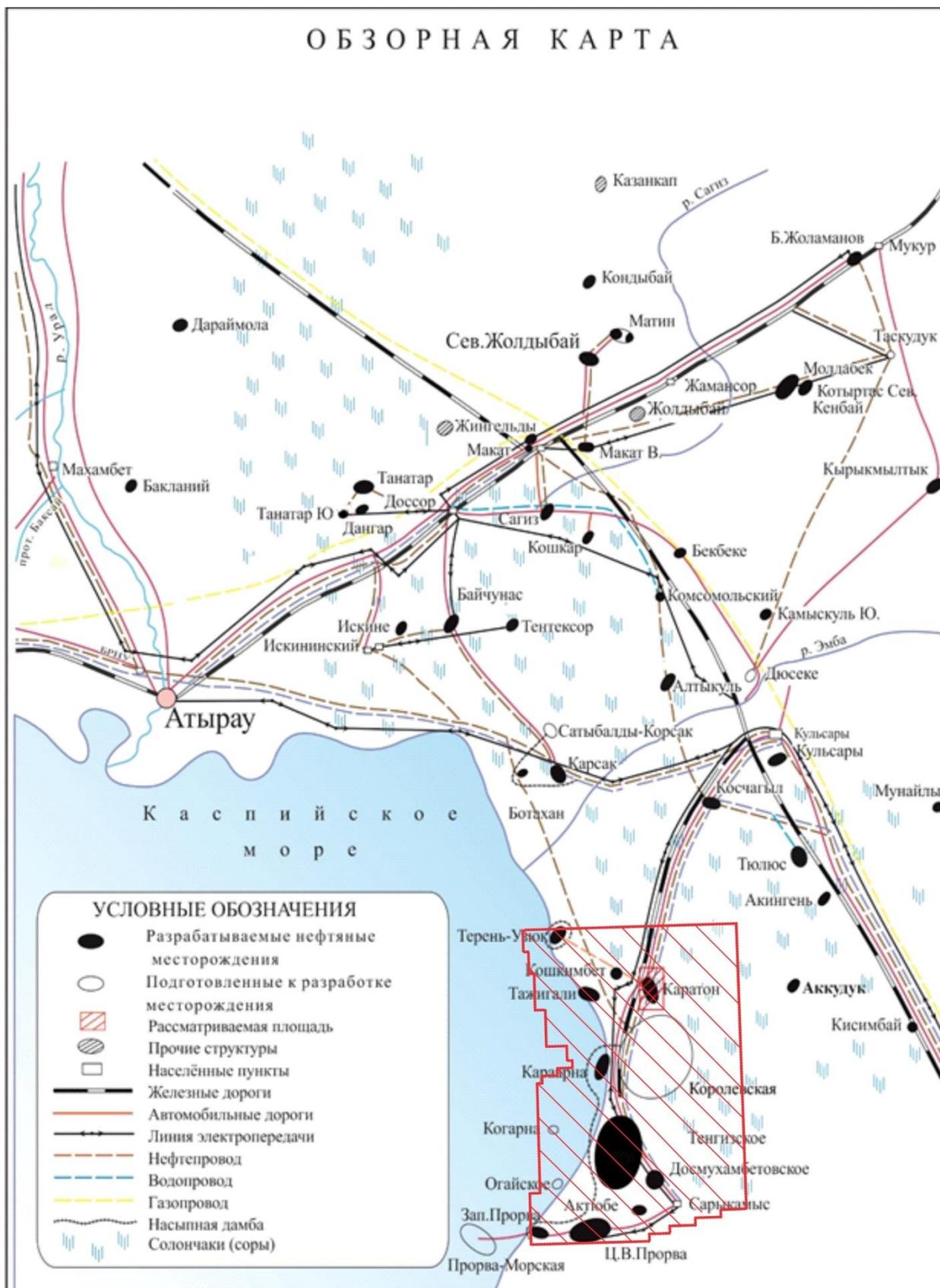


Рис.2.1 - Обзорная карта района работ

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке

Выходы нефти на площади Каратон привлекали сюда промышленников еще в начале XX века. Первые скважины глубиной 100-110 м на верхнемеловые отложения были пробурены в 1900-х годах. В 1936 г. на Каратоне проводились рекогносцировочные сейсмические работы методом отраженных волн, не давшие положительных результатов в виду низкого качества работ. В том же 1936 г. здесь проводилась газовая съемка, показавшая 5 газовых максимумов на погружении юго-западного крыла. В 1937 г. рекогносцировочные сейсмические работы были продолжены. Были получены отдельные отражения на крыльях структуры. В сводовой части купола отражений не получено, в виду наличия широкого грабена. В 1937 г. ГРК треста «Эмбанефть» провела здесь структурно-поисковое бурение. Было пробурено 34 скважины с максимальной глубиной 350 м. По этим данным была уточнена геологическая карта месторождения. В 1946 г. параллельно с сейсморазведкой методом отраженных волн проводилось геологическое картирование площади в масштабе 1:50000. По данным этих работ была дополнена и уточнена геологическая карта и построена структурная карта по III отражающему горизонту (подошва неокома) для всего купола, который относится к куполам непрорванного типа с глубоким залеганием соляного штока (более 2000 м).

В 1950-х годах рассматриваемая территория изучена гравиметрической съемкой, по результатам которой выделены отдельные соляные купола.

В 1957 г. сейсмической партией 12/57 треста «Казахстаннефтегеофизика» выполнены работы методом отраженных волн.

В 1973 г. Прорвинская 14/73 и Каратонская 15/73 сейсмические партии треста «Саратовнефтегеофизика» проводили сейсморазведочные работы на площадях Пустынный, Тажигали, Каратон и Прорва с целью изучения строения подсолевых отложений. В результате выполненных работ построены структурные карты по III, V отражающим горизонтам и структурные схемы по условно-отражающим горизонтам VI, П₁ и П₂ в масштабе 1:50000. Материалы этих работ подтвердили ранее выполненные структурные построения по надсолевым отложениям. В подсолевых отложениях на уч. Каратон выявлена Приморская брахиантиклинальная структура широтного простирания, сводовая часть которой состоит из трех вершин, располагающихся над солянокупольными структурами Пустынный, Тажигали и Каратон. Своды этих локальных подсолевых структур, объединенных в крупную Приморскую брахиантиклинальную структуру, не замкнуты из-за недостаточности материалов. На Каратонском своде подсолевой сейсмический горизонт залегает на отметке -4200 м. Свод Тажигали оконтуривается

изогипсой -4200 м в виде поднятия меридионального направления. Свод Пустынный выделяется замкнутой изогипсой -4300 м. Структурные планы описанных структур по горизонтам П₁ и П₂ совпадают.

В 1975 г. Каратонская 09/75 сейсмическая партия треста «Саратовнефтегеофизика» проводила рекогносцировочные работы методом ОГТ в районе куполов Кокарна, Морское, Атанак, Караарна, Карасор, Лебяжье, с целью поисков перспективных подсолевых структур. По проведенным работам были построены структурные карты по отражающему горизонту Ш, условно-отражающим горизонтам V, VI и П₁ в масштабе 1:50000.

В 1976 г. сейсмические партии Саркамысская 06/76, Эмбинская 09/76, Карасорская гравиметрическая партия 2376 и геохимическая партия 2876 треста «Саратовнефтегеофизика» проводили поисковые работы в районе соляных куполов Прорва, Каратон, Кызылкудук, Карашунгыл и др. По полученным материалам были построены структурные карты по горизонту Ш, условно-отражающим сейсмическим горизонтам V, VI, П₁, П₂ в масштабе 1:50000, карта мощности отложений между горизонтами V-Ш, VI-V. В дальнейшем, детализационными работами подготовлено под глубокое бурение локальные поднятия Восточный Кокарна, Белес и Восточный Мунайбай.

В 1978 г. Тенгизская сейсмическая партия 07/78 и Каратонская гравиметрическая партия 2378 треста «Саратовнефтегеофизика» проводили сейсмические и гравиметрические исследования на солянокупольных структурах Асанкеткен, Пустынный, Аккудук, Корпеш, Морской, Морская Прорва, Кокарна. Сейсмическими работами Тенгизской партии изучено строение надсолевых и подсолевых отложений с целью подготовки локальных структур под разведочное бурение. Детальная гравиметрическая съемка выполнена с целью выявления аномалий силы тяжести и выяснения их природы. На основе проведенных сейсморазведочных и гравиметрических работ построены: структурные карты по отражающим горизонтам Ш, V, VI, П₁, П₂, карта толщин пермтриасовых отложений, карта dT₀ между горизонтами П₂-П₁ в масштабе 1:50000 и были выданы рекомендации к бурению трестом «Саратовнефтегеофизика» методом ОГТ в 1980 г. Данными работами изучено геологическое строение территории площадью 7000 км², подготовлено под поисковое бурение подсолевое поднятие Западный Тенгиз и 7 структур по надсолевым пермтриасовым отложениям: Кокарна, Вост. Карасор, Зап. Карасор, Морская, Морская Прорва, Аккудук и Вост. Корпеш. Морфологическая выраженность указанных надсолевых структур по Ш отражающему горизонту несколько ниже.

В 1990-91 гг. сейсмической партией 7 треста «Эмбанефтегеофизика» были проведены исследования МОГТ в южной части разведочного блока. В результате этих

работ были выявлены и подготовлены к бурению структуры по подсолевым палеозойским отложениям на уч. Ансаган-Мунайбай, построены структурные карты в масштабах 1: 5000 и 1:50000 по отражающим горизонтам III, V, T3, VI, П₁, П₂, П₃. По отражающим горизонтам III, V надсолевого комплекса уточнено расположение сбросов. По горизонту T₃ (кровля верхнетриасовых отложений) выделена приподнятая зона Мунайбай Южная на фоне общего погружения с севера на юг. В пределах этой зоны выделяется 4 локальных поднятия, представляющих интерес. Поднятие Мунайбай по замыкающей изогипсе -4000 м имеет размеры 6 x 2 км, амплитуду 50 м. Свод этого поднятия остался в стороне от пробуренной скв. П-10. В связи с этим перспективы нефтегазоносности этой структуры остались неизученными. Остальные 3 поднятия по оконтуривающим изогипсам – 4100 м, имеют более малые размеры 2 x 0,6 км, 3,5 x 2 км и 1,5 x 0,7 км, соответственно, с амплитудами 30 м.

В 1998–2005 гг. на контрактной территории ТШО силами СП «Тенгизшевройл» были проведены сейсмические исследования 3Д в объеме 1052 кв. км, а результаты интерпретации сейсморазведочных работ сданы в государственный фонд. После приобретения блока АО «РД «КазМунайГаз» на правах недропользователя приобрел информацию в государственном фонде по надсолевой части данного блока, включая сейсморазведочные работы, выполненные СП «Тенгизшевройл», которые были переобработаны и переинтерпретированы по заказу АО «РД «КМГ» в 2012–2013 гг. компанией ТОО «PGS».

В результате переобработки и переинтерпретации сейсмических данных были построены карты по отражающим горизонтам VI (кровля кунгурского яруса), V (кровля триаса), IV (подошва средней юры), J2k (кровля келловей средней юры), III (подошва валанжина нижнего мела). Параллельно с вышеотмеченными ГРП были также приобретены исторические материалы скважинных данных в пределах блока Каратон-Саркамыс.

В 2016 году компанией ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («PGS Kazakhstan») на месторождении Каратон и прилегающей территории была проведена обработка и интерпретация сейсморазведочных данных 3Д-МОГТ в объеме 150 км². Были построены структурные карты масштаба 1:25000.

В рамках данного отчета выполнены следующие виды работ:

- Переобработка сейсмических данных МОГТ 3Д во временной и глубинной области.
- Интерпретация геофизических данных:
- Структурная сейсмическая интерпретация (в пределах целевых интервалов).
- Динамическая интерпретация на основе синхронной сейсмической инверсии.

- Сейсмостратиграфический анализ.
- Выделение перспективных объектов на основе комплексного изучения геолого-геофизических данных.
- Оценка ресурсов и геологических рисков.

Для изучаемого комплекса палеозойских и мезозойских отложений на участке работ были проведены структурные построения по 13 целевым горизонтам. В результате выполненной интерпретации получены структурные карты масштаба 1:25000.

Таким образом, по результатам выполненных работ на площади исследований на основе анализа структурной интерпретации уточнено геологическое строение участка работ. Кроме того, выполнен динамический анализ сейсморазведки МОГТ 3Д на площади исследований.

По результатам динамической интерпретации выделены потенциально перспективные объекты в карбонатных и терригенных толщах.

По результатам выполненных работ, на площади исследования на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных, в целевом интервале выявлены и предложены к дальнейшему изучению новые перспективные, в углеводородном отношении, объекты. Даны рекомендации на бурение пяти поисково-разведочных скважин. Выполнена оценка ресурсов потенциальных ловушек, ранжирование и вероятность геологического успеха объектов, представляющих наибольший интерес.

На рис. 3.1.1 показано покрытие участка сейсмическими данными 3Д. Структура Каратон подсолевой находится на стыке сейсмических кубов «Бирлестик» и «Каратон», территория структуры Акнияз находится в пределах сейсмического куба Каратон-Саркамыс 2019 г.

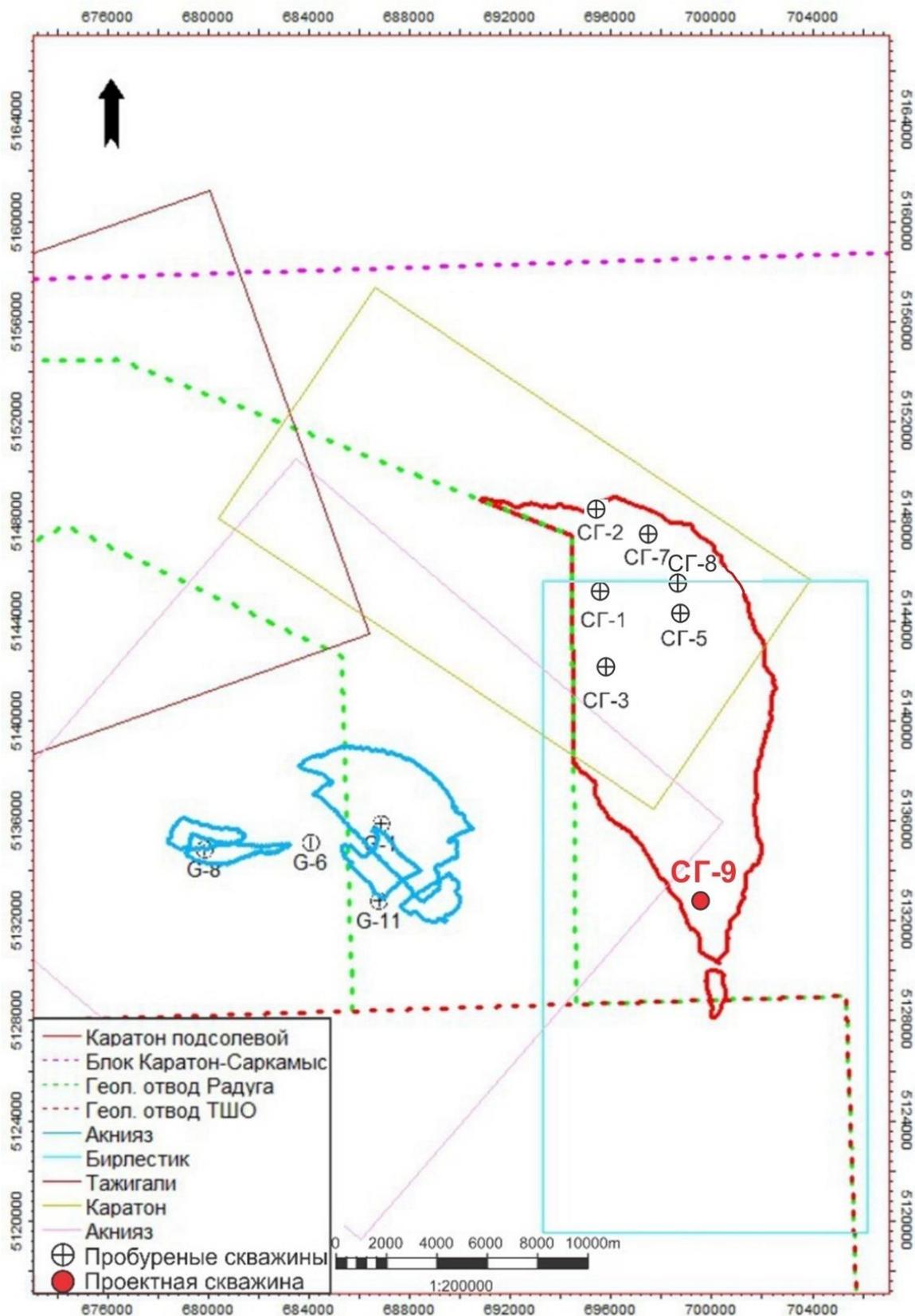


Рис. 3.1.1 - Изученность 3Д сейсморазведкой участка Каратон подсолевой

Таблица 3.1.1 - Геолого-геофизическая изученность площади

№№ пп	Авторы отчета, год, наименование. Организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования
1	2	3	4
1	ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан», 2016, отчет «О результатах обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д.	В результате обработки данных МОГТ 3Д получены кубы во временной и глубинной областях площадью 150 кв. км полной кратности.	Выполнены структурные построения по 13 целевым отражающим горизонтам. Построены карты изохрон, структурные карты по горизонтам в масштабе 1:25 000.

Таблица 3.1.2 - Изученность площади глубоким бурением

№№ пп	№ скважины	Категория скважины	Дата бурения (начало/конец)	Проектная глубина/горизонт	Фактическая глубина/горизонт	Конструкция скважины
1	2	3	4	5	6	7
1	СГ-1	Поисковая	4 июля 1974/ 9 ноября 1977	5000/карбон-девон	5000/карбон (турнейский ярус)	Направление 630мм – 20м; Кондуктор 478 мм – 198м; 1-ая промежуточная колонна 324мм – 1946м; 2-ая промежуточная колонна 246мм – 3866м; Хвостовик 5"-5000-3686м.
2	СГ-2	Поисковая	27 сентября 1974/ 1 января 1977	5000/карбон	4511/карбон	Направление 630мм – 22м; Кондуктор 478 мм – 170м; 1-ая промежуточная колонна 324мм – 2577м; 2-ая промежуточная колонна 245мм – 4294м.
3	СГ-3	Поисковая	29 декабря 1974/ 10 сентября 1977	5500/карбон-девон	5506/девон (фаменский ярус)	Направление 630мм – 16м; Кондуктор 478 мм – 210м; 1-ая техническая колонна 324мм – 1929м; 2-ая техническая колонна 245мм – 3905м.
4	СГ-5	Поисковая	18 февраля 1976/ 20 июня 1977	5500/карбон-девон	5518/девон (фаменский ярус)	Направление 630мм – 19,4м; Кондуктор 478 мм – 152м; 1-ая техническая колонна 324мм – 2237м; 2-ая техническая колонна 245мм – 3885м.
5	СГ-7	Поисковая	17 сентября 1975/ 22 июля 1977	5500/карбон-девон	5021/карбон (турнейский ярус)	Направление 630мм – 22м; Кондуктор 478 мм – 138,6м; 1-ая техническая колонна 324мм – 2730м; 2-ая техническая колонна 245мм – 3945м.
6	СГ-8	Поисковая	27 ноября 2024/ 30 октября 2025	5500/девон	5750/девон	Направление 762мм – 34м; Кондуктор 473 мм – 709,3м; 1-ая промежуточная колонна 339,7мм – 2388,6м; 2-ая промежуточная колонна 250,8мм – 3856,5м. Об. Колонна 177,8мм – 5029,8

Таблица 3.1.3 - Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды

№№ п/п	Наименование площади	Проект предшествующего этапа или стадии разведочных работ на углеводороды	Дата утверждения	Количество проектных скважин	Проектные глубина (м), горизонт	Начало работ на площади	Результаты и состояние работ на площади
				Количество пробуренных скважин	Фактические глубина (м), горизонт	Окончание работ по данному проекту	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Каратон подсолевой	Проект разведочных работ по поиску УВ	Протокол ЦКРР РК №46/17 от 14.12.2023г.	1	5500	27.11.2024	Завершаются буровые работы, достигнута глубина 5750м, ведутся работы по спуску хвостовика.
				1	5750	-	

3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

В результате сейсморазведочных работ, выполненных в 1973 году на площадях Пустынный, Тажигали, Каратон и Прорва, на Каратонском участке в подсолевых отложениях выявлено Приморское палеозойское поднятие.

В период с 1974 по 1977г.г. на площади Каратон подсолевой с целью изучения геологического строения и нефтегазоносности подсолевого комплекса осадков и проведения сейсмокаротажа пробурены пять поисковых скважин - СГ-1, СГ-2, СГ-3, СГ-5, СГ-7.

Для изучения геологического разреза, определения коллекторских свойств, нефтеносности в скважинах в необсаженном стволе выполнены промыслово-геофизические исследования: общий комплекс - по всему стволу, детальные исследования – в перспективной части разреза. Регистрация ГИС выполнена в аналоговом виде.

Во всех 5-ти скважинах был отобран керн, извлеченный из триасовых, пермских, каменноугольных и девонских отложений. Общая проходка с отбором керна составила 931,4м, линейный вынос – 347,79 м (37,34% от проходки). Общее количество проанализированных образцов керна – 128. По керну наблюдались такие признаки, как резкий запах сероводорода, слабый битуминозный запах.

На структуре Каратон подсолевой было пробурено 5 глубоких скважин, достигших палеозойских отложений, однако, ни одна из них не дала притока углеводородов, связано это может быть с тем, что испытание производилось в открытом стволе, и как следствие не было достаточной изолированности интервалов. Так как в 2-х близлежащих месторождениях (Тажигали-Пустынное и Королевское) доказана нефтеносность разрезов. Вероятной причиной отсутствия притока углеводородов в скважинах рассматриваемой структуры является локальный фактор – заложение скважин в неблагоприятных геологических условиях. Частой причиной отсутствия углеводородов на структурах без учета процесса нефтегазообразования (в данном случае предполагаем, что генерирующие нефтематеринские толщи одни и те же для рассматриваемого региона) является: отсутствие коллекторов, аккумулирующих углеводороды, отсутствие флюидоупоров и нарушение сохранности залежи в результате каких-либо внешних процессов. Отсутствие сохранности связано с тектоническими процессами, происходящими после наполнения структуры углеводородами. Например, в случае с Каратон подсолевой наблюдается уменьшение толщины соленосной толщи в некоторых частях структуры, а также наличие вертикальных и субвертикальных тектонических нарушений. При оценке вероятности успеха обнаружения УВ риск сохранности залежи был оценен как самый значительный.

Отсутствие пород коллекторов может быть другой возможной причиной отсутствия залежи на структуре Каратон подсолевой

В отчете РГУ (2018 г.) говорится о возможности формирования коллекторов хорошего качества в баундстоунах и грейнстоунах, большая часть которых расположена в краевых частях (римовая часть) структуры Каратон подсолевой. Однако, в случае с месторождением Тенгиз, основные фильтрационно-ёмкостные свойства карбонатных пород-коллекторов получились в результате вторичных процессов кавернообразования и образования трещиноватости, которые могут иметь локальное распространение. В пределах структуры Каратон эти процессы могли происходить по-другому, так как структура расположена на краю Приморского вала. Учитывая вышенаписанное, риск наличия эффективных пород-коллекторов был оценен как значительный, но его значимость меньше, чем риск сохранности залежи.

Отмечается риск, связанный с эффективностью миграции УВ из нефтематеринских пород. Расположение структуры на краю Приморского вала могло привести к тому, что пути миграции могли обходить структуру, и в результате она не была наполнена углеводородами, однако такой сценарий маловероятен, и как следствие риск отсутствия эффективной нефтематеринской породы оценивается как небольшой.

3.3. Геофизические исследования

Изучаемая продуктивная толща в нижнепермских, карбон и девонских отложениях на рассматриваемой площади предположительно находится в интервале глубин 3774-5500 м.

Верхняя каротажная отметка вскрытия отложений карбона отмечается на глубине 3919 м, нижняя отметка - на глубине 5000 м в скважине СГ-8, пробуренной в 2025г.

Отложения подсолевого комплекса представлены преимущественно карбонатно-глинистыми породами. Нижнекаменноугольные осадки сложены известняками органогенно-обломочными, детритовыми, с прослоями известковых песчаников. Девонские отложения представлены известняками с прослоями доломитов.

Проводка поисковых скважин, исходя из сложного стратиграфического разреза, выполнена в несколько этапов по мере вскрытия разреза. Конструкция скважин состоит из направления, кондуктора, 1-ой и 2-ой промежуточных колонн и эксплуатационного хвостовика.

Вскрытие разреза в интервале промежуточных колонн проводилось трехшарошечным долотом диаметром 295 мм, в интервале эксплуатационного хвостовика – 214 мм. Вскрытие разреза в СГ-8 в интервале промежуточных колонн проводилось долотом диаметром 406,4 мм, в интервале эксплуатационного хвостовика – 215,9 мм.

Бурение надсолевого комплекса, включающего терригенные и карбонатные породы мезозоя и верхней перми, и толщи гидroxимических пород кунгурского яруса, проводилось с применением промывочной жидкости на глинистом растворе с удельным весом 1,26-1,34 г/см³, вязкостью 40-70 сек, водоотдачей 5-10 см³ за 30 мин, раствор обрабатывался крахмалом, КССБ, КМЦ, нефтью; на глинисто-нефтеэмульсионном растворе с удельным весом 1,62-1,85 г/см³, вязкостью 60-75 сек, водоотдачей 6-12 см³ за 30 мин, раствор обрабатывался КМЦ, крахмалом, нефтью, баритом. В новой скважине СГ-8 применялся полимерный буровой раствор с удельный весом 1,26-1,35 г/см³, удельным сопротивлением 0,072 Омм при 11,6 °С.

В процессе бурения подсолевых отложений, сложенных почти целиком карбонатными породами, в качестве промывочной жидкости применялся известково-битумный раствор (ИБР) с удельным весом 1,9-1,98 г/см³, 2,02-2,11 г/см³, вязкостью 27-100 сек. Раствор обрабатывался сульфанолам, парафином, известью, дизтопливом, утяжелялся баритом. В новой скважине СГ-8 применялся полимерный буровой раствор с удельный весом 1,85 г/см³, удельным сопротивлением 0,08 Омм при 22 °С, для утяжеления использовался барит.

Технологические параметры бурового раствора характеризуются следующими величинами, представленными в нижеследующей таблице.

Таблица 3.3.1 - Технологические параметры бурового раствора

Номер скважины	Интервал, м	Тип бурового раствора	Плотность бурового раствора, г/см ³	Вязкость бурового раствора, сек	Водоотдача, см ³ /30мин
СГ-1	200-2212	глинистый	1,26-1,28	40-50	5-8
	2212-3866	глинистый нефтеэмульсионный	1,70-1,75	60-70	6-8
	3866-5000	известково-битумный	1,90-1,95	45-50	-
СГ-2	170-2577	глинистый	1,30-1,34	50-70	8-10
	2577-4297	глинистый нефтеэмульсионный	1,70-1,72	65-70	10-12
	4297-4511	известково-битумный	1,95-1,98	55-65	-
СГ-3	210-1950	глинистый	1,30-1,32	50-60	7-10
	1950-4035	глинистый нефтеэмульсионный	1,70-1,72-1,85	65-70	10-12
	4035-5167	известково-битумный	1,96-1,98-2,02	70-80	-
	5167-5506		2,02-2,11	27-100	-
СГ-5	152-2237	глинистый	1,28-1,30	45-50	7-10
	2237-3885	глинистый нефтеэмульсионный	1,40-1,72	70-75	10
	3885-5518	известково-битумный	1,88-1,90	80-95	-
СГ-7	156-2770	глинистый	1,22-1,26	50-60	7-10
	2770-3945	глинистый нефтеэмульсионный	1,38-1,40 1,62-1,64	65-70 50-60	7-8
	3945-5021	известково-битумный	1,85-1,90	70-80	-
СГ-8	44-681	Полимерный	1,26		
	710-2296	Полимерный	1,75		
	2385-3845	Полимерный	1,75		
	3856-5046	Полимерный, барит	1,85		

Геофизические исследования в поисковых скважинах состояли из общих исследований по всему стволу в масштабе глубин 1:500 и детальных исследований в интервале продуктивной толщи в масштабе 1:200, запись велась в аналоговом виде.

Комплекс общих геофизических исследований по всему стволу в масштабе глубин 1:500 включал запись в открытом стволе следующих методов: стандартный каротаж (СК) кровельными и подошвенным градиент зондами с одновременной записью кривой потенциалов собственной поляризации (ПС), кавернометрию (КВ), радиоактивный каротаж (ГК-НГК), боковой каротаж (БК), инклинометрию и термометрию.

Комплекс детальных исследований ГИС, выполненный в перспективной части разреза в масштабе 1:200, дополнен методами бокового каротажного зондирования (БКЗ), микрозондирования (МКЗ, МБК), индукционным (ИК) и акустическим каротажом (АК).

Для контроля пространственного положения ствола скважины выполнялась инклинометрия. Отсчеты велись по точкам через 25 м по всему стволу скважины.

В новой скважине СГ-8 проведены исследования по спектральному гамма каротажу (HSGR, HCGR), многозондовый БК (RLA1-RLA5), многозондовый ИК (АНТ10-АНТ90), Лито-Плотностной (RHOZ, PEFZ), Кросс-дипольный АКШ, ЯМК (MRP-BFV_CMР), Пластовый микросканер FMI.

Для оценки качества цементирования колонн использовалась акустическая цементометрия (АКЦ).

С целью определения высоты подъема цемента в затрубном пространстве проводился ОЦК, записывалась термометрия.

Ниже в таблице 3.3.2 представлен объем ранее проведенных промыслово-геофизических исследований скважин на площади Каратон подсолевой, а в таблице 3.3.3 – подробная характеристика объема выполненных ГИС с указанием масштаба записи и интервала исследования.

Таблица 3.3.2 - Объем ранее проведенных промыслово-геофизических исследований

№ п.п	№ скв	Методы исследования																										
		КС	ПС	БКЗ	БК	ИК	МБК	МКЗ	ГК, СГК	НГК	АК	КВ	БК многозонд-й	ИК многозонд-й	Лито-плотност-й	АКШ	ФМП	Профилемер	Термометрия	Инклинометрия	АКЦ	ОЦК	ИННК	Газовый кротаж	Сейсмокаротаж	Керн	Пробы	
1	СГ-1	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+						+	+	+	+	+	-	-	+	+	-		
2	СГ-2	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+						-	+	+	+	+	-	+	-	+	-		
3	СГ-3	+	+	+	+	+	-	-	+	+	+						+	+	+	+	+	+	+	-	+	-		
4	СГ-5	+	+	-	+	+	+	-	+	+	+						+	+	+	+	+	-	-	-	+	-		
5	СГ-7	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+						+	+	+	+	+	+	+	+	+	-		
6	СГ-8	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+	-	+	+

Таблица 3.3.3 - Подробные данные по выполненному объему промыслово-геофизических исследований

№№ скв.	Год проведения	Забой скважины	Виды исследований	Масштаб записи	Интервалы исследований, м
СГ-1	1974-1977	5000	СК (N0.5M2A, A2M0.5N, ПС)	1:500	180-3870
			БК	1:500, 1:200	180-3870
			БКЗ	1:200	3300-3870
			МКЗ	1:200	3400-3860
			РК (ГК-НГК)	1:500, 1:200	10-4995
			КВ	1:500, 1:200	180-4988
			Профилемер	1:500, 1:200	3866-4360
			АК	1:200	3866-4990
			ИК	1:200	3866-4990
			ТМ	1:500	10-5000
			Инклинометрия	через 25м	3750-4090
			АКЦ	1:500	70-3875
Сейсмокаротаж	-	0-4630			
СГ-2	1974-1977	4511	СК (N0.5M2A, A2M0.5N, ПС)	1:500	170-4290
			КВ	1:500, 1:200	170-4442
			РК (ГК-НГК)	1:500, 1:200	35-4490
			БК	1:500, 1:200	2850-4292
			БКЗ	1:200	3980-4292
			МКЗ	1:200	4014-4292
			ИК	1:200	2586-3196 4300-4450
			АК	1:200	2580-4293
			ТМ	1:500	10-4448
			Инклинометрия	через 25м	175-4450
			ИННК	1:200	4028-4494
			АКЦ	1:500	73-4270
			ОЦК	1:500	0-2280
			Газовый каротаж	-	4340-4456
СГ-3	1974-1977	5506	СК (N0.5M2A, A2M0.5N, ПС)	1:500	220-3970
			КВ	1:500, 1:200	220-5500
			Профилемер	1:500, 1:200	220-5500
			РК (ГК-НГК)	1:500, 1:200	40-5500
			БК	1:500, 1:200	1920-3980
			БКЗ	1:200	210-1920 3610-3970
			ИК	1:200	3900-5500
			АК	1:200	3905-5500
			ТМ	1:500	0-5500
			Инклинометрия	через 25м	220-5500
			ИННК	1:200	1530-4210
			АКЦ	1:500	0-3908
			ОЦК	1:500	60-1590
			Газовый каротаж	-	4108-5500
СГ-5	1975-1976	5518	СК (N0.5M2A, A2M0.5N, ПС)	1:500	40-3860
			КВ	1:500, 1:200	150-5500
			Профилемер	1:500, 1:200	150-4920
			РК (ГК-НГК)	1:500, 1:200	20-5510
			БК	1:500, 1:200	2236-3885
МБК	1:200	2273-3863			

Продолжение таблицы 3.3.3

			ИК	1:200	3910-5504
			АК	1:200	3185-5508
			ТМ	1:500	20-5518
			Инклинометрия	через 25м	0-5500
			АКЦ	1:500	20-3900
			ОЦК	1:500	3-1010 2000-3694
СГ-7	1975-1977	5021	СК (N0.5M2A, A2M0.5N, ПС)	1:500	20-3940
			КВ	1:500, 1:200	10-4990
			Профилемер	1:500, 1:200	138-5007
			РК (ГК-НГК)	1:500, 1:200	0-5012
			БК	1:500, 1:200	2730-3940
			БКЗ	1:200	2728-3940
			МБК	1:200	3640-3928
			МКЗ	1:200	3594-3944
			ИК	1:500, 1:200	2730-3940
			АК	1:200	2712-5020
			ТМ	1:500	100-4995
			Инклинометрия	через 25м	25-5000
			ИННК	1:200	3940-5010
			АКЦ	1:500	340-3800
			ОЦК	1:500	20-2160
			Сейсмокаротаж	-	0-4180
СГ-8	2025	5046	Лито-Плотностной (RHOZ, PEFZ)	1:500, 1:200	44-681 2340-5046
			КВ (CALI)	1:500, 1:200	44-5046
			РК (ГК-НГК)	1:500, 1:200	44-5046
			БК многозондовый (RLA1-5)	1:500, 1:200	44-5046
			МБК (RXOZ)	1:500, 1:200	40-5046
			АК	1:500, 1:200	710-3845
			Многозондовый ИК(АНТ-10-90)	1:500, 1:200	3850-5046
			Спектральный ГК (HSGR, HCGR)	1:500, 1:200	3850-5046
			Кросс-дипольный АКШ	1:500, 1:200	3850-5046
			ЯМК (MRP-BFV_CMР)	1:500, 1:200	3850-5046
			Пластовый микросканер FMI	1:500, 1:200	3859-4336
			ТМ	1:500, 1:200	44-5046
			Инклинометрия	1:500, 1:200	25-5046
			Профилемер	1:500,1:200	138-5007
			АКЦ	1:500, 1:200	44-5046
			ОЦК	1:500, 1:200	44-5046
			Газовый каротаж	1:500, 1:200	44-5046

Геофизические исследования в скважинах выполнены Каратонской ПГЭ Волгоградского УБР, ГПГИС ЗКЭГИС, Петровской ПГЭ треста «Волгограднефтегеофизика» с применением каротажной станции АКС-Л.

Стандартная электрометрия включает в себя кровельный (N0.5M2A) и подошвенный (A2M0.5N) градиент-зонды и потенциал самопроизвольной поляризации (ПС).

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) состоит из комплекта зондов подошвенного варианта (A0.4M0.1N, A1M0.1N, A2.0M0.5N, A4.0M0.5N, A8.0M1.0N) и

потенциал-зонда (N.11M0.5A).

Радиоактивный каротаж выполнен в модификации гамма-каротаж (ГК) и нейтронный гамма-каротаж (НГК), для регистрации использовалась аппаратура СП-68, ДРСТ-3-90.

Кавернометрия, профилометрия записаны приборами СПК-4, СКВ-4, КС-3, электрометрические методы – СКПМ, КСП-1.

Применение в подсолевых отложениях известково-битумного раствора снизило информативность электрометрических методов (СК, БК, БКЗ, МК), поэтому промыслово-геофизические исследования в данном стратиграфическом комплексе ограничены кавернометрией (КВ), радиоактивным (ГК-НГК), индукционным (ИК) и акустическим (АК) методами.

В скважинах СГ-3, СГ-7 выполнена фоновая запись импульсного нейтронного каротажа (ИННК). Газовый каротаж проведен в скважинах СГ-2, СГ-3, СГ-7; сейсмокаротаж – в скважинах СГ-1, СГ-7.

Геофизические исследования в новой скважине выполнена компанией «Schlumberger» в 2025г. Скважиной СГ-8 вскрыты отложения перми и карбона структуры Каратон подсолевой. Интерпретация данных ГИС комплекса PEX-HRLA-AIT-HNGS, SonicScanner, CMR Plus выполнена в интервале 3856-4320 м (измеренные глубины, ИГ).

Рассчитана общая пористость, объём неподвижного и свободного флюидов, оценена проницаемость. Оценка коэффициента водонасыщенности в дальней зоне проводилась по уравнению Арчи-Дахнова.

В интервале исследования наблюдается спиралевидность ствола скважины, повлиявшая на качество измерений приборами, имеющими прижимные башмаки (литоплотностной метод, ЯМК), а также на замеры удельных сопротивлений. В связи с этим наблюдаемый эффект газа (лёгких УВ) на показаниях нейтронного и плотностного методов может быть преувеличен относительно реального. Метод ЯМК так же очень чувствителен к неровностям ствола скважины, в связи с чем наблюдается завышение пористости и искажение соотношения подвижный/неподвижный флюид. Имеющиеся единичные глубокие размыты, возможно ассоциированные с трещинами, искажают результаты измерений, но мало влияют на общую картину. Данные фотоэлектрического фактора (канал PEFZ) искажены влиянием барита в ПЖ, плотность ПЖ 1.85 г/см³.

Следующие наборы данных были зарегистрированы с помощью прибора SonicScanner: MF_P&S, XD, YD, MF_St. Все зарегистрированные данные хорошего качества. Интервальные времена продольной и поперечной волн были определены по волновым картинам, зарегистрированным прибором SonicScanner. В последующем

возможна оценка акустической анизотропии, трещиноватости и проницаемости пород.

3.4. Лабораторные исследования

Керн отобран в 6 скважинах: СГ-1, СГ-2, СГ-3, СГ-5, СГ-7, СГ-8.

