

2022 г.

г. Алматы, 2022 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный геолог - Бешлеев С.Х.	
Геолог – Балтабаев А.	
Вед.геофизик – Каримов Р.	

Авторы проекта:

Проект разведочных работ по поиску углеводородов на площади Атанат

Книга I - Текст на 151страницах, содержит 20 рисунков, 42 таблицы и 7 текстовых приложений.

Папка I – 7 графических приложений на 7листах.

Республика Казахстан, Алматы, 2022 г. (ЦКРР, МД «Запказнедра», ЧК «HTS Exploration Ltd» , ТОО, Атырауская область.

Реферат.

Контрактная территория Атанат расположена в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В административном отношении входит в состав Жылыойского района Атырауской области. В пределах исследуемого участка недр нефтепоисковые работы ведутся с начала 60-х годов, пробурено 13 структурно-поисковых и 5 глубоких поисковых скважин. Буровыми работами уточнено строение основных элементов структуры, положение свода поднятия, изучены перспективы нефтегазоносности надсолевого комплекса отложений. Глубокие скважины, за исключением Г-2, пробурены до вскрытия верхней юры или остановлены в низах неокотских отложений. Скважиной Г-2 пройден полностью разрез юрских осадков и значительная мощность триаса. По результатам пробуренных на площади картировочных и структурно-поисковых скважин, Атанат представляет собой трехкрылую солянокупольную структуру (западное, северо-восточное и юго- восточное крылья). В пройденной части разреза нефтегазоперспективных горизонтов не встречено. В 1981 году сейсмической партией 0681 треста «Саратовнефтегеофизика» структура была подготовлена под глубокое поисковое бурение по юрско - меловым и пермотриасовым отложениям. Поисковый интерес представляет северо-восточное крыло. В 1986 г на северо-восточном крыле была пробурена поисковая скважина 7 проектной глубиной 2550 м, но, к сожалению, по результатам испытания и обработки материалов ГИС перспективные в нефтегазоносном отношении пласты не выделены. Возможно, скважины были пробурены не в оптимальных условиях. Расположение структуры Атанат в нефтегазоносном районе, вблизи выявленных месторождений нефти и газа и наличие структурных условий определяют перспективность площади работ. Рекомендуется провести переобработку и переинтерпретацию проведенных ранее сейсмических работ, на их основе вывод из ликвидационного фонда ранее пробуренных скважин 1,2,4,6,7,13 и бурение одной независимой скважины, глубиной 1750м.

Ключевые слова: Проект, переобработка и переинтерпретация 2Д и 3Д-сейсморазведки, поисковое бурение, структура, Атанат, тектоника, отражающий горизонт, мезозойские отложения, бурение, исследовательские работы, нефтегазоносность, оценка перспективных ресурсов.

СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Название раздела	Стр.
1	2	3
	Реферат	3
1.	Введение	10
2.	Географо-экономические условия	15
3.	Геолого-геофизическая изученность	17
3.1	Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	20
3.2.	Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	36
3.3	Геофизические и геохимические исследования	39
3.4	Лабораторные исследования	48
4.	Геологическое строение площади	57
4.1.	Проектный литолого-стратиграфический разрез	57
4.2.	Тектоника	66
4.3.	Нефтегазоносность	75
4.4.	Гидрогеологическая характеристика разреза	93
5.	Методика и объем проектируемых поисковых работ	95
5.1	Цели и задачи поисковых работ	95
5.2	Система расположения поисковых скважин	96
5.3	Геологические условия проводки скважин	97
5.4	Характеристика промывочной жидкости	98
5.5	Обоснование типовой конструкции скважин	98
5.6	Оборудование устья скважин	99
5.7	Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах	99
5.7.1	Отбор керна и шлама в проектных скважинах	99
5.7.2	Геофизические и геохимические исследования	100
5.7.3	Опробование и испытание перспективных горизонтов	102
5.7.4	Лабораторные исследования	104
6.	Попутные поиски	106
7.	Обработка материалов поисковых работ	107
8.	Ликвидация и консервация последствий деятельности недропользования по углеводородам	108
9.	Мероприятия по обеспечению рационального пользования и охране недр, природы и окружающей среды	126
10.	Продолжительность поисковых работ на площади	143
11.	Предполагаемая стоимость проектируемых работ	145

12.	Ожидаемые результаты работ	146
12.1	Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа	146
13.	Основные технико-экономические показатели поисковых работ	148
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	149
	Список использованной литературы	151

Список рисунков в тексте

№ п/п	№ рис.	Наименование рисунка	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Геологический отвод	13
2.	1.2	Картограмма	14
3.	4.2.1	Структурная карта по ОГ Пф.	67
4.	4.2.2	Структурная карта по ОГ П1-б	71
5.	4.2.3	Структурная карта по ОГ V	74
6.	4.2.4	Структурная карта по ОГ IV	74
7.	4.2.5	Структурная карта по ОГ III	75
8.	4.2.6	Структурная карта по ОГ K1v	75
9.	4.3.1	Обзорная карта Южно -Эмбинского НГР	79
10.	4.3.2	Месторождение Кульсары	81
11.	4.3.3	Нефтегазоконденсатное месторождение Западная Прорва.	83
12.	4.3.4	Нефтегазоконденсатное месторождение Нуржанов.	84
13.	4.3.5	Нефтегазоконденсатное месторождение Кисимбай	85
14.	4.3.6	Месторождение Кокарна Восточная	86
15.	4.3.7	Нефтяное месторождение Масабай	87
16.	4.3.8	Нефтяное месторождение Косшагыл	88
17.	4.3.9	Месторождение Кара-Арна.	90
18.	4.3.10	Месторождение Тажигали.	91
19.	4.3.11	Месторождение Каратон-Кошкимбет	92
20.	8.1	Установка УПА 60/80 для освоения и ремонта скважин	113

Список таблиц в тексте

№ п/п	№ табл.	Наименование таблицы	Стр.
1	2	3	4
1.	2.1.	Географо-экономические условия	15
2.	3.1.1	Геолого-геофизическая изученность района работ	29
3.	3.1.2	Изученность территории глубоким бурением	34
4.	3.1.3.	Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды	36
5.	3.3.1.	Обработка БКЗ по скважине №6	41
6.	3.3.2.	Результаты ГИС в скважине 7	42
7.	3.3.3	Объем промыслово-геофизических исследований, проведенный в скважинах	44
8.	3.3.4	Результаты обработки материалов БКЗ скв №4	46
9.	3.3.5	Обработка БКЗ по скважине №1	47
10.	3.4.1	Скважина 1. Описание образцов пород колонного бура.	48
11.	3.4.2.	Скважина 2. Описание образцов пород колонного бура.	50
12.	3.4.3	Скважина 4. Описание образцов пород колонкового бура.	52
13.	3.4.4	Скважина 13. Описание образцов колонкового бура	55
14.	4.1.1	Стратиграфические разбивки скважин	65
15.	5.2.1	Календарный план бурения и вывода из ликвидационного фонда скважин	96
16.	5.3.1	Геологические условия проводки скважины АТ-14	97
17.	5.3.2	Ожидаемые осложнения при бурении	98
18.	5.4.1	Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения скважин	98
19.	5.5.1	Сводные данные по типовой конструкции скважины, глубиной 1750 м	99
20.	5.6.1	Оборудование устья скважин	99
21.	5.7.1	Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама	100
22.	5.7.2.1	Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах	101
23.	5.7.3.1	Опробование и испытание перспективных горизонтов в скв.АТ-14	103
24.	5.7.3.2	Опробование и испытание перспективных горизонтов в расконсервируемых скважинах 1,2,4,6,7,13	103
25.	5.7.3.3	Прогнозные объемы добычи нефти и газа	104
26.	5.7.4.1	Лабораторные исследования	104
27.	7.1	Виды и объемы геологоразведочных работ	107

28.	8.1	Сводка коэффициентов к расчетам	111
29.	8.2	Техническая характеристика агрегата УПА-60/80	112
30.	8.3	Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины	117
31.	8.4	Технические средства, используемые для выполнения работ	118
32.	8.5	Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	122
33.	8.6	Технические средства, используемые для выполнения работ по технической рекультивации земель	123
34.	8.7	Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель	123
35.	8.8	Технические средства, используемые при выполнении работ по биологической рекультивации земель	124
36.	8.9	Расчет общей массы металлолома	125
37.	8.10	Сводная таблица затрат на ликвидацию скважин	125
38.	10.1	Календарный план бурения и вывода из ликвидационного фонда проектных скважин	143
39.	10.2	Календарный план работ на период разведки по поиску	144
40.	11.1	Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на период 2022 -2027 гг	145
41.	12.1.	Количественная оценка перспективных ресурсов	147
42.	13.1	Основные технико-экономические показатели поискового бурения	148

Список текстовых приложений

№ п/п	Наименование приложения	Стр.
1	2	3
1	Заключение метрологической экспертизы	
2	Протокол НТС ТОО «»	
3	Протокол СТС ТОО «» и ТОО ««»	
4	СПРАВКА о рассылке отчета	
5	Заключение государственной экологической экспертизы	
6	Экспертное заключение независимого эксперта ЦКРР РК	
7	Копия лицензии на право проектирования горных работ.	

Список графических приложений

№ п/п	название приложения	номер прил.	номер листа прил.	масштаб	степень секрет.
1	Карта сейсмической и буровой изученности	1	1		н/с
2	Тектоническая карта	2	1		н/с
3	Сводный литолого-стратиграфический разрез	3	1		н/с
4	Структурные карты по отражающим горизонтам: K_{IV}, III, IV	4	1	1:50 000	н/с
5	Структурные карты по отражающим горизонтам: V, VI	5	1	1:50 000	
6	Региональные сейсмические профили	6	1		н/с
7	Региональный геолого-геофизический профиль	7	1		н/с
8	Панель по структуре	8	1		н/с
9	Геолого-технический наряд (ГТН)	9	1	1:5 000	н/с

1. Введение

Компания ЧК «HTS Exploration Ltd» имеет Контракт №5020 УВС -МЭ от 20.01.2021 г., на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Атанат.

Контрактная территория Атанат расположена в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В административном отношении входит в состав Жылыойского района Атырауской области. Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 90 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 170 км на северо-запад. Геологический отвод и картограмма Атанат-1,2 приведены на рисунках 1.1, 1.2. Площадь геологического отвода – 97,66 (девятью семь целых шестьдесят шесть сотых) кв.км. Площадь участка Атанат 1- 25,976 кв.км. Глубина разведки участка Атанат-1 – до кровли кристаллического фундамента. Площадь участка Атанат-2 – 71,683 кв.км. Глубина разведки участка Атанат-2 – до подошвы надсолевых отложений.

В пределах контрактной территории Атанат нефтепоисковые работы ведутся с начала 60-х годов, пробурено 13 структурно-поисковых и 5 глубоких поисковых скважин. Буровыми работами уточнено строение основных элементов структуры, положение свода поднятия, изучены перспективы нефтегазоносности надсолевого комплекса отложений. Однако структурные скважины бурились на малую глубину, до 500 м, и ими не были вскрыты на полную мощность даже породы верхнего мела. Глубокие скважины, за исключением Г-2, пробурены до вскрытия верхней юры или остановлены в низах неомских отложений. Скважиной Г-2 пройден полностью разрез юрских осадков и значительная мощность триаса. По результатам пробуренных на площади картировочных и структурно-поисковых скважин, Атанат представляет собой трехкрылую солянокупольную структуру (западное, северо-восточное и юго- восточное крылья). В пройденной части разреза нефтегазоперспективных горизонтов не встречено. В 1981 году сейсмической партией 0681 треста «Саратовнефтегеофизика» структура была подготовлена под глубокое поисковое бурение по юрско - меловым и пермотриасовым отложениям. Поисковый интерес представляет северо-восточное крыло. В 1986 г на северо-восточном крыле была пробурена поисковая скважина 7 проектной глубины 2550 м, отложения кунгурского яруса, являющиеся проектным горизонтом, вскрыты на глубине 2463 м. В процессе бурения пластоиспытателем был испытан интервал 2360-2310 м в пермотриасовых отложениях, из которого получен приток пластовой воды. По результатам обработки материалов ГИС перспективные в нефтегазоносном отношении пласты не выделены. Возможно, скважины были пробурены не в оптимальных условиях. Расположение структуры Атанат в нефтегазоносном районе, вблизи выявленных месторождений нефти и газа и наличие структурных условий определяют перспективность площади работ.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ЧК «HTS Exploration Ltd» , который приступил к работам

согласно Контракта №5020 УВС -МЭ от 20.01.2021 г., на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Атанат. Срок действия контракта до 20 января 2027 года.

Цель Проекта – изучение геологического строения, поиски залежей в юрско - меловых и пермотриасовых отложениях. Для этого рекомендуется провести переобработку и переинтерпретацию проведенных ранее сейсмических работ, на их основе вывод из ликвидационного фонда ранее пробуренных скважин 1,2,4,6,7,13 и бурение одной независимой скважины, глубиной 1750м.



Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____ г.
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
Разведка и добыча
(вид недропользования)
От 2 декабря 2021 г. Рег. № 457 -Р-УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ,
ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен Частной компании «HTS Exploration Ltd» для осуществления операций по разведке на участке «Атанат» в Атырауской области на основании Протокола № 220261 от 19 ноября 2021 года о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам, решением комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан по проведению конкурса на получение права недропользования.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 22.