Общая проходка с отбором керна составляет 1000,89 м, линейный вынос – 397,04 м или 39,67% от проходки. Керн отобран из триасовых, пермских, каменноугольных и девонских отложений. Всего проанализировано 128 образцов керна. В таблице 3.4.1 приведены сведения о проходке с отбором и выносом керна по скважинам и количестве отобранных на анализ образцов.

Таблица 3.4.1 - Характеристика отбора керна по скважинам

№ скв.	Общая проходка с отбором керна			Всего проанализированных образцов
	Проходка, м	Вынос керна		
		м	%	
СГ-1	199	100,29	50,40	29
СГ-2	62,1	26,3	42,35	6
СГ-3	260	83,75	32,21	42
СГ-5	238,30	91,35	38,33	45
СГ-7	172	46,10	26,80	6
СГ-8	69,49	49,25	70,87	-*
Всего:	1000,89	397,04	39,67	128

* На дату составления настоящего проекта керн отобранный из скважины СГ-8 находится на стадии исследований в лаборатории АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»

По триасовым отложениям проходка с отбором керна составляет 37 м, вынос керна 20,4 м или 55,14% от проходки.

Пермские отложения представлены керном из 6 скважин. Пройдено 169,1 м и вынесено 110 м, или 65,05% от проходки с отбором керна. Количество проанализированных образцов составляет 10 образцов из скважин СГ-1, СГ-2.

По каменноугольным отложениям проходка составила 636,79 м и вынос керна 217,94 м или 34,22% от проходки. Количество проанализированных образцов составляет – 104 образца.

В отложениях девона керн отобран в 3 скважинах. С отбором керна пробурено 158 м, вынос керна при этом составил 48,7 м (30,82%). Отложения охарактеризованы 14 образцами керна.

Освещенность отбором керна стратиграфических единиц приведена в таблице 3.4.2.

Таблица 3.4.2 - Освещенность керном стратиграфических подразделений

Стратиграфическое подразделение		Проходка с отбором керна, м	Вынос керна, м	Вынос керна от проходки отбором керна, %	Образцы, отобранные в отложениях
Эра	Система				
Мезозойская – МZ	Триасовая – Т	37	20,40	55,14	-
	Пермская – Р	169,1	110	65,05	10
Палеозойская – PZ	Каменноугольная – С	636,79	217,94	34,22	104
	Девонская – D	158	48,7	30,82	14
Всего:		1000,89	397,04	39,67	128

Отбор кернa в скважине производился керноприемным снарядом «Недра» и алюминиевым керноносителем. Интервал долбления кернa варьирует от 0,5 до 24 м. Диапазон выноса кернa при этом от 0 до 24 м. Виды стандартных исследований, проведенные на керне и количество образцов представлены в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.3 - Виды исследований, проведенные на керне

№№ пп	Наименование исследования	Единица измерения	Количество образцов	Организация, выполнявшая исследования
1	Результаты микрофаунистического определения образцов пород	образец	97	ВНИГРИ, ВНИПИнефть
2	Петрографическое исследование по шлифам	образец	34	ВНИПИнефть
3	Пористость открытая	образец	128	
4	Газопроницаемость	образец	52	
5	Плотность породы	образец	128	
6	Карбонатность	образец	128	
7	Состав породы до дифракционно-рентгеновскому анализу (XRD)	образец	2	

Комплекс исследований включал определение следующих стандартных параметров: плотность, пористость, проницаемость, фракционный состав, содержание карбонатной составляющей. Все исследования выполнялись в атмосферных условиях.

Возрастное определение пород проводилось по всем скважинам. Также проведено литолого-петрографическое описание шлифов по 3 скважинам (скв. СГ-2, СГ-3, СГ-5).

В пермских отложениях минеральный состав пород методом XRD изучен на 2 образцах кернa скважины СГ-3.

Литологическая характеристика. Согласно литологическому описанию, *девонские отложения* в керне из скважин СГ-3, СГ-5, СГ-8 представлены известняками и доломитами. Известняк серый, темно-серый, тонкозернистый, фораминиферово-комковатый, участками перекристаллизованный, неравномерно доломитизированный, с редкими кавернами, с примазками черного глинисто-органического материала, хрупкий, раскалывается на тонкие плитки. В породе встречены органические остатки, перекристаллизованные и затронутые процессом грануляции. Представлены они фораминиферами, остракодами и водорослями. Доломит серый с коричневатым оттенком, известковистый, мелко-среднезернистый, хрупкий, прослоями более уплотненный.

Каменноугольные отложения представлены известняками, реже доломитами (скв. СГ-1, СГ-5). Известняк серый, светло-серый, черный, мелкозернистый, плотный, сильно перекристаллизованный, доломитизированный органогенно-обломочный с оолитами, участками трещиноватый, каверны выполнены органическим веществом, при расколе слабый битуминозный запах (скв. СГ-3, 4493-4499 м), с резким запахом сероводорода (скв. СГ-3, 4051-4056 м). Доломит серый, темно-серый, средне-мелкозернистый, плитчатый, плотный, крепкий с включением пирита и отпечатками фауны.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

Осадочный чехол разведочного участка Каратон подсоловой представлен подсоловым, соленосным и надсоловым комплексами отложений. Описание литологии и стратиграфии вскрытых отложений составлены по данным анализа керна и материалов ГИС. Комплекс подсоловых палеозойских отложений включает породы девонской, каменноугольной и пермской систем. Общий литолого-стратиграфический разрез подсоловых отложений Тенгиз-Каратонской зоны представлен на Рис. 4.1.1.

Девонская система

Средний отдел – D2

Отложения среднего девона не были вскрыты ни одной из скважин, пробуренных в пределах Каратон-Тенгизской зоны.

Верхний отдел – D3

Фаменский ярус (D3fm)

Фаменские отложения, вскрытые в Каратон-Тенгизской зоне скв. Каратон 3, 5, 7, Тенгиз-10, Королевское 12, 13, 15 и Ансаган-1, представляют единый генетический тип образований слабо изолированных лагун с малоактивным гидродинамическим режимом.

В скв. Каратон 3, 5 они представлены известняками, в основном серыми, и с буроватым оттенком, тонкоплитчатыми, реже массивными и волнисто слоистыми. Также встречаются прослой вторичных доломитов. Вскрытая толщина девона не менее 500 м.

В скв. Тенгиз 17, интервал 5095–5100 м, и Тенгиз 41, интервал 4933–4938 м, встречен комплекс фораминифер, позволяющий сопоставить отложения с заволжскими отложениями, вскрытыми скважиной Каратон 5. Эти отложения представлены микро-сгустковыми, комковатыми, водорослевыми известняками, неравномерно перекристаллизованными.

Каменноугольная система

Каменноугольные карбонатные отложения представлены различными типами пород, среди которых основную роль играют органогенно-детритовые, биоморфно-органогенные, сгустково-комковатые и микрозернистые известняки.

Нижний отдел – C1

Турнейский ярус (C1t)

На Приморском своде толщина отложений турнейского яруса, установленного в разрезах скв. Каратон 1, 3, 5, 7 изменяется от 179 до 209 м. Разрез сложен в основном известняками серыми со слабым буроватым оттенком. В его нижней части встречены

грейнстоуны, реже пакстоуны биоморфно-детритовые, цементированные неравномерно зернистым кальцитом (спаритом).

Визейский ярус (C1v)

В Тенгиз-Каратонской зоне визейские отложения имеют повсеместное распространение. Их вскрытая толщина меняется от 82 м (скв. Тенгиз 17) до 637 м (скв. Каратон 3) и 736 м (скв. Тенгиз 24). На основе биостратиграфических данных и каротажных диаграмм визейские отложения подразделяются на 3 части (снизу-вверх): нижневизейская (радаевско-косьвинский горизонт), средневизейская (бобриковский и тульский горизонты), верхневизейская (алексинско-веневский горизонт).

Радаевско-косвинские отложения, вскрытые скважиной, Тенгиз 24, толщиной 341 м, представлены грейнстоунами, участками доломитизированными, с редкими прослоями пакстоунов и аргиллитов.

Бобриковско-тульский комплекс вскрыт скв. Тенгиз 6, 22, 24, 41, 44 (толщина комплекса в скв. Тенгиз 24 составляет 142 м). В нижней части залегают тонкозернистые известняки, которые выше по разрезу переходят в биоморфные, водорослево-фораминиферовые разности.

Алексинско-веневские отложения в полном объеме вскрыты скв. Тенгиз 6, 8, 24, 44 (их толщина в скв. Тенгиз 24 составляет 250 м). Алексинские отложения представлены известняками микросгустковыми, криноидными.

На площади Каратон визейские отложения имеют толщины в пределах 567–673 м и наиболее изучены в разрезе скв. Каратон 1.

Визейские отложения в составе нерасчлененных косьвинского и радаевского горизонтов в подошве представлены известняками (пакстоунами) черными, полидетритовыми, перекристаллизованными, тонкотрещиноватыми; выше залегают известняки серые, органогенно-обломочные, псевдооолитовые, детритовые, тонкоплитчатые.

пакстоунами, основу которых составляют обломки криноидей и брахиопод, цементированных микритом, реже встречаются прослои грейнстоунов, обильно присутствуют обломки водорослей, фораминифер, криноидей и брахиопод, цементом служит спарит.

На Каратоне (скв. 1, 3) для серпуховской толщи характерно чередование оолитовых, литокластово-оолитовых, органогенно-обломочных грейнстоунов, в редких случаях доломитизированных.

Все карбонатные породы в различной степени преобразованы вторичными процессами выщелачивания и перекристаллизации, которые привели к образованию пустот (каверн и пор).

Средний отдел – С2

Башкирский ярус (С2b)

В пределах рассматриваемой территории отложения среднего карбона характеризуются неоднородным составом, большой дифференциацией толщин и разной полнотой стратиграфического объема отложений.

Отложения среднего карбона установлены на месторождении Тенгиз (палеонтологически подтверждены отложения нижнебашкирского подъяруса) и на соседних карбонатных месторождениях (выделяются породы нижнебашкирского подъяруса и московского яруса).

Нижнебашкирский подъярус представлен краснополянским, северо-кельтменским и прикамским горизонтами.

В низах краснополянского горизонта повсеместно отмечаются известняковые песчаники и гравелиты, основную массу которых составляют обломки карбонатных пород серпуховского возраста, в небольшом количестве присутствуют обломки криноидей, брахиопод и раковинки фораминифер.

В отложениях северо-кельтменского и прикамского горизонтов часто встречаются прослои биоморфных фораминиферово-водорослевых известняков и ракушняковые песчаники.

Отложения краснополянского-северо-кельтменского и прикамского горизонтов сложены мелководными известняками, среди которых преобладают оолитовые и водорослевые разности, широким распространением пользуются известняковые песчаники. Мощность отложений составляет 180–200 м.

Верхний отдел – С3

В Тенгиз-Каратонской зоне эти отложения отсутствуют.

Пермская система

Нижний отдел – Р1

Отложения пермского возраста залегают со стратиграфическим несогласием на размытой поверхности различных горизонтов нижнего, среднего и кое-где верхнего карбона, и перекрывают как наиболее погруженные, так и приподнятые участки палеорельефа.

В Тенгиз-Каратонской зоне, на структурах Тенгиз, Ансаган, Королевская и Каратон, подсолевые нижнепермские отложения развиты повсеместно. Они хорошо выделяются на каротажных диаграммах по высоким значениям гамма-каротажа. Толщины отложений сильно дифференцированы: на приподнятых структурах они значительно меньше, а на склонах и в погруженных участках увеличиваются.

Отложения артинского яруса на площади представлены преимущественно аргиллитами с прослоями глинистых, практически непроницаемых известняков, циклическим переслаиванием детритовых, оолитовых известняков и известковистых песчаников с прослоями витрокластического туфа, отмечены следы нефти или светло-желтого битумоида, в межкристаллических пустотах размером 0,1-0,8 мм, возникших в результате выщелачивания кальцита из матрицы.

В пределах структуры Тенгиз отложения пермского возраста были вскрыты многими скважинами. Они характеризуются широким развитием в разрезе аргиллитов, аргиллитоподобных глин, мергелей, известняков и доломитов. Характерная их особенность – широкое площадное развитие туфопелитов и присутствие в нижней части разреза прослоев лито-витрокластических туфов. Глинистые породы часто горизонтально слоистые и содержат большое количество карбонатного материала. В породе присутствует битум, который распределен в виде линейно вытянутых полос, что создает микрослоистую текстуру породы. В отдельных прослоях есть скопления остатков кремневых скелетов радиолярий. В верхней части отложений часто отмечается интенсивная доломитизация.

Литология артинских отложений выявлена по газовому каротажу. Артинские отложения представлены мощным пластом аргиллита с переслаиванием мергелистого известняка.

Кунгурский ярус (Р1к)

В разрезе кунгурского яруса выделяются 3 толщи: нижняя – сульфатно-терригенная, средняя – галогенная, верхняя – также сульфатно-терригенная. В пределах исследуемого разведочного блока в основном вскрыты средняя и верхняя толщи кунгурских отложений.

Средняя галогенная толща сложена однородным по составу комплексом пород – каменной солью. Соль белая бледно-голубая или полупрозрачного цвета. Иногда в толще

каменной соли встречаются тонкие прослои сульфатных, песчано-глинистых и карбонатных пород.

Верхняя сульфатно-терригенная толща литологически представлена гипсом, ангидритом, с прослоями известняков, доломитов, песчаников и глин.

Вскрытая толщина соленосных отложений составляет 120–1910 м.

Мезозойская группа Mz

Мезозойская группа представлена отложениями пермотриаса, юры и мела.

Пермотриас – РТ

Отложения пермотриаса литологически представлены глинами с прослоями песков и песчаников. Глины светло-серые, темно-серые, темно-бурые, песчанистые, слабо известковистые, слюдистые, местами углистые. Пески серые, средне и крупнозернистые. Песчаники известковисто-глинистые, мелко и среднезернистые. Встречаются прослои конгломератов и включения фосфоритовой гальки.

Толщина пермотриасовых отложений колеблется от 280 м (скв. 11 Досмухамбетовское) до 573 м (скв. 21 Актобе).

Юрская система – J

Отложения юрской системы представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел – J1

Отложения нижней юры литологически сложены в основном песчаниками и песками мелко и среднезернистыми, часто водоносными с прослоями глин. Прослои глин имеют различную толщину. Глина серая, светло-серая и серовато-бурая с растительными остатками. По плоскостям наслоения налеты алевритового песка. Среди глин иногда встречаются кремневые и кварцевые гальки.

Вскрытая толщина нижнеюрских отложений от 18 (скв. 421 С. Нуржанов) м до 126 м (скв. 3 Досмуханбетовское).

Средний отдел – J2

Отложения средней юры представлены келловейским ярусом, который в свою очередь тоже делится на 3 подъяруса: нижнекелловейский, среднекелловейский и верхнекелловейский. Вскрытая толщина среднеюрских отложений достигает до 776 м (скв. 503 С. Нуржанов).

Нижнекелловейский подъярус (J2к1)

Верхняя часть разреза представлена песчаником серым, темно-серым, аркозовым (кварцево-полевошпатовым), мелкозернистым, крепким, с включениями ОРО, на глинистом цементе, с тонкими прослойками алевролита.

Нижняя часть сложена алевролитом, темно-серым, граувакковым, крепким, на глинисто-известковистом цементе.

Среднекелловейский подъярус (J2к2)

Литологически отложения подъяруса представлены песчаниками с маломощными прослойками аргиллита.

Песчаник от серого и светло-серого до темно-коричневого цвета, мелкозернистый, кварцевый, средней твердости, средней плотности, пористый, с включениями углефицированных растительных остатков.

Аргиллит серый, темно-серый, средней твердости, плотный, текстура слоистая, известковистый, с повышенным содержанием органических веществ (УРО), с включениями пирита.

Верхнекелловейский подъярус (J2к3)

Отложения подъяруса сложены переслаиванием песчаника, аргиллита и алевролита.

Песчаник от светло-серого до темно-коричневого цвета, мелкозернистый, нетрещиноватый, с обильными включениями кварца, кальцита, пирита, углефицированных растительных остатков.

Аргиллит темно-серой и серой окраски, средней твердости, плотный, известковистый, с глинистым цементом, слоистая.

Присутствуют вкрапления пирита и халькопирита и множество маломощных прослоек песчаника и алевролита.

Толщина отложений келловейского яруса колеблется в пределах от 34 м (скв. НСВ–1 северо-восточное крыло С. Нуржанов) до 119 м (скв. НСВ–1 северо-восточное крыло С. Нуржанов).

Верхний отдел – J3

В верхнеюрском разрезе выделяются оксфордский и волжский ярусы.

Оксфордский ярус (J3o)

Литологически представлен глинисто-песчанистыми отложениями, алевролитами. В верхней части яруса залегают глинисто-карбонатные породы. Глины серые, зеленовато-серые с отпечатками флоры.

Толщина отложений в пределах 20 (скв. 431 С. Нуржанов) – 36,9 м (скв. НСВ–1 С. Нуржанов северо-восточное крыло).

Волжский ярус (J3v)

Представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, глин, известняков доломитов и мергелей. Мергель серый и серовато-зеленый, крепкий с прожилками кальцита. Глина темно-серая с буроватым оттенком. Песчаник крупнозернистый.

Толщина волжских отложений варьирует от 173,2 м (скв. 323 Зап.Прорва) до 272 м (скв. 42 С. Нуржанов).

Меловая система – К

Меловые отложения представлены мощной толщей песчано-глинистых и карбонатных осадков и представлены нижним и верхним отделами.

Отложения нижнего мела представлены валанжинским ярусом, неокомским надъярусом, аптским и альбским ярусами.

Валанжинский ярус (K1v)

Разрез валанжинского яруса по литологии разделяется на 2 части. Нижняя часть сложена крепкими песчаниками с прослоями мергелей, известняков и доломитов. В верхней части залегают глины серые с зеленоватым оттенком, плотные, местами карбонатные.

Толщина этих отложений изменяется от 28,5 м (скв. 1 С. Нуржанов) до 190 м (скв. 7 Досмухамбетовское).

Неокомский надъярус (K1nc)

В пределах Каратон подсолевого разведочного блока в составе неокомского надъяруса выделяются глинисто-карбонатно-песчанистые отложения готерива и преимущественно глинистые породы баррема.

Глины серые, серовато-зеленые, кирпично-красные и пестроцветные, с неровным изломом, алевритистые, местами с тонкими прослоями алеврита, плотные песчанистые, карбонатные.

Песчаники серые, зеленовато-серые, мелко и среднезернистые, полимиктовые.

Пески и алевриты зеленовато-серые, уплотненные, слюдистые, с прослоями песчаников и глин.

Мергели, доломиты и известняки серые, зеленовато-серые, темно-серые, крепкие с прослоями песчаников.

Толщина неокомских отложений составляет 25 м (скв. 24а Каратон) до 531 м (скв. 23 Досмухамбетовское).

Аптский ярус (K1a)

Отложения аптского яруса залегают на размытой поверхности барремского яруса. Литологически аптские отложения представлены глинами темно-серыми, черными, плотными, жирными на ощупь, известковистыми, слюдистыми, слабопесчанистыми с тонкими прослойками тонкозернистого слюдистого песка. В толще глин встречаются прослойки песчаников, песков и мергелей.

Толщина отложений аптского яруса составляет 64 м (скв. 65,74 С. Нуржанов) – 108,5 м (скв. 420 С. Нуржанов).

Альбский ярус (K1a1)

Отложения альбского яруса расчленяются на нижний, средний и верхний подъярусы.

Нижнеальбский подъярус (K1a11)

В подошвенной части подъяруса залегает базальный горизонт песков. Выше в разрезе преобладают глины темно-серые, плотные, жирные на ощупь, иногда слабопесчанистые с линзообразными включениями мелкозернистого глауконитового песка. Пески светло-зеленовато-серые, мелкозернистые, слабоуплотненные с включениями растительных остатков.

Средний альб (K1a12)

Среднеальбские отложения отличаются от нижнеальбских более светлой окраской и большей песчаностью. Литологически осадки представлены глинами темно-серыми, слабопесчанистыми, переходящими в серые, иногда зеленовато-серые, сильно песчанистые глины с прослоями мелкозернистого, слюдистого песка и алеврита. С глинами переслаиваются пески серые светло-зеленовато-серые, крепкие, мелкозернистые, слюдистые.

Верхний альб (K1a13)

Литологически отложения представлены песками с прослоями глин и песчаников. Песчаники зеленовато-серые, мелко и среднезернистые, плотно сцементированные, слюдистые. Пески зеленовато-серого цвета слюдистые, рыхлые с мельчайшими растительными остатками. Глины темно-серые и серые, тонкослоистые, алевритистые, плотные.

Толщина альбского яруса в пределах 497,5 м (скв. 5 С. Нуржанов) – 549 м (скв. 54 Досмуханбетовское).

Верхний мел – K2

Верхнемеловые отложения представлены сеноманским, турон+коньякским, сантонским, кампанским, маастрихтским и датским ярусами.

Толщина отложений верхнего мела варьирует от 348 м (скв. 23 Актобе) до 733 м (скв. 24 Каратон).

Сеноманский ярус (K2s)

Литологически толща представлена глинами, в верхней части песками. Глины темно-серые, слабо песчанистые, плотные с тонкими прослойками алевритового песка и алеврита. Песок серый со слабым зеленоватым оттенком, разнозернистый, глинистый с обуглившимися растительными остатками, изредка с прослоями песчаника и мергеля.

Турон-коньякский ярус (K2t+k)

Литологически отложения представлены мергелями и глинами. Мергели серовато и беловато-зеленые, слабопесчанистые, местами глинистые, слюдистые, плотные с прослоями плотного мела. Глины темно-серовато-зеленые, песчанистые, очень плотные с прослоями алевролитов. По всему разрезу встречаются обломки фауны и обуглившиеся растительные остатки.

Сантонский ярус (K2st)

Нижняя часть сантонского яруса представлена светло-зелеными мергелями и мергелистыми глинами с подчиненными прослоями беловато-зеленого мела. Мергели зеленовато-серые, песчанистые с многочисленными мелкими включениями мела разнообразной формы и различных размеров. Выше разрез почти полностью сложен мелом белым, беловато-серым со слабым зеленоватым оттенком, рыхлым.

Кампанский ярус (K2km)

Литологически осадки кампанского яруса представлены мергелисто-меловой толщей. Нижняя часть разреза представлена преимущественно мергелями серовато-зелеными с прослоями глинистого мела. Мел белый, глинистый с зеленоватым оттенком, плотный. Глины серовато-зеленые, песчанистые, плотные.

Маастрихтский ярус (K2m)

Литологически отложения маастрихта представлены более или менее однообразной толщей белого пясчег мела, содержащего тонкие пропластки и линзы серовато-зеленого и темно-зеленого, плотного, крепкого глинистого мергеля. Имеются прослойки глин светло-зеленовато-серых.

Датский ярус (K2d)

Литологически сложен белым, хрупким мелом с прослоями зеленовато-белых глин. В верхней части разреза залегает мергель темно-серый, глинистый, очень плотный, крепкий.

Палеогеновая система – Р

Отложения палеогеновой системы трансгрессивно залегают на отложениях датского яруса.

Нижняя часть разреза сложена мергелем серовато-зеленым, кирпично-красным, плотным, глинистым, тонкоплитчатым, с прослойками желтовато-серого и голубовато-белого известняка, местами с рыбными остатками и отпечатками фауны с редкими прослойками черной углистой глины. Верхняя часть представлена глинами серовато-зелеными, темно-зелеными известковистыми, плотными с редкими включениями обуглившихся растительных остатков и обломков фауны.

Толщина палеогеновых отложений изменяется от 204 м (скв. 19 Зап.Прорва) до 366 м (скв. 27 Актобе).

Четвертичная система – Q

Литологически отложения представлены глинами зелеными, серовато-зелеными, буровато-зелеными, коричневыми, вязкими, песчанистыми. В разрезе встречаются гнезда песка светло-серого, желтого, мелкозернистого, слюдистого. Встречаются обломки фауны хорошей сохранности.

Толщина четвертичных отложений изменяется в пределах 10 (скв. 652 С. Нуржанов) до 65 м (скв. 309 Зап.Прорва).

Для уточнения стратиграфических отбивок на планшеты некоторых скважин (по которым был проведен микрофаунистический анализ) были вынесены интервалы отбора керн, на основании которого определялся возраст пород.

На рисунке 4.1.2 приводится сопоставление скважин Каратон-1 – Каратон-3 – Каратон-5 с целью оценки выделенных по данным керн интервалов и сравнения коррелируемости между скважинами. Можно отметить, что выделенные интервалы уверенно отбиваются и отчетливо коррелируются от скважины к скважине.

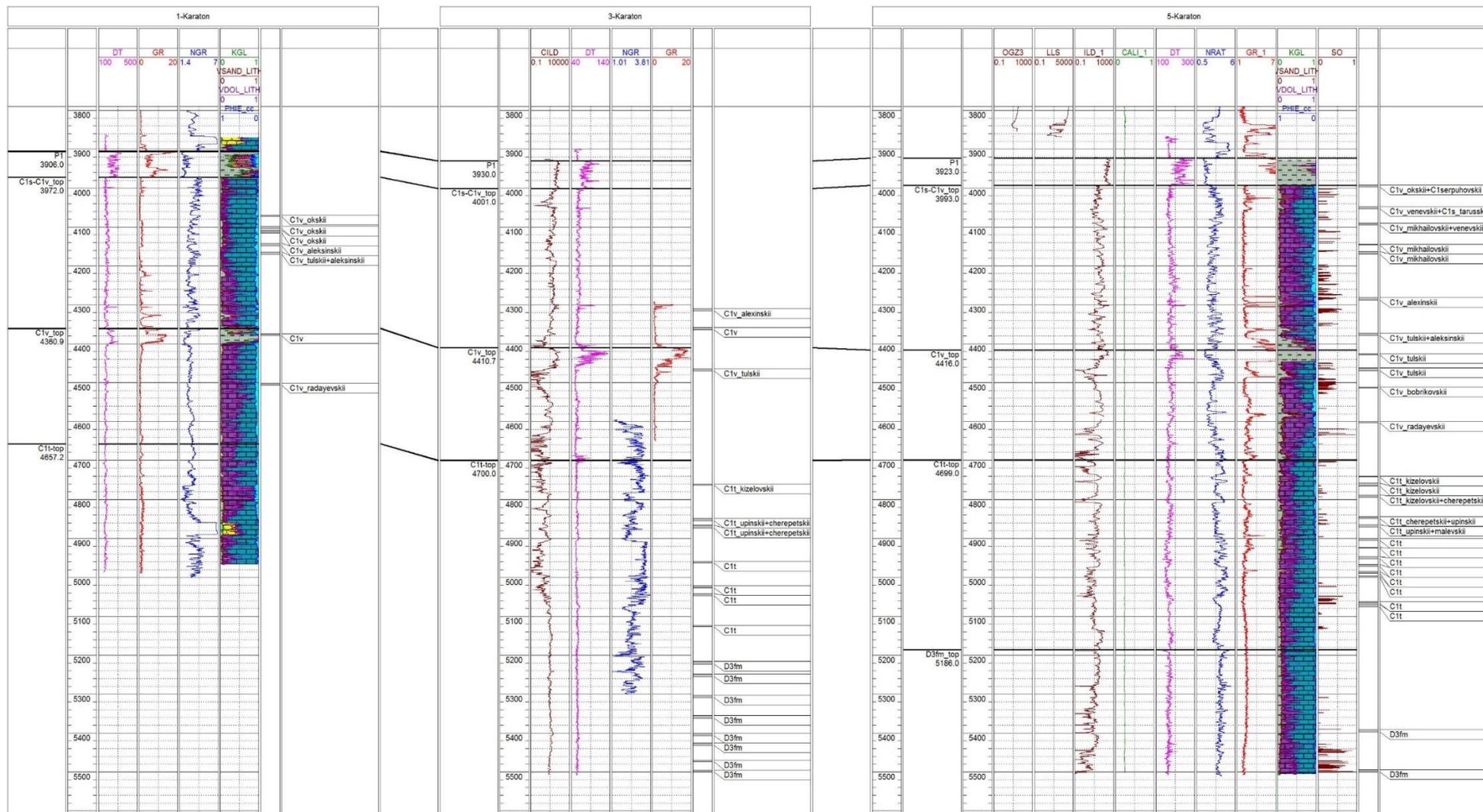


Рис. 4.1.2 - Фрагмент корреляции скважин Картаон-1-Каратон-3-Каратон-5 с указанием возраста пород

4.2. Тектоника

Юго-восточная часть Прикаспийской впадины относится к бассейну сочленения древней платформы и герцинского складчатого сооружения Южно-Эмбинского поднятия. Южно-Эмбинская герцинская складчатая зона разделяет Прикаспийскую впадину и Северо-Устюртский массив. Она представляет очень узкое (от нескольких километров до первых десятков километров) погребенное приразломное поднятие, сложенное интенсивно-складчатым средним палеозоем.

В пределах юго-восточной части Прикаспийской впадины поверхность фундамента залегает на глубинах от 7,0 до 13 км (Рис. 4.2.1).

По подсолевым отложениям, рассматриваемая территория приурочена к Жылыойскому карбонатному поднятию верхнедевонско-каменноугольного возраста, которое простирается в акваторию Каспийского моря. Поднятие включает Тенгиз-Каратонский карбонатный массив, Приморский вал, палеозойские поднятия Кашаган, Кайран, Актоты. Рассматриваемый в данном отчете участок приурочен к Тенгиз-Каратонской зоне.

Прикаспийская впадина является крупнейшей областью развития соляной тектоники. Соль имеет кунгурский возраст и в виде соляных куполов, гребней, валов, массивов, иногда достигающих огромных размеров, распространена на огромные территории.

Соляной тектогенез, в пределах исследуемого участка, имеет широкое распространение. Соли оказывают влияние на характер залегания пород и их преобразование, благодаря чему осадки сильно дислоцированы, смяты в различные рода складки и разбиты сбросами. Они образуют соляные купола и штоки, оказывающие сильное воздействие на формирование локальных структур в надсолевых отложениях.

Особенности структуроформирующих процессов, обусловленных солянокупольной тектоникой, предопределяет характер, тип и морфологию локальных структур, благоприятных для накопления и сохранения залежей углеводородов.

В зависимости от степени проявления солянокупольной тектоники, в надсолевом комплексе Прикаспийской впадины выделяются надсводовые структуры, периферийные структуры, структуры, экранированные крутыми склонами соляных ядер, подкарнизные структуры, межкупольные структуры.

Согласно сейсмическим исследованиям и данным бурения, в надсолевом комплексе выделяется три подэтажа: нижний – верхнепермско-триасовый, средний – юрско-меловой и верхний-палеогеновый покровный. Отложения нижнего подэтажа залегают в межкупольных прогибах. Строение этих отложений характеризуют внутрипермотриасовые

РТ горизонты. На данном блоке эти отложения изучены слабо, по внутрипермотриасовым горизонтам не выполнялись структурные построения.

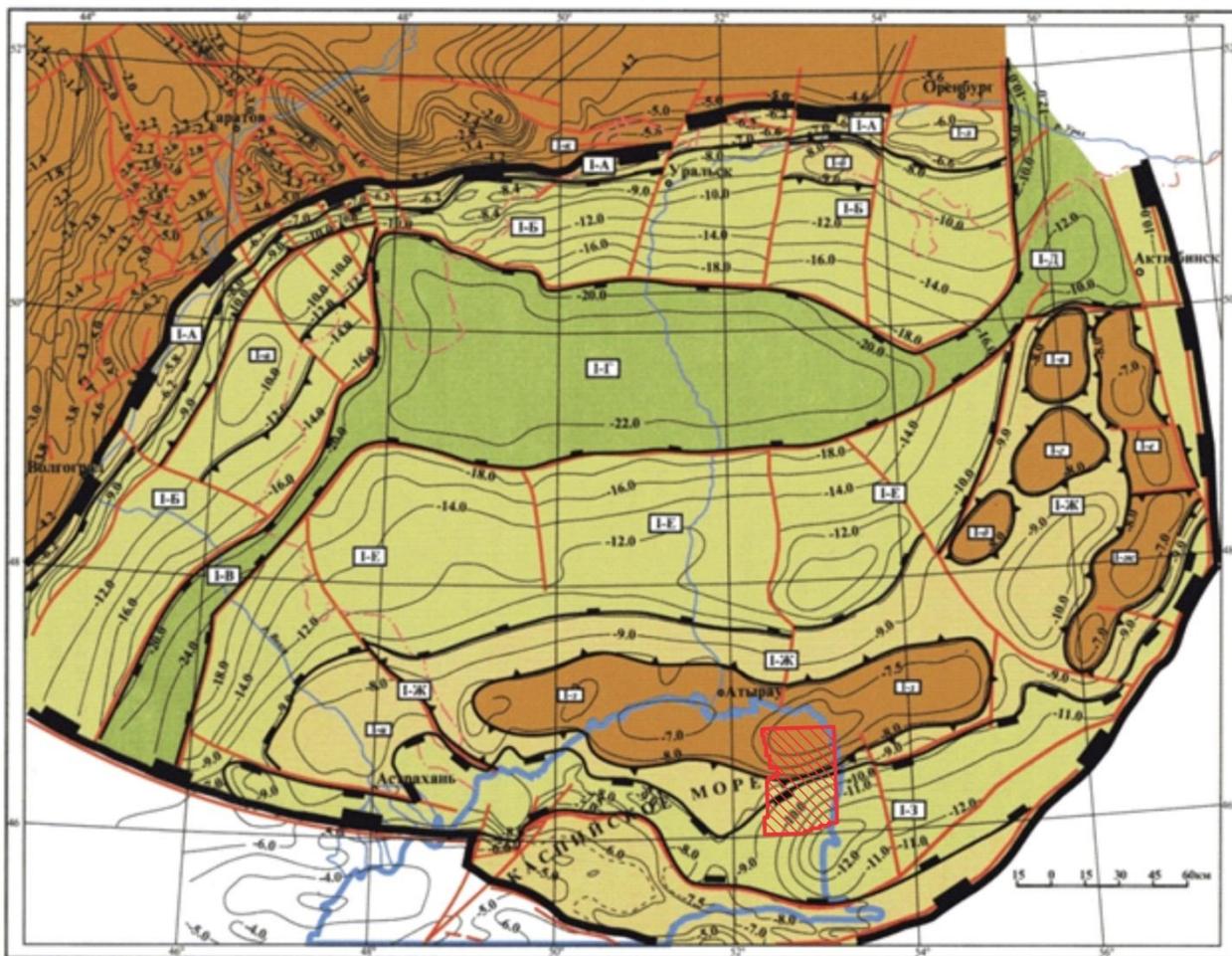


Рис. 4.2.1 - Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской НГП (ИГН им. К. И. Сатпаева, авторы: Ровнин Л. И., Чакабаев С. Е., Неволин Н. В., 1986 г).

Тектонический анализ площади начинался с регионального уровня, рассматриваемый участок Каратон подсолевой расположен в пределах Гурьевского блока, в непосредственной близости от Тугаракчанского рифта (рис. 4.2.2). Согласно более поздней карте, с использованием данных магниторазведки, Гурьевский блок включает Атыраускую и Кульсаринскую тектонические ступени, а участок исследования расположен непосредственно в районе их сочленения (рис. 4.2.3).

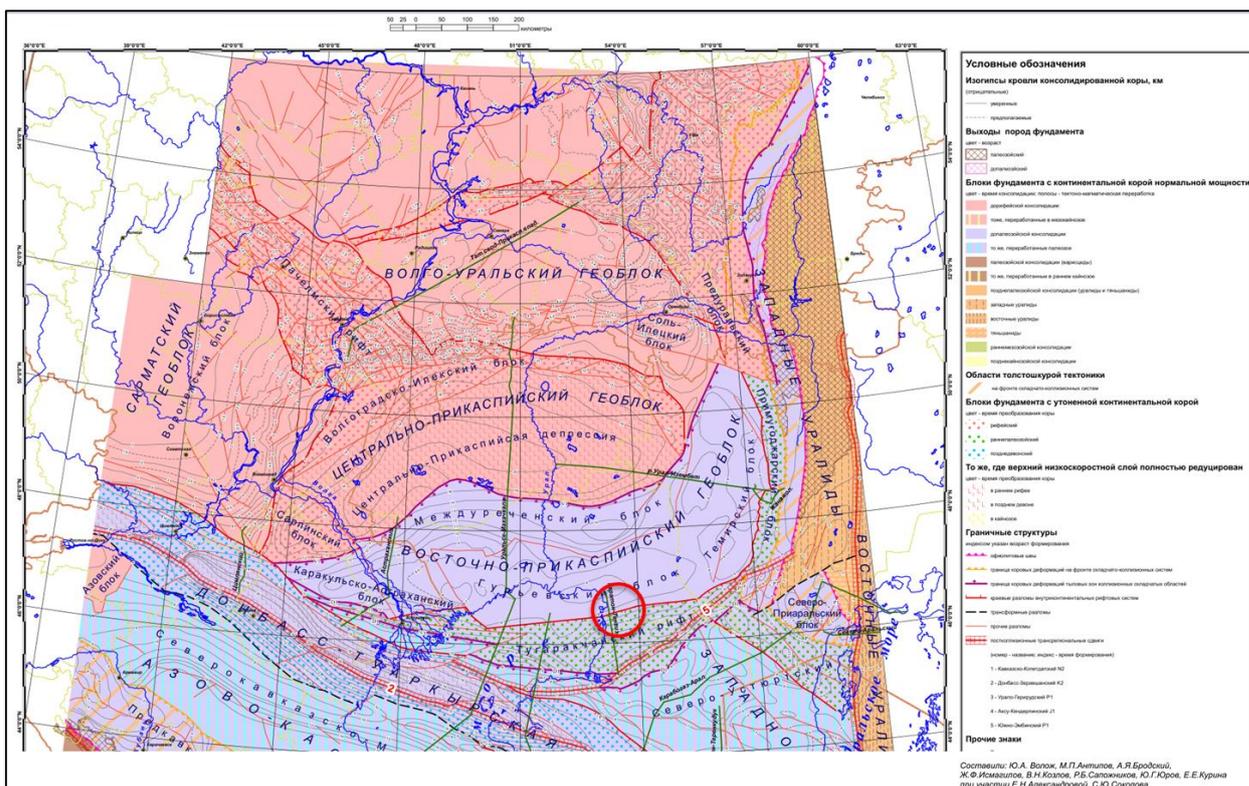


Рис. 4.2.2 - Структурно-тектоническая карта консолидированной коры Каспийского региона (Ю.А. Волож и др.)

Следуя гипотезе внутриконтинентальной палеорифтовой истории развития Прикаспийской впадины, предполагается два этапа рифтогенеза: рифейский пассивный рифтинг и девон-каменноугольный пассивный рифтинг. Таким образом, формирование допалеозойских и палеозойских отложений сопровождалось преимущественно тектоническими процессами растяжения. В то же время, значительное влияние на формирование Южного геоблока, включающего Гурьевский блок, оказали столкновения гетерогенных блоков Казахского щита на востоке и Северо-Устьуртского микроконтинента на юге.

В надсолевом интервале изучаемая площадь относится к Каспийско-Южно-Эмбинской моноклинали (Рис. 4.2.4).

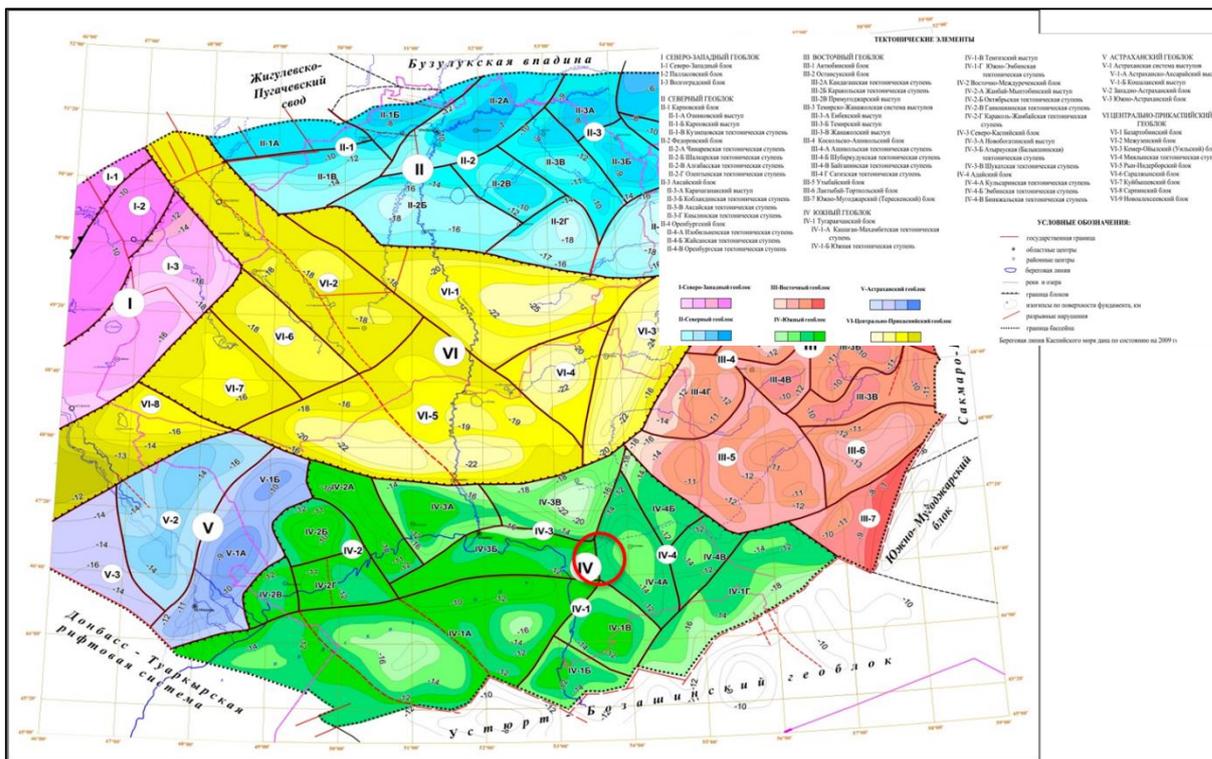


Рис. 4.2.3 - Схема структурно тектонического районирования фундамента с использованием данных магнитной съемки 2011-2012 гг. (Абилхасимов Х.Б.)

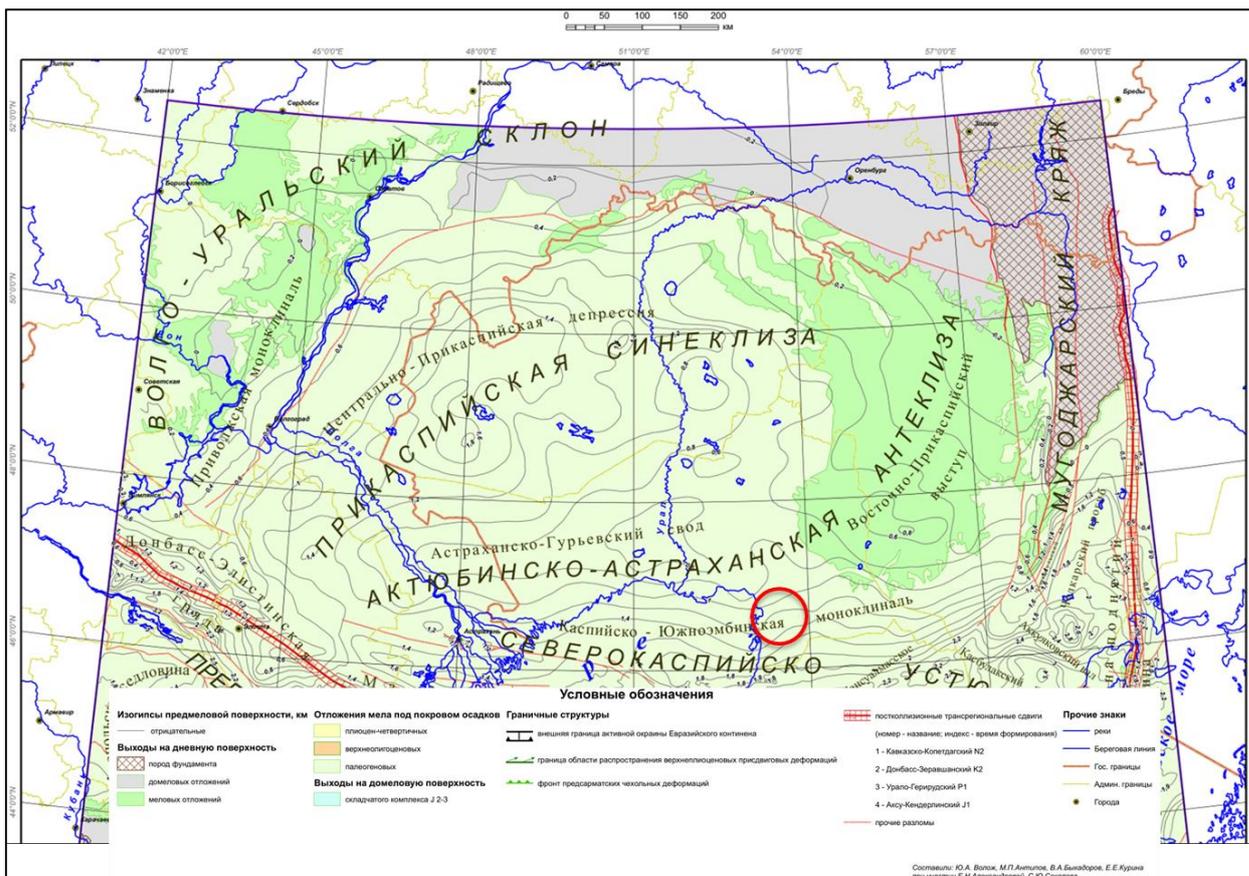


Рис. 4.2.4 - Структурно-тектоническая карта предельной поверхности Каспийского региона (Ю.А. Волож и др.)

На рисунке 4.2.5 представлен региональный геологический разрез по направлению Каратон – Тенгиз, примерное положение на разрезе площади Каратон подсолевой указано синим полигоном. Стоит отметить, что тектонические процессы в надсолевом комплексе пород неразрывно связаны с явлением самого галокинеза и образованием соляных диапиров.

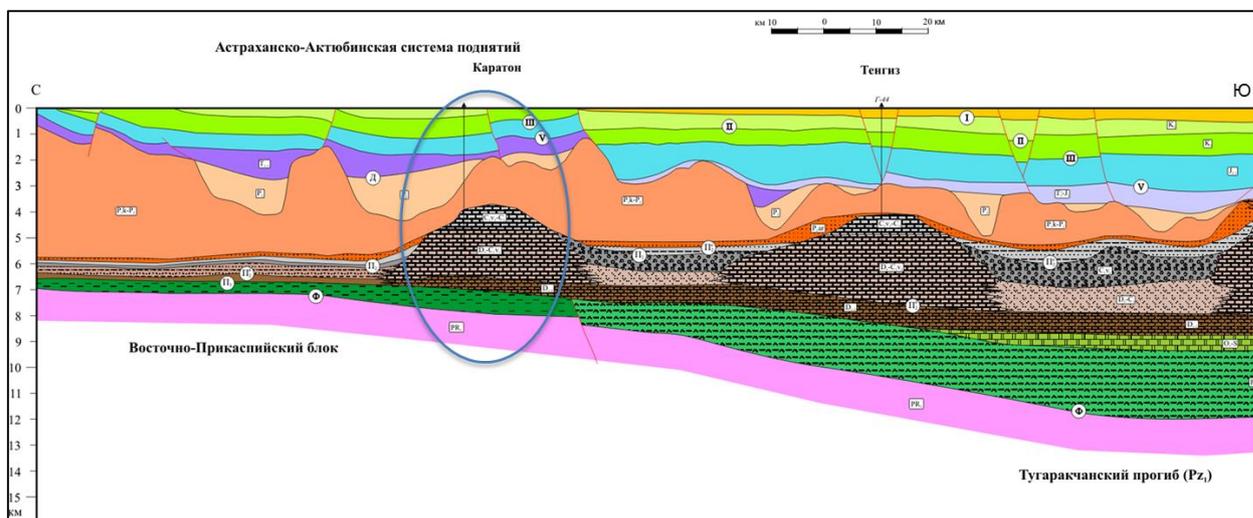


Рис. 4.2.5 - Прикаспийская впадина, региональный геологический разрез Каратон-Тенгиз

На рисунке 4.2.6 показана палеотектоническая реконструкция регионального геологического разреза по линии Каратон-Тенгиз (Ю.А. Волож и др.) начиная с кунгурского времени, когда соль отлагалась в пластовом виде, и по наши дни. На данных разрезах хорошо заметно в какой степени рост и последующая деформация соляных диапиров оказали влияние на формирование сбросовой тектоники надсолевого комплекса.

Таким образом, с региональных позиций можно констатировать преобладание процессов растяжения в целевых интервалах как надсолевого, так и подсолевого комплексов, что способствовало формированию разрывных нарушений сбросового типа.

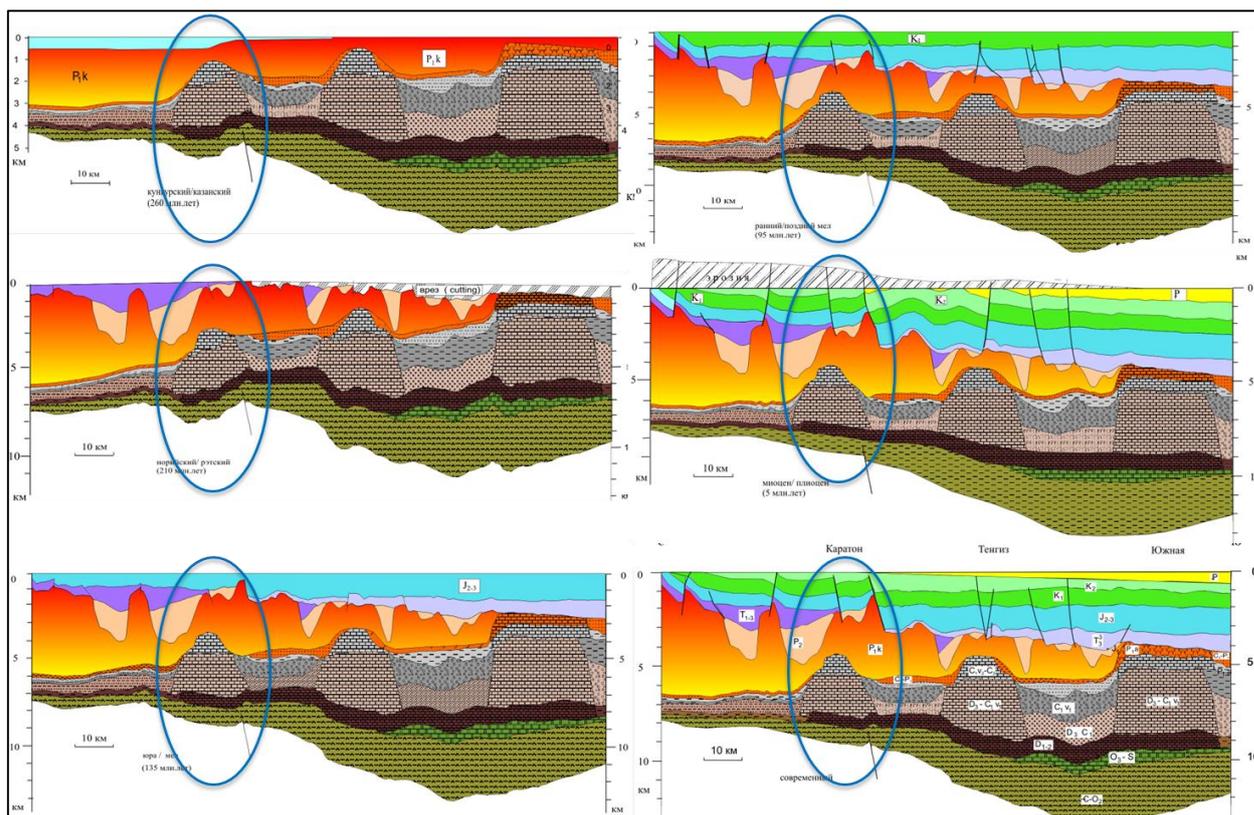


Рис. 4.2.6 - Палеотектоническая реконструкция геологического разреза Каратон-Тенгиз с кунгурского по палеогеновое время (Ю.А. Волож и др.)

В 2016 году компанией ТОО «PGS Kazakhstan» на месторождении Каратон и прилегающей территории была проведена обработка и интерпретация сейсморазведочных данных. Были проинтерпретированы 13 отражающих горизонтов:

- II – реперный отражающий горизонт в отложениях апта.
- III – подошва меловых отложений.
- IV – граница средней и нижней юры.
- V – подошва юрских отложений.
- РТ-2 – поверхность условного горизонта в пермтриасовом комплексе.
- РТ-1 – поверхность условного горизонта в пермтриасовом комплексе.
- VI – поверхность соленосных отложений кунгурского яруса нижней перми.
- П₁ – поверхность подсолевых отложений.
- П₂ – поверхность нерасчлененной толщи серпуховского и визейского ярусов нижнего карбона.
- С1v – поверхность визейского терригенно-карбонатного комплекса пород (С1v).
- П₂' – поверхность верхнедевонско-турнейских отложений.
- П_{2д} – поверхность терригенно-карбонатных отложений эйфельско-раннефранского возраста.
- П₃ – поверхность раннепалеозойских (додевонских) отложений

На рисунке 4.2.7 представлен пример сейсмического разреза с указанием отражающих горизонтов.

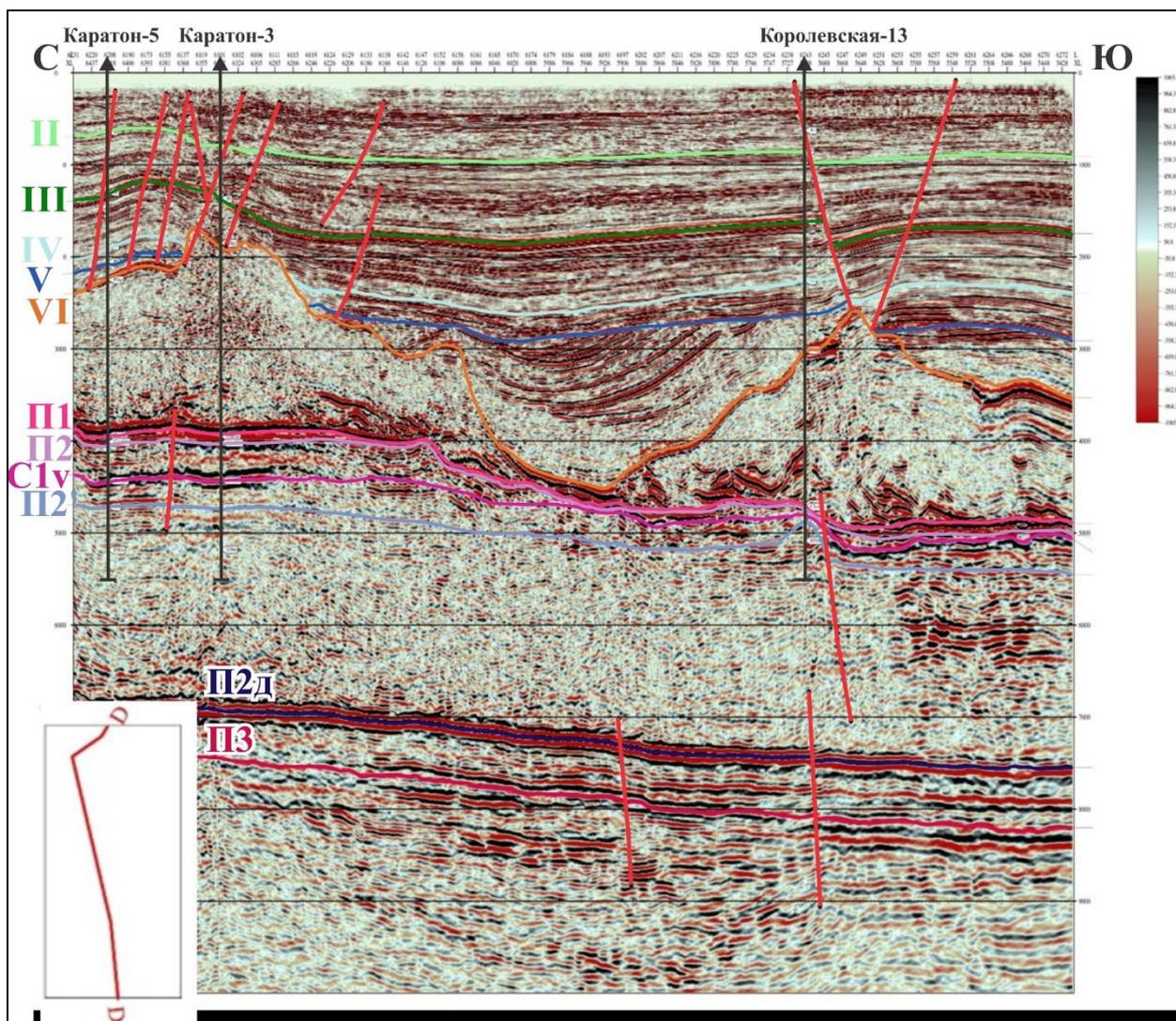


Рис. 4.2.7 - Сейсмический разрез через скважины Каратон-5, Каратон-3, Королевская 13

Ниже дается описание проинтерпретированных подсолевых горизонтов, рассматриваемых в данном проекте, начиная от верхнего к нижнему:

Горизонт **VI** стратиграфически относится к кровле пермской соли и служит основной региональной покрывкой. Отложения соленосного комплекса, в пределах участка Каратон, приурочены к соляному валу, протягивающемуся в северо-западном направлении. Диапазон глубин колеблется в пределах от -1850 м (в наиболее повышенной части) до -4900 м (в наиболее глубокой части (мульдовая часть)). Ориентировка гряды к северу расходитя в северо-восточном и юго-западном направлении. Именно соляная тектоника играет наибольшее значение при последующем постсолевом накоплении осадков, точнее на их структурный фактор.

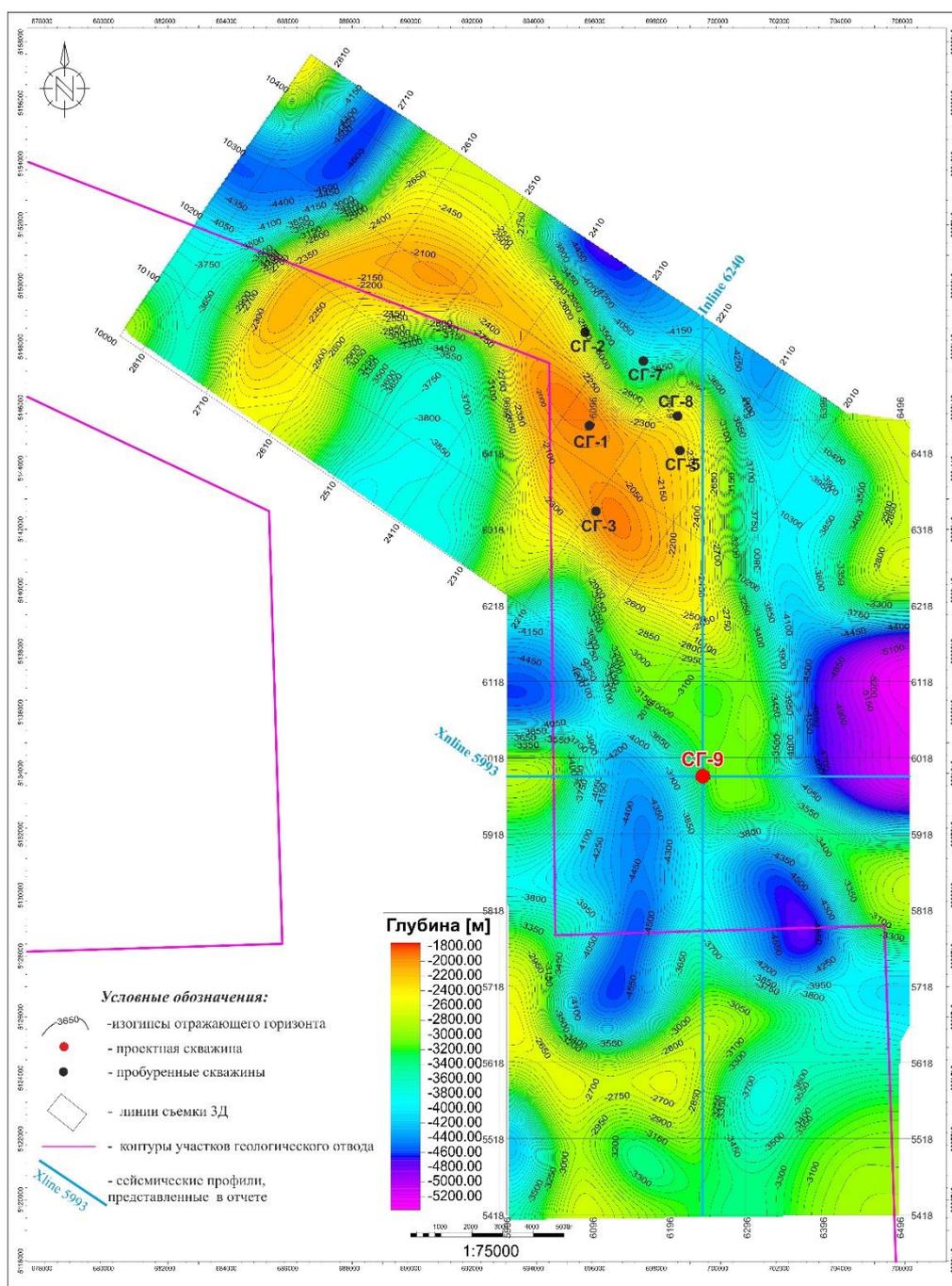


Рис. 4.2.8 - Структурная карта по ОГ VI поверхность соленосных отложений кунгурского яруса нижней перми (граф. прилож. 6)

Сейсмический горизонт П₁ (P₁ag-as) стратиграфически приурочен к кровле артинских глинисто-карбонатных отложений. Горизонт интерпретируется по положительной фазе средней интенсивности. На площади исследования горизонт прослеживается в интервале глубин от -3757 до -5583 метров (графическое приложение №7). В пределах данной поверхности в центральной части выделяется массивная залежь с площадными размерами 7,7x5,5 км, по замыкающей изогипсе -4333м, простирающаяся в субмеридиальном и субширотном направлении.

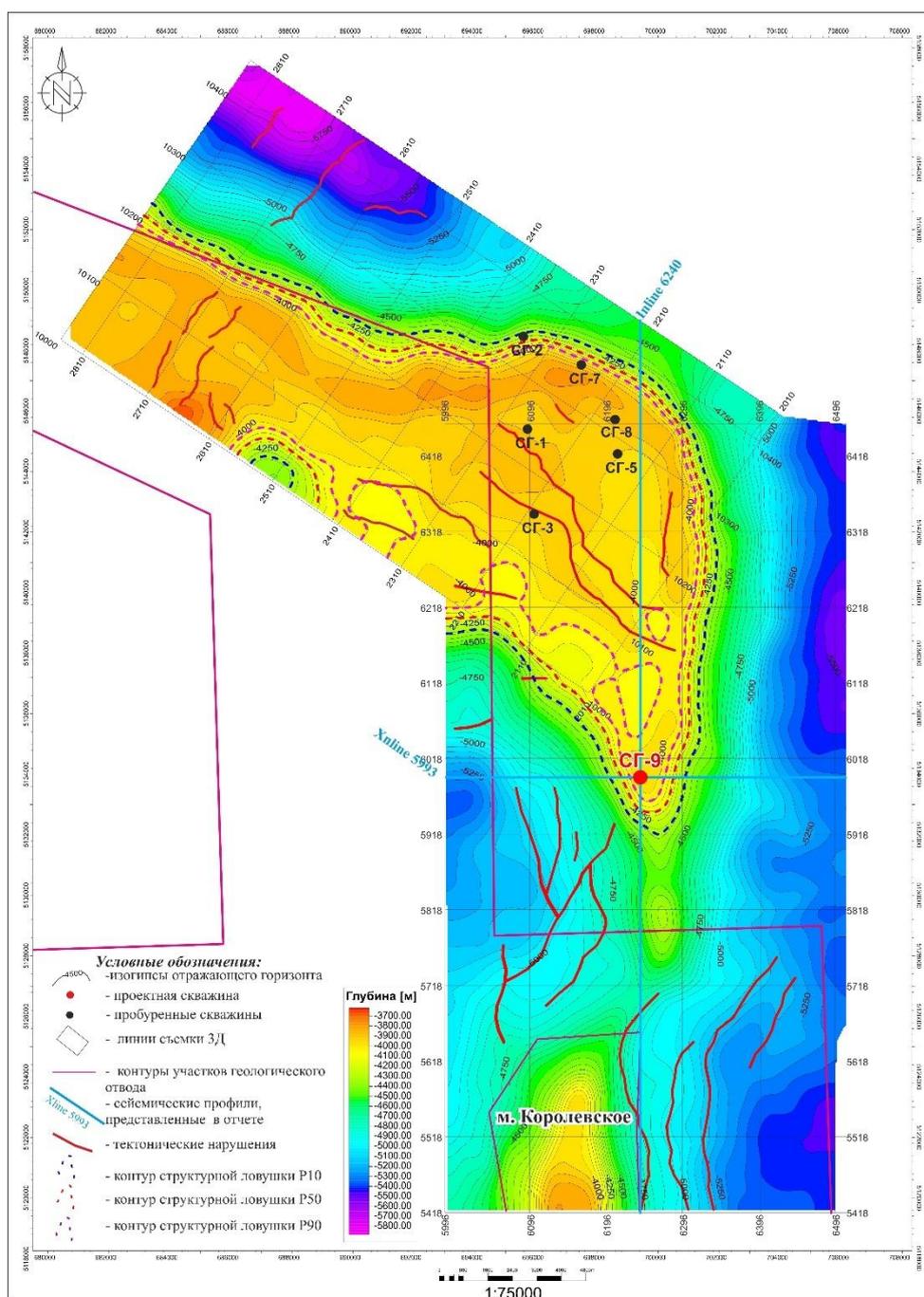


Рис. 4.2.9 - Структурная карта по ОГ П1 поверхность подсолевых отложений (граф. прилож. 7)

Сейсмический горизонт П₂ (C_{1S}-C_{1V}) представляет карбонатные отложения визейско-башкирского возраста. На сейсмической записи горизонт прослеживается по непрерывной отрицательной фазе. Горизонт погружается в северном и северо-восточном направлении и имеет выраженные поднятия вдоль борта платформенной части. Фиксируется в интервале глубин от -3632 м и до -5883 м (графическое приложение №8).

На **Ошибка! Источник ссылки не найден.** 4.2.10 показана структурная карта по кровле потенциального продуктивного горизонта с нанесенным условным водонефтяным контактом. Учитывая аналогию с месторождением, Тенгиз залежь предполагается

массивной. Модель была разделена на фациальные зоны – платформа, край платформы и римовая часть.

Подсчет ресурсов проводился по северной и южной частям, разделенные небольшой перемычкой.

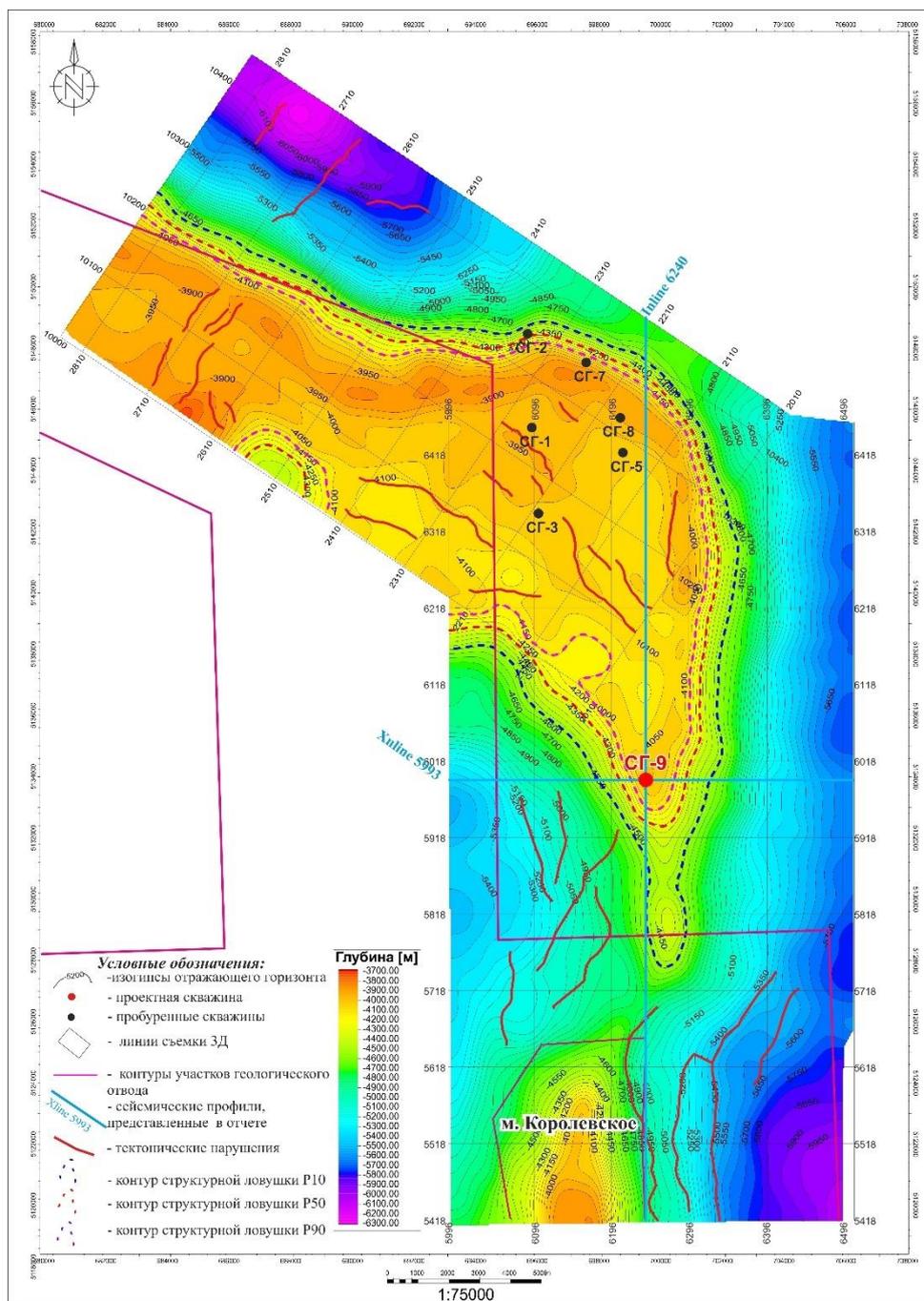


Рис. 4.2.10 - Структурная карта по ОГ П2 поверхность нерасчлененной толщи серпуховского и визейского ярусов нижнего карбона (C1s-C1v) (граф. прилож. 8)

Сейсмический горизонт C1v относится к трансгрессивному комплексу осадонакоплений бобриковского и других отложений визейского возраста. На сейсмических данных этот горизонт выделяется по сильной высокочастотной положительной фазе (особенно в платформенной и склоновой частях). Внутренний

характер отражений этого комплекса значительно варьируется в пределах площади исследования. Так, если в платформенной части мощность этого комплекса сопоставима с разрешающей способностью сейсморазведки, то на склоне мощность комплекса значительно вырастает и характеризуется последовательностью достаточно интенсивных высокочастотных отражений с признаками несогласий, ближе к бассейновой части интенсивность и частотность отражений падает. Горизонт коррелируется в интервале глубин от -4115 до -6345 м (графическое приложение №9).

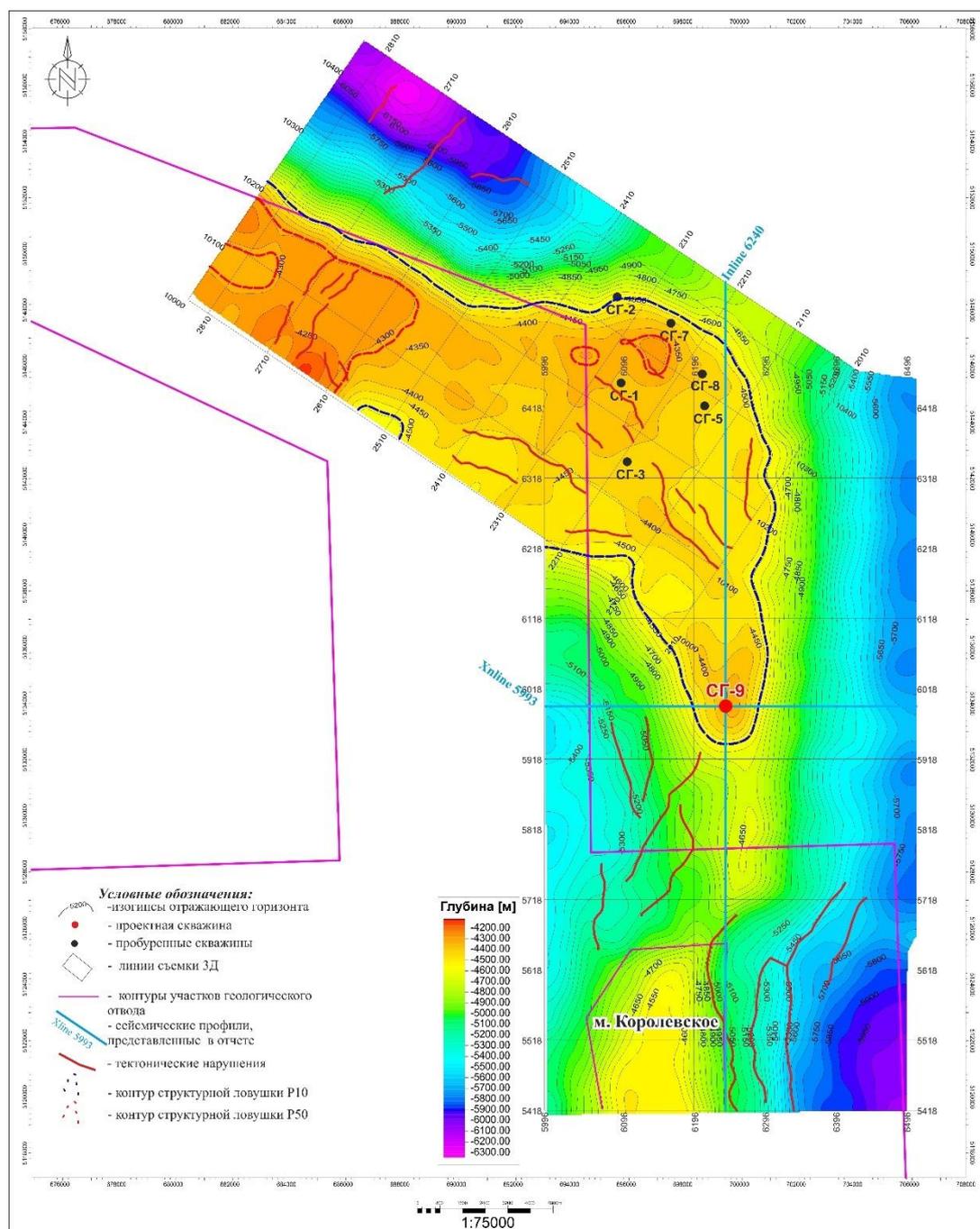


Рис. 4.2.11 - Структурная карта по ОГ C1v поверхность визейского терригенно-карбонатного комплекса пород (граф. прилож. 9)

Сейсмический горизонт Π_2' (C_{1t}) приурочен к поверхности верхнедевонско-турнейских терригенно-карбонатных отложений. Данный горизонт прокоррелирован по отрицательной фазе. Поверхность отложений характеризуется неустойчивой прерывистой фазой низкой интенсивности. Отражения внутри комплекса слабоамплитудные и хаотичные в платформенной части и более выраженные на склоне. На исследуемой площади горизонт регистрируется в интервале глубин от -4431 до -6725 метров (графическое приложение №10). В структурном плане горизонт имеет унаследованный характер с резким погружением в склоновой части в северном и северо-восточном направлениях.

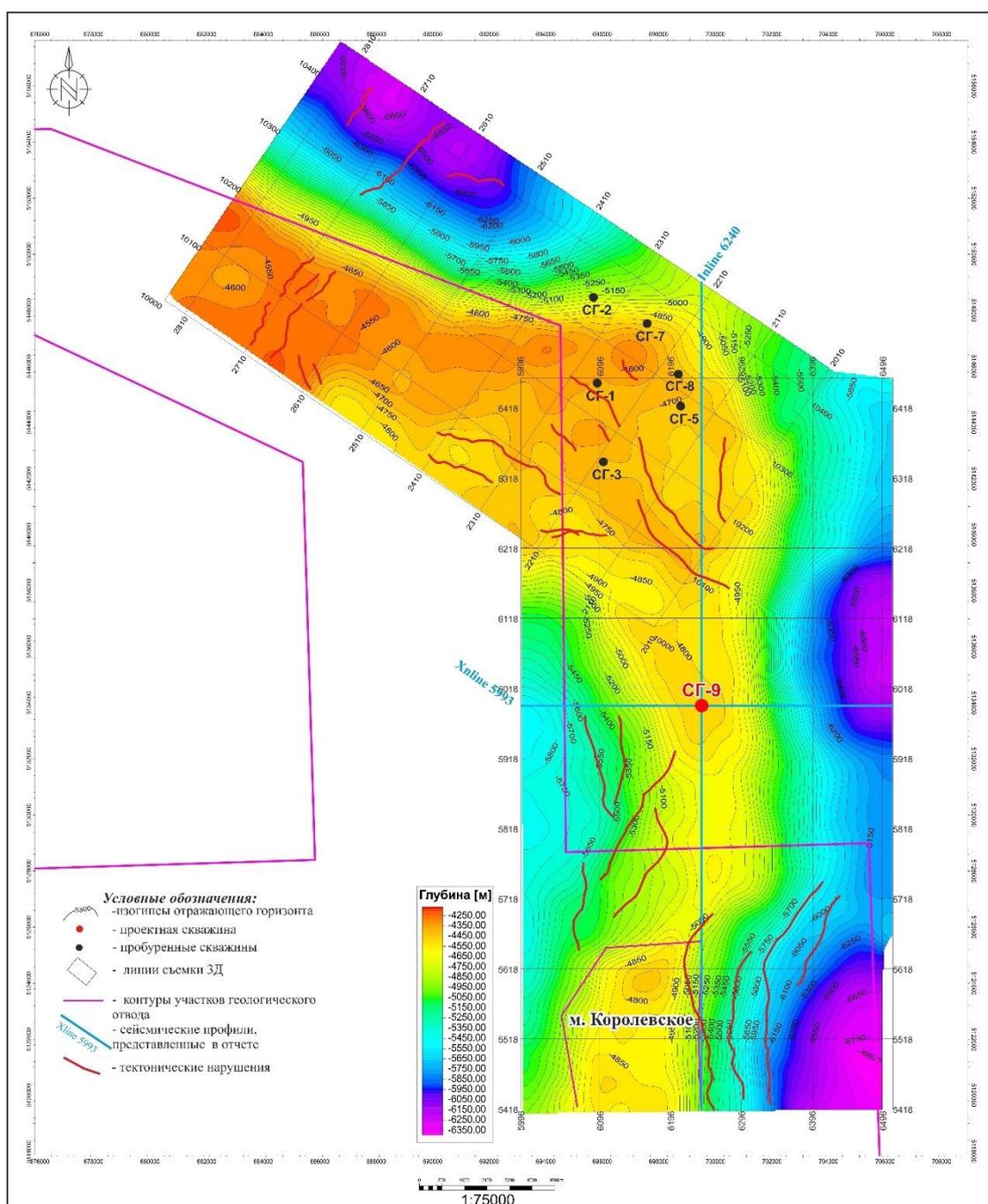


Рис. 4.2.12 - Структурная карта по ОГ Π_2' поверхность верхнедевонско-турнейских отложений (граф. прилож. 10)

Сейсмический горизонт П_{2д} представляет поверхность терригенно-карбонатных отложений эйфельско-раннефранского возраста. В волновом поле интерпретировался по первой положительной фазе в толще отражений высокой интенсивности. Интервал прослеживания горизонта от -6375 до -7168 метров (графическое приложение №12).