Координаты угловых точек					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 15' 00"	53° 26' 00"	12	46° 17' 00"	53° 36' 00"
2	46° 17' 00"	53° 26' 00"	13	46° 17' 00"	53° 35' 00"
3	46° 17' 00"	53° 28' 00"	14	46° 16' 00"	53° 35' 00"
4	46° 18' 00"	53° 28' 00"	15	46° 16' 00"	53° 32' 00"
5	46° 18' 00"	53° 29' 00"	16	46° 15' 00"	53° 32' 00"
6	46° 19' 00"	53° 29' 00"	17	46° 15' 00"	53° 31' 00"
7	46° 19' 00"	53° 30' 00"	18	46° 13' 00"	53° 31' 00"
8	46° 20' 00"	53° 30' 00"	19	46° 13' 00"	53° 28' 00"
9	46° 20' 00"	53° 34' 00"	20	46° 14' 00"	53° 28' 00"
10	46° 19' 00"	53° 34' 00"	21	46° 14' 00"	53° 27' 00"
11	46° 19' 00"	53° 36' 00"	22	46° 15' 00"	53° 27' 00"

**Географические координаты угловых точек участков Атанат-1 и
Атанат-2**

Координаты угловых точек участка Атанат-1					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 17' 00"	53° 31' 38,95"	4	46° 19' 00"	53° 34' 00"
2	46° 20' 00"	53° 31' 44,62"	5	46° 19' 00"	53° 36' 00"
3	46° 20' 00"	53° 34' 00"	6	46° 17' 00"	53° 36' 00"

Площадь участка Атанат-1 – 25,976 кв. км.

Координаты угловых точек участка Атанат-2					
1	46° 15' 00"	53° 26' 00"	11	46° 17' 00"	53° 35' 00"
2	46° 17' 00"	53° 26' 00"	12	46° 16' 00"	53° 35' 00"
3	46° 17' 00"	53° 28' 00"	13	46° 16' 00"	53° 32' 00"
4	46° 18' 00"	53° 28' 00"	14	46° 15' 00"	53° 32' 00"
5	46° 18' 00"	53° 29' 00"	15	46° 15' 00"	53° 31' 00"
6	46° 19' 00"	53° 29' 00"	16	46° 13' 00"	53° 31' 00"
7	46° 19' 00"	53° 30' 00"	17	46° 13' 00"	53° 28' 00"
8	46° 20' 00"	53° 30' 00"	18	46° 14' 00"	53° 28' 00"
9	46° 20' 00"	53° 31' 44,62"	19	46° 14' 00"	53° 27' 00"
10	46° 17' 00"	53° 31' 38,95"	20	46° 15' 00"	53° 27' 00"
Площадь участка Атанат-2 – 71,683 кв. км.					

Площадь участка недр Атанат составляет – 97,66 (девяноста семь целых шестьдесят шесть сотых) км. кв.

Глубина разведки участка Атанат-1 – до кристаллического фундамента.

Глубина разведки участка Атанат-2 – до подошвы надсолевых отложений.

Заместитель председателя



А. Абдикешов

г. Нур-Султан,
декабрь, 2021 г.

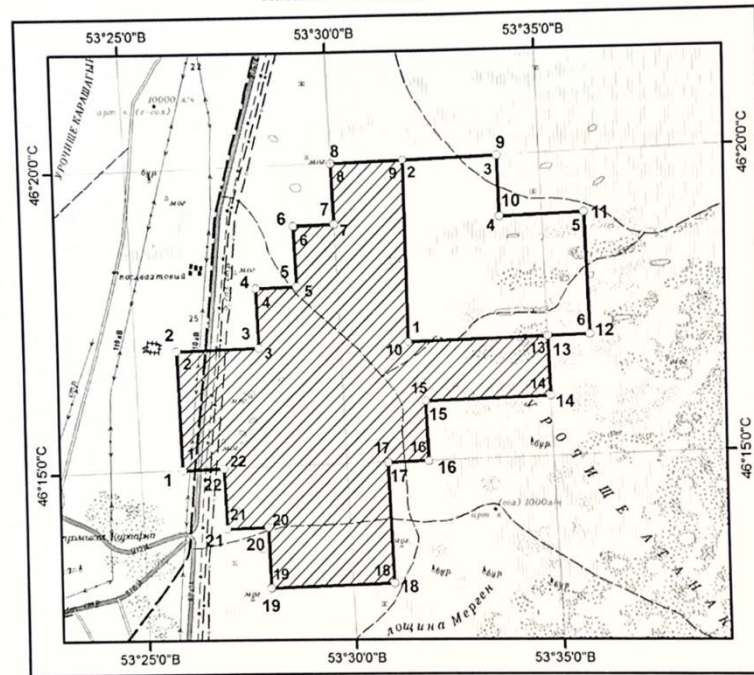
Рис. 1.1 Геологический отвод

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

от 02 декабря 2021г. Рег. № 457-Р-УВ

Картограмма расположения участка недр Атанат

масштаб 1: 150 000



Условные обозначения

- | | |
|--|--|
| контур участка недр Атанат-1 | нефтепроводы подземные |
| контур участка недр Атанат-2 | газопроводы подземные |
| строящиеся железные дороги ширококолейные | ЛЭП на металлических или железобетонных опорах |
| автодороги с усовершенствованным покрытием | водопроводы подземные |
| улучшенные грунтовые дороги | населенный пункт |
| полевые дороги | горизонтали основные |
| | пески ячеистые и градовые |
| | солончаки проходимые |

г. Нур-Султан
 декабрь, 2021г.

Рис. 1.2 Картограмма

2. Географо-экономические условия

Данные по географо-экономическим условиям района работ приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Географо-экономические условия

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Площадь Атанат расположена в юго-восточной части Прикаспийской впадины.
2	Место базирования НГРЭ	Жылыойский район Атырауской области РК.
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Район представляет собой полупустынную слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками – 10м, до +10. Южная часть района характеризуется наличием соров. Самым возвышенным местом является бугор Кольжан, отметка которого над уровнем моря равна +35,5 м.
4	Характеристика гидросети и источников питье вой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Гидрографическая сеть района не развита, в 8 км севернее протекает река Эмба, высыхающая в летнее время. Вода здесь обычно соленая и пригодна только для технических нужд.
5	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Климат района резко континентальный – с сухим, жарким летом и холодной, малоснежной зимой. Годовой перепад температур составляет 70° (от +40°С летом до +30°С зимой).
6	Количество осадков	Количество выпадающих осадков 200мм в год.
7	Преобладающее направление ветров и их сила	В течение всего года преобладают ветры, дующие с северо-востока и востока. Во время дождей, часть района заболачивается и становится труднопроходимой для автотранспорта.
8	Толщина снежного покрова и его распределение	-
9	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Растительный покров характеризуется солончаковыми травами. Животный мир крайне беден и характерен для полупустынь.
10	Населенные пункты и расстояния до них	Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 90 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 170 км на северо-запад.
11	Состав населения	В основном казахи

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
12	Ведущие отрасли народного хозяйства	Нефтегазодобывающая отрасль, животноводство
13	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Жылыйоский район в промышленном отношении развит, так на его территории расположены 2 нефтегазодобывающих управления – «Кульсарымунайгаз», «Прорвамунайгаз» ПФ «Эмбамунайгаз» АО РД НК «КазМунайГаз», ТОО «Тенгизшевройл», ТОО «АРНАОЙЛ» со своими структурными подразделениями. В 65км. западнее проходит газотранспортная магистраль «Средняя Азия – Центр» и нефтепровод Мангышлак – Самара.
14	Источники: - теплоснабжения, - электроснабжения	Кульсаринское районное управление электрических сетей и Атырауское областное управление.
15	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Грунтовые дороги отсутствуют, что также создает трудности для продвижения автотранспорта.

3. Геолого-геофизическая характеристика контрактной территории

Основным методом изучения геологического строения и выявления локальных объектов на рассматриваемой территории являлась сейсморазведка. Гравиметрические исследования и магниторазведка выполнялись для решения региональных задач. До конца 60-х годов поисково-разведочные работы были ориентированы преимущественно на поиски залежей нефти и газа в неглубоко залегающем комплексе мезозойских отложений. Структурная основа обеспечивалась материалами сейсморазведки МОВ (метод отраженных волн), позволявшим уверенно прослеживать III отражающий горизонт (подошва неокома) и частично отражения в юрской толще. В эти годы по данным МОВ было впервые выявлено и подготовлено под глубокое бурение значительное количество локальных структур в надсолевом комплексе. Последующие сейсморазведочные работы по региону в целом проводились методом ОГТ (общей глубинной точки) различной степени информативности и глубинности исследований.

Гравиразведка

В 1954 году территория блока Каратон-Саркамыс была изучена гравиметрической съемкой, по результатам которой были выделены отдельные соляные купола (таблица 3.2.1). В 1976 году 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.

Перед полевыми партиями были поставлены следующие задачи: Саркамысской СП 0676 и Эмбинской СП 0976 – изучить строение мезозойских и палеозойских отложений в пределах площади работ.

Площадь съемки 4786 кв.км. Перед Карасорской ГП 2376 – детально изучить гравитационное поле на участке работ с целью выявления аномалий силы тяжести и выяснения их природы. Площадь съемки 2750 кв.км. Геохимической партии 2876 – дать оценку перспектив нефтегазоносности участка работ, выявить аномальные зоны для постановки поисково-разведочных работ. Площадь съемки 1700 кв.км.

По полученным материалам были построены структурные карты по горизонту III, условно отражающим сейсмическим горизонтам V, VI, П1, П2 в масштабе 1:50000, карта мощности отложений между горизонтами V-III, VI-V. В дальнейшем, детализационными работами подготовлены под глубокое бурение локальные поднятия Восточный Кокарна, Белес и Восточный Мунайбай. В 1978 году 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 III, V, VI, П₁, П₂ и были выданы рекомендации к бурению трестом «Саратовнефтегеофизика» методом ОГТ в 1980г. Данными работами изучено геологическое строение территории площадью 7000 кв.км. подготовлено под поисковое бурение подсолевое поднятие Западный Тенгиз и семь структур по надсолевым пермотриасовым отложениям: Кокарна, Вост. Карасор, Зап. Карасор, Морская, Морская Прорва, Аккудук и Вост. Корпеш.

Сейсморазведка

В 1957 году сейсмической партией 12/57 треста «Казахстаннефтегеофизика» были проведены работы методом отраженных волн (Ю.К. Писаревская). В 1973 году 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 Каратонском участке 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 -4200м. Свод Тажигали вырисовывается изогипсой - 4200м. в виде поднятия меридионального направления. Свод Пустынный выделяется незамкнутой изогипсой - 4300м. Структурные планы описанных структур по горизонтам П₁ и П₂ совпадают. В 1975 году 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 III, условно-отражающим горизонтам V, VI и П₁ в масштабе 1:50000. В 1990-91гг. сейсмической партией 7 треста «Эмбанефтегеофизика» были проведены исследования МОГТ в южной части разведочного блока. В результате этих работ было выявлено и подготовлено к бурению структуры по подсолевым палеозойским отложениям на участке Ансаган- Мунайбай, построены структурные карты в масштабах 1:25000 и 1:50000 по отражающим горизонтам III, V, T3, VI, П₁, C, П₂, П^c, П₃. По отражающим горизонтам III, V

надсолевого комплекса уточнено расположение сбросов. По горизонту T_3 (кровля верхнетриасовых отложений) выделена приподнятая зона Мунайбай Южная на фоне общего погружения с севера на юг.

В 1998-2005 гг. на контрактной территории ТШО силами СП «Тенгизшевройл» были проведены сейсмические исследования 3Д, а результаты интерпретации сейсморазведочных работ сданы в государственный фонд, которые были переобработаны и переинтерпретированы по заказу АО «РД «КазМунайГаз» 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), J3k (кровля средней юры), III (подошва валанжина нижнего мела). Параллельно с вышеотмеченными ГРП были также в 2012 году в пределах блока на северной части (затопляемой) месторождений С.Нуржанов были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д компанией ТОО «GeoEnergiGroup» в объеме 160 км². В результате интерпретации этих работ получены карты по горизонтам VI (кровля кунгурского яруса нижней перми), Т-4 (внутри триасовый горизонт), V (кровля триаса), IV (подошва средней юры), Ю-2 (кровля келловей средней юры), III (подошва валанжина нижнего мела). По результатам интерпретации материалов были выявлены перспективные объекты в надсолевом комплексе.

С октября 2015 г. по 17 октября 2016 г. компанией ТОО НПФ «Данк» были проведены полевые сейсморазведочные работы 3Д МОГТ общим объемом 229,6 км². Основной целью сейсмических исследований являлась детализация геологического строения и выявление новых перспективных участков на месторождении Каратон. В 2016 году компанией ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («PGS Kazakhstan») на месторождении Каратон и прилегающей территории была проведена обработка и интерпретация сейсморазведочных данных 3ДМОГТ в объеме 150 км². Были построены структурные карты масштаба 1:25000 по 11 целевым горизонтам (II – реперный отражающий горизонт в отложениях апта, III – подошва меловых отложений, IV – поверхность внутриюрских отложений, V – подошва юрских отложений, VI – поверхность соленосных отложений кунгурского яруса нижней перми, П₁ – поверхность подсолевых отложений, П₂ – поверхность нерасчлененной толщи серпуховского и визейского ярусов нижнего карбона (C1v-C1s), C1v – поверхность визейского терригенно-карбонатного комплекса пород (C1v), П₂' – поверхность верхнедевонско-турнейских отложений, П₂^д – поверхность терригенно - карбонатных отложений эйфельско-раннефранского возраста, П₃ – поверхность раннепалеозойских (додевонских) отложений). Кроме того, дополнительно были прослежены 2 горизонта (РТ₁ и РТ₂) в пермотриасовом комплексе, с

целью уточнения строения отложений данного комплекса и выделения потенциальных ловушек.