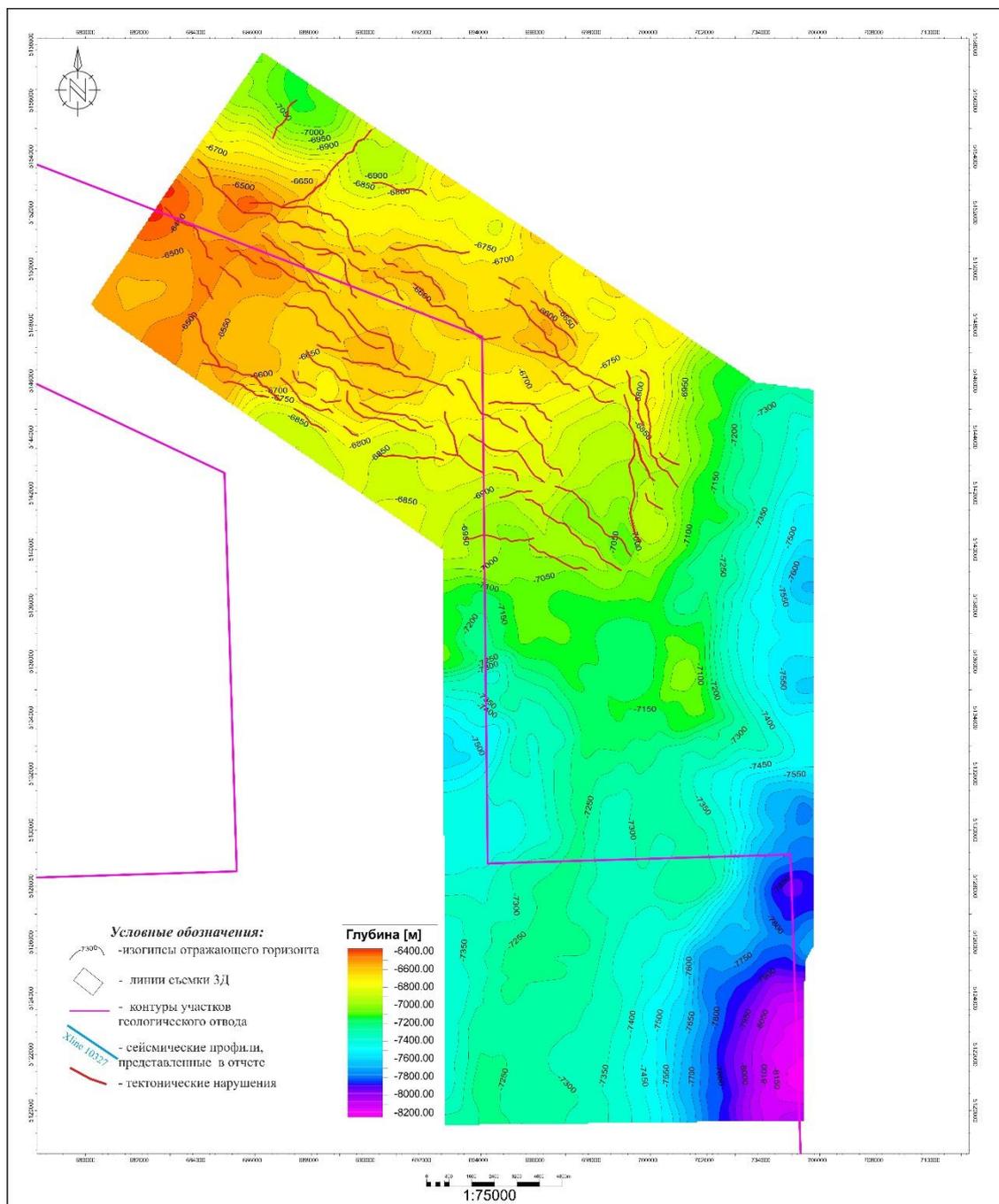


Рис. 4.2.13 - Структурная карта по ОГ П_{2д} поверхность терригенно-карбонатных отложений эйфельско-раннефранского возраста (граф. прилож. 12)

Сейсмический горизонт П₃ приурочен к поверхности раннепалеозойских (додевонских) отложений. В волновом поле горизонт выделяется в подошве пачки высокой интенсивности, коррелировался по отрицательной фазе. Интервал регистрации отражений варьируется от -6896 до -7863 метров (графическое приложение №13).

4.3. Нефтегазоносность

Нефтегазоносность карбонатных отложений карбона и девона носит региональный характер. К разрабатываемым месторождениям относятся Тенгиз и Королевское. В данных месторождениях залежи приурочены к башкирскому, серпуховскому, окскому, турнейскому, визейскому и фаменскому ярусу.

Также нефтегазоносность подсолевых отложений доказана на м. Ансаган и Тажигали. На площадях Пустынная и Северный Култук получены прямые признаки нефтегазоносности подсолевого комплекса.

Подсолевая структура Тенгиз, приуроченная к Каратон-Прорвинской зоне поднятий, подготовлена МОВ в 1974 г. Разведочное бурение начато в 1980 г. и в том же году открыто месторождение. Месторождение находится в разработке с 1991 г.

Основным продуктивным комплексом месторождения являются карбонатные башкирско-верхнедевонские отложения, составляющие формацию органогенных известняков, залегающих на глубинах 3935–5377 м.

Залежь массивная высотой 1548 м. Разрез продуктивной толщи сложен преимущественно обломочными, органогенно-обломочными известняками и доломитизированными мергелями. Коллекторы трещинные, каверно-трещинные, порово-трещинные, трещинно-поровые, с открытой пористостью 0,1–24% и проницаемостью 1–30 мкм². Коэффициент нефтенасыщенности 0,82. Газосодержание 515 м³/т, начальный дебит нефти 500 м³/сут. при 10 мм штуцере. Начальное пластовое давление 84,24 МПа, температура 105°С.

Нефть Тенгизского месторождения легкая, маловязкая, низкозастывающая, сернистая, парафинистая, с небольшим содержанием смолисто-асфальтеновых веществ, с высоким выходом светлых фракций. Нефть имеет низкое содержание ванадия и никеля.

По углеводородному составу нефть относится к нефтям метанового типа. По мере повышения температур отбора фракций, значения плотности, вязкости, температуры застывания, содержания асфальто-смолистых веществ растут.

Месторождение Королевское в подсолевых отложениях было открыто в 1986 г. Месторождение находится в разведке по подсолевым отложениям. Залежь надсолевого комплекса законсервирована. Месторождение находится в Эмбинском районе Атырауской области, в 150 км к юго-востоку от г. Атырау и в 20 км к северо-востоку от м. Тенгиз. Структура подготовлена региональными геолого-геофизическими работами 1960–1975 гг. и детализирована сейсморазведкой МОГТ в 1975 г. Первооткрывательницей явилась скв. К–10, в которой при опробовании интервала 4766–4795 м был получен фонтан нефти дебитом 432 м³/сут через 8 мм штуцер.

Продуктивность подсолевого комплекса приурочена к палеозойской антиклинальной складке тектоно-седиментационного типа. Складка имеет субмеридианальное простирание по замкнутой изогипсе -4800 м с размерами 8x5 км и амплитудой 850 м. Карбонатный массив подобно Тенгизскому по латерали ограничивается глубоководными глинисто-карбонатными отложениями, являющимися надежным флюидоупором для залежи нефти. Сверху массив непосредственно перекрывается глинисто-карбонатной толщей артинско-московского возраста и выше – сульфатно-терригенными-галогенными породами кунгурского яруса, которые выполняют роль покрышки для залежи нефти.

Выделение фациальных зон, выделение типов-коллекторов по разрезу аналогично Тенгизскому месторождению, с той лишь разностью, что на Королевском месторождении наблюдается некоторое ухудшение емкостных свойств пород, пористость в среднем 0,036 д. ед., нефтенасыщенность в среднем 0,72 д. ед.

Начальное пластовое давление 82,23 МПа, температура 114°C. Плотность нефти 0,802 г/см³. Нефть сернистая 0,72%, парафинистая 4,60%. Газосодержание 574 м³/т.

Подсолевым месторождением продуктивность которого связана с пермскими отложениями является месторождение Кайран.

Структура Кайран расположена в южной части краевой зоны Прикаспийского бассейна, в том месте, в котором этот бассейн пересекается с современной частью севера Каспийского моря.

Карбонатные структуры Кашаган, Кайран и Актоты представляют собой изолированные платформы, которые вначале сформировались и развились на этих структурах в течение периода от среднего девона до середины каменноугольного времени.

К среднему каменноугольному периоду площадь состояла по меньшей мере из семи карбонатных платформ и промежуточных бассейнов. Прикаспийская низменность обрамлена структурами кряжа Карпинского на юге и Урале – на востоке. Северная и западные границы образованы восточным пределом Восточно-Европейского кратона (Русской платформой).

Пермская карбонатная постройка месторождения Кайран является относительно локализованным объектом, образующим структуру с амплитудой 600 м и площадными размерами около 6 x 6 км. Она залегает поверх каменноугольной платформы, которая охватывает гораздо большую площадь.

Нефть месторождения характеризуется как легкая, сернистая, с высоким содержанием растворенного газа.

На самом же участке Каратон подсолевой было пробурено 5 поисковых скважин –

СГ-1, СГ-2, СГ-3, СГ-5 и СГ-7. Все скважины бурились как поисковые. Целью являлось поиск перспектив на углеводород в подсолевой части перспективного участка. Целевыми горизонтами являлись – карбонатные и девонские отложения.

Из пробуренных поисковых скважин все были испытаны в открытом стволе и только лишь поисковую скважину СГ-1 дополнительно перфорировали в колонне.

Результаты испытания скважин приведены ниже в таблице. 4.3.1.

Табл. 4.3.1 - Результаты испытаний в скважинах Каратон подсолевой

№ скв	Способ испытания	Дата начало и конец испыт., г	Интервалы опробования и испытания, м	Горизонт	Литологический состав	Давление пластовое, атм	Дебит воды. м3/сут.	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
СГ-1	В процессе бурения ИПГ	17.04.1975	3915-4015	Верхнеартинские - визейские	Известняк светло-серый, коричневатого-серые, мелкозернистый	710	Притока не получено	Интервал практически непроницаем
		13.05.1975	4029-4115	Визейские	Известняк темно-серый, почти черный	747	37	Интервал проницаем, насыщен пластовой водой.
		24.05.1975	4110-4187	Визейские	Известняк темно-серый, глинистый	759	62	Интервал проницаем, насыщен пластовой водой.
		21.07.1975	4285-4382	Визейские	Известняк буровато-серый, глинистый	768	4,8	Интервал слабо проницаем, насыщен пластовой водой.
		19.08.1975	4415-4533	Визейские	Известняк серый, крепкий, прослоями рыхлый	792	7	Интервал слабо проницаем, насыщен пластовой водой с растворенным газом.
		03.09.1975	4527-4632	Визейские		813	98	Интервал хорошо проницаем, насыщен пластовой водой с растворенным газом.
		23.09.1975	4715-4754	Турнейские	Известняк серый трещиноватый	844	7,2	Интервал слабо проницаем, насыщен пластовой водой с растворенным газом.
		05.10.1975	4748-4835	Турнейские	Доломит серый, плитчатый, известняк серый	865	51	Приток раствора с газированной пластовой водой. Интервал слабо проницаем, насыщен пластовой водой.
		18.10.1975	4834-4903	Турнейские	Известняк темно и светло-серый, крепкий, интервалами рыхлый	865	Притока не получено	Интервал непроницаем.
		14.11.1975	4895-5000	Турнейские	Известняк темно-серый, светло-серый крепкий, с гнездами кальцита		Притока не получено	Интервал непроницаем.
	В обсаженном стволе	19.11.1977	4435-4439 4417-4402	Визейские	Известняк серый рыхлый		Притока не получено	
		02.03.1978	4104-4111	Визейские	Известняк серый рыхлый		7,9	
		27.03.1978	4018-4026 3970-3978	Визейские	Известняк темно-серый, глинистый, трещиноватый		0,7	
		31.03.1978	3913-3923	Верхнеартинский	Известняк светло-серый		Притока не получено	

Продолжение таблицы 4.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
СГ-2	В открытом стволе	11.01.1976	4324-4405	Верхнеартинский	Известняк серый доломитизированный, сильно трещиноватый.		Приток раствора	Испытанный интервал имеет хорошо проницаемый пласт с неясным характером насыщения.
		25.01.1977	4162-4176	Кунгурский ярус	Ангидритовый конгломерат		Притока не получено	Пласт практически непроницаем.
		03.02.1977	4162-4177	Кунгурский ярус	Ангидритовый конгломерат		Притока не получено	
СГ-3	В процессе бурения ИПТ		4189-4288	Визейские	Известняк	751	170	
			4289-4364	Визейские	Известняк	781	20	
			4409-4450	Визейские	Известняк		Притока не получено	
			4457-4507	Визейские	Известняк		Притока не получено	
			4529-4596	Визейские	Известняк	853	396	
			4604-4657	Визейские	Известняк	812	Притока не получено	
			4659-4775	Визейский-турнейский	Известняк		Притока не получено	
			4710-4750	Турнейские	Известняк		Притока не получено	
			4830-4931	Турнейские	Известняк	833	Буровой раствор	
			5038-5103	Турнейские	Известняк	911	1,8	
			5229-5336	Девон (фамен)	Известняк	893	3,3	
			5330-5383	Девон (фамен)	Известняк		Притока не получено	
	5386-5451	Девон (фамен)	Известняк	965	Притока не получено			
	5448-5500	Девон (фамен)	Известняк	992	Притока не получено			
СГ-5	В процессе бурения ИПТ	04.09.1976	3885-3966	Кунгур - артинский			Притока не получено	Неперспективен по проницаемости.
		11.09.1976	3909-3999	Кунгур - артинский	Известняк темно-серый плотный	715	9,1	Слабо проницаем, насыщен пластовой водой
		18.09.1976	4003-4053	Серпухов - веневские	Известняк зеленовато-серый	742	3	Слабо проницаем, насыщен пластовой водой

Продолжение таблицы 4.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
СГ-5	В процессе бурения ИПТ	01.10.1976	4070-4132	Веневские - михайловские	Известняк темно-серый плотный		18	Слабо проницаем, насыщен пластовой водой
		08.10.1976	4128-4181	Михайловские	Известняк серый плотный, биоморфный	789	61	Проницаемые пласты, насыщенные водой
		15.11.1976	4316-4386	Тульские		771	Раствор дебитом 3м3/сут	Слабо проницаем.
		05.02.1977	4735-4820	Кизелевские - черепетские	Известняк темно-серый, серый мелкозернистый плотный	836	Притока не получено	Неперспективен по проницаемости.
		16.02.1977	4820-4900	Упинские - малевские	Известняк серый, мелкозернистый.	845	Притока не получено	Неперспективен по проницаемости.
		06.03.1977	4896-4972	Заволжские	Известняк серый, мелкозернистый, участками перекристаллизованный с органогенным детритом.	885	Притока не получено	Практический непроницаем
		18.04.1977	5130-5225	Заволжские - фаменский	Известняк серый трещиноватый	866	17,7	Слабо проницаем, насыщен пластовой водой
		30.04.1977	5230-5309	Девон (фамен)	Известняк серый, фораминифероаковатый, неравномерно перекристаллизован.	850	Притока не получено	Неперспективен по проницаемости.
		08.05.1977	5309-5358	Девон (фамен)	Известняк серый, микро и тонкозернистый, участками комковатый, неравномерно перекристаллизован.	875	Притока не получено	Практический непроницаем
		20.05.1977	5360-5437	Девон (фамен)	Известняк серый с тонкими трещинами, кавернозный	942	17,2	Слабо проницаем, насыщен пластовой водой
29.05.1977	5437-5500	Девон (фамен)	Известняк темносерый, мелкозернистый, глинистый, кальцит с органическими остатками.		Притока не получено	Неперспективен по проницаемости.		
СГ-7	В процессе бурения ИПТ	12.10.1976	3941-3953	Визейский	Известняк темно-серый плотный	738	2,5	Слабо проницаем, насыщен пластовой водой
		12.11.1976	4040-4088	Визейский	Известняк серый плотный	764	48	Проницаемые пласты, насыщенные водой
		21.12.1976	4175-4217	Визейский	Известняк серый трещиноватый	776	392	Хорошо проницаемые пласты, насыщенные водой

Продолжение таблицы 4.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
СГ-7	В процессе бурения ИПТ	13.02.1977	4330-4371	Визейский	Известняк светло-серый	801	810	Хорошо проницаемые пласты, насыщенные водой с растворенным сероводородом
		25.03.1977	4423-4480	Визейский	Известняк светло-серый		Притока не получено	Практический непроницаем
		22.04.1977	4510-4587	Визейский	Известняк серый, мелкозернистый.	804	Притока не получено	Неперспективен по проницаемости.
		10.05.1977	4637-4687	Визейский	Известняк темносерый	876	Притока не получено	Неперспективен по проницаемости.
		19.05.1977	4670-4748	Визейский	Известняк серый, тонкозернистый.	805	Притока не получено	Практический непроницаем
		02.06.1977	4758-4836	Турнейские	Известняк серый, мелкозернистый.		Притока не получено	Неперспективен по проницаемости.
		15.06.1977	4882-4931	Турнейские	Известняк серый плотный трещиноватый	860	137	Хорошо проницаем, насыщен пластовой водой
		27.06.1977	4935-4998	Турнейские	Известняк серый, мелкозернистый.	818	Притока не получено	Практический непроницаем

По данным месторождений-аналогов Тенгиз, Королев, Тажигали-Пустынная были рассчитаны исходные данные для расчёта ресурсов по структуре Каратон подсолевой. Данные с выводом статистических данных подсчетных параметров представлены в Таблица 4.3., таблице 4.3.3 и таблице 4.3.4.

Таблица 4.3.2 - Расчет пористости структуры Каратон подсолевой по данным месторождений-аналогов

Месторождение-аналог	Расстояние, км	Вес	Серпухов – Визей			Визей – Турней		
			Край плат.	Плат.	Склон	Край плат.	Плат.	Склон
Тенгиз	42	0,1739	0,0555	0,0735	0,0455	0,0530	0,0480	0,0470
Королев	24	0,3043	0,0429	0,0545	0,0375	0,0398	0,0360	0,0353
Тажигали-Пустынная (Кошкимбет 16)	14	0,5217	0,0495	0,0655	0,0405	0,0472	0,0428	0,0419
Каратон		Mean	0,0485	0,0635	0,0405	0,0460	0,0416	0,0408
		СКО	0,0043	0,0066	0,0027	0,0046	0,0042	0,0041
		Min	0,0429	0,0545	0,0375	0,0398	0,0360	0,0353
		Max	0,0555	0,0735	0,0455	0,0530	0,0480	0,0470

Таблица 4.3.3 - Расчет нефтенасыщенности структуры Каратон подсолевой по данным месторождений-аналогов

Месторождение-аналог	Расстояние, км	Вес	Серпухов – Визей			Визей – Турней		
			Край плат.	Плат.	Склон	Край плат.	Плат.	Склон
Тенгиз	42	0,3636	0,7750	0,7950	0,7250	0,6500	0,6100	0,6600
Королев	24	0,6364	0,8525	0,8525	0,6355	0,5468	0,5468	0,5468
Каратон		Mean	0,8243	0,8316	0,6680	0,5843	0,5698	0,5879
		СКО	0,0373	0,0277	0,0431	0,0497	0,0304	0,0545
		Min	0,7750	0,7950	0,6355	0,5468	0,5468	0,5468
		Max	0,8525	0,8525	0,7250	0,6500	0,6100	0,6600

Таблица 4.3.4 - Расчет нефтенасыщенности структуры Каратон подсолевой по данным месторождений-аналогов

Свойства нефти	Расстояние, км	Вес	Пересчетный	Плотность, т/м ³	Газосодержание, м ³ /т
Тенгиз	42	0,3636	0,509	0,791	509
Королев	24	0,6364	0,513	0,802	574
Каратон		Mean	0,512	0,798	550
		СКО	0,002	0,005	31
		Min	0,509	0,791	509
		Max	0,513	0,802	574

4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

В пределах рассматриваемого участка Каратон подсолевой, приуроченного к юго-восточной части прибортовой зоны Прикаспийской системы артезианских бассейнов, выделяются два гидрогеологических этажа, разделенных регионально водоупорной соленосной толщей кунгура: подсолевой и надсолевой.

Надсолевой гидрогеологический этаж находится в условиях инфильтрационного гидродинамического режима. Области питания являются южные отроги Общего Сырта,

предгорья Южного Урала и Мугоджар, где отложения мезозоя и перми выходят на поверхность. Движение вод в региональном масштабе направлено с северо-востока на юго-запад. В разрезе этажа выделяются следующие водоносные горизонты: четвертичный, меловой, юрский и триасовый.

На площади месторождения целенаправленные специальные исследования для изучения пластовых вод не проводились. Описание водоносных горизонтов приводится по аналогии с близлежащими месторождениями.

В надсолевых отложениях в гидрогеологическом отношении наиболее изучены сеноманский, альбский, неокомский, среднеюрский и триасовый водоносные горизонты.

В водоносном комплексе *четвертичных* отложений водовмещающими породами являются глинистые пески, илы и супеси, толщина которых достигает 30-40 м. Воды соленые и рассольные, минерализация достигает 133,6 г/л. Дебиты скважин не превышают 0,1-0,2 л/сек.

Нижезалегающие карбонатные слабопесчанистые глины с прослоями мергелей палеогена и мел-мергельная толща верхнего мела, суммарная толщина которых достигает 450-650 м, в целом, представляет водоупор. Водоносные горизонты развиты спорадически и приурочены к трещиноватым породам *маастрихтского* и *сантонского* ярусов. Водообильность низкая, статические уровни устанавливаются на глубинах 1,5-5,6 м ниже поверхности земли. По составу воды хлоридно-натриевые, с минерализацией от 30,0 до 210,0 г/л и практического значения не представляют.

На месторождении Тажигали в скважине №16 на глубине 58-78 м изучен пористый и выдержанный горизонт. В результате испытания получили воду соленостью 8,0 °Ве и дебитами 9,6 м³/сутки. Химический состав и режим горизонта не изучались.

На многих месторождениях данного разведочного блока в нижней части разреза вскрыт наиболее выдержанный водоносный пласт, подстилающий *сеноманскую* нефтяную залежь. Вмещающими породами являются пески мелкозернистые и алевриты рыхлые, слабоглинистые. Средняя пористость *сеноманских* песков равна 29,7%, проницаемость 267 мД на воздух и 134,5 мД на воду. Пластовое давление, замеренное по скважинам, составляет 37,5 атм. Гидропотенциалы составляют 3,3-49,2 м³/сут. Режим горизонта водонапорный.

По своему химическому составу воды *сеноманского* водоносного горизонта жесткие, хлоркальциевые и относятся к III классу по классификации Пальмера, что характерно для большинства сеноманских вод Южно-Эмбинского района. Отношение гСа/гMg составляет 1,94-2,28. Содержание брома от 116,0 до 119,0 мг/л, йода от 2,012 до 2,867 мг/л.

Наиболее водообильными из *альбских* горизонтов являются отложения верхнего альба. Водоносные горизонты литологически представлены песками рыхлыми,

слабоглинистыми. Средняя пористость их равна 31,8%, проницаемость 32,4 мД на воздух.

Статические уровни выше устья, вследствие чего скважины переливают. Дебит воды верхнеальбского горизонта при свободном переливе составляет 230-250 м³/сут.

Пластовые давления I и II альбских горизонтов составляют 36,9 и 40,5 атм, соответственно. Гидропотенциалы составляют от 46,2 до 105 м³/сут для I-го и 1,16-9,2 м³/сут для II альбского горизонтов.

Воды верхнего альба характеризуются как хлоркальциевые, жесткие, высокоминерализованные с удельным весом 1,080-1,128 г/см³ и соленостью от 10,6⁰ до 16,3⁰ Ве. Отношение Na/Cl равно 0,76-0,81.

Пласт песков толщиной 5-7 метров, залегающий в подошве *аптских* отложений является водоносным. Пески по своему составу мелкозернистые, рыхлые, слабоглинистые. На месторождении Тажигали из скважины №20 в интервале 881-884 м получен приток воды дебитом 4,2 м³/сутки. В скважине №6 при опробовании интервала 591-583 м получен приток воды с начальным дебитом 183 м³/сут.

В верхней части *неокомских* отложений выделяются значительное количество водоносных песчаных прослоев. Водовмещающими породами служат пески мелкозернистые, рыхлые, глинистые. Средняя величина пористости горизонта составляет 27%, а проницаемость на воздух – 845 мД, на воду – 513 мД. Воды горизонта напорные. Пластовое давление 112,3 атм. Гидропотенциалы, определенные по скважинам изменяются от 430 до 603 м³/сут.

Содержание химических элементов в воде колеблется в пределах (мг/л): гСа/гMg - от 0,57 до 2,28, брома от 151,64 до 220,18, йода от 1,665 до 4,596. По своей характеристике вода неокомского горизонта имеет хлоркальциевый состав, является жесткой и принадлежит к III классу по Пальмеру.

Неокомские отложения подстилаются преимущественно карбонатными отложениями *верхней юры*, которые имеют региональное распространение и играют роль водоупора.

В верхней юре водоносные горизонты выявлены на юге разведочного блока на месторождениях Западная Прорва, С. Нуржанов, Актобе и Досмухамбетовское. Верхнеюрские воды наиболее хорошо изучены на месторождении С. Нуржанов, где выделяются водоносные горизонты келловей.

Суммарная общая толщина *юрских отложений* достигает 1000 м. В средней юре выделяются проницаемые пласты келловей - батских и байосских отложений, залегающие на глубинах 2200-2500 м. Их толщина составляет 125 м и 200 м, соответственно. Представлены они мелко- и тонкозернистыми песками с прослоями песчаников и мергелей. При опробовании на соседних куполах получены дебиты скважин от 0,1 до 3,1 л/с при понижении уровня на 11-80 м.

Минерализация вод 139-262 г/л, содержание в них йода 2,6-4,0 мг/л и брома 201-290 мг/л.

Отложения *нижней* юры, в основном, состоят из крупнозернистого песка. Имеются отдельные прослойки глин и песчаников, но они занимают не более 5-10 % всей толщины нижней юры. Воды нижней юры в пределах изучаемого разведочного блока не изучены. В пределах всего Южно-Эмбинского района нижнеюрские воды отличаются высоким напором и дебитом.

Триасовый водоносный горизонт вскрыт скважинами №№ 13, 63, 64, 65. Водовмещающими породами являются рыхлые песчаники. По химическому составу пластовые воды триаса являются хлоркальциевыми рассолами, с небольшим содержанием сульфатов. Минерализация вод колеблется в пределах от 155,3 до 257,3, в среднем составляя 233,86 г/дм³, при средней плотности 1,1585 г/см³. Дебиты скважин составляют 0,1-1,0 л/сек.

В пластовых водах триасовых отложений микрокомпоненты содержатся в больших количествах, чем в водах юрских отложений. Содержание брома составляет 218,37-371,03 мг/л, йода-63,2-151,84 мг/л, бора 68,56-165,5 мг/л.

Солевой комплекс сложен галогенной толщей кунгурского яруса нижней перми. Внутрисолевые рассолы линзообразно запечатаны в доломитовых и ангидритовых коллекторах внутри соляных пород и имеют локальное распространение. Рассолы по химическому составу хлоридные натриево-магниевые-калиевые, магниевые-натриевые, магниевые с минерализацией до 320-520 г/л. Концентрация микрокомпонентов в них достигает: йода-47 мг/л, брома-4250 мг/л, бора-1000 мг/л, стронция-3530 мг/л.

Притоки рапных линз получены в скважинах 9Т и 14Т месторождения Тенгиз. Плотность рассолов достигает 1,222 г/см³. Сумма солей 320-327 г/л. Тип вод - хлоркальциевый. Содержание йода достигает 38-44 мг/л, брома – до 809 мг/л. В пробах заметно присутствие сероводорода, но количественная оценка отсутствует.

Пластовые воды **подсолевого** гидрогеологического комплекса изучены слабо. подсолевая продуктивная толща характеризуется аномально высокими пластовыми давлениями с коэффициентом 1,7-2,05. Вне области распространения кунгурских отложений пластовые давления близки к гидростатическим.

На месторождении Кайран притоки пластовой воды из нижнепермских отложений после предварительной откачки получены с абсолютной глубины 3706 м в скважине КА-1.

Интенсивные притоки воды из каменноугольных и девонских отложений были получены на соседних площадях Тажигали, Пустынная и Южная. По данным анализов проб воды, отобранных из этих отложений на данных площадях, подземные воды характеризуются как крепкие рассолы (минерализация в среднем 240 г/л) хлоркальциевого

типа и наличием сероводорода.

А также на близлежащем месторождении Королёвское значительные притоки воды из каменноугольных отложений получены при испытании в скважине №13 в интервале 4752-4766 м дебитом 136 м³/сут и в скважине 14 в интервале 5191-5242 м дебитом 72 м³/сут. Слабые проявления отмечены в скважине 12, минерализация воды которой составляет 38-114 г/л, состав хлоридно-натриевый.

По причине отсутствия проб пластовой воды, свойства и состав подземных вод подсолевых отложений месторождения Каратон подсолевой взяты по аналогии с соседними месторождениями Королёвское и Кайран. В таблице 4.4.1 приведены значения содержания основных ионов в пластовых водах подсолевого этажа, плотность воды, общая минерализация, рН и др.

По результатам анализа отобранных проб, пластовые воды *нижнепермских отложений* представляют собой средние рассолы с минерализацией 103,1-109,7 г/дм³ и плотностью 1,073-1,074 г/см³ при 15°С, по типу воды сульфатно-натриевые. Микрокомпонентный состав воды представлен содержанием лития - 20,2 - 21,4 мг/дм³, что характерно для вод приконтурной зоны и свидетельствует о том, что полученные пробы воды являются смесью глубинных вод элизионного типа. Подтверждением служит незначительное содержание брома - 40,7 - 45 мг/дм³. Концентрация стронция в пробах воды тоже небольшая - 25,9 - 29,3 мг/дм³ (табл. 4.4.1).

Сульфатов в водах содержится в большом количестве и достигает концентрации 3870-3950 мг/дм³. Среда вод нейтральная, рН варьирует от 7,1 до 7,2.

Пробы пластовой воды из *нижнекаменноугольных* отложений месторождения Королёвское по степени минерализации характеризуются как средние рассолы (107,3 г/л) с переходом в крепкие (155,3 г/л). По генетической классификации В.А. Сулина относятся к хлоркальциевым водам, со средним суммарным солесодержанием 131,3 г/л и плотностью 1,047-1,097г/см³. Воды очень жесткие, жесткость достигает 170,0 мг-экв/л. По степени рН среда вод нейтральная от 6,9 с переходом в слабощелочную 8,3.

Содержание хлоридов варьирует в диапазоне от 64,8 до 91,6 г/л, натрия+калия от 39,7 до 56,8 г/л, кальция от 1,35 до 2,91 г/л, магния от 0,23 до 0,30 г/л. Сульфат-ионы содержатся в количестве 0-0,69 г/л.

Характеристика пластовой воды из *девонских* отложений месторождения Королёвское приводится по результату 1й пробы воды. Воды крепкосолёные, характеризуются минерализацией – 38,2 г/л при плотности 1,036 г/см³ (скв. К-12). Жесткость воды составляет 280,0 мг-экв/л. По степени рН=5,15 среда вод слабокислая.

Таблица 4.4.1 - Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения

№№ п/п	№№ скв.	Глубина отбора, м	Дата отбора	Удельный вес, г/см ³	pH	Компонентный состав: г/л, мг-экв/л, %-экв.						Минерализация, г/л	Общ. жесткость, мг-экв/л	Коэффициент метаморфизации				Тип воды по Сулину	Микрокомпоненты, мг/л								
						Cl	SO ₄	HCO ₃	Ca	Mg	Na ⁺ + K ⁺			$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{rCa^{2+}}{rMg^{2-}}$	$\frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{+2}}$	$\frac{rSO_4^{2-} \cdot 100}{rSO_4^{2-} + rCl^-}$		I	Br	B	Ba	Si	Sr	Li	H ₂ S	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
Нижнепермские отложения (м. Кайран)																											
1	КА-1	3694,5	12.05.04	1,073	7,1	62,9 1771,8 47,42	3,87 80,6 2,16	-	1,05 52,5 1,4	0,304 24,92 0,67	41,56 1806,96 48,4	109,68 3736,83 100	77,0	1,02	2,1	1,4	4,35	СН	отс.	45	-	<0,05	-	29,3	21, 4	-	
2	КА-1	3694,5	12.05.04	1,074	7,2	59,2 1667,6 47,55	3,95 82,3 2,35	-	1,08 54,0 1,5	0,299 24,51 0,7	38,61 1678,7 47,9	103,14 3507,1 100,0	79,0	1,01	2,2	0,5	4,7	СН	отс.	40,7	-	<0,05	-	25,9	20, 2	-	
Среднее значение по горизонту				1,074	7,2	61,05	3,91	-	1,07	0,3	40,09	106,41	78,0														
Нижнекаменноугольные отложения (м. Королёвское)																											
3	К-13	4849- 4835	04.07.89	1,097	8,3	91,59 2580,0 48,84	0,245 5,1 0,10	3,428 56,2 1,1	2,906 145,3 2,8	0,304 24,92 0,47	56,84 2471,30 46,8	155,31 5282,82 100,0	170	0,96	5,8	4,4	0,20	ХК	отс.	66,6	-	-	-	-	-	-	2,4
4	К-22	4720	13.10.12	1,077	7,66	64,85 1826,76 49,84	0,685 14,3 0,39	0,435 7,1 0,2	1,35 67,5 1,8	0,28 22,95 0,63	39,715 1726,74 47,1	107,32 3665,35 100,0	90	0,95	2,9	4,4	0,78	ХК	-	-	56, 9	3,0	27	210,0	12	-	
5	К- 3483	4700	14.05.19	1,047	6,9	82,475 2323,24 51,93	0 0,0 0,00	0 0,0 0,0	1,934 96,7 2,2	0,232 19,02 0,43	46,798 2034,70 45,5	131,44 4473,65 100,0	116	0,88	5,1	15,2	0,00	ХК	-	-	-	-	-	-	-	-	
Среднее значение по горизонту				1,074	7,6	79,64	0,31	1,29	2,06	0,27	47,78	131,36	125	0,9	4,6	8,0	0,3										
Девонские отложения (м. Королёвское)																											
4	К-12	5350	26.10.89	1,036	5,15	15,975 450,00 36,58	2,453 51,10 4,15	6,954 114,0 9,27	4,408 220,4 17,91	0,729 59,75 4,86	7,707 335,09 27,2	38,23 1230,35 100,0	280	0,74	3,7	1,9	10,2	ХК	отс.	5,33	-	-	-	-	-	0,8	

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

5.1. Цели и задачи поисковых работ

Стандартный подход поисков и разведки, который применялся на месторождениях Южной Эмбы в советские годы решил основные задачи геологоразведочных работ, но тем не менее на сегодня остаются информационные пробелы на отдельных участках субъективного характера. Доказанная перспективность карбонатных отложений таких месторождений как Тенгиз, Королевское, Ансаган, Тажигали и др., наглядно показывает о целесообразности проведения разведочных работ на рассматриваемой участке.

В целом перспективность рассматриваемого участка доказана ближайшими подсолевыми месторождениями, сходимость рассматриваемого участка с месторождениями аналогами высокая. Ниже представлена краткая информация по месторождениям аналогам.

Таблица 5.1.1 – Месторождения аналоги

Месторождение	Глубина залегания	Продуктивные отложения	Покрышка	Плотность нефти	Газосодержание	Содержание сероводорода
Тенгиз	3950-5400	карбон-девон	артинские глины	легкая	высокое	высокосернистая
Кашаган	3950-4600	карбон-девон	артинские глины	особо легкая	высокое	среднее/высокое
Королевское	3930-4750	карбон	артинские глины	легкая	высокое	сернистая
Кайран	3000-3800	пермские	кунгурский ярус, артинские глины	особо легкая	высокое	высокое
Актоты	3700-4600	карбон	кунгурский ярус, артинские глины	месторождение газовое		

Целью работы является поиск перспектив нефтегазоносности карбонатных построек каменноугольного и девонского возраста на участке Каратон подсолевой. В результате выполненных работ будет детализирована структурно-тектоническая модель и выполнена оценка нефтегазоносности выделенного участка.

В рамках настоящего проекта предусматривается бурение одной поисковой скважины СГ-9 проектной глубиной 6000 м с проведение полного комплекса ГИС, ВСП, MDT, FMI, отбором керн суммарной проходкой 150 метров, проб и испытанием перспективных объектов.

Для технического водоснабжения поисковой скважины СГ-9 и противопожарных мероприятий недропользователем предусматривается бурение двух водозаборных скважин – 3в, 4в.

5.2. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований

Проведение сейсморазведочных работ настоящим проектом не предусмотрены.

5.3. Система расположения поисковых скважин

Участок Каратон подсолевой расположен на Приморском валу – пояса карбонатных построек девон-каменноугольного возраста со значительным потенциалом углеводородоносности также, к примеру, потенциальными могут являться пермские отложения по примеру месторождения Кайран, в целом же потенциал рассматриваемого участка доказан множеством подсолевых месторождений.