В 2018-2019 гг. проведена сейсморазведка 3Д МОГТ компанией «GeoEnergiGroup» на блоке Каратон –Саркамыс (Атанак, Акнияз, Тажигали). Общий объем сейсморазведочных работ 3Д МОГТ составил 225 кв.км., при этом непосредственно участок Атанат покрыт объемом 11,2 кв.км; В 2009-2011 гг. проведена сейсморазведка 3Д МОГТ на месторождениях Тенгиз и Королевское, непосредственно участок Атанат, покрыт объемом 52,1 кв.км.

3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

В приморской зоне Южно-Эмбинского нефтеносного района самые первые нефтепоисковые работы были начаты в начале XX века на площади Каратон, где внимание промышленников привлекали естественные выходы нефти. С 1929г на этой структуре трест «Эмбанефть» начал проводить целенаправленные геологоразведочные работы. Широкий разворот нефтепоисковых работ в надсолевом комплексе отложений на данной территории начался в начале 1960-х годов. Подавляющее большинство надсолевых нефтяных месторождений приморской зоны были открыты и разведаны в 1960-1980 годы. Начиная с начала 1970-х годов, как и на всей Прикаспийской впадине, на исследуемом разведочном блоке начали проводить геологоразведочные работы на палеозойские отложения. Подсолевой комплекс бурением изучался на площадях Пустынный, Тажигали, Каратон, Королевская, Тенгиз и Южная. На подсолевой структуре Тенгиз в 1980 году начато разведочное бурение и в том же году открыто подсолевое нефтяное месторождение.

На подсолевой структуре Королевское в 1982 году было начато поисково-разведочное бурение, ставшим годом открытия месторождения. Ниже приводится краткая изученность некоторых локальных структур, расположенных на соседних территориях с контрактным участком.

Морская. Надсолевой структуре Морская в подсолевом комплексе соответствует поднятие Огайское. В 1965-66 г.г. для выяснения перспектив

нефтегазоносности нижнемеловых отложений южного крыла структуры Морской объединением «Казнефтегазгеология» пробурено 5 разведочных скважин, вскрывших залежи нефти в апт-неокомском горизонте. В скважине 6 при 7 мм штуцере в интервале 1255-1265 м был получен фонтан нефти дебитом 36,2 м³/сут. Балыкшинским управлением разведочного бурения объединения «Эмбанефть» в 1980 году на основании сейсмических материалов треста «Саратовнефтегеофизика» была пробурена поисковая скважина 1 на подсолевом поднятии Огайское на профиле 0778415 с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях карбона. Проектная глубина скважины 5500 м, фактический забой на глубине 4755 м в отложениях кунгура. Данной скважиной подсолевые отложения не изучались, с 1982 года она находится в консервации из-за отсутствия антикоррозийного бурового

оборудования. В разрезе скважины 1 в интервале 1176-1181 м по заключению ГИС выделен нефтегазоносный горизонт, приуроченный к подошве аптских отложений. Следующая поисковая скважина 12 пробурена на профиле 0778425 с целью поисков залежей нефти и газа в меловых, юрских и пермотриасовых отложениях, проектной глубиной 2800 м, проектным горизонтом – пермотриас. Из-за отсутствия продуктивных пластов данная скважина ликвидирована по геологическим причинам. Для оконтуривания продуктивного горизонта выявленного поисковой скважиной 1 были пробурены разведочные скважины 28, 29, 30. В разрезах разведочных скважин 28 (проектной глубиной 1300 м, проектным горизонтом – неоком) и 29 (проектной глубиной 1400 м, проектным горизонтом – неоком) по данным ГИС продуктивные горизонты отсутствуют, вследствие чего они ликвидированы по геологическим причинам. Разведочная скважина 30 пробурена с целью оконтуривания апт-неокомской залежи, выявленной в скважине 1, в 1500 м на запад от скважины 1, проектной глубиной 1300 м, проектным горизонтом – неоком. С 1982 года скважина 30 законсервирована и сдана в НГДУ.

Кокарна. Солянокупольная структура Кокарна подготовлена под поисковое бурение в 1980 году трестом "Саратовнефтегеофизика". На структурных планах по III и V отражающим горизонтам представляет собой однокрылую структуру, экранированную с запада субмеридиональным нарушением. На площади Кокарна поисковая скважина 1 заложена на сейсмическом профиле 0676267 с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевых отложениях. Проектная глубина скважины – 2900 м, проектный горизонт отложения кунгурского яруса. Скважина пробурена до проектной глубины, проектный горизонт вскрыт на глубине 2780 м. По данным ГИС к испытанию в колонне были выделены 2 пласта в интервалах: 1186-1190 м, 1128- 1121м (аптский и апт-неокомский горизонты). С 1984 года площадь находится в консервации из-за затопления территории нагонными морскими водами.

Структура **Тажигали Юго-Западный** подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами в 1965 году. В 1975 году на площади было начато глубокое поисковое бурение с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях мела, юры и триаса, который явился годом открытия месторождения. Поисковая скважина 1, заложённая на восточном поле северо-западного полусвода, достигла проектной глубины 2600 м, проектного горизонта – кунгура. По каротажу в интервале 396-417 м. выделяется нефтеносный сеноманский горизонт эффективной нефтенасыщенной мощностью 21 м. При опробовании интервала 396-418 м получена нефть дебитом 2,1 м³/с и вода - 0,2 м³/с. Поисковая скважина 2, заложённая на западном поле северного полусвода, была закончена бурением в 1975 году при забое 2602 м, вскрыв проектный горизонт – кунгур. Данной скважиной сеноманский горизонт вскрыт в интервале 451-482 м, по данным ГИС эффективная нефтенасыщенная мощность его составляет 5 м. Скважина не

опробована. Поисковая скважина 3 была заложена в сводовой части южного крыла. Забой скважины на глубине 2600 м в отложениях кунгурского яруса. В 1976 году с целью оконтуривания сеноманского продуктивного горизонта, выявленного в скважине 1, были пробурены две скважины 4 и 5 на восточном поле северного крыла. Разведочная скважина 4 была заложена в 1500 м к северо-востоку от скважины 1, проектной глубиной 500 м. Скважина пробурена до глубины 500 м, вскрыв сеноманский нефтяной горизонт, выявленный поисковой скважиной 1. Разведочная скважина 5 была заложена на восточном поле северного крыла на расстоянии 1300 м от скважины 1 проектной глубиной 550 м. Фактическая глубина скважины – 500 м, горизонт – альб-сеноман. Проведенными поисково-разведочными скважинами открыто нефтяное месторождение **Тажигали Юго-Западное**, находящееся в данное время в консервации.

Пустынный. На структуре Пустынный в 1966 году с целью детального изучения геологического строения структуры и подготовки ее под глубокое бурение было проведено структурно-поисковое бурение. По данным этих работ была построена структурная карта по подошве турона и даны выводы о перспективности структуры для проведения дальнейших геологоразведочных работ. В 1967 году площадь была детально изучена сейсмическими работами МОВ. Надсолевые отложения солянокупольной структуры Пустынный сбросом меридионального направления разделены на два крыла: западное и восточное. В 1968 году начато глубокое поисковое бурение, приведшее в этом же году к открытию месторождения. С 1968 по 1975 гг. было пробурено 8 скважин (1, 2, 3, 4, 6, 8, 11, 12) проектными глубинами от 1200 м до 2500 м, проектными горизонтами верхняя юра и кунгур. По результатам выполненных работ на западном крыле структуры установлены нефтяные горизонты в отложениях апта и сеномана. В поисковой скважине 2 при опробовании интервалов 300-290 м, 281-271 м получен приток нефти дебитом 6 м³/сут при динамическом уровне 68 м, а в интервале 190-182 м получен приток нефти с незначительным количеством воды. На восточном крыле структуры были пробурены скважины 1 и 6 до глубины соответственно 2334 м и 2500 м, в разрезе которых продуктивные горизонты не выявлены. Скважины 2, 3, 4, 11 – законсервированы. Скважины 1, 6, 8, 12 – ликвидированы по геологическим причинам. Надсолевое месторождение находится в консервации. В 1971 году при бурении параметрической скважины 10П с фактическим забоем глубине 3770 м были газонефтепроявления в виде периодических выбросов, что доказало высокие перспективы подсолевой структуры Пустынный. По данным анализа нефть легкая с удельным весом 0,8350 г/см³, высокосернистая, вязкость при температуре 200 С 4,56 сСт. Газ содержит до 44,23% метана. В 1975-1976 годы на подсолевой структуре Пустынный были начаты бурением поисковые скважины 5, 22, 23 с проектными глубинами 5000- 5500 м. Керн из интервала 3635-3638 м, отобранного в поисковой скважине 5, представлен серым мергелем с запахом сероводорода. Лабораторным анализом нефтенасыщенность определена в пределах 14-35%.

При бурении поисковой скважины на глубине 3945 м началось сильное газопроявление. Керн (инт.3465- 3469 м) в поисковой скважине 23 был представлен песчаником темно-серым с буроватым оттенком, карбонатным с запахом сероводорода. По данным лабораторного анализа насыщенность нефтью составила 17%. В связи с наличием в разрезе подсолевых отложений сероводородных газов выше допустимой нормы и отсутствием сероводородоустойчивого бурового инструмента и оборудования бурение вышеуказанных скважин на подсолевой структуре Пустынный было приостановлено. Прибрежный. В тектоническом отношении Прибрежный представляет собой двухкрылую солянокупольную структуру северо-восточного простирания. В 1965 году на этой структуре было пробурено 6 креглиусных скважин (К-3, К-12, К-15, К-18, К-19 и К-25) глубиной 500 метров. В скважине К-12 впервые была установлена нефтеносность сеноманских отложений на северо-западном крыле структуры. В 1973 году на северо-западном крыле структуры было начато бурение поисковых скважин 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 с проектной глубиной 600 м с целью оконтуривания сеноманской залежи и изучения разреза верхнего альба. В 1974 году на обоих крыльях структуры пробурены глубокие скважины 1, 2, 3, проектными глубинами 2600 м. Скважина 2 пробурена на северо-западном поле юго-восточного крыла. При опробовании скважины 2 в интервалах 634-622 м., 578-572 м получена нефть дебитом 3,71 м³/сут. С целью доразведки и оконтуривания залежи юго-восточного крыла, обнаруженной в сеноманских отложениях скважиной 2, были пробурены разведочные скважины: 12, 13, 14, 15, глубиной до 750 м. В разрезе скважины 15 в сеноманских отложениях были испытаны 3 интервала, из которых получены притоки пластовой воды с пленками нефти. Скважина ликвидирована. Скважины 12, 13, 14 ликвидированы без спуска эксплуатационной колонны. Месторождение находится в консервации.

Акнияз. Начиная с 1973 года структура Акнияз частично изучалась при проведении сейсмических работ трестом «Саратовнефтегеофизика» на соседних структурах. В 1981 году сейсмической партией 0681 этого же треста на этой структуре проведены детальные исследования МОГТ, в результате чего подготовлена под глубокое поисковое бурение по надсолевым отложениям присводовая часть ее северо-восточного поля. Поисково-разведочное бурение на площади с целью поисков залежей нефти и газа в меловых, юрских и пермотриасовых отложениях начато 1984 году. В результате проведенных работ на 01.01.87. пробурено 5 скважин, в том числе 3 на юго-западном поле и 2 на юго-восточном поле. Поисковая скважина 7 проектной глубиной 2850 м пробурена на своде поднятия на сейсмическом профиле 147469, проектный горизонт – кунгур. Скважина прошла весь комплекс надсолевых отложений и вскрыла соленосные отложения кунгура на глубине 2486 м. Бурение прекращено при забое 2535 м. Скважина ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны, вследствие отсутствия продуктивных горизонтов. Поисковая скважина 8 проектной глубиной 2200 м, пробурена на юго-западном поле до

глубины 2090 м. Соль вскрыта на глубине 2040 м. В результате испытания в эксплуатационной колонне интервала 1192-1197 м в отложениях неокома был получен приток нефти и газа, дебит которых при 7 мм штуцере составили соответственно 7 т/сут и 23394 м³/сут. С целью оконтуривания этой залежи были заложены разведочные скважины 11, 12, 16. Разведочная скважина 11 пробурена на югозападном поле, забой на глубине 1350 м. По материалам ГИС продуктивные горизонты в разрезе скважины не выделены. Разведочная скважина 12 пробурена на югозападном поле до проектной глубины 1350 м. В результате перфорации в интервале 408-422 м (альбсеноман) получена нефть дебитом перелива 0,8 м³/сут. Скважина законсервирована. Разведочная скважина 16 пробурена до глубины 1543 м. В процессе бурения пластоиспытателем были испытаны два интервала: 1546-1520 м, из которого получен приток нефти и 1543-1470 м – получен приток воды, дебитом перелива 28,8 м³/сут. Ввиду получения непромышленного притока нефти скважина ликвидирована по геологическим причинам. **Байтобетарал.** Структура выявлена в 1954 году работами МОВ треста «Казахстаннефтегеофизика». Поисковое бурение с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях мела и юры начато в 1955 году. В сводовой части структуры были пробурены поисковые скважины 1, 2. Поисковая скважина 1 проектной глубиной 3500 м, проектным горизонтом - пермотриас, остановлена при забое 3040 м, в отложениях пермотриаса и ликвидирована по геологическим причинам. Скважина 2 пробурена до проектной глубины 2800 м (J2) и ликвидирована по геологическим причинам. В разрезах обеих скважин продуктивные горизонты не обнаружены. В 1977 году структура переподготовлена к глубокому поисковому бурению методом ОГТ трестом «Эмбанефтегеофизика», в результате чего уточнено геологическое строение площади. Структура Байтобетарал, представляет собой полуантиклинальное поднятие, вытянутое с югозапада на северо-восток, экранированное с северозапада сбросом. С целью поисков залежей нефти и газа в пермотриасовых отложениях в 1986-87 г.г. были пробурены скважины 3, 4, 6, заложенные в оптимальных условиях по данным вышеуказанной работы треста «Эмбанефтегеофизика». Поисковая скважина 3 проектной глубиной 3650 м заложена в своде по V отражающему горизонту. Кровля соли вскрыта на глубине 3444 м, скважина пробурена до глубины 3523 м. В процессе бурения пластоиспытателем на трубах испытаны интервалы 2993-3090 м и 3116-3155 м в пермотриасовых отложениях, из которых получены притоки пластовой воды. По заключению ГИС в интервале 3203-3206 м выделен нефтенасыщенный пласт. В эксплуатационной колонне испытаны интервалы 3230-3235 м и 3200-3206 м. Первый пласт оказался «сухим». Из интервала 3200-3206 м получен приток нефти непромышленного значения, вследствие чего скважина ликвидирована. Поисковая скважина 4 проектной глубиной 3650 м., проектный горизонт – отложения кунгура. Соленосные отложения кунгурского яруса вскрыты на глубине 3289 м., скважина прекращена бурением при забое 3373 м. В процессе бурения испытаны пластоиспытателем на трубах интервалы 3050-3100 м, 3165-3230 м,

3244-3271 м в пермотриасовых отложениях. В первых двух объектах испытания проведены технически неудачно, а из интервала 3244-3271 м получен приток пластовой воды. По материалам ГИС продуктивные пласты не выявлены. Скважина ликвидирована без спуска эксплуатационной колонны. Разведочная скважина 6 проектной глубиной 3650 м, вскрыла отложения кунгура на глубине 3355 м, прекращена бурением при глубине 3473 м. В процессе бурения пластоиспытателем на трубах испытан интервал 3245-3295 м в пермотриасовых отложениях, из которого получен приток бурового раствора с небольшим содержанием газа. По материалам ГИС в разрезе скважины продуктивные пласты не выявлены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

Карасор Южный. Данная структура выявлена и подготовлена под глубокое поисковое бурение методом ОГТ в 1979 году трестом «Саратовнефтегеофизика». В тектоническом отношении структура Карасор Южный представляет собой межкупольное поднятие, выделенное по внутритриасовому сейсмическому горизонту РТ. По кровле триаса (V горизонт) поднятие выражено в виде структурного носа. В 1987 году на площади начато поисковое бурение с целью изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности пермотриасовых отложений этой структуры. На своде поднятия на сейсмическом профиле 157485 пробурена скважина 1. При проектной глубине 5000 м скважина пробурена до глубины 4925 м. В процессе бурения скважины пластоиспытателем на трубах испытаны интервалы 4375-4319 м, 4550-4512 м, 4800-4762 м в пермотриасовых отложениях, характеризующиеся как непроницаемые. В результате обработки каротажных материалов продуктивные горизонты в разрезе скважины не выявлены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. Площадь Карасор Южный выведена из разведки как бесперспективная.

Белес. Солянокупольная структура Белес грабеном субширотного простирания разделена на два крыла: северное опущенное и южное приподнятое. Скважина 2 пробурена на западном блоке южного крыла. Она вскрыла кровлю пермотриасовых отложений на глубине 2298 м и вошла в кунгурские отложения на глубине 3010 м. Из-за отсутствия в разрезе продуктивных горизонтов скважина ликвидирована по геологическим причинам. Скважина 3 проектной глубиной 4000 м пробурена на северо-восточном поднятии восточного блока. В разрезе пермотриасовых отложений продуктивных горизонтов не выявлено. Площадь выведена из разведки, как бесперспективная в связи с отсутствием нефтегазовых горизонтов.

Структура **Карасор Западный** выявлена в 1959 году сейсмическими работами треста «Казахстаннефтегеофизика». В 1961-1964 годы Западно-Казахстанским геологическим управлением проводились геологическое картирование и структурное бурение. В 1963 году на южном крыле структуры пробурено 4 глубоких скважин Г-1, Г-2, Г-3, Г-4. В скважине Г-2 в результате испытания интервала 1189-1192 м в отложениях апт-неокома были получены нефть дебитом 35,2 м³/сут и газ 1800 м³/сут при 5мм штуцере. 1964-1965 годы

с целью уточнения геологического строения и определения перспектив нефтегазоносности структуры пробурены 20 структурно-поисковых скважин и 4 глубокие скважины Г-8, Г-9, Г-14, Г-18. Скважина Г-9, пробуренная на южном крыле структуры, вскрыла нефтяной горизонт в отложениях апта. При опробовании интервала 1132-1140 м получен приток нефти дебитом 45,5 м³/сут и газа 1450 м³/сут при 5мм штуцере. В 1974-1978 гг трестом «Саратовнефтегеофизика» проводились детальные сейсмические работы МОГТ в пределах данного разведочного блока, которыми была охвачена, и структура Западный Карасор. Построены карты по сейсмическим горизонтам III, V, VI, П1. По надсолевым отложениям Карасор Западный представляет собой двухкрылую солянокупольную структуру субширотного простирания. В 1981 году Балыкшинским УРБ объединения «Эмбанефть» на северо-западном крыле купола были пробурены скважины 1, 10, 11, 12, 13 до вскрытия соленосных отложений кунгурского яруса. Только в скважине 1 был выявлен нижнеальбский нефтяной пласт. Остальные скважины, с забоями в отложениях юры и пермотриаса, залежи нефти и газа не вскрыли и ликвидированы по геологическим причинам. В скважине 1 из интервала 1135-1137 м, стратиграфически приуроченного к отложениям нижнего альба, получен приток нефти дебитом 38,4 т/сут и газа 1413 м³/сут при 5мм штуцере. В скважине 12 в результате испытания интервала 703-707 м получен слабый приток нефти с водой из отложений верхнего альба. Всего на площади Западный Карасор пробурено тринадцать глубоких поисковоразведочных скважин: Г-1, Г-2, Г-3, Г-4, Г-8, Г-9, Г-14, Г-18, 1, 10, 11, 12, 13. Проведенными поисково-разведочными скважинами выявлено нефтяное месторождение с ограниченными запасами, находящееся в консервации.

Структура **Морская Прорва** расположена на западной периклинали Прорвинского поднятия. Морская Прорва выявлена в 1973 г в результате проведенных трестом «Саратовнефтегеофизика» работ МОГТ. В тектоническом отношении данная структура представляет собой пологую антиклинальную складку, осложненную меридиональным сбросом. Поисковые работы на площади начаты в 1977 году бурением скважины 1. При проектной глубине 3500 м, скважина пробурена до глубины 3260 м. В разрезе скважины вскрыты перспективные горизонты в нижнем альбе, апте и келловее. Скважина ликвидирована в 1984 году из-за невозможности проведения дальнейших работ, вследствие периодического затопления территории нагонной морской водой. Скважина 2 остановлена при глубине 3274 м, вскрыв соленосные отложения кунгура, и ликвидирована по геологическим причинам из-за отсутствия продуктивных горизонтов в надсолевых отложениях. Площадь выведена из бурения из-за затопления территории морской водой.

Структура **Жалгызшагыл** выявлена сейсмическими работами в 1979 г. Структура находится в зоне затухания солянокупольной тектоники, по V отражающему горизонту представлена в виде антиклинали северо-восточного простирания, не осложненной дизъюнктивной тектоникой. По III

отражающему горизонту замыкается изогипсой 2000 м и имеет размеры 5,0 км х 2,5 км. В плане поднятие по отражающим горизонтам совпадают. Структура опоискована бурением скважин 2, 3, 5, не вскрывших перспективных пластов и площадь выведена из разведки как бесперспективная в нефтегазоносном отношении.

На площади **Кенарал** Гурьевская геофизическая экспедиция в 1980 году проводила сейсмические исследования, в результате которых выявлена надсолевая структура, названная Маткен юго-западное крыло. На ней пробурена скважина 4 глубиной 3010 м с забоем в пермотриасовых отложениях и ликвидированная по геологическим причинам. В дальнейшем изучение территории продолжила АО «Эмбаунайгеофизика» в 1992 году, в результате которых выявлена структура, названная Кенарал. По III и V отражающим горизонтам Кенарал представляет собой антиклинальную ловушку, экранированную тектоническим нарушением широтного простирания. Структура поперечными сбросами разбита на три блока. Структура Кызылкудук Южный приурочена к соляному перешейку, связывающему купола

Кызылкудук и Каратон. По мезозойским отложениям структура Кызылкудук Южный сбросом меридионального простирания делится на западное и восточное крылья. Структура разбурена поисково-разведочными скважинами и выведена из бурения как бесперспективная. Каратон Южный. На южном склоне соляного купола Каратон Южный выявлена тектонически экранированная структура широтного простирания, выделяемая по III и V отражающим горизонтам. На структуре Каратон Южный сейсмические исследования в малом объеме проводились в разные годы, различными полевыми партиями. В связи с этим целесообразно на данной структуре проводить детальные работы с целью уточнения ее геологического строения и перспектив нефтегазоносности. Структура разбурена поисково-разведочными скважинами и выведена из бурения как бесперспективная.

Атанат. Описание буровых работ в пределах исследуемой площади приводится на основании материалов прошлых лет, ввиду отсутствия полных данных, подробные результаты бурения приведены только по шести пробуренным скважинам 1,2,4,6,7,13. В пределах контрактной территории **Атанат** нефтепоисковые работы ведутся с начала 60-х годов, пробурено 13 структурно-поисковых и 5 глубоких поисковых скважин. Буровыми работами уточнено строение основных элементов структуры, положение свода поднятия, изучены перспективы нефтегазоносности надсолевого комплекса отложений. Однако структурные скважины бурились на малую глубину, до 500 м, и ими не были вскрыты на полную мощность даже породы верхнего мела. Глубокие скважины, за исключением Г-2, пробурены до вскрытия верхней юры или остановлены в низах неокомских отложений. Скважиной Г-2 пройден полностью разрез юрских осадков и значительная мощность триаса. По результатам пробуренных на площади картировочных и структурно-поисковых скважин, Атанат представляет собой трехкрылую

солянокупольную структуру (западное, северо-восточное и юго-восточное крылья). Западное крыло структуры, в особенности его северное поле, можно однозначно оценить, как бесперспективное в отношении содержания промышленных залежей УВ, так как для этого отсутствуют благоприятные структурные условия. В пределах южного поля рассматриваемого крыла была пробурена глубокая поисковая скважина Г-13, которая прошла только меловые отложения и не вскрыла нефтеносные коллектора. На юго-восточном крыле пробурено 3 глубокие скважины Г-1, Г-2, Г-4, из которых Г-1 глубиной 1580 м вскрыла верхнеюрские отложения, Г-4 при забое 1500 м остановлена в толще неокома, и только скважина Г-2 при фактической глубине 2608 м вскрыла триасовые отложения, пройдя по ним 240 м. В северной части крыла пробурена скважина Г-6, вскрывшая разрез надсолевых пород до верхней юры. Неомский горизонт в скважине №6 по электрокаротажу характеризуется низким омическим сопротивлением и отрицательной аномалией «ПС», что явно соответствует водоносному горизонту и только в кровле имеется повышенное сопротивление до 6 Ом, мощностью около двух метров – хорошо подтверждается образцами боковых грунтоносков, содержащими нефтяные признаки. В пройденной части разреза нефтегазоперспективных горизонтов не встречено. В 1981 году сейсмической партией 0681 треста «Саратовнефтегеофизика» структура была подготовлена под глубокое поисковое бурение по юрско-меловым и пермотриасовым отложениям. Поисковый интерес представляет северо-восточное крыло. В 1986 г на северо-восточном крыле была пробурена поисковая скважина 7 проектной глубины 2550 м, отложения кунгурского яруса, являющиеся проектным горизонтом, вскрыты на глубине 2463 м. В процессе бурения пластоиспытателем был испытан интервал 2360-2310 м в пермотриасовых отложениях, из которого получен приток пластовой воды. По результатам обработки материалов ГИС перспективные в нефтегазоносном отношении пласты не выделены.

Геолого-геофизическая изученность района работ

№№ пп	Авторы отчета, год, наименование. Организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования
1	2	3	4
1.	В 1954 году территория блока Каратон-Саркамыс была изучена гравиметрической съемкой, по результатам которой были выделены отдельные соляные купола. В 1976 году 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. Перед полевыми партиями были поставлены следующие задачи: Саркамысской СП 0676 и Эмбинской СП 0976 – изучить строение мезозойских и палеозойских отложений в пределах площади работ. Перед Карасорской ГП 2376 – детально изучить гравитационное поле на участке работ с целью выявления аномалий силы тяжести и выяснения их природы. Геохимической партии 2876 – дать оценку перспектив	Гравиразведка Площадь съемки 4786 кв.км. Площадь съемки 2750 кв.км.	По полученным материалам были построены структурные карты по горизонту III, условно отражающим сейсмическим горизонтам V, VI, П1, П2 в масштабе 1:50000, карта мощности отложений между горизонтами V-III, VI-V. В дальнейшем, детализационными работами подготовлены под глубокое бурение локальные поднятия Восточный Кокарна, Белес и Восточный Мунайбай.