Формирование подсолевого комплекса площади Каратон определяется развитием крупного сложно построенного рифового массива в целом аналогичного месторождению Тенгиз. Породами покрышками являются глины артинского возраста и соленосная толща кунгурского яруса. Амплитуда рифового массива Каратон по кровле каменноугольных отложений составляет около 1000 м.

Для расширения площади геологоразведочных работ в рамках настоящей работы предусматривается бурение независимой поисковой скважины СГ-9 в южной части Приморского вала, расположенной в восточной части изучаемой территории, в месте сочленения барьерных рифов (римов) восточного и юго-западного склонов Каратонского поднятия. Структурный план поднятия аналогичен строению месторождения Тенгиз.

Скважина СГ-9 – поисковая, независимая, проектируется на пересечении сейсмических профилей Xline 5993 и Inline 6240 с координатами по оси X – 699412.0041 и по оси Y – 5133886.9999 в системе UTM84-39N, проектная глубина 6000 м, проектный горизонт - верхний девон.

5.4. Геологические условия проводки скважин

Осадочный чехол разведочного блока Каратон подсолевой представлен подсолевым, соленосным и надсолевым комплексами отложений. Описание литологии и стратиграфии вскрытых отложений составлены по данным анализа керна и материалов ГИС. Комплекс подсолевых палеозойских отложений включает породы девонской, каменноугольной и пермской систем. Точная стратиграфическая привязка объекта требует уточнения по результатам бурения, ГИС и анализа керновых данных. После бурения скважины СГ-9 с проведением в ней комплекса ГИС, отбором и исследованием керна стратиграфический разрез будет детализирован.

Таблица 5.4.1 – Проектный стратиграфический разрез участка Каратон подсолевой

Глубина залегания, м (по вертикали)		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент каверности в интервале
Проект		название	индекс	угол, град	азимут, град	
от (верх)	до (низ)					
0	60	Четверт. + Неоген + Палеоген	Q+N+Pg	-	-	1,25
60	977	Нижний мел	K _{1al+a}	-	-	1,25
977	1869		K ₁	-	-	1,2
1869	2628	Верхняя Юра	J ₃	-	-	1,2
2628	2869	Нижняя Юра	J ₁	-	-	1,2
2869	2982	Пермотриас	PT	-	-	1,15
2982	3905	Кунгурский ярус нижней Перми	P _{1k}	-	-	1,3
3905	3955	Артинский-Ассельский ярус нижней Перми	P _{1 ar-as}	-	-	1,15
3955	4344	Серпуховский ярус, Нижний Карбон	C _{1s}	-	-	1,1
4344	4752		C _{1v}	-	-	1,1
4752	5222		Визейский ярус, Нижний Карбон	C _{1t}	-	-
5222	6000	Турнейский ярус, Нижний Карбон				1,1
		Верхний девон	D ₃	-	-	1,1

На базе опыта бурения скважин на рассматриваемой территории при соблюдении геолого-технических мероприятий возможно успешное безаварийное бурение и доведение поисковых скважин до проектных глубин и горизонтов.

Таблица 5.4.2 - Календарный график проведения планируемых работ

№ п/п	номера проектной скважины	проектная глубина, м	год начала бурения	продолжительность бурения, крепления и испытания	год завершения работ
Бурение поисковой скважины на участке Каратон подсолевой					
1	СГ-9	6000	2026	661,2	2028
Резервный вариант					
2	СГ-9	6000	2026	678,0	2028
Бурение водозаборных скважин на участке Каратон подсолевой					
		750	2026	32	2026

5.5. Характеристика промывочной жидкости

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

1. предупреждать дифференциальные прихваты бурильных труб снижением водоотдачи, образованием тонкой, практически непроницаемой глинистой корки, введением эффективной смазочной добавки;
2. обеспечивать стойкость к коррозии и сероводородной агрессии;

3. обеспечивать защиту и минимальное воздействие на окружающую среду и недр в районе буровых работ;

4. обеспечивать сохранение естественной проницаемости за счет предотвращения поступления твердой фазы и ограничения глубины проникновения фильтрата в продуктивный пласт. Для предотвращения образования в продуктивном коллекторе эмульсий необходимо использовать буровой раствор совместимый с пластовым флюидом.

В табл. 5.5.2 приведены рекомендуемые типы и состав буровых растворов для поинтервальной проводки данной скважины, наиболее подходящими являются ингибированный полимерный хлоркалийевый и ингибированный термостойкий раствор на водной основе.

Интервал 0–40 м – направление $\varnothing 762,0$ мм(забивная) разбуривается пилотным стволом $215,9$ мм и бурение рекомендуется буровым раствором $\rho = 1,080-1100$ г/см³ и обсадная колонна забивается на глубину 40м.

Интервал 40–1000 м- бурение под кондуктор $\varnothing 473,08$ мм.

Бурение данного интервала рекомендуется производить ингибированной КСЛ полимерным раствором при плотности $\rho = 1180-1260$ кг/м³. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе активных глинистых отложений. Возможен размыв ствола скважины, сальникообразование и прихват бурильной колонны, при несоответствии параметров бурового раствора.

Интервал 1000–2985 м – бурение под 1-ую промежуточную колонну $\varnothing 339,72$ мм.

Бурение данного интервала рекомендуется производить ингибированной КСЛ полимерным раствором при плотности $\rho = 1260-1350$ кг/м³. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе активных глинистых отложений. Возможен размыв ствола скважины, сальникообразование, обвалы и прихват бурильной колонны, при несоответствии параметров бурового раствора.

Интервал 2985–3910 м – бурение под 2-ую промежуточную колонну $\varnothing 250,83$ мм.

Бурение данного интервала рекомендуется производить соленасыщенной полимерным буровым раствором при плотности $\rho = 1700-1850$ кг/м³. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе активных глинистых отложений и соленосных отложений. Возможен размыв ствола скважины, сальникообразование, увеличение давления в затрубье, соответственно, возможен дифференциальный прихват бурильной колонны.

Для предупреждения осложнений рекомендуется производить контрольные спускоподъемные операции (КСПО) через каждые 150–250 м бурения (в зависимости от скорости бурения). В местах возможных затяжек/посадок и сужений, необходимо

осуществлять КСПО, промывки, проработки с регулируемым режимом. При появлении первичных затяжек/посадок или повышенного момента увеличить время промывки перед наращиванием, произвести прокачку ВУС. Если затяжки/посадки не прекращаются, произвести внеплановую шаблонировку ствола скважины до свободного хождения инструмента. Максимально уменьшить время нахождения инструмента без движения на забое.

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

Периодически разбавлять свежим буровым раствором и запустить центрифуги для поддержания необходимого параметров бурового раствора.

Интервал 3910–6000 м – бурение под эксплуатационную колонну $\varnothing 177,8$ мм. Бурение данного интервала производится термостабильный полимерный буровой раствор при плотности $\rho = 1850–1920$ кг/м³. Из-за наличия зон разуплотнения прогнозируется поглощение бурового раствора и возможны газонефтеводопроявления.

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

Резервный вариант

Интервал 3910–5220 м – бурение под эксплуатационную колонну (надставка) $\varnothing 177,8$ мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $\rho = 1850–1920$ кг/м³.

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

Интервал 5220–6000 м – бурение под эксплуатационную колонну «хвостовик» $\varnothing 114,3$ мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $\rho = 1700–1890$ кг/м³. Из-за наличия зон разуплотнения прогнозируется поглощение бурового

раствора и возможны газонефтеводопроявления. Ожидается высокая температура, возможно наличие сероводорода. Ниже в таблице представлены прогнозные показатели.

Таблица 5.5.1 – Прогнозные показатели давления и температуры по разрезу скважины

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м по вертикали		Градиент давления											Температура в конце интервал		
	от (верх)	до (низ)	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного			Градус	Источник получения
			кгс/см ² на м		Источник получения											
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q+N+P _г	0	60	0	0,100	РФЗ	0	0,100	РФЗ	0	0,159	РФЗ	0	0,164	РФЗ	12,0	РФЗ
K _{1al+a}	60	977	0,110	0,110	РФЗ	0,110	0,110	РФЗ	0,170	0,184	РФЗ	0,175	0,190	РФЗ	31,0	РФЗ
K ₁	977	1869	0,110	0,112	РФЗ	0,110	0,112	РФЗ	0,184	0,184	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	42,0	РФЗ
J ₃	1869	2628	0,112	0,118	РФЗ	0,112	0,118	РФЗ	0,184	0,189	РФЗ	0,190	0,204	РФЗ	50,0	РФЗ
J ₁	2628	2869	0,118	0,120	РФЗ	0,118	0,120	РФЗ	0,192	0,196	РФЗ	0,204	0,204	РФЗ	60,0	РФЗ
PT	2869	2982	0,120	0,127	РФЗ	0,120	0,127	РФЗ	0,196	0,210	РФЗ	0,204	0,212	РФЗ	67,0	РФЗ
P _{1к}	2982	3905	0,160	0,190	РФЗ	0,120	0,190	РФЗ	0,210	0,230	РФЗ	0,212	0,234	РФЗ	68,0	РФЗ
P _{1ar-as}	3905	3955	0,180	0,183	РФЗ	0,190	0,183	РФЗ	0,230	0,215	РФЗ	0,234	0,220	РФЗ	100,0	РФЗ
C ₁	3955	5222	0,183	0,183	РФЗ	0,183	0,183	РФЗ	0,215	0,215	РФЗ	0,220	0,219	РФЗ	131,0	РФЗ
D ₃	5222	6000	0,183	0,180	РФЗ	0,183	0,180	РФЗ	0,215	0,215	РФЗ	0,219	0,219	РФЗ	139,0	РФЗ

Примечание: По фактическим данным, скв. СГ-8.

Таблица 5.5.2 - Рекомендуемые типы буровых растворов

Интервал, м		Температура, °С	Литология	Плотность раствора, кг/м ³	Общая жесткость, мг/л	Рекомендуемые типы буровых растворов	Примерный состав буровых растворов
от	до						
0	40	10	Глины, пески, мергели	1080-1100		Бентонитовый	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, бентонит
40	1000	32	Глины, пески, мергели, мел, известняки	1180-1260	≤400	Ингибированный KCL полимерный	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, Ксантановая смола, Пенегаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, ЧГПА, Аттапульгит, KCL, бикарбонат натрия, лимонная кислота
1000	2985	67	Глины, пески, мергели, песчаники, известняки	1260-1350	≤400	Ингибированный KCL полимерный	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, Ксантановая смола, Пенегаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, ЧГПА, KCL, Сульфид асфальтен, бикарбонат натрия, лимонная кислота
2985	3910	100	Соль, ангидрит	1700–1850	≤400	Соленасыщенный NaCl полимерный	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, Ксантановая смола, Пенегаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, ЧГПА, NaCl, Оксид цинка, Барит, бикарбонат натрия, лимонная кислота.
3910	6000	139	Аргиллиты, мергелистые известняки, доломиты, известняки	1850–1920	≤400	Ингибированный полимерный, термостойкий	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Лигносulfонат, Полимеры (PAC LV, PAC HV), Термостабилизатор, Пенегаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Асфальтен, Оксид цинка, Нейтрализатор сероводорода жидкий, KCL, бикарбонат натрия, лимонная кислота, утяжелитель.
Резервный вариант							
3910	5220	131	Аргиллиты, мергелистые известняки, доломиты, известняки	1900 –1920	≤400	Ингибированный полимерный, термостойкий	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Полимеры (PAC LV, PAC HV), Разжижитель, Биополимер, Пенегаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Асфальтен, Оксид цинка, Термостабилизатор, Нейтрализатор сероводорода жидкий, бикарбонат натрия, лимонная кислота, Барит.
5220	6000	139	Доломиты, известняки	1700-1890	≤400	Ингибированный полимерный, термостойкий	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Полимеры (PAC LV, PAC HV), Лигносulfонат, Пенегаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Асфальтен, Оксид цинка, Нейтрализатор сероводорода жидкий, Термостабилизатор, Барит.

5.6. Оборудование устья скважин

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

Конструкция устья скважины и колонных головок при этом должны обеспечивать:

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

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

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

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

Таблица 5.6.1 - Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, Мпа
номер в порядке спуска	название					
2	Кондуктор	32	ОККЗ-105 178x250x340x473 КЗ ОП-32- 480/80x21 ПУГ 480x21 -1шт ППГ 480x21-1шт	ГОСТ 30196-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 1 1 1	105,0 21,0 21,0 21,0
3	1-я промежуточная	67	ОП-67- 350x70 КЗ ПУГ 350x35 КЗ-1шт ППГ 350x70 КЗ-1к-т (спаренный)* ППГ 350x70 КЗ-1шт	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 1 1 1	70,0 35,0 70,0 70,0
4	2-я промежуточная	67	ОП-67- 280x105 КЗ ПУГ 280x70 КЗ-1шт ППГ 280x105 КЗ-1к-т (спаренный)* ППГ 280x105 КЗ-1шт	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 1 1 1	105,0 70,0 105,0 105,0
5	Экс. колонна		АФК6Д 80/65x105 КЗ	ГОСТ 13846-2003	1	105,0
Резервный вариант						
5	Эксплуатационная колонна	67	ОП-67- 280x105 КЗ ПУГ 280x70 КЗ-1шт ППГ 280x105 КЗ-1к-т (спаренный)* ППГ 280x105 КЗ-1шт АФК6Д 80/65x105 КЗ	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13846-2003	1 1 1 1 1	105,0 70,0 105,0 105,0 105,0
6	Экс. хвостовик		АФК6Д 80/65x105 КЗ	ГОСТ 13846-2003	1	105,0

Примечание:

1. Предусмотреть применение вращающегося превентора высокого давления (RCD) при бурении под экс. колонну (экс. колонна и экс. хвостовик при резервном варианте).
2. Оборудование устья скважины выбрано согласно Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр.
3. * один из плашечных превенторов со срезающими плашками.
4. Предусмотреть применение установки Divertor на направление, для отвода поверхностного газа.
5. Допускается применение комплект ПВО зарубежных производителей (Cameron, FMC, Breda и т.д.).

5.7. Обоснование типовой конструкции скважин

Проводка разведочной скважины на участке Каратон подсолевой предусматривается исходя из стратиграфического разреза и опыта бурения поисково-разведочных скважин на аналогичных структурах региона с применением современной техники и технологии бурения скважин. Учитывая сложный геологический разрез на участке Каратон подсолевой при бурении, рекомендуется использовать верхний силовой привод (ВСП-TopDrive). Для поддержания вертикальности скважины возможно использование РУС для вертикальных скважин и проведение инклинометрии через каждые 250-300м.

Бурение разведочной скважины на данном участке может характеризоваться аномально-высоким пластовым давлением и наличием в отложениях каменноугольной системы трещиноватых пород, вызывающих осложнения в виде поглощения бурового раствора. По аналогии с месторождениями региона предполагаются, что ожидаемые залежи углеводородов на участке Каратон подсолевой, также будут иметь аномально высокие пластовые давления и содержание сероводорода.

С целью рационального выбора конструкции скважины, типов долот, оптимизации выхода керна и выбора оптимального режима бурения, разрез проектируемой скважины делится на несколько интервалов. В процессе бурения проектируемой скважины на участке Каратон подсолевой предполагаются следующие условия:

- в интервале 0-40 м сложенном неоген-палеоген-четвертичными отложениями развиты слабоминерализованные подземные воды, где возможны обвалы стенок скважины;
- в интервале 40-1000 м предполагается бурение в отложениях палеогена, нижнего мела, где возможны обвалы стенок скважины, прихват или провалы бурового инструмента.
- в интервале 1000-2985 м предполагается бурение в отложениях нижнего мела юры и пермотриаса, где ожидаются осложнения поглощений бурового раствора и дифференциальных прихватов бурового инструмента, осыпей и обвалов стенки скважины.

Необходимо постоянно производить КСПО пробуренных интервалов через 250-300 м для уменьшения возможности прихвата труб из-за осыпей и сужения ствола скважины.

- в интервале 2985-3910 м предполагается бурение в соленосных отложениях, где возможны обвалы, осыпи, сужение и осложнение ствола скважины, прихват или провалы бурового инструмента, также возможны осложнения, связанные с газо-нефтеводопроявлениями.
- в интервале 3910-6000 м предполагается бурение в карбонатных отложениях каменноугольной системы и отложениях верхнего девона, где возможны обвалы, осыпи, сужение и осложнение ствола скважины, прихват или провалы бурового инструмента,

также возможны осложнения, связанные с газо-нефте-водопроявлениями, кроме того, в водоносных пластах возможны рапопроявления, то есть аномально высокие пластовые давления.

Резервный вариант

- в интервале 3910-5220 м предполагается бурение в карбонатных отложениях каменноугольной системы, где возможны обвалы, осыпи, сужение и осложнение ствола скважины, прихват или провалы бурового инструмента, также возможны осложнения, связанные с газо-нефте-водопроявлениями, кроме того, в водоносных пластах возможны рапопроявления, то есть аномально высокие пластовые давления.

- в интервале 5220-6000 м предполагается бурение в отложениях верхнего девона, здесь возможны осложнения, связанные с газо-нефте-водопроявлениями, кроме того, в водоносных пластах возможны рапопроявления, т. е аномально высокие пластовые давления.

Направление Ø762,0 мм забивается до глубины 40 м с целью перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, предохранение устья от размыва буровым раствором, создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

Кондуктор Ø473,08 мм спущена на глубину 1000 м для перекрытия неустойчивых горных пород, изоляции водоносных пластов, насыщенных пресной водой.

1-ая промежуточная колонна Ø339,72 мм спущена на глубину 2985 м для перекрытия отложений мела, юры и пермотриаса, а также для безопасного углубления скважины до глубины спуска следующей колонны.

Исходя из вышеприведенных условий предлагается ниже следующая типовая проектная конструкция скважины:

2-ая промежуточная колонна Ø250,83 мм рекомендуется спустить до глубины 3910 м для перекрытия соленосных отложений, где ожидаются прихват или провалы бурового инструмента, а также возможны осложнения, связанные с газо-нефте-водопроявлениями. Цементируется до устья. Устанавливается ПВО.

Эксплуатационную колонну Ø177,8 мм рекомендуется спустить до глубины 6000 м для перекрытия отложений верхнего девона, а также для испытания (освоения) продуктивных горизонтов. Цементируется до устья 2-я ступенями с применением МСЦ.

Резервный вариант

Эксплуатационную колонну Ø177,8 мм с надставкой рекомендуется спустить на глубину 5220 м в виде хвостовика с подвеской на глубине 3810 м с помощью расширяющейся подвески хвостовика внутри предыдущей колонны для перекрытия подсолевых отложений нижней Перми и верхней части нижнего Карбона, а также для испытания (освоения) продуктивных горизонтов с подъемом цемента на всю длину. После

доведения скважины до проектной глубины и спуска Ø114,3мм колонны наращивается до устья спуском второй секции (надставки). Цементируется на всю длину 0–3810 м.

Эксплуатационный хвостовик Ø114,3 мм рекомендуется спустить до глубины 6000м с подвеской на глубине 5120м, для перекрытия отложений нижнего карбона и верхнего девона, а также для испытания (освоения) продуктивных горизонтов. Цементируется на всю длину 5120–6000 м.

Примечание: Резервный вариант предусматривается в случае возникновения осложнений в виде поглощений бурового раствора, осыпей и обвалов стенок скважины, сужений ствола скважины и т.д. при бурении под экс. колонной 177,8 мм во избежание возникновения возможной критической ситуации, грозящей потерей скважины.

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

В связи с ожиданием АВПД при вскрытии артинского – ассельского яруса (ниже 3910 м) и проявлением сероводорода (H₂S), для промежуточных колонн, эксплуатационной колонны и хвостовика рекомендуется применения обсадных труб сероводородостойкого исполнения с премиальным соединением.

Таблица 5.7.1 - Предлагаемая типовая конструкция скважины СГ-9 на участке Каратон подсолевой

Диаметр долота, мм	Глубина спуска, м		Диаметр ОК, мм
	от	до	
Основной вариант			
Забивная	0	40	762,0
609,6	0	1000	473,08
406,4	0	2985	339,72
311,15	0	3910	250,83
215,9	0	6000	177,8
Резервный вариант			
215,9	0	5220	177,8
149,2	5120	6000	114,3

Примечание: Окончательная конструкция поисковой скважины будет определена при разработке технического проекта на строительство разведочной скважины на участке е Каратон подсолевой.

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

Таблица 5.7.2 - Предлагаемая типовая конструкция водозаборных скважин на участке Каратон подсолевой

Диаметр долота, мм	Глубина спуска, м		Диаметр ОК, мм
	от	до	
295,3	0	40	244,5
215,9	0	360	168,3
149,23	0	750	114,3

5.8. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектной скважине

5.8.1. Рекомендуемые геофизические исследования

На площади Каратон подсолевой с целью поисков углеводородов, выявления и изучения продуктивных интервалов определения их параметров, уточнения интервалов отбора керна, контроля технического состояния ствола скважин в подсолевом комплексе осадков предусматривается бурение поисковой скважины СГ-9.

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

Так как проектная скважина СГ-9 глубокая с проектной глубиной 6000м, с целью уточнения фильтрационно-емкостных свойств и насыщения пластов-коллекторов, уточнения граничного значения пористости и проницаемости, определяемых по ГИС, в скважине рекомендуется помимо общего и детального комплекса геофизических исследований предусмотреть проведение дополнительного специального комплекса – пластовый микросканер (FMI), ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), кросс-дипольный акустический каротаж (АКШ), волновой сейсмический профиль (ВСП),

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

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

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

Для оценки качества цементирования обсадных труб, определения высоты подъема цемента за колонной, оценки состояния цементного камня и качества изоляции пластов и

горизонтов друг от друга применяют методы термометрии, гамма-гамма каротажа, акустической цементометрии, в модуль которой также входит гамма-каротаж (ГК) и локатор муфт (ЛМ).

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

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

Предусматриваемый комплекс геофизических исследований приведен в таблице 5.8.1.

Таблица 5.8.1 - Промыслово-геофизические исследования в скважине

№	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервал записи (м)	
				от	до
Название колонны – Кондуктор					
1	1000	<ul style="list-style-type: none"> - стандартный каротаж кажущегося сопротивления (КС); - самопроизвольная поляризация пород (ПС); - кавернометрия (КВ); - боковой каротаж (БК); - радиоактивный каротаж (ГК); - резистивиметрия; - инклинометрия; - термометрия; 	1:200 1:500	40	1000
Название колонны – I-промежуточная колонна					
2	2985	<ul style="list-style-type: none"> - стандартный каротаж кажущегося сопротивления (КС); - самопроизвольная поляризация пород (ПС); - кавернометрия (КВ); - профилометрия (ПР); - гамма-каротаж (ГК); - акустический каротаж (АК); - многозондовый боковой каротаж (БК) при соленом БР; - многозондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ) при пресном БР; - плотностной-гамма каротаж (ГГК_П); - резистивиметрия; - инклинометрия; - термометрия; 	1:200 1:500	1000	2985
Название колонны – II-промежуточная колонна					
3	3910	<ul style="list-style-type: none"> - стандартный каротаж кажущегося сопротивления (КС); - самопроизвольная поляризация пород (ПС); - кавернометрия (КВ); - профилометрия (ПР); - гамма-каротаж (ГК); - многозондовый боковой каротаж (БК); - плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК_П); - акустический каротаж (АК); - резистивиметрия; - инклинометрия; - термометрия; 	1:200 1:500	2985	3910

Продолжение таблицы 5.8.1

Название колонны – Эксплуатационная колонна					
4	6000	<ul style="list-style-type: none"> - БКЗ (5 подошвенных градиент зондов, 1 кровельный зонд, 1 потенциал зонд); - самопроизвольная поляризация пород (ПС); - кавернометрия (КВ); - профилометрия (ПР); - спектральный гамма-каротаж (СГК); - нейтронный-гамма каротаж (НГК) или нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) с расчетом нейтронной пористости; - многозондовый боковой каротаж (БК); - многозондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ); - плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК_П); - микробоковой каротаж (МБК); - микрокавернометрия (МКВ); - широкополосный акустический каротаж (АКШ) кросс-дипольный; - резистивиметрия; - инклинометрия; - термометрия; Специальный комплекс: <ul style="list-style-type: none"> - скважинный пластовый сканер (электрический микросканер (FMI), акустический сканер); - ядерно-магнитный каротаж (ЯМК); - ВСП 6000-0м; ГДК-ОПК (МДТ) <ul style="list-style-type: none"> а) замеры пластовых давлений; б) отбор глубинных проб флюида через радиальный зонд с 4 эллиптическими портами, мониторинг состава притока с комплексным анализатором флюида (композиционный анализ УВ: С1, С2, С3-С5, С6+; флуоресценция, плотность, вязкость, УЭС водной фракции) – 10 экспресс-анализов физико-химических свойств флюидов с отбором проб. 	1:200 1:500	3910	6000

Примечание: предусмотреть альтернативную запись ИНГКс Pulsar в случае отсутствия записи ГИС в открытом стволе.

В таблице 5.8.2 представлен резервный вариант рекомендуемого комплекса геофизических исследований, предусматриваемый в случае возникновения осложнений во время бурения. В данном варианте эксплуатационная колонна спускается до глубины 5220м, а до проектного забоя 6000м спускается эксплуатационный хвостовик.

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

Название колонны – Эксплуатационная колонна					
1	5220	<ul style="list-style-type: none"> - БКЗ (5 подошвенных градиент зондов, 1 кровельный зонд, 1 потенциал зонд); - самопроизвольная поляризация пород (ПС); - кавернометрия (КВ); - профилометрия (ПР); - спектральный гамма-каротаж (СГК); - нейтронный-гамма каротаж (НГК) или нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) с расчетом нейтронной пористости; - многозондовый боковой каротаж (БК); - многозондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ); - плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК_П); - микробоковой каротаж (МБК); - микрокавернометрия (МКВ); - широкополосный акустический каротаж (АКШ) кросс-дипольный; - резистивиметрия; 	1:200 1:500	3910	5220

Продолжение таблицы 5.8.2

		<ul style="list-style-type: none"> - инклинометрия; - термометрия; Специальный комплекс: - скважинный пластовый сканер (электрический микросканер (FMI), акустический сканер); - ядерно-магнитный каротаж (ЯМК); - ВСП 5220-0м; ГДК-ОПК (МДТ) а) замеры пластовых давлений; б) отбор глубинных проб флюида через радиальный зонд с 4 эллиптическими портами, мониторинг состава притока с комплексным анализатором флюида (композиционный анализ УВ: C1, C2, C3-C5, C6+; флуоресценция, плотность, вязкость, УЭС водной фракции) – 10 экспресс-анализов физико-химических свойств флюидов с отбором проб. 			
Название колонны – Эксплуатационный хвостик					
2	6000	<ul style="list-style-type: none"> - БКЗ (5 подошвенных градиент зондов, 1 кровельный зонд, 1 потенциал зонд); - самопроизвольная поляризация пород (ПС); - кавернометрия (КВ); - профилометрия (ПР); - спектральный гамма-каротаж (СГК); - нейтронный-гамма каротаж (НГК) или нейтрон- нейтронный каротаж (ННК) с расчетом нейтронной пористости; - многозондовый боковой каротаж (БК); - многозондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ); - плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК_П); - микробоковой каротаж (МБК); - микрокавернометрия (МКВ); - широкополосный акустический каротаж (АКШ) кросс-дипольный; - резистивиметрия; - инклинометрия; - термометрия; Специальный комплекс: - скважинный пластовый сканер (электрический микросканер (FMI), акустический сканер); - ядерно-магнитный каротаж (ЯМК); - ВСП 5500-0м; ГДК-ОПК (МДТ) а) замеры пластовых давлений; б) отбор глубинных проб флюида через радиальный зонд с 4 эллиптическими портами, мониторинг состава притока с комплексным анализатором флюида (композиционный анализ УВ: C1, C2, C3-C5, C6+; флуоресценция, плотность, вязкость, УЭС водной фракции) – 10 экспресс-анализов физико-химических свойств флюидов с отбором проб. 	1:200 1:500	5220	6000

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

5.8.2. Отбор керна и шлама в проектных скважинах

В поисковой скважине СГ-9 отбор керна планируется из отложений нижней перми, карбона и девона.

Основной целью отбора керна является изучение физико-литологических свойств пород-коллекторов и нефтегазоносности разреза. Кроме этого, проектируются специальные исследования керна (коэффициент вытеснения нефти водой, кривые капиллярного давления, кривые относительной проницаемости для нефти и воды, смачиваемость),

используемые при составлении гидродинамической модели. В процессе бурения интервалы отбора керна будут корректироваться по материалам ГИС и данным газокаротажа (ГТИ).

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

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

Отбор шлама будет проводиться в скважине от 40 м до забоя для изучения литологии разреза и выявления признаков нефти. Отбор шлама через каждые 5 м, в интервалах, повышенных газопоказаний через 2 м.

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

Таблица 5.8.3 - Рекомендуемые интервалы отбора керна по проектируемой скважине

Скважина	Отложения	Общие интервалы отбора керна	Длина отбора керна, м
СГ-9	P1 ar-as	3905-3955	9
	C1	3955-5222	114
	D3	5222-6000	27
Всего:			150

Примечание: интервалы отбора керна будут корректироваться в процессе бурения

5.8.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов

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

В таблицах 5.8.4 приведены проектные интервалы испытания в обсаженной скважине, которые будут изменяться геологической службой Заказчика в зависимости от фактических данных бурения.

Таблица 5.8.4 - Рекомендуемые объекты испытания в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Возраст	Интервал залегания объекта, м по вертикали/по стволу	
		от (вверх)	до (низ)
СГ-9			
4	C _{1s}	3955	4300
3	C _{1v}	4400	4700
2	C _{1t}	4800	5100
1	D ₃	5222	6000

Примечание: по результатам расчетной оценки прогнозируется возможность получения пластовой воды с

дебитами до 300 м³/сут.

При проведении испытания скважины предусматривается использование одного из двух вариантов пакета оборудования КОН (комплекс обезвреживания (нейтрализации) нефти).

В процессе проведения работ, при необходимости допускается использование других технологий для нейтрализации нефти от сероводорода и меркаптанов.

Объем емкостного парка хранения нефти и воды ориентировочно составляет 1800м³ (26 емкостей по 70м³ каждая) и будет уточняться по результатам дебита скважины и дальности места приемки нефти.

Ниже приведено описание схем 2 указанных вариантов КОН.

Вариант 1 (с использованием стабилизационной колонны)

Схема комплекса обезвреживания (нейтрализации) нефти представлена на рис.1.10.

Объем емкостного парка хранения определяется по результатам дебита скважины и дальности места приемки нефти.

Скважинный флюид поступает из скважины на штуцерный манифольд, где осуществляется контролируемое снижение давления. Далее флюид проходит через теплообменник, где подогревается до 70-90°С для обеспечения эффективной сепарации на фракции (нефть, газ, вода), снижения вязкости, а также для оптимальной работы стабилизационной колонны.

После подогрева скважинный флюид направляется в первичный сепаратор, где происходит разделение на нефть, газ и воду. Нефтяная фракция далее поступает в ёмкость вторичной сепарации для дополнительной дегазации. После этого нефть направляется в стабилизационную колонну, где производится удаление сероводорода (H₂S).

Газовая фракция утилизируется через факельную систему, вода отводится на систему утилизации. Очищенная нефть поступает в резервуар хранения и далее направляется на транспортировку.

Техническое описание стабилизационной колонны

Оборудование представляет собой портативную, модульную стабилизационную колонну, предназначенную для удаления сероводорода (H₂S) из сырой нефти с целью приведения ее параметров в соответствие с транспортировочными спецификациями.

Колонна предназначена для применения в проектах на наземных разведочных скважинах, где соблюдение требований по содержанию H₂ S является критически важным, а сжигание жидких углеводородов не допустимо.

Установка должна работать по принципу противоточной стабилизации, при котором дегазирующая среда подается в нижнюю часть колонны и поднимается вверх через

структурированные насадки, в то время как нефть поступает сверху и движется вниз. В результате сероводород физически извлекается из жидкой фазы в газовую за счёт интенсивного контакта на поверхности насадок, без использования химических реагентов.

Колонна должна работать при низком рабочем давлении не менее 4 бар и обеспечивать снижение содержания H_2S в нефти до 20 ppm или ниже, применяя исключительно физические методы очистки и стабилизации.

Учитывая, что стабилизационная колонна нейтрализует только сероводород, после колонны необходима система нейтрализации этил, метилмеркаптанов (рис. 5.8.1).

Установка должна надёжно функционировать в условиях окружающей среды Атырауского региона, в диапазоне температур от $-20^{\circ}C$ до $+55^{\circ}C$, а конструкция оборудования должна обеспечивать безопасную работу при скорости ветра до 45 м/с в статических условиях.

Операционные параметры и рабочий диапазон

- Максимальный расход нефти: до 1500 куб. метров в сутки;
- Расход дегазирующего газа: до 80 000 куб. метров в сутки;
- Рабочая температура нефти: от $-20^{\circ}C$ до $121^{\circ}C$;
- Соответствие стандарту для H_2S -среды: NACE MR 0175.

Конструкция и внутренние компоненты

Стабилизационная колонна включает:

- Высокоэффективные структурированные насадки, установленные секционно для удобства монтажа и обслуживания;
- Распределитель потока нефти в верхней части колонны для равномерного распределения;
- Гаситель завихрений, предотвращающий захват газа в жидкость;
- Подачу дегазирующей среды через трубу, ориентированную вниз, для оптимального фазового разделения.

Измерительные и защитные устройства

Оборудование должно быть оснащено:

- Манометрами и термометрами;
- Системой измерения уровня жидкости;
- Клапаном сброса давления;
- Клапаном регулирования давления;
- Полностью портативной конструкцией, обеспечивающей быстрый монтаж и демонтаж, а также удобную транспортировку.

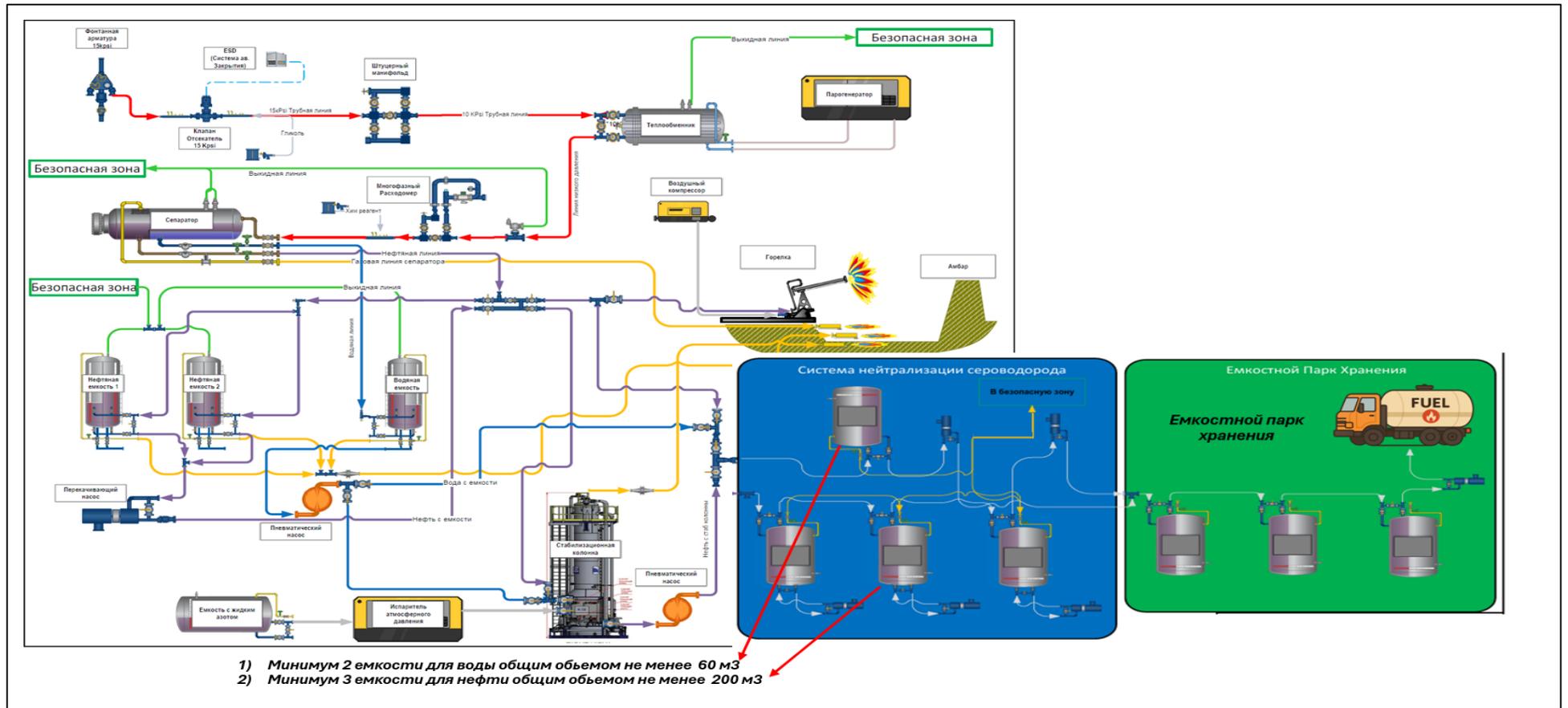


Рис.5.8.1 – Технологическая схема обвязки пакета оборудования КОН (вариант 1)

Данное оборудование должно обеспечивать безопасную, эффективную и соответствующую нормативным требованиям эксплуатацию, представляя собой компактное и высокопроизводительное решение для удаления H_2S из нефти в условиях производственных операций.

Описание работы установки по нейтрализации нефти

Типовая схема установки по нейтрализации нефти представлена на рис. 5.8.2.

В нефти месторождения, кроме сероводорода, содержатся также метил и этилмеркаптаны.

Вся установка по нейтрализации H_2S в нефти состоит из специальных емкостей объемом 64 м^3 и специальных центробежных насосов, которые проводят циркуляцию внутри этих емкостей, а также системы подачи нейтрализатора и место отбора проб. Емкости изготовлены из нержавеющей стали и покрыты изнутри специальной керамической краской, которая обеспечивает защиту от агрессивных жидкостей и имеет особую стойкость к коррозионным веществам. Центробежный насос полностью выполнен из нержавеющей стали и также имеет стойкость к коррозионным веществам.

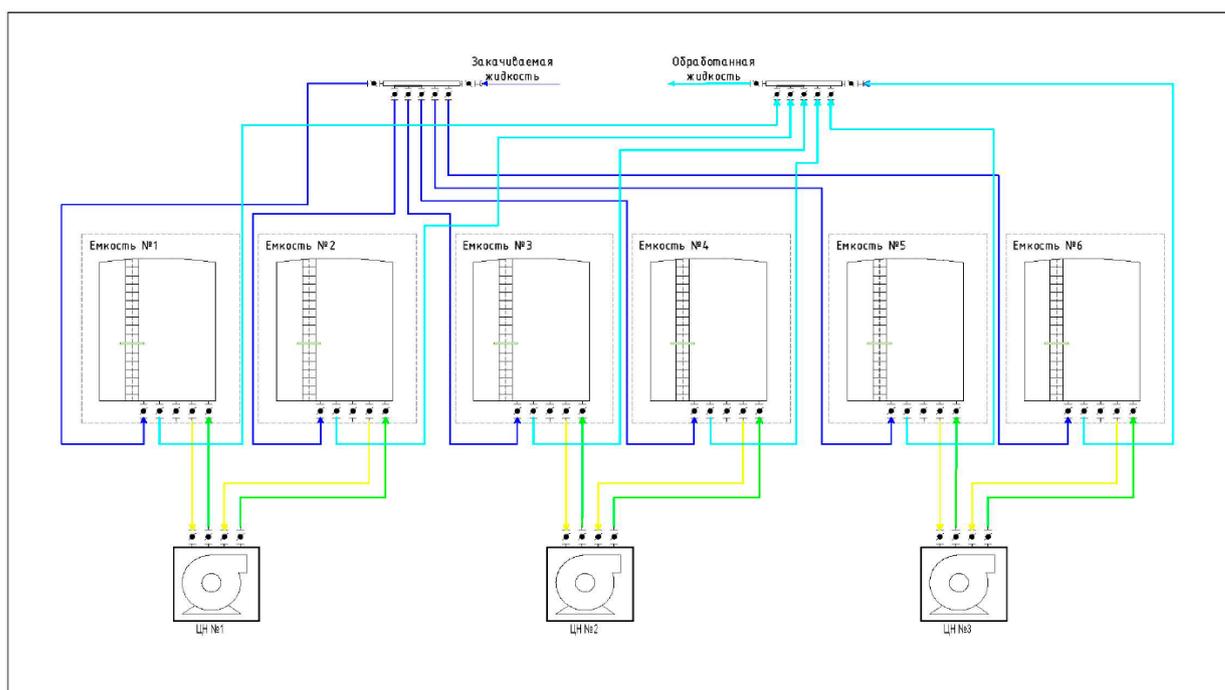


Рис.5.8.2 – Схема нейтрализации нефти

Нефть набирается в емкости, после чего добавляется расчетное количество жидкого нейтрализатора, которое рассчитывается в зависимости от концентрации H_2S , содержащейся в жидкости, далее при помощи центробежного насоса производится циркуляция жидкости в емкости, смешивая нейтрализатор с сероводородсодержащей жидкостью, и тем самым нейтрализуя H_2S в нефти. Периодически (каждые 30-60 минут) производится отбор проб и замеры концентрации H_2S в нефти, после достижения целевой

отметки данная жидкость будет транспортироваться на дальнейшую переработку, очистку и хранение.

1-Этап. Нефть, полученная при испытании скважины, содержащая H_2S , набирается в емкости №1, №3 и №5, после чего добавляется расчетное количество жидкого нейтрализатора, которое рассчитывается в зависимости от концентрации H_2S содержащийся в нефти, далее при помощи центробежных насосов ЦН №1, ЦН №2 и ЦН №3 производится одновременная циркуляция жидкости в этих емкостях, смешивая нейтрализатор с сероводородсодержащей жидкостью, и тем самым нейтрализуя H_2S . Периодически (каждые 30-60 минут) производится отбор проб и замеры концентрации H_2S в жидкости.

2-Этап. Во время циркуляции в емкостях №1, №3 и №5, происходит набор нефти в емкости №2, №4 и №6. После достижения целевой отметки концентрации H_2S в нефти в емкостях №1, №3 и №5, обработанная нефть может транспортироваться на дальнейшую подготовку и производится откачка этой обработанной нефти последовательно, сначала из емкости №1, затем из емкости №3 и №5. В это же время, ЦН №1, №2 и №3 переключаются при помощи задвижек на уже заполненные нефтью емкости №2, №4 и №6 и затем выполняются те же работы, описанные в 1-Этапе. Далее процесс повторяется.

Общее количество емкостей составляет ориентировочно 10 ед. по $64m^3$.

Отбор проб

Отбор проб пластовой воды и нефти производится с помощью специальных пробоотборных устройств. Замеры суммарной концентрации H_2S и низкокипящих меркаптанов проводятся до подачи нейтрализатора сероводорода, чтобы рассчитать количество нейтрализатора, которое будет добавляться. Далее замеры суммарной концентрации H_2S и меркаптанов будут проводиться каждые 30-60 минут, для отслеживания процесса нейтрализации. Как только концентрация H_2S и меркаптанов упадет до целевых значений, жидкость из емкости будет откачиваться для хранения и транспортировки. Суммарные массовые доли сероводорода и меркаптанов определяются титриметрическим анализом в полевых условиях.

Скруббер (рис. 17.3) — это установка для очистки газообразных выбросов от дыма, пыли, кислотных и щелочных примесей, газа от сероводорода и меркаптанов, паров органических растворителей, масляного тумана, и легкорастворимых в воде веществ.

Он является газоочистительным аппаратом, основанный по принципу мокрая фильтрация (мокрый метод очистки). Этот метод основан на орошении отходящего газа водой или целевыми растворами, при максимально развитом контакте жидкости с попутными примесями газа и более интенсивном смешивании очищаемого газа с

жидкостью. С помощью данного метода очистки, из газа можно удалить фактически все частицы дыма, паров и пыли любых размеров.

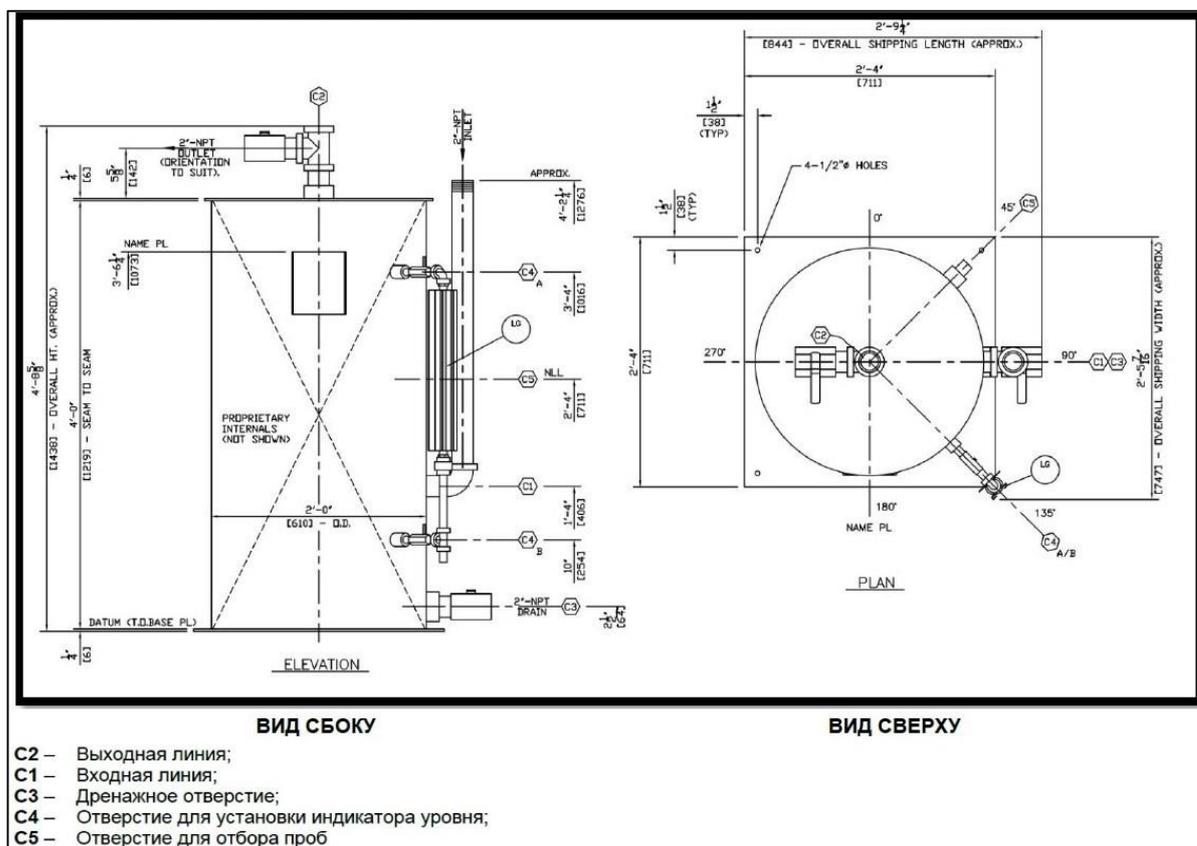


Рис.5.8.3 – Схема скруббера

Скруббер представляет собой металлическое изделие цилиндрической формы, изготовленное из стали марки ASTM A992/A992M, устойчивых к нефтепродуктам и химическим растворам. Внутренняя поверхность емкости очищена пескоструйной обработкой.

Количество скрубберов ориентировочно составляет 10 ед по 0,2 м³ каждая.

Количество азотных установок составляет 20 ед. вместимостью по 96м³ азота каждая.

Вариант 2 (без использования стабилизационной колонны)

Схема комплекса обезвреживания (нейтрализации) нефти представлена на рис. 5.8.4.

Объем емкостного парка хранения определяется по результатам дебита скважины и дальности места приемки нефти.

Скважинный флюид поступает из скважины на штуцерный манифольд, где осуществляется контролируемое снижение давления. Далее флюид проходит через теплообменник, где подогревается до 70-90 °С для обеспечения эффективной сепарации на фракции (нефть, газ, вода), снижения вязкости.

После подогрева скважинный флюид направляется в первичный сепаратор, где происходит разделение на нефть, газ и воду. Нефтяная фракция далее поступает в ёмкость вторичной сепарации для дополнительной дегазации.

Газовая фракция утилизируется через факельную систему, вода отводится на систему утилизации. Очищенная нефть поступает в резервуар хранения и далее направляется на транспортировку.

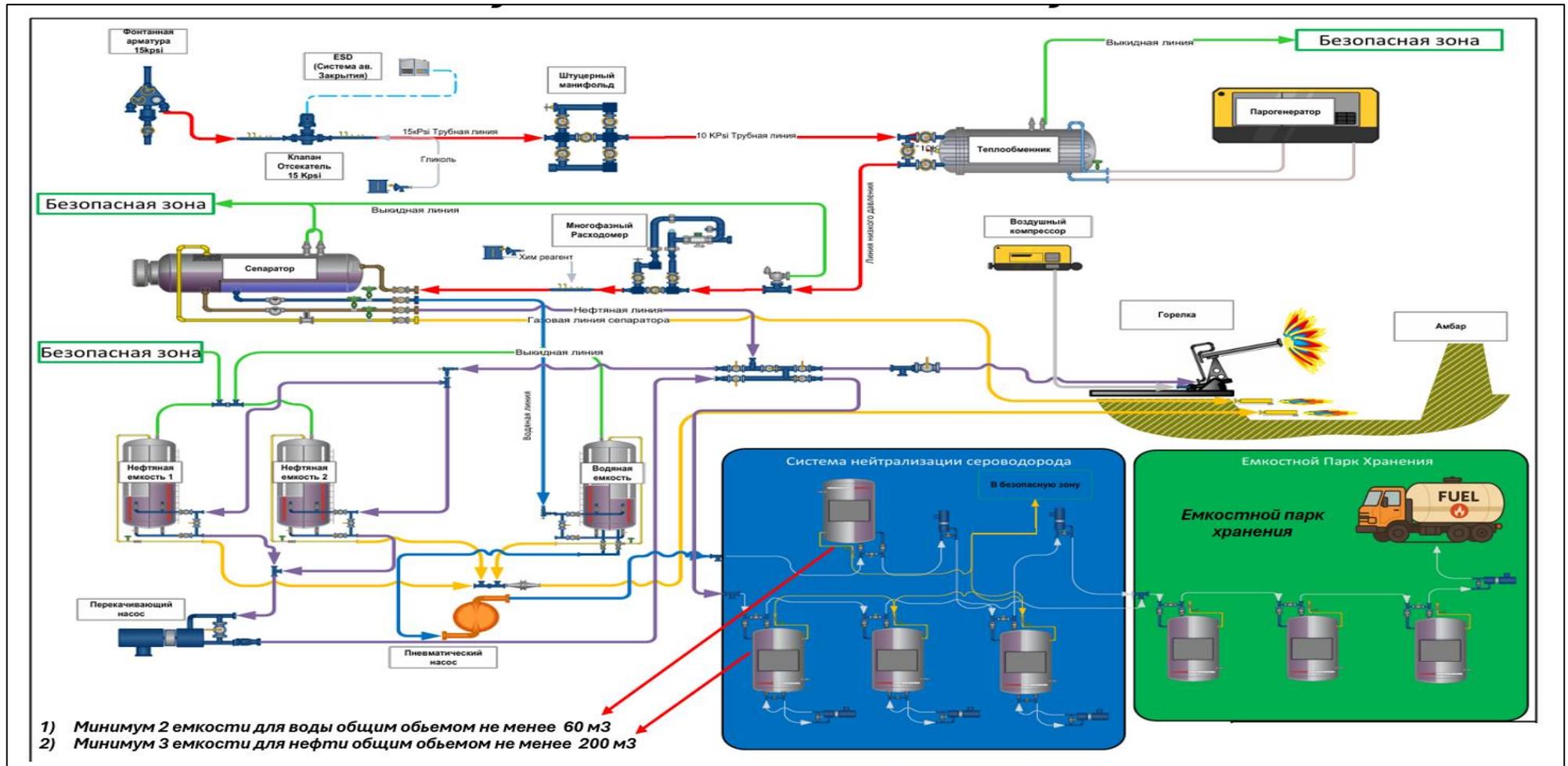


Рис.5.8.4 – Технологическая схема обвязки пакета оборудования КОН (2 вариант)

Описание работы установки по нейтрализации нефти

Типовая схема установки по нейтрализации нефти представлена на рис.5.8.5.

В нефти месторождения, кроме сероводорода, содержатся метил- и этилмеркаптаны. Далее по тексту, содержание сероводорода также включает в себя метил- и этилмеркаптанов

Вся установка по нейтрализации H_2S в нефти состоит из специальных емкостей объемом 64м^3 и специальных центробежных насосов, которые проводят циркуляцию внутри этих емкостей, а также системы подачи нейтрализатора и место отбора проб. Емкости изготовлены из нержавеющей стали и покрыты изнутри специальной керамической краской, которая обеспечивает защиту от агрессивных жидкостей и имеет особую стойкость к коррозионным веществам. Центробежный насос полностью выполнен из нержавеющей стали и также имеет стойкость к коррозионным веществам.

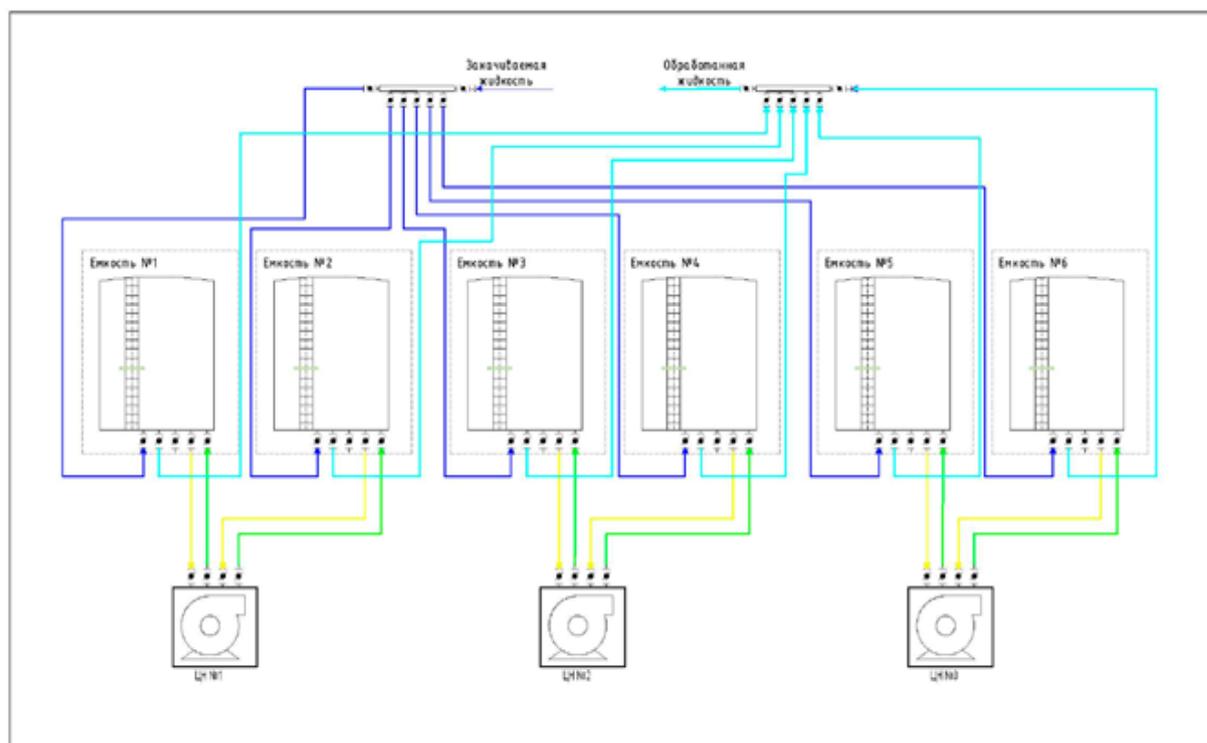


Рис.5.8.5 – Схема нейтрализации нефти

Нефть набирается в емкости, после чего добавляется расчетное количество жидкого нейтрализатора, которое рассчитывается в зависимости от концентрации H_2S , содержащейся в жидкости, далее при помощи центробежного насоса производится циркуляция жидкости в емкости, смешивая нейтрализатор с сероводородсодержащей жидкостью, и тем самым нейтрализуя H_2S в нефти. Периодически (каждые 30-60 минут) производится отбор проб и замеры концентрации H_2S в нефти, после достижения целевой отметки данная жидкость будет транспортироваться на дальнейшую переработку, очистку и хранение.

1-Этап. Нефть, полученная при испытании скважины, содержащая H_2S , набирается в емкости №1, №3 и №5, после чего добавляется расчетное количество жидкого нейтрализатора, которое рассчитывается в зависимости от концентрации H_2S содержащийся в нефти, далее при помощи центробежных насосов ЦН №1, ЦН №2 и ЦН №3 производится одновременная циркуляция жидкости в этих емкостях, смешивая нейтрализатор с сероводородсодержащей жидкостью, и тем самым нейтрализуя H_2S . Периодически (каждые 30-60 минут) производится отбор проб и замеры концентрации H_2S в жидкости.

2-Этап. Во время циркуляции в емкостях №1, №3 и №5, происходит набор нефти в емкости №2, №4 и №6. После достижения целевой отметки концентрации H_2S в нефти в емкостях №1, №3 и №5, обработанная нефть может транспортироваться на дальнейшую подготовку и производится откачка этой обработанной нефти последовательно, сначала из емкости №1, затем из емкости №3 и №5. В это же время, ЦН №1, №2 и №3 переключаются при помощи задвижек на уже заполненные нефтью емкости №2, №4 и №6 и затем выполняются те же работы, описанные в 1-Этапе. Далее процесс повторяется.

Общее количество емкостей составляет ориентировочно 10 ед. по $64m^3$.

Отбор проб

Отбор проб пластовой воды и нефти производится с помощью специальных пробоотборных устройств. Замеры суммарной концентрации H_2S и низкокипящих меркаптанов проводятся до подачи нейтрализатора сероводорода, чтобы рассчитать количество нейтрализатора, которое будет добавляться. Далее замеры суммарной концентрации H_2S и меркаптанов будут проводиться каждые 30-60 минут, для отслеживания процесса нейтрализации. Как только концентрация H_2S и меркаптанов упадет до целевых значений, жидкость из емкости будет откачиваться для хранения и транспортировки. Суммарные массовые доли сероводорода и меркаптанов определяются титриметрическим анализом в полевых условиях.

Скруббер (рис. 5.8.6) — это установка для очистки газообразных выбросов от дыма, пыли, кислотных и щелочных примесей, газа от сероводорода и меркаптанов, паров органических растворителей, масляного тумана, и легкорастворимых в воде веществ.

Он является газоочистительным аппаратом, основанный по принципу мокрая фильтрация (мокрый метод очистки). Этот метод основан на орошении отходящего газа водой или целевыми растворами, при максимально развитом контакте жидкости с попутными примесями газа и более интенсивном смешивании очищаемого газа с жидкостью. С помощью данного метода очистки, из газа можно удалить фактически все частицы дыма, паров и пыли любых размеров.

Скруббер представляет собой металлическое изделие цилиндрической формы, изготовленное из стали марки ASTM A992/A992M, устойчивых к нефтепродуктам и химическим растворам. Внутренняя поверхность емкости очищена пескоструйной обработкой.

Количество скрубберов ориентировочно составляет 10 ед по 0,2 м³ каждая.

Количество азотных установок составляет 20 ед. вместимостью по 96м³ азота каждая.

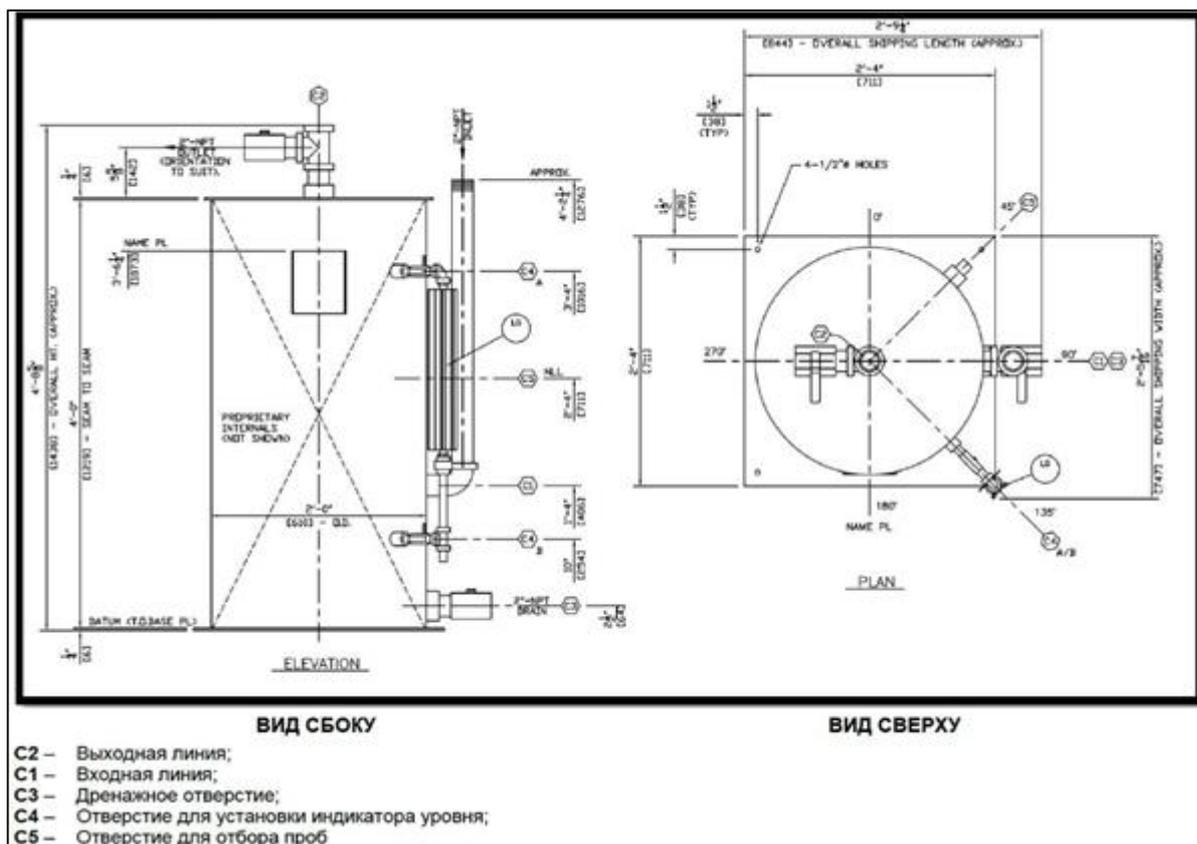


Рис.5.8.6 – Схема скруббера

Нейтрализация воды при вызове притока во время испытания и дальнейшая ее утилизация

В процессе проведения работ, при необходимости допускается использование альтернативных технологий нейтрализации воды с применением различных видов нейтрализаторов.

После разделения скважинной продукции на сепараторе попутно-добываемая вода вначале будет подвергаться нейтрализации, затем будет вывозиться автотранспортом подрядной организацией на какой-либо существующий полигон утилизации сточных вод.

Установка для нейтрализации воды включает дополнительные емкости-резервуары для хранения воды и очистительного реагента и рециркулирующий, перекачивающий и откачивающий насосы.

Нейтрализация воды будет производиться путем введения химикатов (поглотитель

H_2S , каустическая сода и кислота). В зависимости от условий процесса количество химикатов будет меняться, и может быть достаточно введения одного или двух химикатов.

Есть несколько преимуществ нейтрализации воды.

- Нейтрализовать H_2S и сульфиды и сделать качество воды приемлемым для водоочистных сооружений.

- Нейтрализовать сероводород и сделать воду безопасной для транспортировки автотранспортом.

Процесс очистки и обезвреживания воды будет вестись непрерывно и в несколько этапов. Первый шаг состоит в использовании поглотителя для нейтрализации H_2S в воде. Второй этап заключается в добавлении каустической соды для нейтрализации сульфидов при очень высоком рН. Последний шаг состоит в корректировке рН при помощи кислоты. В зависимости от конечного процесса и качества воды этап с поглотителем можно заменить каустической содой.

Технологическая схема обвязки оборудования для нейтрализации воды представлена на рисунке 1.16.

Две ёмкости T-01 и T-02 можно использовать последовательно или параллельно в зависимости от качества и объёма получаемой воды.

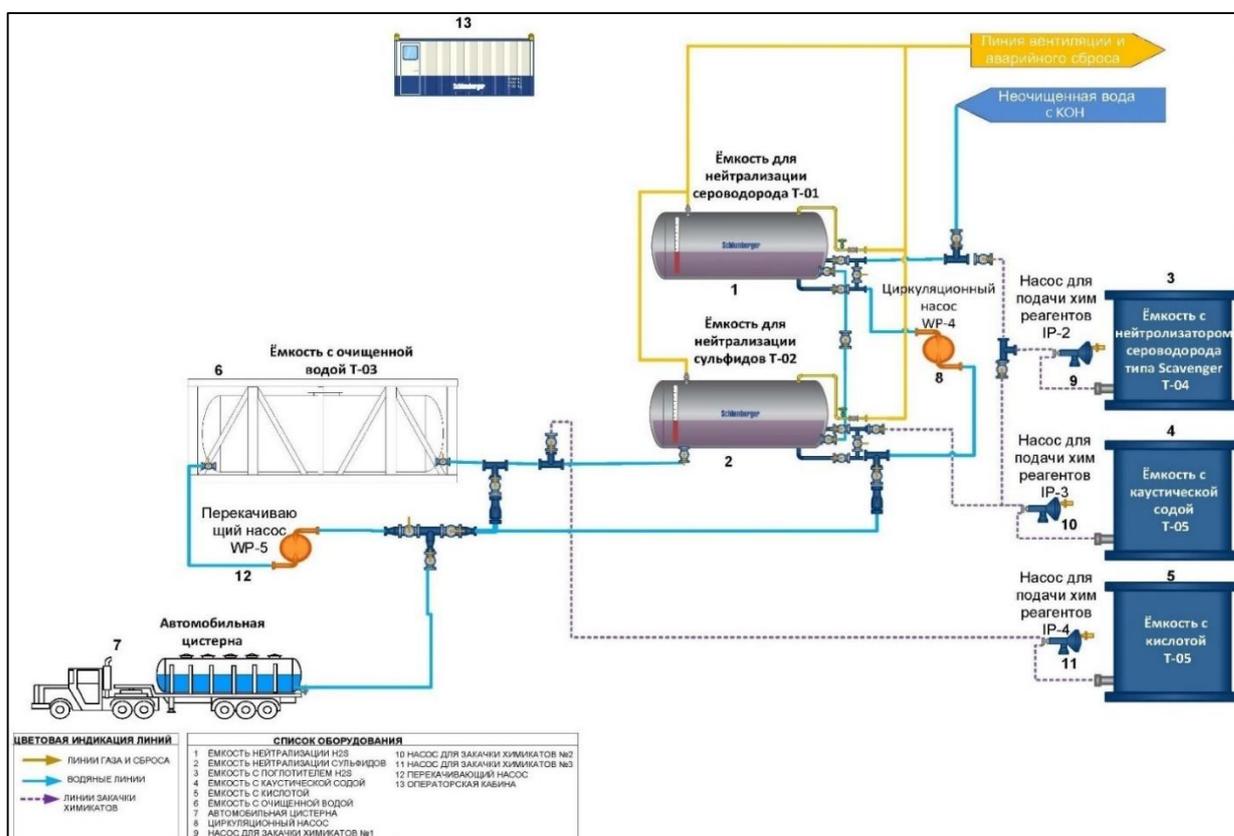


Рис.5.8.7 - Технологическая схема обвязки установки для нейтрализации воды

Когда вода поступает в Ёмкость T-1, поглотитель впрыскивается насосом для заправки химикатов №1. Рециркуляционный насос позволяет воде циркулировать внутри

ёмкости Т-1 или направлять воду в ёмкость Т-2 или циркулировать между емкостями.

Две ёмкости Т-01 и Т-02 можно использовать последовательно или параллельно в зависимости от качества и объёма получаемой воды.

Химический насос №2 через распределительный коллектор позволяет впрыскивать каустическую соду в первую или во вторую ёмкость при необходимости и по результатам контрольных проб. При достижении приемлемого результата вода направляется в резервуар чистого хранения, где за счет впрыска кислоты (насос для закачки химикатов №3) корректируется показатель рН. Резервуар для чистого хранения оборудован перекачивающим насосом, что позволяет перекачивать воду из резервуара в автотранспорт подрядной организации для дальнейшего транспортирования в целях утилизации.

Возможно применение других вариантов технологии нейтрализации воды, отличающихся от описанного в настоящем подразделе.

5.8.4. Лабораторные исследования

Комплекс работ, намеченный в проектируемой поисковой скважине, предусматривает отбор керна и пластовых флюидов. В целях исследования кернового материала, характеризующего продуктивные горизонты, для уточнения и дальнейшего изучения фильтрационно-емкостных свойств пород, установления петрофизической основы для интерпретации материалов ГИС. Согласно стандарту по исследованию пластовой нефти, качественными пробами могут являться только те пробы, которые были отобраны вместе с параллельными пробами, и контрольные параметры этих проб идентичны.

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

Таблица 5.8.5 - Виды лабораторных исследований

№	Наименование	Ед. измерения	Количество
1	Определение ФЕС	образец	600
2	Литолого-петрографические исследования	образец	100
3	Минералогический состав пород	образец	50
4	Люминесцентно-битуминологические исследования	образец	30
5	Параметр пористости	образец	50
6	Параметр насыщения	образец	50
7	Анализ кривых капиллярного давления	образец	50
8	Определение коэффициента вытеснения нефти	образец	30
9	Анализ кривых относительной проницаемости для нефти и воды	образец	30
10	Анализ смачиваемости	образец	20
11	Геомеханические исследования (сжимаемость породы, коэффициент Пуассона, модуль Юнга, скорости пробега упругих волн при разных значениях давления обжима и др.)	образец	20
12	Анализ поверхностной пробы нефти	образец	9
13	Анализ проб пластовой нефти	образец	9
14	Анализ проб пластовой воды	образец	4

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

Настоящим проектом предусматривается только поиск УВ в отложениях пермского, каменноугольного и девонского возраста на структуре Каратон подсолевой, никаких других поисков полезных ископаемых не предусматривается.

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

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

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

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

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

В процессе проведения разведочных работ, предусмотренных настоящим ДПРР №2, геологической службой ЧК «Karaton Operating Ltd» должна систематизироваться информация о ежедневных полевых работах, о состоянии обработки полевых данных, об условиях проводки скважин, о проходке с отбором керна и линейном выносе, о проведенных комплексах ГИС, отбор проб и испытание продуктивных пластов. Эти данные в дальнейшем будут отражены в квартальных и годовых отчетах.

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

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

На скважины заводятся дела, включающее в себя:

- журнал описания 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, нефтегазопроявления.

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

После окончания буровых работ на площади проводится обобщение и анализ данных бурения и промысловой геофизики, а также проведенных лабораторных анализов керна и пластовых флюидов в условиях вскрытия с уточнением литолого-стратиграфической оценки вскрытой толщи и перспектив ее нефтегазоносности.

При подтверждении наличия залежей с прогнозируемыми промышленными запасами УВ, составляется оперативный подсчет запасов с дальнейшим вводом их в пробную эксплуатацию.

В случае отрицательных результатов бурения и испытания независимой поисковой скважины недропользователю необходимо: оценить целесообразность бурения зависимых скважин, пересмотреть местоположение и количество объектов испытания зависимых скважин.

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

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

- «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200;

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

- Закона Республики Казахстан от 11 апреля 2014 г. № 188-V «О гражданской защите»;

- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК.

8.1. Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины

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

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

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

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

К ликвидации планируется 1 поисковая скважина СГ-9, на участке Каратон подсолевой проектной глубиной 6000 м.

Работы по ликвидации скважины будут производиться с применением буровой установки Rig-4, ZJ-70 или аналог ZJ-40 с грузоподъемностью не менее 140 т, отвечающий всем техническим требованиям проведения работ по ликвидации.

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

Таблица 8.1.1 - Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (основной вариант со спуском экс. колонны)

№	Операции по скважине	Продолжительность, час: мин.
1	2	3
1	Монтаж и мобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка. Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора. Монтаж и опрессовка ПВО с представителями АСС. Работа пусковой комиссии.	336:00
2	ПЗР. Сборка и спуск в скважину комбинированной бурильной колонны НКТ Ø88,9 + Ø73 мм + печать на забой для определения технического состояние обсадной колонны.	16:00
3	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора, полный подъем инструмента.	18:00
4	Спуск в скважину комбинированной бурильной колонны НКТ Ø88,9 + Ø73 мм с воронкой на глубину 5540 м.	20:00
5	Установить цементный мост №1 в интервале 5540-5660 м.	02:00
6	Поднять компоновку на 5540 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
7	Поднять трубы до 5440 м и произвести ОЗЦ (24 часа) или до затвердение поверхностных проб.	25:00
8	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	02:00
9	Подъем бурильной колонны на глубину 4900 м. Установить цементный мост №2 в интервале 4900-5010 м.	03:00
10	Поднять компоновку на 4900 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
11	Поднять трубы до 4800 м и произвести ОЗЦ (24 часа) или до затвердение поверхностных проб.	25:00
12	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	02:00
13	Подъем бурильной колонны на глубину 4550 м. Установить цементный мост №3 в интервале 4550-4650 м.	03:00
14	Поднять компоновку на 4550 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
15	Поднять трубы до 4450 м и произвести ОЗЦ (24 часа) или до затвердение поверхностных проб.	25:00
16	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	02:00
17	Подъем бурильной колонны на глубину 4020 м. Установить цементный мост №4 в интервале 4020-4170 м.	03:00
18	Поднять компоновку на 4020 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
19	Поднять трубы до 3920 м и произвести ОЗЦ (24 часа) или до затвердение поверхностных проб.	25:00
20	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности, испытывается методом гидравлической опрессовкой.	02:00
21	Подъем бурильной колонны на глубину 2700 м. Установить цементный мост №5 в интервале 2700-2820 м.	03:00
22	Поднять компоновку на 2700 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
23	Поднять трубы до 2600 м и произвести ОЗЦ (24 часа) или до затвердение поверхностных проб.	25:00
24	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности, испытывается методом гидравлической опрессовкой.	02:00

Продолжение таблицы 8.1.1

25	Подъем бурильной колонны с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором обработанным ингибитором коррозии и нейтрализатором сероводорода.	07:00
26	Демонтаж и демобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка	168:00
27	Оборудование устья скважины в соответствии с Глава 4. П.35 «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», фиксация координаты скважины маркшейдерской службой АО НК «КазгМунайГаз»;	08:00
	ИТОГО:	732:00
	Продолжительность работ, сут.	30,5

Таблица 8.1.2 - Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (основной вариант без спуска экс. колонны)

№	Операции по скважине	Продолжительность, час: мин.
1	2	3
1.	Монтаж и мобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка. Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора. Монтаж и опрессовка ПВО с представителями АСС. Работа пусковой комиссии.	336:00
2.	Спуск в скважину комбинированной бурильной колонны НКТ Ø88,9 + Ø73 мм с воронкой на забой, замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора, подъем инструмента на 3820 м.	16:00
3	Установить цементный мост №1 в интервале 3860-3930 м.	02:00
4	Поднять компоновку на 3860 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
5	Поднять трубы до 3760 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
6.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	02:00
7.	Подъем бурильной колонны на глубину 1970м с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором обработанным ингибитором коррозии и нейтрализатором сероводорода. Установить цементный мост №2 в интервале 1970-1870 м.	06:00
8.	Поднять компоновку на 1870 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
9.	Поднять трубы до 1770 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
10.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности, испытывается методом гидравлической опрессовкой.	02:00
11.	Подъем бурильной колонны с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором обработанным ингибитором коррозии и нейтрализатором сероводорода.	05:00
12.	Демонтаж и демобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка	168:00
13.	Оборудование устья скважины в соответствии с Глава 4. П.35 «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», фиксация координаты скважины маркшейдерской службой АО НК «КазгМунайГаз».	08:00
	ИТОГО:	599:00
	Продолжительность работ, сут.	25

Таблица 8.1.3 - Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (резервный вариант со спуском хвостовика)

№	Операции по скважине	Продолжительность, час: мин.
1	2	3
1.	Монтаж и мобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка. Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора. Монтаж и опрессовка ПВО с представителями АСС. Работа пусковой комиссии.	336:00
2.	ПЗР. Сборка и спуск в скважину комбинированной бурильной колонны НКТ Ø88,9 + Ø73 мм + печать на забой для определения технического состояние обсадной колонны.	16:00
3.	Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора, полный подъем инструмента.	18:00
4.	Спуск в скважину комбинированной бурильной колонны НКТ Ø88,9 + Ø73 мм с воронкой на глубину 5540 м.	18:00
5.	Установить цементный мост №1 в интервале 5540-5660 м.	02:00
6.	Поднять компоновку на 5540 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
7.	Поднять трубы до 5440 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
8.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	02:00
9.	Подъем бурильной колонны на глубину 5070 м. Установить цементный мост №2 в интервале 5070-5170 м.	03:00
10.	Поднять компоновку на 5070 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
11.	Поднять трубы до 4970 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
12.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	02:00
13.	Подъем бурильной колонны на глубину 4900 м. Установить цементный мост №3 в интервале 4900-5010 м.	03:00
14.	Поднять компоновку на 4900 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
15.	Поднять трубы до 4800 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
16.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	02:00
17.	Подъем бурильной колонны на глубину 4550 м. Установить цементный мост №4 в интервале 4550-4650 м.	03:00
18.	Поднять компоновку на 4550 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
19.	Поднять трубы до 4450 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
20.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности, испытывается методом гидравлической опрессовкой.	02:00
21.	Подъем бурильной колонны на глубину 4020 м. Установить цементный мост №5 в интервале 4020-4170 м.	03:00
22.	Поднять компоновку на 4020 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
23.	Поднять трубы до 3920 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
24.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности, испытывается методом гидравлической опрессовкой.	02:00
25.	Подъем бурильной колонны на глубину 3830 м. Установить цементный мост №6 в интервале 3760-3830 м.	03:00
26.	Поднять компоновку на 3760 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
27.	Поднять трубы до 3660 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
28.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности, испытывается методом гидравлической опрессовкой.	02:00

Продолжение таблицы 8.1.3

29	Подъем бурильной колонны с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором обработанным ингибитором коррозии и нейтрализатором сероводорода.	07:00
30	Демонтаж и демобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка	168:00
31	Оборудование устья скважины в соответствии с Глава 4. П.35 «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», фиксация координаты скважины маркшейдерской службой АО НК «КазгМунайГаз».	08:00
	ИТОГО:	762:00
	Продолжительность работ, сут.	31,75

Таблица 8.1.4 - Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (резервный вариант без спуска хвостовика)

№	Операции по скважине	Продолжительность, час: мин.
1	2	3
1.	Монтаж и мобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка. Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора. Монтаж и опрессовка ПВО с представителями АСС. Работа пусковой комиссии.	336:00
2.	ПЗР. Сборка и спуск в скважину комбинированной бурильной колонны НКТ Ø88,9 + Ø73 мм + печать для определения технического состояние обсадной колонны 177,8 мм. Полный подъем инструмента.	16:00
3.	Спуск в скважину комбинированной бурильной колонны НКТ Ø88,9 + Ø73 мм с воронкой на забой. Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора, Подъем инструмента на 5120м.	20:00
4.	Установить цементный мост №1 в интервале 5120-5240 м.	02:00
5.	Поднять компоновку на 5120 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
6.	Поднять трубы до 5020 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
7.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности.	02:00
8.	Подъем бурильной колонны на глубину 3710 м. Установить цементный мост №2 в интервале 3710-3830 м.	03:00
9.	Поднять компоновку на 3710 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой.	02:00
10.	Поднять трубы до 3610 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
11.	Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности, испытывается методом гидравлической опрессовкой.	02:00
12.	Подъем бурильной колонны с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором обработанным ингибитором коррозии и нейтрализатором сероводорода.	07:00
13.	Демонтаж и демобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка	168:00
14.	Оборудование устья скважины в соответствии с Глава 4. П.35 «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», фиксация координаты скважины маркшейдерской службой АО НК «КазгМунайГаз».	08:00
	ИТОГО:	618:00
	Продолжительность работ, сут.	25,75

Примечание: Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Установленный в башмаке последней технической колонны цементный мост, кроме того, испытывается методом гидравлической опрессовки.