	нефтегазоносности участка работ, выявить аномальные зоны для постановки поисково-разведочных работ.	Площадь съемки 1700 кв.км.	
2.	В 1957 году сейсмической партией треста «Казахстаннефтегеофизика» были проведены работы методом отраженных волн (Ю.К. Писаревская). В 1973 году 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.	2Д сейсморазведка	В результате выполненных работ построены структурные карты по III, V отражающим горизонтам и структурные схемы по условно отражающим горизонтам VI, П ₁ и П ₂ в масштабе 1:50000. Материалы этих работ подтвердили ранее выполненные структурные построения по надсолевым отложениям. В подсолевых отложениях на Каратонском участке выявлена Приморская брахиантиклинальная структура
3.	В 1975 году 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.	2Д сейсморазведка	По проведенным работам были построены структурные карты по отражающему горизонту III, условно-отражающим горизонтам V, VI и П ₁ в масштабе 1:50000.
4.	В 1990-91гг. сейсмической партией 7 треста «Эмбанефтегеофизика» были проведены исследования МОГТ в южной части разведочного блока.	2Д сейсморазведка	В результате этих работ было выявлено и подготовлено к бурению структуры по подсолевым палеозойским отложениям на участке Ансаган- Мунайбай, построены структурные карты в масштабах 1:25000 и 1:50000 по отражающим горизонтам III, V, T3, VI, П ₁ , С, П ₂ , П ^с , П ₃ . По отражающим горизонтам III, V надсолевого комплекса уточнено расположение сбросов. По

			горизонту Т ₃ (кровля верхнетриасовых отложений) выделена приподнятая зона Мунайбай Южная на фоне общего погружения с севера на юг.
5.	В 1998-2005гг. на контрактной территории ТШО силами СП «Тенгизшевройл» были проведены сейсмические исследования 3Д, а результаты интерпретации сейсморазведочных работ сданы в государственный фонд, которые были переобработаны и переинтерпретированы по заказу АО «РД «КазМунайГаз» в 2012-2013гг. компанией ТОО «PGS».	сейсмические исследования 3Д	В результате переобработки и переинтерпретации сейсмических данных были построены карты по отражающим горизонтам VI (кровля кунгурского яруса), V (кровля триаса), IV (подошва средней юры), J3k (кровля средней юры), III (подошва валанжина нижнего мела).
6.	С октября 2015 г. по 17 октября 2016 г. компанией ТОО НПФ «Данк» были проведены полевые сейсморазведочные работы 3Д МОГТ общим объемом 229,6 км ² .	сейсморазведочные работы 3Д МОГТ общим объемом 229,6 км ² .	Основной целью сейсмических исследований являлась детализация геологического строения и выявление новых перспективных участков на месторождении Каратон.
7.	В 2016 году компанией ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («PGS Kazakhstan») на месторождении Каратон и прилегающей территории была проведена обработка и интерпретация сейсморазведочных данных 3ДМОГТ в объеме 150 км ² .	сейсморазведочные работы 3Д МОГТ в объеме 150 км ² .	Были построены структурные карты масштаба 1:25000 по 11 целевым горизонтам (II – реперный отражающий горизонт в отложениях апта, III – подошва меловых отложений, IV – поверхность внутриюрских отложений, V – подошва юрских отложений, VI – поверхность соленосных отложений кунгурского яруса нижней перми, П ₁ – поверхность подсолевых отложений, П ₂ – поверхность нерасчлененной толщи серпуховского и визейского ярусов нижнего карбона (C1v-C1s), C1v – поверхность визейского терригенно-карбонатного комплекса пород (C1v), П ₂ ' – поверхность верхнедевонско-турнейских отложений, П ₂ ^д – поверхность терригенно - карбонатных отложений

			эйфельско-раннефранского возраста, П ₃ – поверхность раннепалеозойских (додевонских) отложений). Кроме того, дополнительно были прослежены 2 горизонта (РТ ₁ и РТ ₂) в пермотриасовом комплексе, с целью уточнения строения отложений данного комплекса и выделения потенциальных ловушек.
8.	ТОО «GeoEnergiGroup», «Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ на блоке Каратон-Саркамыс (структуры Северный, Булатый, С. Нуржанов (северное крыло)». г.Атырау, 2012 г.	3Д сейсморазведка	Основной целью сейсмических исследований являлась детализация геологического строения
9.	ТОО «Петролеум Гео Сервисез», «Отчет о результатах переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ, выполненных в пределах Контрактной территории АО «РД «КазМунайГаз» на блоке Каратон Саркамыс в 2012 г.», г. Алматы 2013 г.	3Д сейсморазведка	Основной целью сейсмических исследований являлась детализация геологического строения

10.	В 2018-2019 гг. проведена сейсморазведка 3Д МОГТ компанией «GeoEnergiGroup» на блоке Каратон – Саркамыс (Атанак, Акнияз, Тажигали). Общий объем сейсморазведочных работ 3Д МОГТ составил 225 кв.км., при этом непосредственно участок Атанат покрыт объемом 11,2 кв.км; В 2009-2011 гг. проведена сейсморазведка 3Д МОГТ на месторождениях Тенгиз и Королевское, непосредственно участок Атанат, покрыт объемом 52,1 кв.км.	3Д сейсморазведка	Основной целью сейсмических исследований являлась детализация геологического строения
11.	ТОО «КМГ Инжиниринг» «Отчет о результатах выполненных геолого-разведочных работ на блоке Каратон-Саркамыс», Атырау, 2020г.	3Д сейсморазведка	Были построены структурные карты по 11 целевым горизонтам (III – подошва меловых отложений, IV – поверхность внутриюрских отложений, V – подошва юрских отложений, VI – поверхность соленосных отложений кунгурского яруса нижней перми, П ₁ – поверхность подсолевых отложений, П ₂ – поверхность нерасчлененной толщи серпуховского и визейского ярусов нижнего карбона П ₂ '–поверхность верхнедевонско-турнейских отложений, П ₂ ^д – поверхность терригенно - карбонатных отложений эйфельско-раннефранского возраста, П ₃ – поверхность раннепалеозойских (додевонских) отложений).

Таблица 3.1.2

Изученность территории глубоким бурением

№ № пп	№ скважин, наименован ие площади	Катего рия скваж ины	Дата бурения (начало/ко нец)	Проектн ая глубина/г оризонт	Фактиче ская глубина/ горизонт	Конструкция скважины	Результаты бурения, опробования, испытания, состояния скважины (ликвидированная, законсервированная)
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Скважина №1	развед	19.12.1960 23.11.1961	1700м (J3)	1580м. (J3)	Кондуктор диаметром 324мм спущен на глубину 114м – до устья колонна не спускалась	Во вскрытой части разреза продуктивные горизонты по комплексу ГИС не выявлены. Ликвидирована по геологическим причинам.
2.	Скважина №2	развед	9.02.1962 23.11.1962	2800м (РТ)	2608м (РТ)	Кондуктор диаметром 324мм спущен на глубину 27м – до устья Техническая колонна 245мм спущена на глубину 550м – до устья Экспл.колонна 140мм спущена на глубину 2495м- подъем цемента до 500м от устья	Во вскрытой части разреза продуктивные горизонты по комплексу ГИС не выявлены. Ликвидирована по геологическим причинам.
3.	Скважина №4	развед	26.08.1960 12.12.1960	1500м (K ₁ пе)	1500м (K ₁ пе)	Кондуктор диаметром 324мм спущен на глубину 92,5м – до устья колонна не спускалась	Во вскрытой части разреза продуктивные горизонты по комплексу ГИС не выявлены. Ликвидирована по геологическим причинам.

№ № пп	№ скважин, наименование площади	Категория скважины	Дата бурения (начало/конец)	Проектная глубина/г горизонт	Фактическая глубина/ горизонт	Конструкция скважины	Результаты бурения, опробования, испытания, состояния скважины (ликвидированная, законсервированная)
1	2	3	4	5	6	7	8
4.	Скважина №6	развед	26.09.1960- 15.12.1960	1500м (J ₃)	1500м (J ₃)	Кондуктор диаметром 254мм спущен на глубину 68,4м – до устья Техническая колонна не спускалась	Во вскрытой части разреза нефтепроявлений не наблюдалось. В образцах, отобранных колонковым буром, признаков нефти нет. В образцах, отобранных боковым грунтоносом, слабые признаки отмечались на глубинах 1403, 1402,5 и 1402м. По материалам интерпретации ГИС эти признаки соответствуют горизонту с мощной пластовой водой и маломощным нефтенасыщенным пластом
5.	Скважина №7	развед	30.07.1986- 10.11.1986	2550м. (P ₁ kg)	2550м. (P ₁ kg)	Кондуктор диаметром 324мм спущен на глубину 45м – до устья Техническая колонна 245мм спущена на глубину 596,6м – до устья Экспл.колонна 140мм спущена на глубину 2550м- подъем цемента до 500м от устья	. По результатам комплексной обработки материалов ГИС во вскрытой части разреза нефтегазонасыщенные пласты не выделены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
6.	Скважина № 13	развед	29.09.1961 04.11.1962	1700м (J ₃)	1575м (J ₃)	Кондуктор диаметром 324мм спущен на глубину 16м – до устья Техническая колонна 245мм спущена на глубину 199,6м – до устья	По результатам комплексной обработки материалов ГИС во вскрытой части разреза продуктивные пласты не выделены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

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 проектных скважин	Фактические глубина (м), горизонт	Окончание работ по данному проекту	
1	2	3	4	5	6	7	8
нет информации							

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ЧК «HTS Exploration Ltd», который приступил к работам согласно Контракта №5020 УВС -МЭ от 20.01.2021 г., на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Атанат. Срок действия контракта до 20 января 2027 года.

3.2 Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

На исследуемой территории начиная с 1954 года были проведены гравиметрические исследования. По полученным материалам были построены структурные карты по горизонту III, условно отражающим сейсмическим горизонтам V, VI, П₁, П₂ в масштабе 1:50000, карта мощности отложений между горизонтами V-III, VI-V. В дальнейшем, детализационными работами подготовлены под глубокое бурение локальные поднятия Восточный Кокарна, Белес и Восточный Мунайбай. Проведены гравиметрические исследования на солянокупольных структурах Асанкеткен, Пустынный, Аккудук, Корпеш, Морской, Морская Прорва, Кокарна. На основе проведенных сейсморазведочных и гравиметрических работ построены: структурные карты по отражающим горизонтам III, V, VI, П₁, П₂ и были выданы рекомендации к бурению трестом «Саратовнефтегеофизика» методом ОГТ в 1980г. Данными работами изучено геологическое строение территории площадью 7000 кв.км. подготовлено под поисковое бурение подсолевое поднятие Западный Тенгиз и семь структур по надсолевым пермотриасовым отложениям: Кокарна, Вост. Карасор, Зап. Карасор, Морская, Морская Прорва, Аккудук и Восточный Корпеш.

С 1957 года начаты сейсмические исследования в пределах юго-восточного борта Прикаспийского бассейна. Проведены 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 Каратонском участке выявлена Приморская брахиантиклинальная структура широтного простирания, сводовая часть которой состоит из трех вершин, располагающихся над солянокупольными структурами Пустынный, Тажигали и Каратон.

В 1975 году 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 III, условно-отражающим горизонтам V, VI и П₁ в масштабе 1:50000. В 1990-91 гг. сейсмической партией 7 треста «Эмбанефтегеофизика» были проведены исследования МОГТ в южной части разведочного блока. В результате этих работ было выявлено и подготовлено к бурению структуры по подсолевым палеозойским отложениям на участке Ансаган-Мунайбай, построены структурные карты в масштабах 1:25000 и 1:50000 по отражающим горизонтам III, V, T₃, VI, П₁, С, П₂, П^с, 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 1998-2005 гг. на контрактной территории ТШО силами СП «Тенгизшевройл» были проведены сейсмические исследования 3Д, а результаты интерпретации сейсморазведочных работ сданы в государственный фонд, которые были переобработаны и переинтерпретированы по заказу АО «РД «КазМунайГаз» 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), J_{3k} (кровля средней юры), III (подошва валанжина нижнего мела). Параллельно с вышеотмеченными ГРР были также в 2012 году в пределах блока на северной части (затопляемой) месторождений С.Нуржанов были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д компанией ТОО «GeoEnergiGroup» в объеме 160 км². В результате интерпретации этих работ получены карты по горизонтам VI (кровля кунгурского яруса нижней перми), T-4 (внутри триасовый горизонт), V (кровля триаса), IV (подошва средней юры), Ю-2 (кровля келловей средней юры), III (подошва валанжина нижнего мела). По

результатам интерпретации материалов были выявлены перспективные объекты в надсолевом комплексе.

С октября 2015 г. по 17 октября 2016 г. компанией ТОО НПФ «Данк» были проведены полевые сейсморазведочные работы 3Д МОГТ общим объемом 229,6 км². Основной целью сейсмических исследований являлась детализация геологического строения и выявление новых перспективных участков на месторождении Каратон. В 2016 году компанией ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («PGS Kazakhstan») на месторождении Каратон и прилегающей территории была проведена обработка и интерпретация сейсморазведочных данных 3ДМОГТ в объеме 150 км². Были построены структурные карты масштаба 1:25000 по 11 целевым горизонтам (II – реперный отражающий горизонт в отложениях апта, III – подошва меловых отложений, IV – поверхность внутриюрских отложений, V – подошва юрских отложений, VI – поверхность соленосных отложений кунгурского яруса нижней перми, П₁ – поверхность подсолевых отложений, П₂ – поверхность нерасчлененной толщи серпуховского и визейского ярусов нижнего карбона (C1v-C1s), C1v – поверхность визейского терригенно-карбонатного комплекса пород (C1v), П₂' – поверхность верхнедевонско-турнейских отложений, П₂^д – поверхность терригенно - карбонатных отложений эйфельско-раннефранского возраста, П₃ – поверхность раннепалеозойских (додевонских) отложений). Кроме того, дополнительно были прослежены 2 горизонта (РТ₁ и РТ₂) в пермотриасовом комплексе, с целью уточнения строения отложений данного комплекса и выделения потенциальных ловушек.