Для интервалов перфорации взяты ориентировочные значения.

Таблица 8.1.5 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн водозаборных скважин

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (направление, кондуктор, первая и последующие, промежуточные, заменяющая, надставка, эксплуатационная) или открытый ствол	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Высота подъема тампонажного раствора за колонной, м	Количество отдельно спускаемых частей колонны, шт.	Номер отдельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки отдельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны (в т.ч. в один прием или секциями), установки надставки, смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление Ø244,5мм	0	40	295,3	0	1	1	0	40	Создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе. Предохранение устья скважины от размыва
2	Экс. колонна Ø168,3мм	0	360	215,9	0	1	1	0	360	Перекрытие верхних неустойчивых и водоносных отложений. Установка ПВО перед вскрытием водоносного горизонта
3	Фильтр-хвостовик Ø114,3мм	0	750	149,23	0	1	1	310	730	Освоение и эксплуатация водоносных горизонтов

Примечание: Глубина установки башмака эксплуатационной колонны будет уточняться геологической службой Заказчика.

Таблица 8.1.6 – Ликвидация водозаборных скважин с помощью ПА УПА-60/80

№	Операции по скважине	Продолжительность, час: мин.
1	2	3
1.	Монтаж и мобилизация ПА, всего вспомогательного оборудования и жилого вагона. Завоз тех. воды.	04:00
2.	ПЗР. Полный подъем подземного оборудования и инструмента.	03:00
3.	Спуск в скважину колонны НКТ Ø73 мм с пером до искусственного забоя и промывка 2 цикла до чистой воды. Подъем инструмента на 650м.	06:00
4.	Установить цементный мост №1 в интервале 650-600 м.	01:00
5.	Поднять трубы до 350 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
6.	Спустить трубы до кровли цементного моста для проверки прочности ЦМ.	01:00
7.	Подъем колонны НКТ на глубину 360 м. Установить цементный мост №2 в интервале 360-310 м.	02:00
8.	Поднять трубы до 250 м и произвести ОЗЦ (24 часа).	25:00
9.	Спустить инструмент до кровли цементного моста для проверки прочности ЦМ.	02:00
10.	Подъем колонны НКТ с выбросом на приемные мостки.	03:00
11.	Демонтаж и демобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и жилого вагона.	04:00
	ИТОГО:	76:00
	Продолжительность работ, сут.	3,16

8.2. Интервалы установки цементных мостов

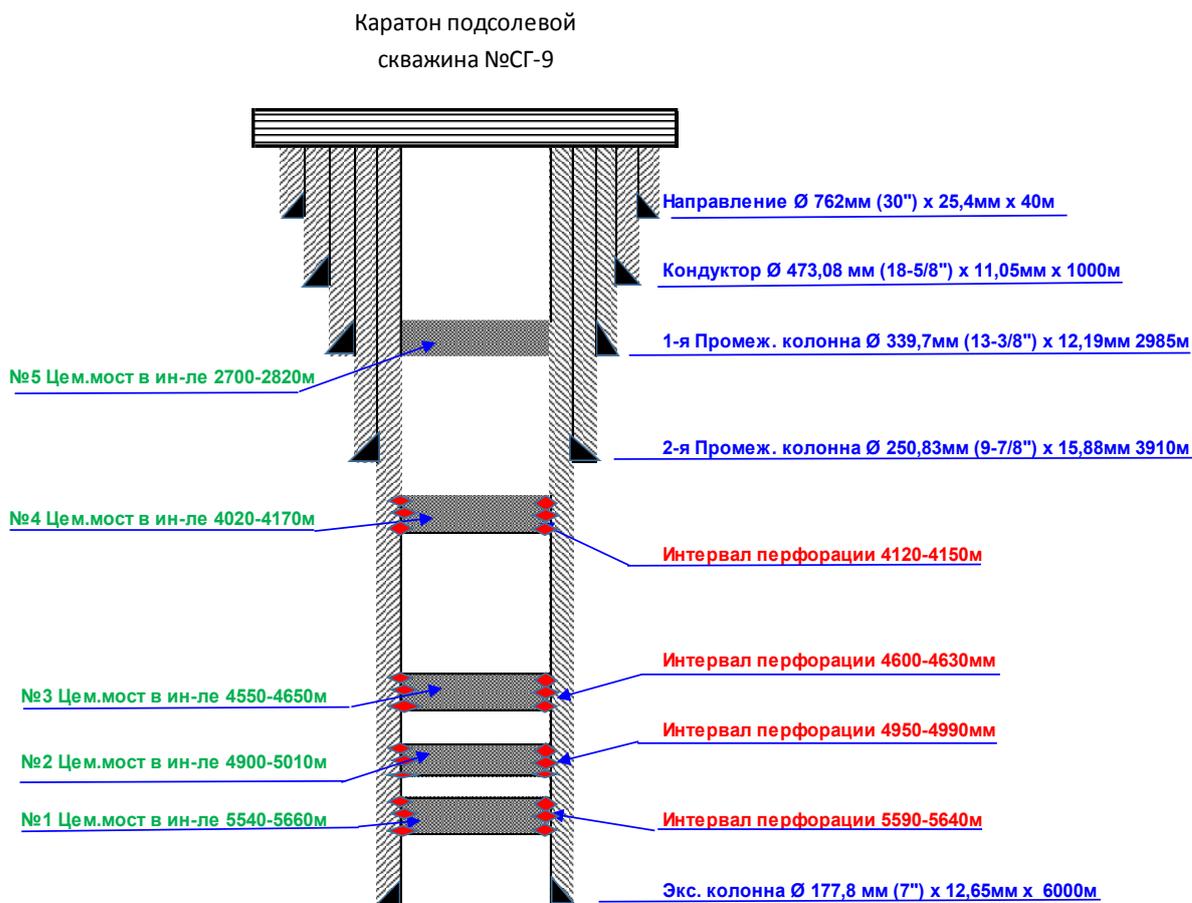


Рис.8.2.1 - Интервалы установки цем. мостов по осн. варианту

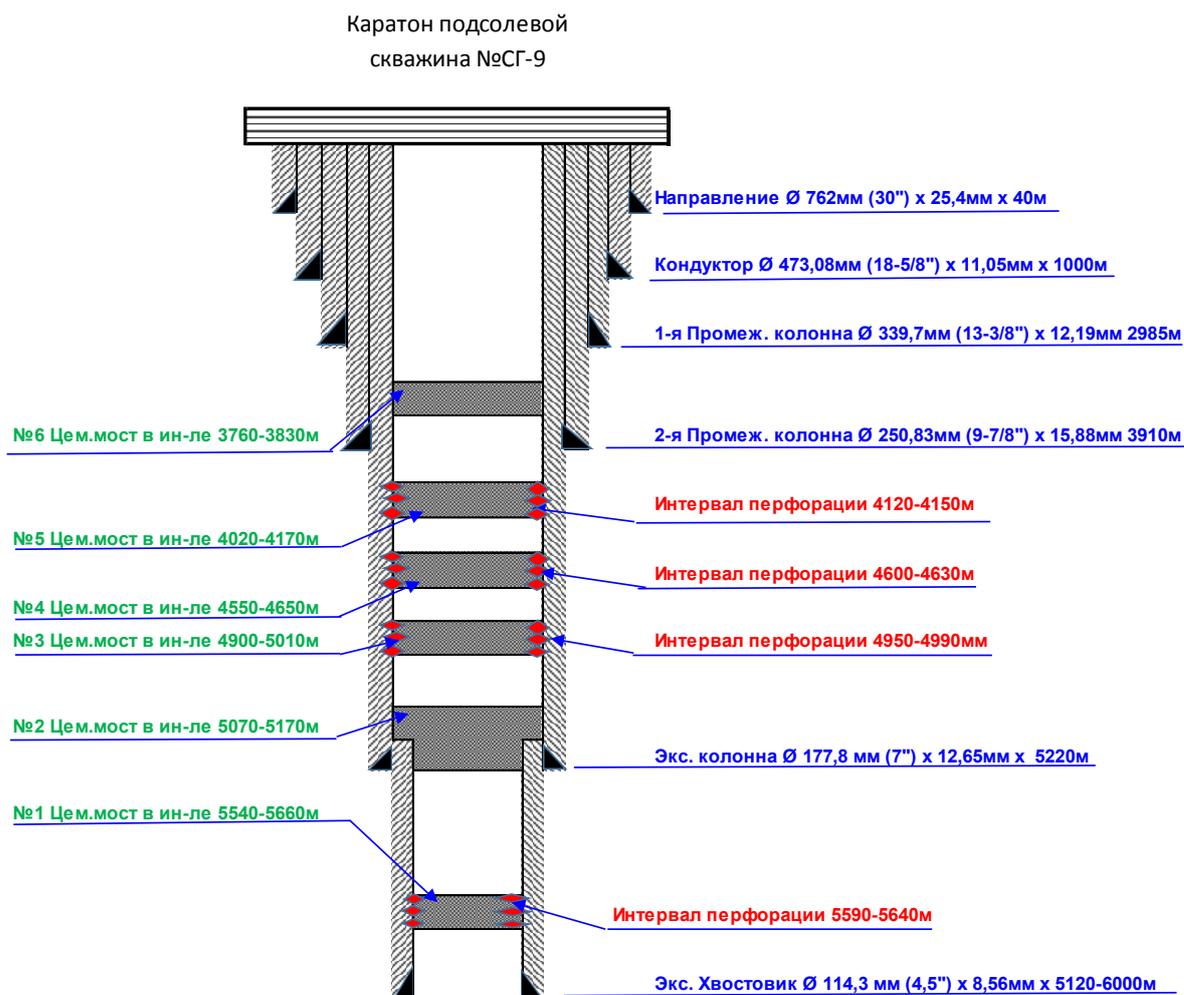


Рис.8.2.2 - Интервалы установки цем. мостов по рез. варианту

8.3. Сводный экономический расчет по ликвидации скважины СГ-9

В таблице 8.3.1 дана приблизительная стоимость ликвидации поисковой скважины СГ-9 и 2-х водозаборных скважин.

Таблица 8.3.1 - Сводный экономический расчет ликвидации поисковой скважины СГ-9 с применением БУ ZJ-40

№ПП	Наименование работ	Ед. изм. тг	Количество, шт	Сумма в ценах на 2022г. (без НДС)
1	Мобилизация и монтаж буровой установки ZJ-40	214 900 917	1	-
2	Суточная ставка буровой установки ZJ-40	9 855 140	8	78 841 120
3	Демобилизация и демонтаж буровой установки ZJ-40	214 900 917	1	-
Услуги цементирования				
4	Мобилизация оборудования и персонала с базы Подрядчика на месторождение Заказчика	тенге	1	8 455 000
5	Демобилизация оборудования и персонала с месторождение Заказчика до базы Подрядчика	тенге	1	8 455 000
6	Комплект цементирующего оборудования и бригады	тенге	7	5 421 650
7	Расходы химии на приготовление цементного раствора	тенге	1	2 872 170
Утилизация				
8	Утилизация бурового раствора	тенге	1	20 007 000
Всего затрат без НДС		тенге		124 051 940
Ликвидация 2-х водозаборных скважин				
1	Все расходы по ликвидации 2-х скважин	тенге	2	22 750 000

Примечание:

1. В целях экономии бюджетных средств на строительство скважин, при ликвидации рекомендуется использование бурового раствора, применяемый при бурении секции под хвостовик. Для дальнейшего использования необходимо рассмотреть резервуары (емкости с перемешивателями) для хранения бурового раствора.
2. Емкости для бурового раствора должны обеспечивать 2-х кратный объем скважины (минимальное количество перемешивателей и гидростолетов по 3 шт на каждую емкость).
3. Расходы на рекультивационные работы будут отражаться в проекте рекультивации.
4. Согласно техническому проекту на строительство скважины СГ-9 работы по испытанию будут проводиться с помощью БУ ZJ-40. Для оптимизации по сокращению экономических показателей при проводке скважины, рекомендуем использовать данный станок на ликвидацию скважины.
5. В связи с недостаточной полезной высотой подвышечного пространства БУ ZJ-20 на установку ПВО, рекомендуем использовать БУ ZJ-40.

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

Основной задачей охраны недр и окружающей среды является рациональное использование природных ресурсов на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Работы на участке проводятся в соответствии с существующими методическими указаниями и инструкциями по соблюдению требований охраны недр, окружающей среды и рационального использования недр.

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

Мониторинг состояния окружающей среды на участке Каратон подсолевой проводил АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» на основании программы производственного экологического контроля.

9.1. Природно-климатическая характеристика района

Рассматриваемая территория в географическом отношении расположена в юго-восточной части Прикаспийской впадины на восточном берегу Каспийского моря, в Атырауской и Мангистауской областях (рис. 9.1.1).

Площадь участка недр (геологического отвода), за вычетом исключаемого участка составляет – 3961,37 кв.км. Глубина – до подошвы палеозойских отложений.

Ближайший населенный пункт поселок и станция Кульсары находится в 50 км к северо-востоку от исследуемого блока, областной центр г.Атырау – в 120 км к северо-западу. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, а с районным центром и г. Атырау по трассе Актау-Атырау.

Температура воздуха является одной из основных характеристик климата. Режим температуры воздуха исследуемой области характеризуется большой контрастностью и резкостью сезонных и межгодовых колебаний, значительной суточной и годовой амплитудой. Характерным является также преобладание теплого периода над холодным. Продолжительность безморозного периода составляет около полугода для севера региона и увеличивается к югу. Среднегодовая температура воздуха составляет 9-11 °С, при этом она увеличивается с севера на юг и от моря к побережью.

Атмосферные осадки и влажность воздуха. Рассматриваемая территория относится к числу районов, недостаточно обеспеченных осадками. Колебания количества осадков могут быть значительны от года к году и от месяца к месяцу. Во влажные месяцы осадков

может выпадать до двухмесячных норм, а в засушливые – менее 20% от месячной нормы или не выпадать вообще.

Большая часть осадков (около 65-70%) выпадает в виде дождя, около 10-15% осадки носят смешанный характер (дождь, снег) и около 15-20% осадков выпадает в виде снега.

Среднее годовое количество осадков составляет 150-200мм. Максимальное годовое количество осадков наблюдается на севере региона. С продвижением на юг годовое количество осадков уменьшается.

Относительная влажность воздуха в сочетании с температурой создает представление об испаряемости влаги с поверхности почвы, растительности и водоемов. Среднемесячные значения относительной влажности от 47% в летние месяцы до 84% в зимние. На побережье значения относительной влажности несколько выше, при продвижении на сушу они уменьшаются.

Направление и скорость ветра. Ветровой режим северо-восточного Каспия обусловлен общей циркуляцией атмосферы и местными термическими и барикоциркуляционными процессами. Изменчивость преобладающих направлений ветра от сезона к сезону зависит от интенсивности Сибирского максимума, Азорского максимума и Исландского минимума.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района участка Каратон подсолевой в Жылыойском районе Атырауской области представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Кульсары за 2024 год.

Таблица 9.1.1 - Общая климатическая характеристика

Средняя максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца (июль)°С	+34,6
Средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца (январь)°С	-10,1
Абсолютный максимум скорости ветра при порыве, м/сек	22
Средняя высота снежного покрова, см	3

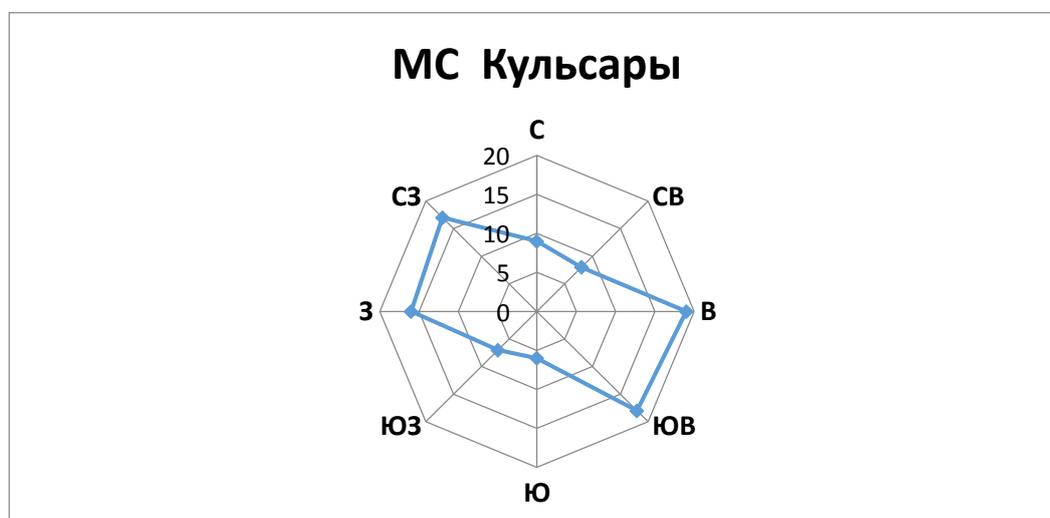


Рис. 9.1.1 – Роза ветров Жылыойского района

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

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
9	8	19	18	6	7	16	17	18

Таблица 9.1.3 - Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Сред.	-6,8	-3,8	2,5	18,0	17,3	27,9	28,3	26,2	19,7	10,4	2,4	-3,6	11,5

Таблица 9.1.4 - Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Сред.	4,7	5,1	3,6	3,6	2,9	3,4	3,0	3,2	3,9	3,8	4,0	4,2	3,8

9.2. Охрана атмосферного воздуха от загрязнений

Отчет по производственному экологическому контролю на участке Каратон подсолевой за 2024-2025гг. проводил АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» согласно Программе экологического контроля, установившая общие требования к ведению производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды в процессе производственной деятельности.

Для оценки влияния производственной деятельности на атмосферный воздух проводились замеры содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны предприятия.

Результаты анализов отобранных проб атмосферного воздуха на границе СЗЗ приведены в таблице 9.2.1 и 9.2.2.

Таблица 9.2.1 - Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2024г

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация, мг/м ³				Норма предельно допустимых концентраций (м. р., мг/м ³)	Наличие превышений предельно допустимых концентраций, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
		1 кв	2 кв	3 кв	4 кв			
граница СЗЗ К-8-01	Диоксид азота	0,004	0,002	0,006	0,001	0,2	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,006	0,005	0,003	0,005	0,4	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	2,14	2,08	1,14	2,46	5,0	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	0,378	0,366	0,420	0,481	50,0	отсутствуют	не требуются
	Пыль	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	0,3	отсутствуют	не требуются
граница СЗЗ К-8-02	Диоксид азота	0,005	0,003	0,007	0,003	0,2	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,006	0,004	0,002	0,006	0,4	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	2,38	1,97	1,37	2,59	5,0	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	0,345	0,414	0,435	0,492	50,0	отсутствуют	не требуются
	Пыль	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	0,3	отсутствуют	не требуются
граница СЗЗ К-8-03	Диоксид азота	0,003	0,002	0,008	0,002	0,2	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,005	0,004	0,002	0,004	0,4	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	2,38	2,23	1,68	3,25	5,0	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	0,345	0,451	0,448	0,504	50,0	отсутствуют	не требуются
	Пыль	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	0,3	отсутствуют	не требуются
граница СЗЗ К-8-04	Диоксид азота	0,003	0,003	0,006	0,002	0,2	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,006	0,005	0,001	0,005	0,4	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	2,29	2,13	1,45	3,34	5,0	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	0,376	0,364	0,462	0,521	50,0	отсутствуют	не требуются
	Пыль	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	0,3	отсутствуют	не требуются
граница СЗЗ К-8-05	Диоксид азота	0,002	0,002	0,008	0,002	0,2	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,005	0,004	0,002	0,008	0,4	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	2,43	1,59	1,59	2,68	5,0	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	0,472	0,350	0,504	0,475	50,0	отсутствуют	не требуются
	Пыль	<0,05	0,015	<0,05	<0,05	0,3	отсутствуют	не требуются
граница СЗЗ К-8-06	Диоксид азота	0,004	0,003	0,006	0,002	0,2	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,006	0,004	0,003	0,006	0,4	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	2,19	1,44	1,74	3,03	5,0	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	0,425	0,324	0,516	0,471	50,0	отсутствуют	не требуются
	Пыль	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	0,3	отсутствуют	не требуются

Таблица 9.2.1 - Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2025г

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация, мг/м ³		Норма предельно допустимых концентраций (м. р., мг/м ³)	Наличие превышений предельно допустимых концентраций, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
		1 кв	2 кв			
граница СЗЗ К-8-01	Диоксид азота	0,006	0,007	0,2	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,005	0,005	0,4	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	0,5	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	<0,004	<0,004	0,008	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	1,80	1,20	5,0	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	0,434	0,381	50,0	отсутствуют	не требуются
	Пыль	<0,05	<0,05	0,3	отсутствуют	не требуются
граница СЗЗ К-8-02	Диоксид азота	0,006	0,004	0,2	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,005	0,006	0,4	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	0,5	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	<0,004	<0,004	0,008	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	2,01	1,08	5,0	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	0,511	0,330	50,0	отсутствуют	не требуются
	Пыль	<0,05	<0,05	0,3	отсутствуют	не требуются
граница СЗЗ К-8-03	Диоксид азота	0,006	0,009	0,2	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,005	0,005	0,4	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	0,5	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	<0,004	<0,004	0,008	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	2,23	1,56	5,0	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	0,480	0,429	50,0	отсутствуют	не требуются
	Пыль	<0,05	<0,05	0,3	отсутствуют	не требуются
граница СЗЗ К-8-04	Диоксид азота	0,006	0,004	0,2	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,005	0,004	0,4	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	0,5	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	<0,004	<0,004	0,008	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	2,42	1,35	5,0	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	0,570	0,609	50,0	отсутствуют	не требуются
	Пыль	<0,05	<0,05	0,3	отсутствуют	не требуются
граница СЗЗ К-8-05	Диоксид азота	0,006	0,009	0,2	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,005	0,006	0,4	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	0,5	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	<0,004	<0,004	0,008	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	2,17	1,09	5,0	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	0,472	0,786	50,0	отсутствуют	не требуются
	Пыль	<0,05	<0,05	0,3	отсутствуют	не требуются
граница СЗЗ К-8-06	Диоксид азота	0,006	0,004	0,2	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,005	0,005	0,4	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	<0,025	<0,025	0,5	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	<0,004	<0,004	0,008	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	1,92	1,20	5,0	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	0,447	0,722	50,0	отсутствуют	не требуются
	Пыль	<0,05	<0,05	0,3	отсутствуют	не требуются

Вывод: анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны по месторождению Каратон показал, что

максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам незначительны, находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м.р.), установленных для населенных мест.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100 % контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

9.3. Охрана поверхностных и подземных вод

Территория Атырауской области бедна приточными водами. На территории области распространены обводнительные системы с забором воды из р. Урал. Густота речной сети составляет в среднем от 2 до 4 км на 100 км².

Крупными реками, протекающими по территории области, являются: Урал – главная водная артерия области (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км), Эмба (712 км), Сагыз (511 км), Ойыл (800 км). Река Урал впадает в Каспийское море в 45-50 км южнее города Атырау. Реки Ойыл, Эмба, Сагиз, Кайнар – имеют течение лишь весной, в период паводка. В низовьях рек образуются протоки, разливы, рукава, заболоченные участки и многочисленные озера, большинство из которых соленые. Летом, высыхая, они превращаются в солончаки. По берегам рек встречаются тополевыи, ивовые рощи. Самое крупное озеро области – Индерское (110,5 км²). Водные ресурсы области ограничены и представлены поверхностными и подземными водами.

Водоносный горизонт территории содержит воды с минерализацией от 93,5 до 229,5 г/дм³. Химический состав вод хлоридно-натриевый. Соры в данном случае являются аккумуляторами всех поверхностных стоков атмосферных осадков с окружающих их поверхностей. Кроме того, для грунтовых вод верхнечетвертичных морских хвалынских

отложений и напорных вод нижнемеловых, юрских, триасовых они служат областью их разгрузки. Грунтовые воды залегают на глубине 2-4 м. В разрезе надсолевого комплекса пород прослеживаются водоносные горизонты мощностью от 5 до 40м, представленные песками и песчаниками, в отдельных случаях встречаются прослой известняков.

Исключительная сухость климата, малое количество атмосферных осадков в сочетании с незначительным уклоном поверхности обуславливает резкие колебания водности рек, имеющих в основном снеговое и отчасти грунтовое питание. Только р. Урал сохраняет постоянное течение, а все остальные практически не имеют постоянного стока и слепо оканчиваются в сорах и песках.

Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территорий от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- с целью контроля расхода питьевой воды должны быть предусмотрены водомерные устройства;
- обваловка и бетонирование площадок;
- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- создание герметизированной системы сбора очистки и утилизации всех промышленных стоков;
- ежеквартальные мониторинговые наблюдения;
- для обеспечения санитарно-эпидемиологической надежности хозяйственно-питьевого водоснабжения воду перед подачей потребителю необходимо обеззараживать, а вокруг площадки водопроводных сооружений организовать санитарно-защитную зону в соответствии со СНиП РК 4.01-02-2001.

9.4. Управление отходами

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

Опасными субстанциями, загрязняющими компонентами природной среды в процессе разработки месторождения являются буровой шлам, отработанный буровой раствор, металлолом (отработанные долота, обрезки труб), отработанные масла и коммунальные отходы. Все производственные и коммунальные отходы отходы по мере

накопления вывозятся согласно договору со специализированной организацией на переработку.

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

- применение технологий утилизации отходов;
- продолжать техническую и биологическую рекультивацию почв, направленную на сокращение сроков восстановления загрязнённой природной системы;
- осуществить мониторинг почв, включающий обследование механического, физического и химического состояния и др.

9.5. Охрана почвенного покрова

Описываемая территория по почвенно-географическому районированию относится к Прикаспийской провинции подзоны бурых почв северной пустыни. Аридность климатических условий территории, широкое распространение засоленных почвообразующих пород обуславливают низкую гумусированность почв, слабую выщелоченность от карбонатов и легкорастворимых солей, повышенную щелочность почвенных растворов и широкое проявление процессов солонцевания почв.

Важную роль в формировании и пространственном распределении почвенного покрова Прикаспийской низменности играет микрорельеф, представленный здесь разнообразными по величине и форме западинами и блюдцами, генетически связанными с суффозионными, эрозионными и дефляционными процессами. Перераспределяя атмосферную влагу по поверхности, микрорельеф создает неодинаковые гидрологические и микроклиматические условия почвообразования, следствием чего является весьма характерная для данного района резко выраженная комплексность почвенно-растительного покрова.

Почвы района обладают низким агроэкологическим потенциалом, непригодны для земледелия без орошения и могут использоваться только в качестве малопродуктивных пастбищных земель. Отсутствие задернованности поверхностных горизонтов, слабая гумусированность и засоленность почв определяют их низкую природную устойчивость и легкую ранимость под влиянием антропогенных воздействий.

Бурые солонцеватые почвы. Бурые почвы являются самыми распространенными почвами Атырауской области, занимающими свыше 20% ее территории и встречаются преимущественно в комплексе с солонцами пустынными. По механическому составу бурые солонцеватые почвы в районе рассматриваемого участка относятся к легкосуглинистым разновидностям.

Основной фон растительности на бурых солонцеватых почвах составляет изреженный покров белопопынной ассоциации с небольшим участием мортука, мятлика луковичного эбелека.

Содержание гумуса у бурых солонцеватых почв колеблется от 0,5 до 0,8%. Своеобразным является распределение гумуса по вертикальному профилю, нередко, с максимумом содержания в иллювиальном солонцовом горизонте.

Максимальные показатели емкости поглощения отмечаются в солонцовом горизонте 7-20 мг/экв./100 г. почвы. в составе обменных оснований горизонта. В значительна роль обменного натрия от 5,1 до 10-15% от суммы. В горизонте В² его содержание может варьировать от 1 до 9 и более процентов.

Солонцы пустынные. Отличаются небольшой мощностью надсолонцового горизонта. Мощность горизонта А составляет 6-10 см, из которых 2-3 см. составляет пористая корка. Ниже его структура чешуевато-комковато пылеватая. Содержание гумуса в надсолонцовом горизонте – 0,6-0,8%, в горизонте В1 – 0,6-1,0%. На долю поглощенного натрия в солонцовом горизонте приходится 22-40% емкости поглощения. Засоление появляется в горизонте В² и отмечается по всему профилю. Тип засоления преимущественно хлоридно-сульфатный. По глубине залегания засоленного горизонта, описываемые почвы, преимущественно, солончаковые.

Солончаки соровые. Встречаются по впадинам и депрессиям, образованным, в основном, эрозионными процессами. Поверхность таких солончаков совершенно лишена растительности. Такие элементы рельефа представляют собой благоприятную среду для соленакопления за счет сноса солей талыми водами с окружающих вышележащих участков и подпитывания сильноминерализованными грунтовыми водами. Все это обеспечивает постоянную капиллярную связь сильно минерализованных грунтовых вод с поверхностными горизонтами и высокое засоление всего профиля. Вследствие этого соровые солончаки большую часть года представляют собой соленосные грязи. В жаркий сухой период, вследствие интенсивного испарения, на их поверхности образуется соляная корка мощностью от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров.

Мониторинг почвенного покрова

Мониторинг почв на месторождении является составной частью системы производственного мониторинга окружающей среды и проводится с целью:

- своевременного получения достоверной информации о воздействии объектов месторождения на почвенный покров;
- оценка прогноза и разработка рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные

комплексы, рациональному использованию и охране почв.

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляются на *стационарных экологических площадках* (СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявление тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Проводимый экологический мониторинг осуществляет контроль состояния почв с целью сохранения их ресурсного потенциала, обеспечения экологической безопасности производства, условий проживания и ведения трудовой деятельности персонала.

Так как, на блоке Каратон подсолевой не ведется изучения охраны окружающей среды (производственный экологический мониторинг ОС), для анализа современного состояния окружающей среды были применены мониторинговые исследования близлежащего месторождения Каратон.

Согласно ПЭК наблюдения за состоянием почв проводятся один раз в полугодие.

Результаты анализов проб почвы приведены в таблице 9.5.1.

Таблица 9.5.1 - Результаты анализов проб почвы, отобранных в I полугодии 2025г.

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентраций (мг/кг)	Фактическая концентрация (мг/кг)	Наличие превышений предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
Месторождение Каратон					
СЭП – 16 участок 2 53°31'28,1" 46°26'32,6	Медь	3,0	0,363	не превышает	-
	Цинк	23,0	2,874	не превышает	-
	Свинец	32,0	1,804	не превышает	-
	Никель	4,0	<2,5	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	39,3	-	-
СЭП – 17 участок 5 53°34'21,4" 46°23'45,9"	Медь	3,0	0,702	не превышает	-
	Цинк	23,0	0,960	не превышает	-
	Свинец	32,0	4,101	не превышает	-
	Никель	4,0	0,026	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	74,4	-	-
Шламонакопитель					
СЭП – 18 юго-восточная сторона 53°27'48,7" 46°26'34,3"	Медь	3,0	0,519	не превышает	-
	Цинк	23,0	2,916	не превышает	-
	Свинец	32,0	5,147	не превышает	-
	Никель	4,0	<2,5	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	106,6	-	-

Продолжение таблицы 9.5.1

1	2	3	4	5	6
СЭП – 19 юго-западная сторона 53°26'31,8" 46°26'27,1"	Медь	3,0	0,191	не превышает	-
	Цинк	23,0	1,624	не превышает	-
	Свинец	32,0	2,176	не превышает	-
	Никель	4,0	<2,5	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	94,3	-	-
СЭП – 20 северо- западная сторона 53°26'22,6" 46°27'21,9"	Медь	3,0	0,174	не превышает	-
	Цинк	23,0	4,165	не превышает	-
	Свинец	32,0	4,999	не превышает	-
	Никель	4,0	0,044	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	121,8	-	-
СЭП – 21 северо- восточная сторона 53°27'39,9" 46°27'17,0"	Медь	3,0	0,040	не превышает	-
	Цинк	23,0	3,008	не превышает	-
	Свинец	32,0	1,109	не превышает	-
	Никель	4,0	0,005	не превышает	-
	Массовая доля нефтепродуктов	не нормир-я	70,3	-	-

Результаты химического анализа проб почвы на месторождении Каратон показали, что превышения установленных нормативов предельно-допустимых концентраций валовых содержаний тяжелых металлов не наблюдается.

Мероприятия по охране почв и грунтов

Предлагается осуществление следующих мероприятий по охране почв:

- при строительстве буровых установок предусмотреть гидроизоляцию площадок под объекты;
- технология и оборудование для приготовления глинистых и водных буровых растворов, химреагентов, должны исключать загрязнение окружающей среды;
- выбуриваемая порода должна направляться в специальные шламовые емкости, имеющие гидроизоляцию;
- установка автоматического отключения скважин при авариях;
- обвалование устьев скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- максимальное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в пласт.

9.6. Растительный мир

Исследуемая территория расположена в пустынной зоне, в подзоне остепненных пустынь. Географическое положение обуславливает однородность пространственной структуры, бедность ботанического состава, низкий уровень биологического разнообразия. Основу растительного покрова составляет ксерогалофитная растительность из сочных многолетних и однолетних солянок. Практически повсеместно преобладает солянковая

растительность, за исключением сорových понижений, поверхность которых практически оголена.

Растительность участка представлена различными жизненными формами: древесная растительность (кустарники и полукустарники), и травянистые: (многолетние и одно-двулетние травы). Кустарники, как в составе флоры, так и растительного покрова играют очень незначительную роль. Основу флоры составляют травянистые растения.

Пустынная растительность представлена следующими сообществами.

Однолетнесолянковые:

- однолетнесолянковые, в сочетании с редкими тробенщиком и соляноколосником (клемакоптера мясистая и шерсистая, петросимония раскидистая, гребенщик многоветвистый, соляноколосник каспийский);

- мортуково-однолетнесолянковые (мортук восточный, мортук пшеничный, клемакоптера мясистая и шерсистая, петросимония раскидистая, соляноколосник каспийский, солянка натронная, солянка содоносная, сведа заостренная);

- соляноколосниково-однолетнесолянковые (соляноколосник каспийский, солянка натронная, солянка содоносная, сведа заостренная, клемакоптера мясистая и шерсистая, петросимония раскидистая).

Белоземельнопопынные:

- белоземельнопопынно - солянковые (попынь белоземельная, пыпынь Лерховская, пыпынь селитрянная, сведа заостренная, клемакоптера шерсистая, солянка натронная, солянка содоносная, сведа заостренная, петросимония раскидистая);

- биюргуновые (биюргун солончаковый).

Кустарниковые:

- эфимерно-гребенщиковые (мортук пшеничный, додарция, крестовник Ноевский, дескурайния Софы, гребенщик многоветвистый);

- злаково-разнотравно-гребенщиковые (верблюжья колючка, лебеда татарская солодка голая, софора лисохвостая, дымнянка, кермек Гмелина, грамала, спорыш).

В состав антропогенной растительности входят:

- адраспаново-мортуковые (адраспан, мортук пшеничный, мортук восточный), адраспаново-сарсазановые, (адраспан, сарсазан шишковытый);

- однолетнесолянково-адраспановые (сарсазан шишковытый, сведа заостренная, клемакоптера шерсистая, солянка натронная, солянка содоносная, сведа заостренная, петросимония раскидистая).

Большая территория исследуемого участка антропогенно преобразена за счет проведения строительных и буровых работ, густой транспортной сетью и линиями

высоковольтной электропроводкой.

Растительность трансформирована за счет выпаса скота, многочисленных грунтовых дорог, замусоренности бытовыми отходами.

9.7. Животный мир

Млекопитающие

Наибольшее количество видов млекопитающих относится к насекомоядным, грызунам и мелким хищникам.

Насекомоядные, семейство ежовые, представлены видом ушастый ёж - *Erinaceus auritus*. Представители этого вида встречаются в разреженных зарослях гребенщика.

Рукокрылые, семейство гладконосые рукокрылые, представлены видами: усатая ночница - (*Myotis mystacinus*) и серый ушан (*Plecotus austriacus*).

Отряд хищные, семейство псовые, представлены 3 видами: Волк – *Canis lupus* - вид, предпочитающий селиться в мелкосопочнике или в массивах бугристых песков. Корсак - (*Vulpes corsac*) распространён практически на всей территории участка, и лисица (*ulpes vulpes*) - обитает на полупустынных участках с кустарниковой растительностью.

Отряд зайцеобразные, семейство зайцы представлено видом заяц-русак (*Lepus europaeus*).

Семейство куньи представлено лаской (*Mustela nivalis*) и степным хорьком (*Mustela eversmanni*) - хищные зверьки, питающиеся насекомыми, грызунами, мелкими пернатыми и пресмыкающимися.

Отряд грызуны. Семейство ложнотушканчиковые представлено 3-мя видами: малый тушканчик - (*Allactaga elater*), большой тушканчик (*Allactaga major*) и тушканчик прыгун (*Allactaga sibirica*), которые обитают на участках полупустынного характера. Емуранчик (*Stylodipus telum*) селится в мелкобугристом рельефе. Мохноногий тушканчик (*Dipus sagitta*) обитает на территории с задернованными почвами. Хомяковые представлены следующими видами: серый хомячок (*Cricetulus migratorius*) и обыкновенная полёвка (*Microtus arvalis*).

Семейство песчанковые. Большая песчанка (*Rhombomys opimus*) - широко распространённый грызун, живущий колониями, гребенщикова песчанка (*Meriones tamariscinus*) селится по пескам, тяготеет к кустарникам гребенщика. Краснохвостая песчанка (*Meriones libycus*) обитает в эфемероидных всхолмлённых пустынях с плотными почвами и по закреплённым пескам.

Семейство мышинные представлено видами домовая мышь (*Mus musculus*) и серая крыса (*Rattus norvegicus*) распространение которых тесно связано с жилыми и хозяйственными постройками.

Класс пернатые.

Орнитофауна обследуемой территории может насчитывать более 200 видов в период пролёта, что составляет около половины видов орнитофауны Казахстана. Птиц обследуемой территории можно разделить на 4 категории по характеру пребывания: пролетные, гнездящиеся, оседлые, и зимующие.

Фауна оседлых и гнездящихся пернатых исследуемой территории обеднена в видовом отношении. Из гнездящихся пернатых отмечены: 4 вида дневных хищных (черный коршун - *Nilvus migrans*, болотный лунь - *Circus aeruginosus*, куганник – *Buteo rufinus*, степной орел - *Aquila garax*), совообразные 2 вида (филин- *Bubo bubo* и домовый сыч- *Athene noctua*), ракшеобразные - 2 вида (золотистая - *Merops apiaster* и зеленая - *Merops superciliosus* шурки). Воробьинообразные наиболее многочисленны как в видовом, так и в количественном составе. Наиболее представительны жаворонковые (хохлатый - *Galerida cristata*, малый - *Calandrella cinerea*, серый - *Calandrella rufescens*, степной - *Melanocorypha calandra* и рогатый - *Eremophila alpestris*). Трясогузковые на гнездовье отмечены 2 вида (полевой конек - *Anthus campestris* и белая трясогузка - *Motacilla alba*), и дроздовые – (обыкновенная - *Oenanthe oenanthe* и черная - *Oenanthe picata* каменки).

На зимовке встречаются 7 видов, это сизый голубь, филин, домовый сыч, хохлатый, черный и рогатый жаворонки, полевой и домовый воробьи. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет вороновых, некоторых вьюрковых и овсянок.

Значительная часть центра промыслов подвержена значительному техногенному воздействию. Фауна или практически отсутствует, или видовое разнообразие снижено до 2-4 видов.

Для сбора более точных сведений о видовом и количественном составе фауны необходимо организовать полноценные экспедиции на разных этапах жизнедеятельности представителей животного мира.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитание при проведении работ по размещению объектов инфраструктуры, складированию производственно-бытовых отходов и в период бурения скважин:

- необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения.
- учитывая, что на территории планируемых работ большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижения автотранспорта в ночное время.
- при планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать вне дорожных передвижений

автотранспорта.

- важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.).
- на весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

Мероприятия по охране флоры и фауны

Охрана растительного и животного мира, в основном, обеспечивается комплексом организационных, технологических и природоохранных мероприятий, заложенных в проекты строительства скважин.

Движение транспортных средств вне дорожной сети запрещается. Участки местности, занятые под дороги, надобность в которых отпадает после завершения строительства скважины, должны быть рекультивированы, временные водотоки, и условия их образования устранены.

Для предотвращения потравы диких, домашних животных и птиц, химреагенты, применяемые при бурении, должны храниться в местах, исключающих свободный доступ.

При проведении нефтедобычи необходимо принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми. Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь с грызунами, своевременную обработку образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительную работу и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.

9.8. Радиационная безопасность

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

- принцип нормирования – непревышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;
- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне

с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;

- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

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

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

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

Мероприятия по радиационной обстановке

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

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

- снижения дозы облучения до возможно низкого уровня.

На месторождении необходимо продолжать постоянный дозиметрический контроль нефтепромыслового оборудования, труб и др.

9.9. Аварийные ситуации

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

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

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

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

При возникновении аварийных ситуаций предприятие обязано провести следующие мероприятия:

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

Рекомендации по снижению вредного воздействия на окружающую среду:

- соблюдать контроль соответствия проектной и иной документации природоохранному законодательству РК;
- проведение ежегодного мониторинга согласно программе производственного экологического мониторинга;
- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;

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

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ

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

Таблица 10.1 - Расчет продолжительности бурения скважины СГ-9 проектной глубиной 6000м (основной вариант)

Строительно-монтажные работы для перевозки вышкомонтажной бригады, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут							
	всего	в том числе					Освоение	
		подготовительные работы к бурению	Бурение, крепление и ЭМР	Демонтаж БУ RIG-4	Монтаж, демонтаж БУ для испытания	всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	661,2	6,0	215,2	30,0	20,0	360,0	-	360,0

Примечание: *В ИТП продолжительность бурения, крепления и ЭМР указано по опыту (по аналогии) с ранее пробуренными скважинами в данном регионе.

Таблица. 10.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность, сут		
			от (верх)	до (низ)	Забойными двигателями	роторным способом	совмещенным способом
2	Кондуктор	3,6	0	1000	-	25,8*	-
3	1-я промежуточная колонна	8,0	1000	2985	-	-	24,8
4	2-я промежуточная колонна	10,5	2985	3910	-	-	25,5
5	Эксплуатационная колонна	10,0	3910	6000	-	-	107,0
Итого:		32,1				183,1	

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

При бурении с отбором керна максимальная проходка за 1 рейс 18м., общий метраж отбора керна 200м.

Таблица 10.3 - Расчет продолжительности бурения скважины СГ-9 проектной глубиной 6000м (резервный вариант)

Строительно-монтажные работы для перевозки вышкомонтажной бригады, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут							
	всего	в том числе					Освоение	
		подготовительные работы к бурению	Бурение, крепление и ЭМР	Демонтаж БУ RIG-4	Монтаж, демонтаж БУ для испытания	всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	678,0	6,0	232,0	30,0	20,0	360,0	-	360,0

Примечание: *В ИТП продолжительность бурения, крепления и ЭМР указано по опыту (по аналогии) с ранее пробуренными скважинами в данном регионе.

Таблица 10.4 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность, сут		
			от (верх)	до (низ)	Забойными двигателями	роторным способом	совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
Аналогично основному варианту							
2	Эксплуатационная колонна	12,0	3910	5220	-	-	70,8
3	Экс.хвостовик	6,8	5220	6000			44,2
Итого:		40,9					191,1

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

При бурении с отбором керна максимальная проходка за 1 рейс 18м., общий метраж отбора керна 200м.

Таблица 10.5 - Расчет продолжительности бурения водозаборных скважин проектной глубиной 750м

Строительно-монтажные работы для перевозки вышкомонтажной бригады, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут							
	всего	в том числе					освоение	
		строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	опробование пластоиспытателем на кабеле	всего	в открытом стволе	фильтр – хвостовик
1	4	5	6	7	8	9	10	11
-	32,0	8,0	4,0	15,0	-	5,0	-	5,0

Таблица 10.6 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность, сут
			от (верх)	до (низ)	
					ротаторным способом
1	2	3	4	5	6
1	Направление	1,5	0	40	0,5
2	Эксплуатационная	2,25	40	360	3,75
3	Фильтр – хвостовик	2,25	310	750	4,75
Итого		6,0	0	750	9,0

Таблица. 10.7 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность процесса, операции, сут
			1 объект
1	2	3	4
1	Подготовительные работы перед испытанием	“ССНВ”	3,2
	Шаблонирование эксплуатационной колонны	“ССНВ”	1,5
	Перфорация обсадной колонны на НКТ	“ССНВ”	3,86
	Вызов притока (очистка ПЗП после СКО с помощью ГНКТ и азотно-компрессорной установки)	“ССНВ”	3,6
	Испытание объекта на 3-х режимах	“ССНВ”	52,54
	Соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта	“ССНВ”	7,0
	Установка разделительного цементного моста	“ССНВ”	5,3
	Демонтаж станка Rig-4, монтаж станка для испытания	Местные нормы	10,0
	Подготовительно-заключительные работы	Местные нормы	3,0
Всего по объекту:			90,00
2	Подготовительные работы перед испытанием	“ССНВ”	2,9
	Шаблонирование эксплуатационной колонны	“ССНВ”	1,4
	Перфорация обсадной колонны на НКТ	“ССНВ”	3,47
	Вызов притока (очистка ПЗП после СКО с помощью ГНКТ и азотно-компрессорной установки)	“ССНВ”	3,2
	Испытание объекта на 3-х режимах	“ССНВ”	67,73
	Соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта	“ССНВ”	6,5
	Установка разделительного цементного моста	“ССНВ”	4,8
Всего по объекту:			90,00
3	Подготовительные работы перед испытанием	“ССНВ”	2,5
	Шаблонирование эксплуатационной колонны	“ССНВ”	1,1
	Перфорация обсадной колонны на НКТ	“ССНВ”	2,77
	Вызов притока (очистка ПЗП после СКО с помощью ГНКТ и азотно-компрессорной установки)	“ССНВ”	2,6
	Испытание объекта на 3-х режимах	“ССНВ”	71,33
	Соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта	“ССНВ”	5,5
	Установка разделительного цементного моста	“ССНВ”	4,2
Всего по объекту:			90,00

Продолжение таблицы 10.7

4	Подготовительные работы перед испытанием	“СЧНВ”	2,5
	Шаблонирование эксплуатационной колонны	“СЧНВ”	1,1
	Перфорация обсадной колонны на НКТ	“СЧНВ”	2,77
	Вызов притока (очистка ПЗП после СКО с помощью ГНКТ и азотно-компрессорной установки)	“СЧНВ”	2,6
	Испытание объекта на 3-х режимах	“СЧНВ”	71,33
	Соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта	“СЧНВ”	5,5
	Установка разделительного цементного моста	“СЧНВ”	4,2
	Всего по объекту:		90,00
	Суммарная по скважине:		360,00

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

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

Объем финансирования на проведение разведочных работ на контрактной территории участка Каратон подсолевой составляет 40 867 млн. тенге, сведения о видах геологоразведочных работ и объемах финансирования по годам приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Финансовые затраты на период проведения ГРР. По курсу 1\$ - 560 тенге

№	Год	Наименование работ/услуг	Стоимость в тенге без учета НДС
1	2025	Разработка Дополнения №2 к проекту разведочных работ на участке Каратон подсолевой с проектом ПредОВОС	38 896 200 тенге
2	2026	Бурение поисковой скважины СГ-9 проектной глубиной 6000м (в т.ч. проведением полного комплекса ГИС, МДТ, испытанием продуктивных объектов, отбором керна, шлама и отбором пластового флюида)	40 342 112 720 тенге
3		Бурение 2-х водозаборных скважин	486 120 000 тенге
Всего:			40 867 128 920 тенге

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1. Оценка ожидаемых ресурсов нефти

Геологическая оценка ресурсов углеводородов проводилась объемным методом, путем построения 3Д геологической модели, в которой проведено распределение по вероятностям методом (метод Монте-Карло) подсчетных параметров и уровней ВНК предполагаемых залежей.

Недостающие для расчета параметры оценивались по данным месторождений-аналогов с учетом степени схожести месторождений в виде весовых коэффициентов.

При определении подсчетных параметров в качестве аналогов были взяты месторождения с доказанной нефтенасыщенностью – Тенгиз и Кайран.

Фаменские отложения на Каратон-Тенгизской зоне образовались в одинаковых условиях осадконакопления и представлены рифовыми фациями. Основными каркасостроителями в девонских постройках являются водоросли и фораминиферы. Коллектора неравномерно преобразованные, и имеют поровое пространство смешанного типа, связанные с процессами доломитизации, перекристаллизации, трещинообразования и выщелачивания.

Обоснованием выделения фаменских карбонатов в отдельную залежь на месторождение Тенгиз, служит неравномерное распределение глинистых карбонатов в подошве турнейских отложений.

При расчете пермских отложений как аналог принималось месторождение Кайран, месторождение находится в непосредственной близости к рассматриваемой площади и продуктивность месторождения связана с пермскими отложениями. Пермь на месторождении Кайран представлена известняками небольшой мощности.

По описанию керна Каратонские скважины вскрывают разные фациальные зоны, которые унаследованы от каменноугольной платформы. Скважины Каратон 2, 7 – характеризуются трещиноватыми карбонатами, где верхняя часть разреза осложнена вторичными солями по поровому пространству карбонатов. Такой разрез характерен для пород римовой части рифовых сооружений. В скважинах Каратон 1, 3 встречены прослои глинистых карбонатов и аргиллитов красного и зеленого цвета. Красный цвет пород говорит о наличии периодического осушения, что характерно зоне развития рифового плато. Зеленый цвет пород объясняется наличием туфов, встреченных в отложениях нижней перми повсеместно. Наличие туфов в отложениях скв. Каратон 2, 7 говорит, об отсутствии волновой деятельности, несмотря на периодическое осушение, что так же характерно фациям рифового плато. Напротив, отсутствие туфов в скважинах Каратон 2, 7 косвенно доказывает, что в этой зоне были более активные гидродинамические условия,

свойственные римовой зоне. Скважина Каратон -5 вскрывает склоновые отложения на что указывает наличие окатанных биокластовых пород, конгломератов карбонатного происхождения. Так же породы окрашены в зеленый цвет, что говорит о том, что не было активных гидродинамических условий, которые бы вымывали туф из осадка.

Аналог изучаемых пермских отложений нефтеносны на месторождении Кайран. Пермские отложения Кайранского месторождения представлены породами рифовой постройки, которая локально выросла на каменноугольной платформе. Согласно скважинным и сейсмическим данным карбонатная постройка имеет трехчленное строение, которые соответствуют этапам эволюции рифовых систем – сукцессиям. Рифовые постройки на начальной стадии развития (пионерская стадия) представлены маленькими одиночными крепкими вертикально растущими и быстро увеличивающими свою численность организмами, имеющими широкое географическое распространение. Они легко приспосабливаются к новым субстратам и могут существовать при наличии в воде большого количества взвеси. Такое сообщество создает лишь относительно выраженные положительные структуры на котором в дальнейшем растет риф.

Зрелое сообщество (климаксная стадия) состоит из клонированных долгоживущих обычно эндемических видов, которые занимают небольшие ниши среды, медленно растут, имеют большой или гигантский размер и различную форму. Сообщество характеризуется высокой биомассой, которая полностью покрывает дно бассейна и активно перерабатывается, но является очень уязвимым.

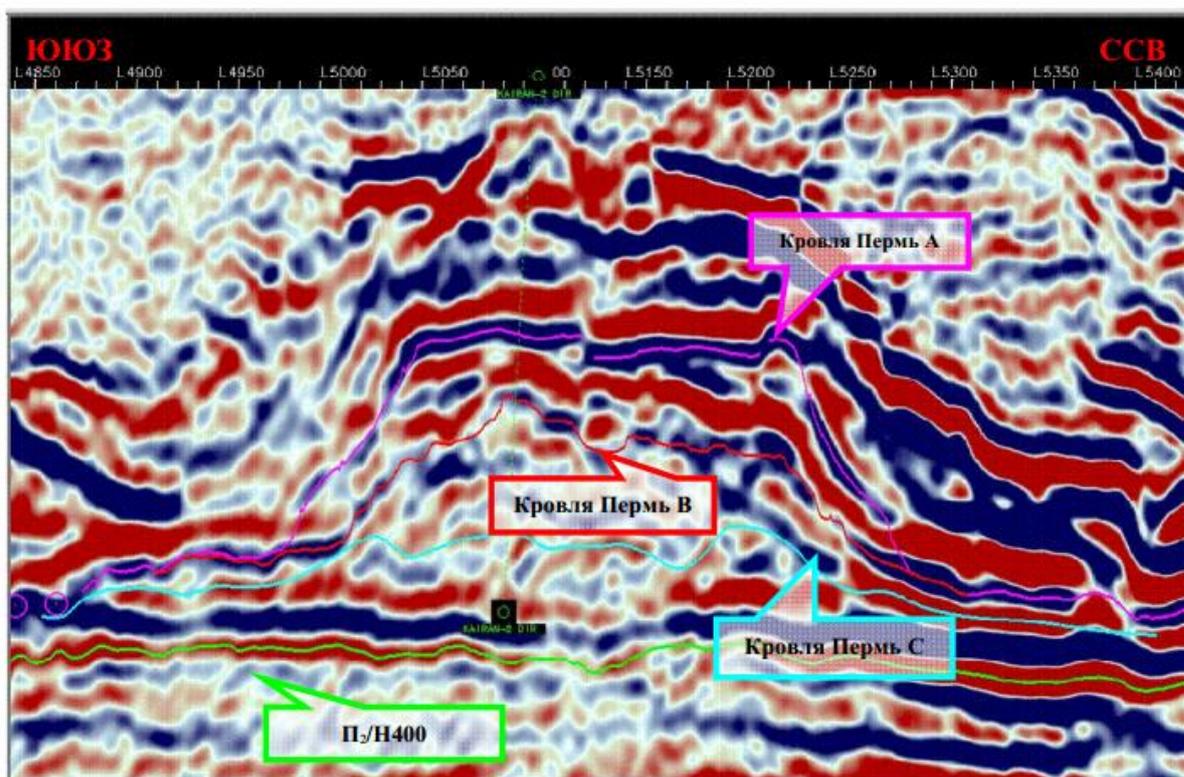


Рис. 12.1.1 - Сейсмический разрез через пермскую постройку

Структура	Стадия		Преобладающие типы известняков	Разнообразие	Формы
РИФ	Доминирование		Байндстоун (5) Фреймстоун (6)	Низкое	Слоистые Корковые
	Диверсификация		Фреймстоун (6) Байндстоун (5)	Высокое	Куполовидные Массивные Слоистые Ветвящиеся Корковые
ХОЛМ	Колонизация		Бафлстоун (4) Флаутстоун (2)	Низкое	Слоистые Ветвящиеся
	Стабилизация		Рудстоун (3) Грейнстоун (1)	Низкое	Скелетный детрит

Рис.12.1.2 - Схема, иллюстрирующая экологическую сукцессию (Жемчугова, 2014)

Ресурсы каменноугольного возраста оценивались по серпухов-визейским и визе-турнейским отложениям. Учитывая аналогию с месторождением, Тенгиз, залежь предполагается массивной. Модель была разделена на фациальные зоны – платформа, край платформы и римовая часть.

Подсчет ресурсов проводился по северной и южной частям, разделенные небольшой перемычкой. Всего по структуре Каратон подсолевой геологические ресурсы нефти оцениваются в 406 195 тыс. т по сценарию P50. Остальные результаты подсчета ресурсов показаны в таблице 12.1.1.

Таблица 12.1.1 - Вероятные перспективные ресурсы нефти и газа по категории С3 площади Каратон подсолевой

Часть	Пласт	Сценарий Р	Положение нефтяного контакта	Площадь залежи, тыс. м ²	Эффективная нефтенасыщенная	Общий объем, тыс. м ³	Эффективный объем, тыс. м ³	Поровый объем, тыс. м ³	Поровоуглеводородный объем, тыс. м ³	Кп. д. ед.	Кн. д. ед.	Пересчетный коэффициент	Плотность нефти, т/м ³	Геологические ресурсы нефти, тыс. т.	КИН, д. ед.	Извлекаемые ресурсы нефти, тыс. т.	Газосодержание, м ³ /т	Геологические ресурсы растворенного газа, млн м ³	Извлекаемые ресурсы растворенного газа, млн м ³
Северная	Пермь	10	-4 333.28	89 086.59	50.3	29 235 057	4 484 739	225 873	99 238	0.050	0.439	0.403	0.798	31937	0.317	10126	937.8	29951	9496
		50	-4 163.87	78 452.91	50.1	15 126 670	3 928 565	199 491	61 282	0.051	0.307	0.373	0.797	18189	0.307	5593	937.8	17058	5245
		90	-4 046.51	62 612.40	49.8	6 644 492	3 115 774	123 931	26 080	0.040	0.210	0.414	0.797	8597	0.314	2697	937.8	8062	2529
Северная	C1s-C1v	10				36 476 123	25 970 441	1 471 994	1 202 084	0.057	0.817	0.509	0.796	487014	0.35	168413	553	269319	93132
		50				24 089 204	18 760 857	1 066 584	869 741	0.057	0.815	0.511	0.795	353259	0.29	103394	524	184994	54145
		90				11 193 348	8 518 214	515 538	425 205	0.061	0.825	0.511	0.801	173884	0.31	54083	565	98322	30581
	C1v-C1t	10				9 449 707	5 110 858	232 390	128 691	0.045	0.554	0.509	0.796	52138	0.35	18030	553	28832	9970
		50				44 476	23 301	953	556	0.041	0.583	0.511	0.795	226	0.29	66	524	118	35
		90				0	0	0	0	0	0	0.511	0.801	0	0.31	0	565	0	0
	Всего по Северной	10	-4539.2	103733	300	45 925 830	31 081 299	1 704 384	1 330 775	0.055	0.781	0.509	0.796	539152	0.35	186443	553	298151	103103
		50	-4311.3	83369	225	24 133 680	18 784 158	1 067 537	870 297	0.057	0.815	0.511	0.795	353485	0.29	103460	524	185112	54180
		90	-4148.1	74148	115	11 193 348	8 518 214	515 538	425 205	0.061	0.825	0.511	0.801	173884	0.31	54083	565	98322	30581
Южная	C1s-C1v	10				38 821	27 158	1 142	806	0.042	0.706	0.509	0.796	327	0.35	113	553	181	62
		50				30 188	21 127	828	588	0.039	0.71	0.511	0.795	239	0.29	70	524	125	37
		90				16 326	12 441	485	319	0.039	0.658	0.511	0.801	130	0.31	41	565	74	23
	Всего по Южной	10	-4422.4	1012	26.8	38 821	27 158	1 142	806	0.042	0.706	0.509	0.796	327	0.35	113	553	181	62
		50	-4409.9	864	24.4	30 188	21 127	828	588	0.039	0.71	0.511	0.795	239	0.29	70	524	125	37
		90	-4385.2	626	19.9	16 326	12 441	485	319	0.039	0.658	0.511	0.801	130	0.31	41	565	74	23
Северная	Девон	P10	-5 435.86	89 003.11	114.6	16 866 586	10 203 075	373 108	247 442	0.037	0.663	0.526	0.785	102154	0.330	33669	515.2	52630	17347
		P50	-5 333.60	73 289.32	82.7	8 464 092	6 063 461	127 118	83 627	0.021	0.658	0.522	0.785	34281	0.329	11274	513.1	17589	5785
		P90	-5 258.43	49 718.98	77.1	3 781 314	3 833 490	70 875	25 786	0.018	0.364	0.524	0.785	10601	0.329	3492	514.3	5452	1796
Всего по Каратон подсолевой	10												673570		230351		380913	130007	
	50												406195		120398		219884	65247	
	90												193212		60313		111911	34929	

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Для расчета эффективности финансово-экономической части за основу использовались затраты на бурение и ожидаемые геологические ресурсы.

Исходя из приведенных данных, составлен расчет основных геолого-экономических показателей, который приведен в таблице 13.1.

Таблица 13.1 - Основные геолого-экономические показатели поисково-разведочных работ

№№ п/п	Показатели	Единица измерения
1	2	3
1	Количество проектных поисковых скважин, ед	1
2	Проектная глубина, горизонт	6000, девон
3	Суммарный метраж, м	6000
4	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	40 342 112 тыс. тенге
5	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	6 723 тыс. тенге
6	Продолжительность проектируемых работ на площади	2 года
7	Ожидаемый прирост запасов нефти	406 195 тыс. т.
8	Прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки	67 699 т/м
9	Прирост ожидаемых запасов на 1 поисковую скважину	406 195 тыс. т/1 скв.
10	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов нефти, (тыс. м ³)	100,6 тенге.

14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках Проекта выполнена оценка ресурсного потенциала в пределах участка Каратон подсолевой по подсолевому структурному этажу. Структура Каратон подсолевой расположена на Приморском валу – пояса карбонатных построек девон-каменноугольного и пермского возраста со значительным потенциалом углеводородности.

Коллектор представлен карбонатами, породами покровками являются глины артинского возраста. Структура расположена в пределах 2-х сейсмических кубов «Бирлестик» и «Каратон». В предыдущие годы на структуре Каратон подсолевой было пробурено 5 глубоких скважин (СГ-1, СГ-2, СГ-3, СГ-5, СГ-7), однако положительных результатов они не дали. Отсутствие углеводородов может быть связано с методикой испытаний, проведенных в необсаженном стволе. Учитывая высокую перспективность рассматриваемой площади, а также степень близости месторождений Тенгиз, Королевское, Ансаган, Кайран, Кашаган, Актоты продуктивность которых также связана с подсолевым структурным этажом (пермь, карбон, девон) была проведена оценка ресурсного потенциала. Геологические ресурсы нефти по сценарию P50 оцениваются в 406 195 тыс. т., извлекаемые 120 398 тыс. т.

В настоящем проекте обоснована целесообразность поискового бурения скважины СГ-9 проектной глубиной 6000 м с вскрытием девонских отложений. В скважине предусмотрен отбор и дальнейшие исследования кернового материала, проведение комплекса ГИС, МДТ, а также FMI в продуктивной части разреза, испытание скважин и отбор проб. На данные промыслово-геофизические, а также дальнейшие научные работы недропользователем предусмотрена сумма в размере 40 867 млн. тенге.

Планируемое время начало работ 2026 и завершение 2028 год.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**ОПУБЛИКОВАННЫЕ:**

1. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.04.2019 г.) Астана, от 27.12.2017г. №125-VI ЗРК
2. Методические указания по составлению проектов разведочных работ углеводородов от 24.08.2018 г.
3. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года.
4. Экологический кодекс Республики Казахстан, утверждённый постановлением Правительства РК №212 от 09.01.2007г (с изменениями и дополнениями от 11.04.19г.);
5. «Инструкции по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую природную среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации» №204-п. от 28.06.2007г;
6. Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира», от 21.10.1993г. (с изменениями и дополнениями от 02.04.2019 г);
7. Водный кодекс Республики Казахстан, от 09.07.2003г., (с изменениями и дополнениями от 19.04.2019 г);
8. Земельный кодекс от 20.06.2003г. (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г);
9. «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные постановлением Правительства РК №237 от 20.03.2015г
10. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные постановлением Правительства РК №201 от 03.02.2012г;
11. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные постановлением Правительства РК
12. №202 от 03.02.2012г
13. «Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин, утвержденные Приказом МООС РК №129-Ө от 03.05.2012г, г. Астана, 2012г
14. РНД 03.1.03.01-96. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства;
15. РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», Астана, 2004;

16. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355.

ФОНДОВЫЕ:

- 1.** «Проект разведочных работ по поиску УВ на участке Каратон подсолевой», 2022г.
- 2.** Отчет «О результатах переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3Д-МОГТ в пределах Каратонского поднятия на блоке Каратон-Саркамыс» в объеме 150 кв. км, 2016г.
- 3.** Отчет «О результатах переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ» в пределах контрактной территории АО «РД «КазМунайгаз» на блоке Каратон-Саркамыс в объеме 1360 кв. км, 2012г.
- 4.** «Технико-экономическая оценка проекта Каратон подсолевой (ревизия 2)», 2020г.

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

К работе «Дополнение №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратон подсолевой», выполненного АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» в 2025 г., по Договору №КО-2025/92/161/2025АТ от 12.12.2025г., согласно геологического задания, выданного Заказчиком ЧК «Karaton Operating Ltd».

Отчет состоит из Книжки и Папки графических приложений.

Руководитель проекта: Даутов А.М.

Ответственные исполнители: Бондарук В.В.

Отчет соответствует требованиям государственных стандартов.

Экспертиза проведена 1 декабря 2025г.

Метролог:

Мазирова Г.К.

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

Дата проведения заседания:

«10» декабря 2025 г.

Место проведения заседания:

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

Председатель:

Джаксылыков Т.С.

- Первый заместитель директора филиала по геологии и разработке;

Заместитель председателя:

Мухтанов Б.М.

- Руководитель по проектам ДЗО НК «КМГ»;

Члены совета:

Мурзагалиева Ж.С.

- Директор департамента геологии;

Губашев С.А.

- Директор департамента проектирования бурения и экологии;

Участвовали:

Даутов А.М.

- Начальник управления геологии и геологоразведки;

Бондарук В.В.

- Эксперт управления геологии и геологоразведки;

Блгалиев Р.Н.

- Начальник управления бурения и ремонта скважин;

Исмаганбетова Г.Х.

- Начальник управления экологии.

Секретарь:

Асауов А.А.

- Инженер управления интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов.

Повестка дня:

Рассмотрение «Дополнения к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратон подсолевой».

Основание:

Договор № _____.

Слушали:

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

Краткое изложение:

В административном отношении рассматриваемый участок находится в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Недропользователем участка Каратон подсолевой является ЧК «Karaton Operating Ltd» на основании Дополнения №1 от 30.11.2023г. к Контракту на разведку и добычу

углеводородов на участке недр «Каратон подсолевой» №5238-УВС-СП от 21 июня 2023.

Участок недр (геологический отвод) представлен ЧК «Karaton Operating Ltd» для осуществления операций по недропользованию на основании решения Компетентного органа (Протокол РГ по проведению прямых переговоров от 24 апреля 2023).

Участок недр расположен в Атырауской и Мангистауской областях.

Площадь участка недр (геологического отвода), за вычетом исключаемых участков составляет – 3961,37 кв.км. Глубина – до подошвы палеозойских отложений.

В 2022г. АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнило «Проект разведочных работ по поиску УВ на участке Каратон подсолевой» (далее – ПРР). Проектом предусмотрено бурение одной поисковой скважины СГ-8 глубиной 5500м, проектный горизонт – девон. В скважине предусмотрен отбор и дальнейшие исследования кернового материала, проведение комплекса ГИС, ВСП, МДТ, FMI, испытание скважин и отбор проб пластового флюида.

В 2025 г. АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнило «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску УВ на участке Каратон подсолевой» с целью корректировки проектных решений.

На дату составления настоящего «Дополнения №2» завершаются бурение скважины СГ-8, достигнута глубина 5750м, скважина подготавливается под спуск хвостовика, на середину января 2026 г. запланированы испытания в эксплуатационной колонне.

С целью расширения площади геологоразведочных работ настоящим Дополнением №2 предусматривается бурение независимой поисковой скважины СГ-9 в южной части Приморского вала, расположенной в восточной части изучаемой территории, в месте сочленения барьерных рифов восточного и юго-западного склонов Каратонского поднятия.

Скважина СГ-9 – поисковая, независимая, проектируется на пересечении сейсмических профилей Xline 5993 и Inline 6240 с координатами по оси X – 699412.0041 и по оси Y – 5133886.9999 в системе UTM84-39N, проектная глубина 6000 м, проектный горизонт - верхний девон.

В скважине предусмотрен современный комплекс ГИС, отбор керна, шлама, отбор проб пластового флюида и испытания перспективных объектов.

Для технического водоснабжения поисковой скважины СГ-9 и противопожарных мероприятий недропользователем предусматривается бурение двух водозаборных скважин – 3в, 4в.

После обмена мнениями и обсуждения **НТС ПОСТАНОВИЛ:**

1. Принять «Дополнение №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратон подсолевой» и направить на дальнейшее рассмотрение и утверждение Заказчиком.

Председатель НТС:

Джаксылыков Т.С.

Секретарь НТС:

Асауов А.А.

ПРОТОКОЛ №
Совместного технического совещания ЧК «Karaton Operating Ltd» и
Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»

Дата проведения заседания:

«15» декабря 2025г.

Место проведения заседания:

г. Атырау, офис ЧК «Karaton Operating Ltd».

Присутствовали:

От ЧК «Karaton Operating Ltd»:

- Урекешев Н.С. - Заместитель генерального директора по геологии и разработке;
- Якупов А.Р. - Старший геолог;
- Құлмағанбет Қ. - ведущий инженер по бурению;
- Нуриахметов Р.Р. - менеджер по бурению

От Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»:

- Мурзагалиева Ж.С. - Директор департамента геологии
- Даутов А.М. - Начальник управления геологии и геологоразведки;
- Бондарук В.В. - Эксперт управления геологии и геологоразведки;
- Блгалиев Р.Н. - Начальник управления проектирования бурения и ремонта скважин;
- Исмаганбетова Г.Х. - Начальник управления экологии.

Повестка заседания:

Рассмотрение «Дополнения №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратон подсолевой».

Основание:

Договор № _____.

Слушали:

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

Краткое изложение:

В административном отношении рассматриваемый участок находится в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Недропользователем участка Каратон подсолевой является ЧК «Karaton Operating Ltd» на основании Дополнения №1 от 30.11.2023г. к Контракту на разведку и добычу углеводородов на участке недр «Каратон подсолевой» №5238-УВС-СП от 21 июня 2023.

Участок недр расположен в Атырауской и Мангистауской областях.

Площадь участка недр (геологического отвода), за вычетом исключаемых участков составляет – 3961,37 кв.км. Глубина – до подошвы палеозойских отложений.

В 2022 г. АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнило «Проект разведочных работ по поиску УВ на участке Каратон подсолевой» (далее – ПРР). Проектом предусмотрено бурение одной поисковой скважины СГ-8 глубиной 5500м, проектный горизонт – девон. В скважине предусмотрен отбор и дальнейшие исследования кернового материала, проведение комплекса ГИС, ВСП, MDT, FMI, испытание скважин и отбор проб пластового флюида.

В 2025 г. АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнило «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску УВ на участке Каратон подсолевой» с целью корректировки проектных решений.

С целью расширения площади геологоразведочных работ настоящим Дополнением №2 предусматривается бурение независимой поисковой скважины СГ-9 в южной части Приморского вала, расположенной в восточной части изучаемой территории, в месте сочленения барьерных рифов восточного и юго-западного склонов Каратонского поднятия.

Скважина СГ-9 – поисковая, независимая, проектируется на пересечении сейсмических профилей Xline 5993 и Inline 6240 с координатами по оси X – 699412.0041 и по оси Y – 5133886.9999 в системе UTM84-39N, проектная глубина 6000 м, проектный горизонт - верхний девон.

В скважине предусмотрен современный комплекс ГИС, отбор керна, шлама, отбор проб пластового флюида и испытания перспективных объектов.

Для технического водоснабжения поисковой скважины СГ-9 и противопожарных мероприятий недропользователем предусматривается бурение двух водозаборных скважин – 3в, 4в.

Календарный график проведения планируемых работ

№ п/п	номера проектной скважины	проектная глубина, м	год начала бурения	продолжительность бурения, крепления и испытания	год завершения работ
Бурение поисковой скважины на участке Каратон подсолевой					
1	СГ-9	6000	2026	516	2028
Резервный вариант					
2	СГ-9	6000	2026	516,0	2028
Бурение водозаборных скважин на участке Каратон подсолевой					
		750	2026	20	2026

В поисковой скважине СГ-9 отбор керна планируется из отложений нижней перми, карбона и девона.

Рекомендуемые интервалы отбора керна по проектируемой скважине

Скважина	Отложения	Общие интервалы отбора керна	Длина отбора керна, м
СГ-9	P1 ar-as	3905-3955	9
	C1	3955-5222	114
	D3	5222-6000	27
Всего:			150

При проведении испытания скважины предусматривается использование одного из двух вариантов пакета оборудования КОН (комплекс обезвреживания (нейтрализации) нефти).

Рекомендуемые объекты испытания в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Возраст	Интервал залегания объекта, м по вертикали/по стволу	
		от (вверх)	до (низ)
СГ-9			
4	C _{1s}	3955	4300
3	C _{1v}	4400	4700
2	C _{1t}	4800	5100
1	D ₃	5222	6000

Предлагаемая типовая конструкция скважины на участке Каратон подсолевой

Диаметр долота, мм	Глубина спуска, м		Диаметр ОК, мм
	от	до	
Основной вариант			
311,15	0	3910	250,83
215,9	0	6000	177,8
Резервный вариант			
215,9	0	3910	177,8
149,2	4800	6000	114,3

На бурение одной поисковой скважины СГ-9 глубиной 6000 м на участке Каратон Подсолевой с проведением современного комплекса ГИС, испытанием, отбором керна, отбором проб с дальнейшими лабораторными исследованиями предусматривается сумма свыше 40 млрд. тенге.

После обмена мнениями и обсуждения **ГТС ПОСТАНОВИЛ:**

1. Принять отчет и направить в уведомительном порядке в МЭ РК.

Председатель ГТС

Урекешев Н.С.

Секретарь ГТС

Якупов А.Р.

21033693



ЛИЦЕНЗИЯ

21.12.2021 года

21033693

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

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

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

на занятие

Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов

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

Особые условия

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

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Арымбек Құдайберген Берікұлы

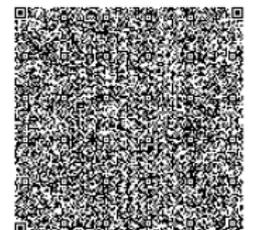
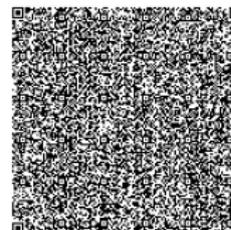
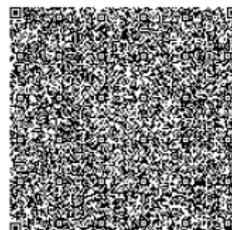
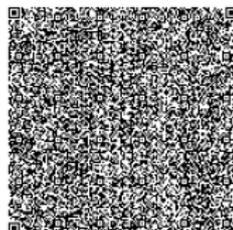
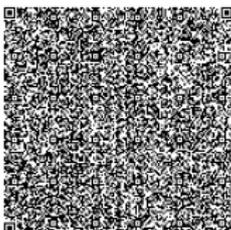
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 25.04.2013

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан



21033693



Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 21033693

Дата выдачи лицензии 21.12.2021 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

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

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

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

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

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

Производственная база

Атырауская обл., г. Атырау, мкр. Нурсая, пр. Елорда, строение 10.

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

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

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Арымбек Құдайберген Берікұлы

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

Номер приложения

003

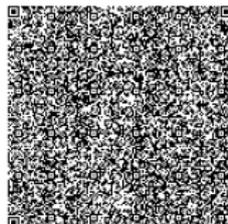
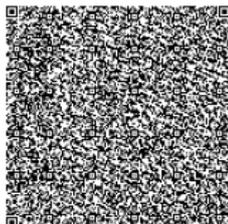
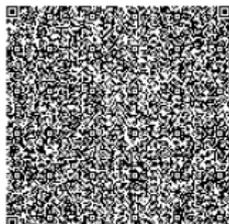
Срок действия

Дата выдачи приложения

21.12.2021

Место выдачи

г.Нур-Султан



Рассылка отчета

«Дополнение №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратон подсолевой»

Отчет направлен в следующие организации:

№№ п/п	Наименование организации	Номер экземпляра (бумажный)	Номер экземпляра (электронный)	Адрес
1.	ЦКРР РК	1	1	г. Астана,
2.	ЧК «Karaton Operating Ltd»	2, 3	2, 3	г.Астана,
3.	Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»		4	г.Атырау, мкр. Нурсая, пр. Елорда, ст-е 10

Ответственный исполнитель

Бондарук В.В.