Проведенными исследованиями на контрактной территории Атанат была выявлена трехкрылая солянокупольная структура (западное, северо-восточное и юго- восточное крылья). Описание буровых работ в пределах исследуемой площади приводится на основании материалов прошлых лет, ввиду отсутствия полных данных, подробные результаты бурения приведены только по шести пробуренным скважинам 1,2,4,6,7,13. В пределах контрактной территории **Атанат** нефтепоисковые работы ведутся с начала 60-х годов, пробурено 13 структурно-поисковых и 5 глубоких поисковых скважин. Буровыми работами уточнено строение основных элементов структуры, положение свода поднятия, изучены перспективы нефтегазоносности надсолевого комплекса отложений. Однако структурные скважины бурились на малую глубину, до 500 м, и ими не были вскрыты на полную мощность даже породы верхнего мела. Глубокие скважины, за исключением Г-2, пробурены до вскрытия верхней юры или остановлены в низах неомских отложений. Скважиной Г-2 пройден полностью разрез юрских осадков и значительная мощность триаса. В пройденной части разреза нефтегазоперспективных горизонтов не встречено. В 1981 году сейсмической партией 0681 треста «Саратовнефтегеофизика» структура была подготовлена под глубокое поисковое бурение по юрско - меловым и пермотриасовым отложениям. Поисковый интерес представляет северо- восточное крыло. В 1986 г на северо-восточном крыле была пробурена поисковая скважина 7

проектной глубины 2550 м, отложения кунгурского яруса, являющиеся проектным горизонтом, вскрыты на глубине 2463 м. В процессе бурения пластоиспытателем был испытан интервал 2360-2310 м в пермотриасовых отложениях, из которого получен приток пластовой воды. По результатам обработки материалов ГИС перспективные в нефтегазоносном отношении пласты не выделены.

На основании полученной геолого-геофизической информации, материалов глубокого бурения и сейсморазведки, данных промыслово-геофизических исследований, была проведена объективная оценка и степень геолого-геофизической изученности Контрактной территории в целом, что позволило сформулировать основные выводы и заключение, которые сводятся к следующему:

1. На Контрактной территории пробурено 13 структурно-поисковых и 5 глубоких поисковых скважин. Буровыми работами уточнено строение основных элементов структуры, положение свода поднятия. Все эти скважины ликвидированы по геологическим причинам, устье скважин оборудовано соответствующим образом.

2. Вероятно все эти скважины были пробурены не в оптимальных условиях. И перспективы надсолевого комплекса актуальны на сегодняшний момент, что подтверждается выявленными на соседних территориях месторождениями и расположением структуры Атанат в нефтегазоносном районе.

3. Также дальнейшее перспективное направление поисково-разведочных работ на контрактной территории связано с изучением подсолевых отложений.

4. Для более эффективной постановки поисково-разведочных работ необходимо на контрактной территории провести переобработку и переинтерпретацию ранее проведенных сейсмических работ.

3.3. Геофизические и геохимические исследования

Данные по геофизическим исследованиям приведены по имеющейся информации, только по 6-ти скважинам: 1,2,4, 6,7,13.

В скважине №6, Атанак при забое 1500м был проведен следующий комплекс исследования:

1. Боковое каротажное зондирование
2. Замер диаметра скважины каверномером
3. Радиокаротаж

В скважине №6 было отработано 18 пластов, результаты обработки БКЗ сведены в таблицу 3.3.1.

Обработанные пласты относятся к отложениям альб-сеномана, апта, неокома.

Неокомский горизонт в скважине №6 по электрокаротажу

характеризуется низким омическим сопротивлением и отрицательной аномалией «ПС», что явно соответствует водоносному горизонту и только в кровле имеется повышенное сопротивление до 6 Омм, мощностью около двух метров – хорошо подтверждается образцами боковых грунтоносов, содержащими нефтяные признаки. Но, так как этот горизонт представлен в основном водоносными песками, то испытание его было нецелесообразным и чистую нефть из этого пласта получить совершенно невозможно, несмотря на наличие нефтяных признаков.

Кроме того, по данным обработки БКЗ указанный пласт по литологическому составу неоднородный, в средней части (1400-1402 м) заглинизирован, и высокое сопротивление, вероятно, обусловлено карбонатностью пород. Заключение по БКЗ с точки зрения нефтегазоносности отрицательное.

Отложения в интервалах 457,5 м -467,0 м, 467,0-473,5м, 546,5-529,0 м, 846,0 м-885,0 м, 905,5-933,0 м, 967,0-988,0 м, 989-1015 м., 1048-1058м.,1109,5-1129м.,1250-1261 м,1284-1302м. представлены глинами, что хорошо видно на диаграммах электрометрии, кавернометрии. Истинное сопротивление перечисленных пластов доходит до 1,7 Омм.

Интервалы 535- 546 м, 561-584 м, 1027-1085 м, 1101-1109,5 м представлены водоносным песком, сопротивление их равно 0,5-0,7 Омм. В двух последних пластах отмечается повышенное проникновение раствора в пласт.

На глубине 1398- 1405 м вскрыт пласт с кажущимся сопротивлением на зонде В5АОМ 7,6 Омм. Пласт неоднородный, в средней части (1400-1402) заглинизирован. Большая часть пласта обводнена. Высокое сопротивление обусловлено карбонатностью пород.

Результаты обработки бокового каротажного зондирования кавернометрии указывают на отсутствие в разрезе скважины №6 пластов, представляющих интерес с точки зрения нефтегазоносности.

Таблица 3.3.1

Обработка БКЗ по скважине №6

№№	Интервал глубин, м.	Н,м	d _ф ,м	ρ _о омм	ρ _{вм} , омм	Размер зонда (м)					Р пл. омм	примечание
						0,35	0,85	2,25	4,25	8,5		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	457.5-467.0	9.5	0.32	0.27	-	0.9	1.9	2.3	1.8	1.1	1.1	
2	467.0-473.5	6.5	0.3	0.27	-	0.85	1.5	1.6	1.1	0.7 5	1.3	
3	485.0-496.0	11.0	0.27	0.25	-	0.75	1.1	1.0	0.9	0.7		Не ложится на палетку
4	516,5-529,0	12,5	0,23	0,35	-	0,95	1,4	1,3	0,9	0,6	1,2	
5	535,0-546,0	11,0	0,23	0,32	-	0,6	0,7	0,7	0,5	0,5	0,7	
6	561,0-584,5	23,5	0,22	0,3	-	0,6	0,7	0,6	0,5	0,4	0,63	
7	846,0-885,0	39,0	0,27	0,3	-	0,95	1,9	1,8	1,4	1,1	1,5	
8	905,5-933,0	27,5	0,31	0,22	-	0,8	1,6	1,8	1,2	1,0	1,4	
9	967,0-988,0	21,0	0,3	0,23	-	0,85	1,7	1,8	1,4	1,1	1,5	
10	989,0-1015,0	27,0	0,37	0,23	-	0,7	1,4	1,7	1,3	0,8	1,3	
11	1027,0-1035,0	8,0	0,2	0,23	-	0,7	0,7	0,5	0,5	0,4	0,5	Слабое проникновение
12	1048,0-1058,0	10,0	0,36	0,26	-	0,65	1,2	1,4	1,1	0,6	1,2	
13	1101,0-1109,5	8	0,24	0,24	-	0,55	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	Слабое проникновение
14	1109,5-1129,0	19,5	0,4	0,25	-	0,55	1,2	1,5	1,3	0,8	1,2	
15	1250,0-1261,0	11,0	0,32	0,25	-	0,7	1,5	1,6	1,3	1,0	1,25	
16	1284,0-1302,0	18,0	0,36	0,22	-	0,7	1,2	1,4	1,1	0,8	1,1	
17	1398,0-1400,0	2,0	0,21	-	0,4	2,1/-	7/-	7,6/7 ,0	2,6/-	0,7 /-	3,2	Пласт экранирован
18	1402,0-1405,0	2,0	0,2	-	0,4	2/1,9	6/-	5,8/5 ,4	0,9/-	1,0 /-	1,5	

В скважине 7 проведен каротаж в соответствующих масштабах: БК,СК,РК,БКЗ,МКЗ,ИК, МБК. Кровля соли отбивается глубине 2463 м, вскрытая мощность соли составляет-87 м. Температура забое-79 °.

По заключению геофизиков продуктивные пласты в разрезе скважины не выявлены. Скважина выполнила свое назначение и ликвидируется по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны по I категории, пункт «а».

Таблица.3.3.2.Результаты ГИС в скважине 7

Кровля	Подошва	Н Нэф	Агм	Кп Кг	литология	насыщение	Кп	Кн
1536,5	1536,8	0,3 0,3	0,211	22,2 18,9	Коллектор терригенный	вода	0,7	23,4
1536,8	1537,3	0,5 0,5	0,0	27,1	Коллектор терригенный	вода	0,7	36,0
1537,3	1538,2	0,9 0,9	0,100	24,7 8,0	Коллектор терригенный	вода	0,7	30,5
1538,2	1539,6	1,4 1,4	0,198	22,5 15,9	Коллектор терригенный	вода	0,6	18,2
1552,4	1553,4	1,0 1,0	0,363	11,9 29,1	Коллектор терригенный	вода	1,8	16,9
1553,4	1553,7	0,3 0,3	0,383	11,1 30,6	Коллектор терригенный	вода	0,8	0,0
1553,7	1554,8	1,1 1,1	0,411	22,0 32,9	неколлектор		0,8	29,6
1555,2	1556,2	1,0 1,0	0,456	4,6 30,5	Коллектор терригенный	вода	2,3	1,0
1556,2	1556,9	0,7 0,7	0,236	9,7 18,9	Коллектор терригенный	вода	0,6	0,0
1556,9	1557,8	0,9 0,9	0,236	26,9 18,9	Коллектор терригенный	вода	0,6	35,9
1577,8	1578,4	0,6 0,6	0,342	21,9 27,4	Коллектор терригенный	вода	0,7	22,4
1578,4	1578,9	0,5 0,5	0,394	7,0 31,5	Коллектор терригенный	вода	0,5	0,0
1578,9	1581,8	2,9 2,9	0,430	21,2 34,4	Коллектор терригенный	вода	0,5	11,4
1581,8	1582,5	0,7 0,7	0,471	20,3 37,6	Коллектор терригенный	вода	0,5	17,1
1702,4	1703,3	0,9 0,9	0,481	16,5 38,5	Коллектор терригенный	вода	0,6	5,8
1703,3	1703,6	0,3 0,3	0,481	22,7 38,5	Коллектор терригенный	вода	0,6	24,5
1716,5	1717,0	0,5 0,5	0,369	29,0 29,5	Коллектор терригенный	вода	0,5	29,1
1717,0	1717,1	0,1 0,1	0,369	29,0 29,5	Коллектор терригенный	вода	0,5	29,1
1727,3	1729,6	2,3 2,3	0,211	30,7 16,9	Коллектор терригенный	вода	0,4	30,1

1742,6	1743,8	0,4 0,4	0,186	27,1 14,9	Коллектор терригенный	вода	0,4	35,3
1743,0	1743,8	0,8 0,8	0,186	28,3 14,9	Коллектор терригенный	вода	0,4	22,3
1743,8	1744,1	0,3 0,3	0,186	29,3 14,9	Коллектор терригенный	вода	0,4	24,9
1750,2	1750,7	0,5 0,5	0,522	16,7 41,7	Коллектор терригенный	вода	0,5	3,4
1750,7	1754,8	4,1 4,1	0,291	25,6 23,3	Коллектор терригенный	вода	0,5	23,3
1754,8	1756,8	2,0 2,0	0,340	25,2 27,2	Коллектор терригенный	вода	0,5	24,4
1756,8	1761,7	4,9 4,9	0,369	22,9 29,5	Коллектор терригенный	вода	0,5	16,9
1786,6	1789,5	2,9 2,9	0,498	22,2 39,8	Коллектор терригенный	вода	0,4	7,6
1802,5	1803,9	1,4 1,4	0,500	21,3 40,0	Коллектор терригенный	вода	0,4	5,3
1900,2	1900,5	0,3 0,3	0,381	22,0 30,5	Коллектор терригенный	вода	0,6	17,1
1900,5	1601,4	0,9 0,9	0,439	20,2 36,7	Коллектор терригенный	вода	0,6	13,2
1901,4	1610,0	8,6 8,6	0,358	22,9 28,6	Коллектор терригенный	вода	0,6	18,9
1610,0	1613,4	3,4 3,4	0,304	28,4 24,3	Коллектор терригенный	вода	0,6	35,5
1613,4	1614,7	1,3 1,3	0,304	26,3 24,3	Коллектор терригенный	вода	0,7	35,5
1614,7	1615,1	0,4 0,4	0,304	28,9 24,3	Коллектор терригенный	вода	0,4	22,3
1615,1	1615,6	0,5	0,544	24,9 43,5	Коллектор терригенный	вода	0,4	13,6
1625,3	1625,9	0,6 0,6	0,565	15,8 45,2	Коллектор терригенный	вода	0,7	8,7
1634,8	1635,3	0,5 0,5	0,358	24,4 28,7	Коллектор терригенный	вода	0,7	30,9
1640,4	1641,9	1,5 1,5	0,450	23,5 36,0	Коллектор терригенный	вода	0,5	17,5
1647,2	1648,3	1,1 1,1	0,423	24,2 33,8	Коллектор терригенный	вода	0,5	20,3
1648,3	1648,7	0,4 0,4	0,423	23,7 33,8	Коллектор терригенный	вода	0,9	18,8
1648,7	1650,4	1,7 1,7	0,544	18,4 43,5	Коллектор терригенный	вода	0,9	22,8
1650,4	1650,7	0,3 0,3	0,544	20,1 43,5	Коллектор терригенный	вода	0,9	28,7
1654,7	1655,7	1,0 1,0	0,530	19,3 42,4	Коллектор терригенный	вода	1,0	28,9
1655,7	1656,2	0,5 0,5	0,530	19,2 42,4	Коллектор терригенный	вода	1,0	28,5

1656,2	1656,5	0,3 0,3	0,530	19,0 42,4	Коллектор терригенный	вода	0,9	14,7
1567,5	1668,3	0,8 0,8	0,480	20,0 38,4	Коллектор терригенный	вода	0,8	29,0
1668,3	1668,9	0,6 0,6	0,437	20,3 37,4	Коллектор терригенный	вода	0,8	26,1
1674,6	1675,4	0,8 0,8	0,285	23,1 22,8	Коллектор терригенный	вода	0,5	13,6
1677,1	1677,4	0,3 0,3	0,476	21,0 38,1	Коллектор терригенный	вода	0,5	12,1
1677,4	1678,0	0,6 0,6	0,545	19,3 43,6	Коллектор терригенный	вода	0,5	8,0
1688,8	1689,1	0,3 0,3	0,401	22,8 32,1	Коллектор терригенный	вода	0,7	27,1
1689,1	1689,4	0,3	0,401	22,1 32,1	Коллектор терригенный	вода	0,7	24,7
1689,4	1689,9	0,5 0,5	0,401	19,7 32,1	Коллектор терригенный	вода	0,7	16,2
1689,9	1691,7	1,8 1,8	0,401	22,5 32,1	Коллектор терригенный	вода	0,7	26,0
1691,7	1692,0	0,3 0,3	0,552	19,2 44,2	Коллектор терригенный	вода	0,7	17,0
1693,6	1695,5	1,9 1,9	0,408	22,4 32,6	Коллектор терригенный	вода	0,6	16,9

В скважине 13 по электрокаротажу в разрезе горизонтов, заслуживающих испытания на нефть или газ, не выделено. Повышенное омическое сопротивление в подошве валанжина на глубине 1522-1550м соответствует пласту, выраженному по образцам плотным глинам или песчаникам, подстилаемым мощным водоносным пластом. Заключение по БКЗ отрицательное.

Таблица 3.3.3.

Объем промыслово-геофизических исследований, проведенный в скважинах

№ п/п	№ скв	ПС	КС	КВ	МБК	БК	ИК	АК	ГГК	НГК	ННК	ГК
1	1	+	-	+	-	-	+	-	-	+	-	+
2	2	+	-	+	-	-	+	-	-	+	-	+
3	4	+	-	+	-	-	+					+
4	6	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-
5	7	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-
6	13	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-

В скважине №1, Атанак при забое 1580 м был проведен следующий комплекс исследования:

1. Боковое каротажное зондирование
2. Замер диаметра скважины
3. Радиокаротаж

Сенон - туронские отложения представлены мелом, мергелем и известковистой глиной, которые выделяются по диаграмме каверномера незначительным и ровным разливом. Пласт в интервале глубин 525-535 представлен плотной известковой глиной с удельным сопротивлением 3,2 Омм.

Сеноман, нижний и средний альб представлены, в основном, песками с прослоями глин. Глинами с удельным элек. сопротивлением (средним) 1,1 Омм представлены аптские отложения. Неоком представлен часто чередующимися глинами и песками.

В неокоме в интервалах глубин 1245-1253 м и 1290-1297 м находятся пачки пластов представляющих из себя чередование тонких прослоев глин и песков.

Пески по кавернограмм и отчасти ПС, имеют в себе нефти. Общее сопротивление первой пачки 1,8 Омм, второй пачки примерно 1,2 Омм. В первой пачке высоким сопротивлением выделяется слой в интервале 1247 м (4,6 Омм).

По данным РК этот слой представлен глиной, а остальная часть (1248-1253м)- в основном песчанистая.

Ввиду того, что сопротивление этой части (1248-1253м.) незначительно, можно сказать, что нефти здесь очень мало. Тоже относится и ко второй пачке.

В интервале 1529-1534 м имеется пласт высокого сопротивления сложенный в кровле глиной плотной, а внизу песком. Возможна лишь незначительная нефтеносность пласта.

В разрезе скважины №2 по каротажу отмечается один горизонт, приуроченный к отложениям пермотриаса, на глубине 2432-2441 м. и характеризуется сопротивлением до 6 Омм, пористой РС и сужением ствола скважины по каверномеру.

На электрокаротажной диаграмме высокое удельное сопротивление с отрицательной аномалией «ПС» отмечено в двух интервалах: в отложениях средней юры в интервале 1778-1780 м. и пермотриасе в интервале 2432-2441 м.

В скважине №4, при забое 1500 м было проведено БКЗ, замер диаметра скважины каверномером и радиоактивный каротаж.

В разрезе скважины выделено и обработано 27 пластов. Результаты обработки материалов БКЗ сведены в таблице 3.3.4

Пласты 351-368 м, 516-520 м, 536-549 м в отложениях сенон – турона представлены очень плотными глинами, удельное сопротивление их составляет 3,0-3,6 Омм.

Удельное сопротивление пластов глин (552-565м, 677-685м, 931-940м, 958-968м, 1000-1038м, 1082-1092м, 1164-1184м, 1286-1296м и 1370-1393) составляет 1-1,6 Омм.

Интервалы 748-799м, 862-877м, 899-908 м, 1188-1199м, 1258-1268 м, 1299-1308 м представлены песками водоносными, имеющимися удельное сопротивление 0,3-0,4 Омм.

Удельное сопротивление пласта 976-978,5 м (10 Омм) определено по левой ветви кривой зондирования. На зондах В5А4ОМ и ВІ0А80М указанный пласт не выдерживается по сопротивлению из-за малой мощности его. Литологический пласт сложен и плотными карбонатными породами.

Таблица 3.3.4.

Результаты обработки материалов БКЗ скв №4

№№	Интервал пласта	Н,м	dφ	Рп Омм	примечание
1	130-139	9	0,24	1,6	
2	176-180	4	0,24	1,7	
3	191-194	3	0,25	1,6	
4	351-368	17	0,25	1,5	
5	516-520	4	0,24	3,0	
6	536-549	13	0,24	3,6	
7	552-565	13	0,28	1,6	
8	677-685	8	0,26	1,2	
9	784-799	15	0,23	0,3	
10	825,5-827	1,5	0,22		Не ложится на палетку
11	862-877	15	0,20	0,3	
12	899-908	9	0,18	0,3	
13	931-940	9	0,27	1,0	
14	958-968	10	0,24	1,4	
15	976-978,5	2,5	0,23	10,0	Определенно по левой ветви кривой
16	1000-1038	38	0,27	1,4	
17	1082-1092	10	0,31	1,2	
18	1108,5-1110	1,5	0,2		Не ложится на палетку
19	1164-1184	20	0,42	1,3	
20	1186-1199	11	0,25	0,4	
21	1207-1210	3	0,22		Не ложится на палетку
22	1214-1223	9,8	0,3	1,2	
23	1258-1268	10	0,18	0,3	
24	1284-1285,5	1,5	0,22	2,5	
25	1286-1296	10	0,34	0,9	
26	1299-1308	9	0,17	0,3	
27	1370-1398	22	0,28	1,1	

Таблица 3.3.5

Обработка БКЗ по скважине №1

№№	Интервал глубин, м.	Н,м	d _ф ,м	ρ _о ОММ	ρ _{вм} , ОММ	Размер зонда (м)				Р _с	Дск	Рпп
						0,85	2,25	4,25	8,5			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	210-270	60	0,22	0,25	-	0,7	0,45	0,51	0,5	-	-	0,5
2	360-400	40	0,22	0,23	-	2,6	2,6	2,4	2,0	-	-	2,3
3	525-535	10	0,22	0,17	1,6	3,7	4,5 6,5	- 4,9	- 3,6	-	-	3,2
4	540-550	10	0,24	0,17	-	1,85	2,2	1,8	1,6	-	-	1,7
5	940-970	30	0,26	0,12	-	1,35	1,6	1,2	1,2	-	-	1,2
6	1090-1100	20	0,37	0,11	-	1,6	1,5	1,4	1,2	-	-	1,1
7	12454-1253	8	0,35	0,12	-	1,2	2,0	2,0	2,0	12	2	1,8
8	1245-1247	2	0,26	0,11	-	1,4	5,4	7,0	5,8	-	-	4,6
9	1280-1310	30	0,26	0,12	-	1,5	1,7	1,35	1,35	-	-	1,2
10	1480-1500	20	0,22	0,12	-	1,4	1,5	1,2	1,2	-	-	1,2
11	1523-1535	12	0,19	-	0,4	3,8	8	3,8	1,6	-	-	-

3.4. Лабораторные исследования

По скважинам №№ 1,2,4,6,7,13 имеются разрозненные описания керн. Общую картину освещенности керн выполнить невозможно ввиду отсутствия данных по всем скважинам площади Атанат. Ниже приведены данные по скважинам 1,2,4,6,7,13.

Скважина №1. Нефтяные признаки в виде неравномерной пропитанности и незначительного запаха, отмеченные в образцах боковых грунтоносков на глубинах 1525, 1521, 1292, 1285, 1529 м. Образец бокового грунтоноса, поднятый с глубин 1529 м представлен песчаником со слабым признаками нефти, а ниже с глубин 1530,1531 м сильно глинистым песком без признаков нефти и 1531,5, 1532м. По-видимому, крепко сцементированным песчаником, т.к. бойки были разбиты.

Таблица 3.4.1. Скважина 1. Описание образцов пород колонкового бура.

Обр.Б1 520-525 м. К-1 м.	Верх: мел белый писчий. К-0,7 м. Низ : Глина серовато- зеленая мергелистая.
Обр.Б2 1215-1220 м. К-0,5 м.	Песок светло-зеленый, рыхлый,водяной К- 0,5 м.
Обр. Б 3 1280-1285 м К-0,4м	Песок светло – зеленый, мелко- зернистый,рыхлый, водяной.
Обр. Б 4 1375-1380 м К-0,6м	Глина зеленовато-серая, слабо- песчанистая.
Обр. Б 5 1502-1504 м К-0,5м	Глина черная, плотная, жирная на ощупь с включениями ОРО.

Описание образцов, поднятых боковым грунтоносом.

1532-1531,5 м.- Боек разбит.

1531-1530 м.- Песок серый, сильно глинистый, вытяжку не дает.

1529 м.- Песчаник серый,м /зернистый со слабыми признаками нефти .
Вытяжка среднего чая.

1526 м.- Известняк светло- серый.

1525 м. - Песчаник темно-серый, м / зернистый с признаками нефти, в виде запаха, вытяжка лимонного цвета.

1524 м.-Глина темно-серая, плотная, песчанистая.

1523 м. - Глина серая сильно – песчанистая.

1522 м.- Глина темно-серая, с зеленоватым оттенком, плотная, песчанистая, слюдистая.

1521 м. - Песчаник светло- серый, м/зернистый с запахом нефти.Вытяжка лимонного цвета.

1292 м. - Песок зеленовато-серый, м/зернистый, глинистый с запахом нефти. Вытяжка лимонного цвета.

1285 м. - Песок серый м /зернистый, неравномерно пропитан нефтью. Вытяжка слабого чая.

1284 м.- Песчаник серый, тонко-зернистый, крепкий.

1246 м. - Глина зеленая и красная.

1245 м. - Обрыв.

1244 м. - Песок серый, м/зернистый, глинистый с запахом нефти. Вытяжка среднего чая.

528 м. - Глина серая, плотная, песчанистая.

526 м. - Глина серая, плотная.

525 м. - Глина серая с прослоем писчего мела.

524 м. - Мел белый,писчий.

523 м. - Боек разбит.

Описание образцов, бокового грунтоноса, скв.№1.

550,544 м.- Глина темно-серая, почти черная, плотная.

538 м.-Глина черная,плотная.

534 м.-Мелее серовато-белый, плотный.

533 м.-Боек разбит.

532 м.- Глина светло-серая, песчанистая.

531 м.- Глина зеленовато-серая, плотная.

530 м. –Боек разбит.

529 м.-Глина серая,песчанистая.

527м.- Глина серая,песчанистая.

525 м.-Глина серая, песчанистая.

523 м.- Боек разбит.

518,513,503 м.- Мел писчий.

492 м.- Мел серый с прослоем темно-зеленой глины.

486 м.- Мел зеленовато – серый.

470м.- Мел белый.

456 м.-Мел зеленовато-серый, с прослоем светло- зеленой глины.

451 м.- Мел белый.

447 м.- Мел белый.

444 м .- Бок разбит.

Скважина № 2. Разрез скважины охарактеризован 23 образцами керна, отобранными из различных интервалов бурения.

Таблица 3.4.2. Скважина 2. Описание образцов пород колонкового бура.

Обр. №1 1100-1105 м. К-1,5 м.	Чередование глин черных и светло-серых , местами песчанистые, слюдистые, очень плотные с редкими включениями отпечатков обуглившихся растительных остатков.
Обр. №2 1210-1215 м. К-0,8 м.	Глина зеленовато-серая , плотная, включениями пропластков зеленовато-серого, мелкозернистого, слюдистого песчаника без признаков нефти и газа.
Обр. № 3 1215-1220 м. К-0,6м	І-Глина зеленовато-серая, плотная, песчанистая. К-0,25. ІІ-Глины серые, переходящие местами в петроцветные, очень плотные. К-0,85.
Обр. № 4 1350-1355 м. К-0,6м	І- Песок зеленовато-серый, глинистый, очень плотный без признаков нефти. ІІ-Глина зеленая, плотная, песчанистая, с включением пропластков пестроцветных глин.
Обр. № 5 1400-1405 м.	Выноса нет.
Обр. № 6 1500-1505 м.	І-Глина серая, плотная, с зеленовато-серым оттенком, слабопесчанистая с редкими включениями обуглившихся растительных остатков. К-0,4м. ІІ-Глина серая, плотная, слабо песчанистая. К-1,6.
Обр. № 7 1540-1545 м. К-0,7.	Мергель светло-серый, плотный с прослоями серой глины.
Обр. № 8 1650-1655 м. К-0,85.	Мергель серый, плотный, крепкоцементированный с включением бурой глины.

Обр. № 9 1700-1703 м. К-1,2.	И-Мергель зеленовато-серый, плотный очень крепкий. II-Глина зеленая, мягкая, песчанистая, слюдистая.
Обр. № 10 1740-1745 м. К-0,25м.	Песчаник серый, крупнозернистый с зеленовато-серым оттенком: водяной.
Обр. № 11 1765-1770 м. К-0,2м.	Песок светло-серый, крупнозернистый слобосцементированный, водяной.
Обр. № 12 1847-1852 м. К-0,6м.	Глина зеленовато-серая, серая, очень плотная с редкими прослойками песчаника включениями обуглившихся растительных остатков.
Обр. № 13 1965-1970 м. К-0,65м.	Глина темно-зеленая, зеленовато-серая, плотная с обильными включениями обуглившихся растительных остатков местами с прослойками угля.
Обр. № 14 1944-1949 м. К-1,5м.	Глина темно-серая, плотная, слабopесчанистая с прослоями угля и включениями обуглившихся растительных остатков.
Обр. № 15 1979-1984 м. К-2,1м.	Глина темно-серая, плотная, слюдистая, песчанистая с прослоями угля и включениями обуглившихся растительных остатков.
Обр. № 16 2062-2067 м. К-1,3м.	Песчаник темно-серый, крепкий без признаков нефти.
Обр. № 17 2195-2200 м. К-0,6м.	И-Глина серая, плотная, сильно-песчанистая, углистая, слюдистая К-0,3. II-Песчаник светло-серый, глинистый, местами углистый с включениями обуглившихся растительных остатков К-0,3.
Обр. № 18 2265-2271 м. К-1,0м.	Мергель светло-зеленый, очень плотный, слюдистый.
Обр. № 19 2470-2473 м. К-2,8м.	И-Песчаник крупнозернистый, слабосцементированный, водяной К-2,4. II-Глина темно-серая, очень плотная, слюдистая К-0,4м.
Обр. № 20 2494-2495 м. К-0,65 м.	Песчаник светло-серый, слабоцементированный.
Обр. № 21 2524-2529м. К-3,6 м.	И-Песчаник серый, среднезернистый, водяной.К-3,3. II-Песок темно-серый, средне-зернистый, водяной К-0,8.
Обр. № 22 2524-2563 м.	И-Глина шоколадно- бурая очень плотная. К-0,2.

К-0,35м.	II-Глина светло –серая, песчанистая. К-0,05. III- Глина светло-зеленая, очень плотная К-0,05.
Обр. № 23 2600-2603 м. К-0,85м.	I- Песчаник кирпично-красный плотный, мелко- зернистый К-0,4. II -Глина кирпично-красная очень плотная песчанистая К-0,45.

Скважина №4. Колонковым буром взят керн из интервала 960-1380 м, из интервала 1346-516 м отобраны образцы пород боковым грунтоносом. Глинами представлены и пласты 552-565м, 677-685м, 931-940м, 958-968м, 1000-1038м, 1082-1092м, 1164-1184м, 1286-1296м и 1370-1393 м.

Таблица 3.4.3. Скважина 4. Описание образцов пород колонкового бура.

630-635 м	Выноса керна нет.
960-965 м К-1,5	Глина серая, плотная, песчанистая с включением серого, мелкозернистого песка и фауны.
1150-1155м К-2,25м	Глина черная, плотная
1230-1235м	Выноса керна нет.
1270-1275 м К-1,2м	Глина пестроцветная, плотная, песчанистая, слюдистая.
1332-1335 К-1,3м	Глина пестроцветная, плотная, песчанистая.
1375-1380м К-1 м	Глина пестроцветная, плотная, слюдистая.
1425-1430м	Выноса керна нет.
1495-1500м	Выноса керна нет.

Описание образцов боковых грунтоносов

1346 м. Глина светло – зеленая, рыхлая.
1344 м. Песок светло-зеленый, мелкозернистый, водяной.
1343 м. тоже что 1344м.
1319 м Глина светло-зеленая, плотная, песчанистая.
1284 м. 1279м Бойки разбиты.
1215 м. Глина пестроцветная, плотная.
1207 м. Обрыв бойка.
1200 м. Глина черная, плотная.
1109 м. Песок светло-серый, мелкозернистый водяной.
546 м, 540м, 537м Глина светло-зеленая, плотная.
548, 547 м. Керн разбит.
546 м. Обрыв бойка.

Скважина №6. Описание образцов колонкового бура: в интервалах 535-540 м. – вынос керна не проводился, 1050-1055м. – глина пестроцветная, плотная, песчанистая, 1125-1130м - глина пестроцветная, 1150-1155м- вынос керна не проводился, 1200-1205м.- глина пестроцветная, красная, плотная, песчанистая, слюдистая, 1275-1280м - глина кирпично-красная, плотная, песчанистая, слюдистая, 1335-1340 м- глина такая же, как и в обр. 1275-1280м.

Описание образцов, бокового грунтоноса, скв. №6.

1497м - Осечка.
1422 м - Боек разбит
1421м - Боек разбит
1403 м - Песчаник серый, микрозернистый. Вытяжка среднего чая.
1402,5м- Песчаник серый, тонкозернистый, глинистый с признаками нефти. Вытяжка крепкого чая.
1402м - Песчаник серый, тонкозернистый.
1400 м- песчаник серый
1399м- Боек разбит
1398 м- Песчаник серый, тонкозернистый, глинистый.
1397 м- Песчаник серый, слабо глинистый.
1393 м- Глина зеленовато- серая, песчанистая.
1391м- Песок зеленовато – серый, мелкозернистый. Вытяжки нет.
1285 м- Боек разбит
1284 м- Глина светло – зеленая, плотная с прослоем серого тонкозернистого песчаника.
989 м- Глина черная, плотная с прослоем серого тонкозернистого песчаника.
988 м - Глина черная, плотная.
887 м - Глина темно-серая, плотная с прослоем мелкозернистого песка. Вытяжки нет.
886 м- Глина серая, песчанистая.
832 м -Песчаник серый, мелкозернистый. Вытяжки нет.
831 м-Боек разбит
522 м- Песок серый, мелкозернистый.
520 м- Глина серая, плотная, песчанистая

Скважина №7. В процессе бурения пластоиспытателем испытан интервал 2360-2310м, из которого получен приток пластовой воды.

Отобраны образцы керна из интервалов: 770-780м, 980-990 м, 1060-1068 м, 1125-1134м, 1290-1300м, 1430-1450м, 1580-1616м, 1745-1752м, 1850-1860 м, 1950-1970 м, 2140-2158 м, 2220-2240м, 2340-2348м, 2467-2474м, 2545-2550м. Признаки нефтегазоносности в образцах отсутствуют.

Керн из интервала 770-780 м: песчаник серый, микрозернистый, среднецементированный, водоносный. Вынос -0,9м.

Керн из интервала 980-990 м- верх: песчаник серый, микрозернистый, среднецементированный, середина: глина темно-серая, плотная, местами

песчанистая, низ: песчаник серый, микрозернистый, среднесцементированный.

Керн из интервала 1050-1068 м представлен глиной темно-серой, местами песчанистой. Вынос керна -4 м.

Отобран керн в интервале 1125-1127м - верх: песчаник серый, микрозернистый, крепкий; низ: песок зеленовато – серый, среднезернистый. Вынос -0,5м.

Керн из интервала 1127-1134м представлен - верх: песчаник темно-серый, крупнозернистый, рыхлый; низ: песчаник серый, микрозернистый, местами глинистый.

Из интервала 1607-1616м м керн представлен песчаником темно-серым, среднезернистым, слабоцементированным. Вынос 7,1м.

Из интервалов 1745-1752м и 1850-1860м керн представлен :глина темно- серая, местами зеленая, с включениями углистых веществ, слабоуплотненная.

Из интервалов 2140-2144 м, 2144-2150 м отобран керн. Образцы представлены: песчаник серый, микрозернистый, среднесцементированный.

Керн из интервала 2150-2154 м представлен: светло-серый песчаник, среднезернистые, водоносный. Вынос 1,5м.

В интервале 2230-2236м керн представлен :верх:-песчаник светло – серый, срз, водоносный, l-1м. Низ: глина серая, крепкоуплотненная .

Керн в интервале 2236-2240 м представлен: верх : песчаник серый, среднезернистый, среднесцементированный, обводненный, низ: алевролит темно серый, крепкий, снизу переходящий глину черного цвета плотный. Общая длина выноса 0,7 м.

Керн в интервале 2340-2348 м представлен: верх : песчаник серый, микрозернистый и крупнозернистый, низ : алевролит зеленовато-серый, плотно-сцементированный очень тонкими прослойками алвролита темнозеленого с углами падение до 30°-0,75м.

Керн из интервала 2236-2240 м представлен : верх песчаник серый, среднезернистый, слабоцементированный, низ: алевролит темно-серый, крепкий, снизу переходящий глину.

Отобран керн из интервала 2280-2289м. Образец представлен: песчаник серый до темного цвета, мелкозернистые, крепкоцементированный. Редко с очень тонкими углисто-битумными внедрениями, местами с гнездами вкраплений пирита. Длина выноса 0,6м. Образец без признаков нефти и газа.

Отобран керн из инт. 2340-2348м, вынос -0,95м. Образец представлен: вверх- песчаник серый, микрозернистый, с включениями гальки-0,2м низ: алевролит зеленовато серый, плотносцементированный, с очень тонкими прослойками алевролита темно-зеленого.

Отобран забойный керн из интервала 2545-2550м., вынос - 5м. Образец представлен солью крупнокристаллической, прозрачной.

Скважина №13. Отложения сенон-турона представлены различными по удельному электрическому сопротивлению породами. Эти сопротивления колеблются от 0,6 Омм до 3,0 Омм. Породы характеризуются ровным

размывом в скважине, а также сравнительно низкой радиоактивностью. Данные обработки свидетельствуют о непроницаемости этих пород.

Отложения альб-сеномана представлены рыхлыми водоносными песчаниками, плотными песчаниками и глинами. Рыхлые водоносные песчаники слагают преимущественно верхнюю часть отложения. Среди них встречаются пласты глин и плотных песчаников. В нижней части находятся преимущественно глины с пропластками песчаников.

Аптский ярус сложен глинами с пропластками песчаников. Удельное электрическое сопротивление глин около 14,1 Ом·м. Отложения неокома представлены глинами и песчаниками. Пластов представляющих интерес с точки зрения нефтегазоносности нет.

Таблица 3.4.4. Скважина 13. Описание образцов колонкового бура

№№	Описание
Обр №1. 1020-1025 К-0,6	Верх: песок зеленовато-серый тонкозернистый, слюдистый, водяной. Низ: глина черная плотная, слюдистая, местами песчаная. К-0,15м.
Обр №2. 1135-1140 К-1,5	Чередование глин темно-коричневых и светло-зеленых местами сильно песчаных, слюдистых, очень плотных, без признаков нефти и газа.
Обр №3. 1195-1200 К-0,3	Песчаник зеленовато-серый микрозернистый, слюдистый, водяной.
Обр №4. 1230-1235 К-1,5	Глина вишневого цвета очень плотная, с зеркалами скольжения, песчаная.
Обр №5. 1340-1345 К-2,5	Глины пестроцветные, песчаные, очень плотные, с включением пропластков зеленовато-серого слабосцементированного песчаника, без признаков нефти и газа.
Обр №6. 1490-1495 К-2,5	Глина серая с зеленоватым оттенком, плотная, известковистая, слабопесчаная, слюдистая с редкими включениями ОРО.
Обр №7. 1495-1500 К-0,8	Глина светло-серая плотная, известковистая, слабопесчаная, слюдистая, с редкими включениями ОРО.
Обр №8. 1500-1505 К-1,5	Глина серовато-темная с прожилками серой глины, плотная, известковистая, слюдистая с включениями ОРО.
Обр №9. 1570-1575 К-0,6	Мергель светло-серый плотный, с прослоями темно-серой глины.

В процессе бурения признаков нефтегазопроявлений не наблюдалось. В образцах пород, поднятых колонковым буром, нефтяные признаки не отмечены. По электрокаротажной характеристике разрез скважины №13, представленный полным комплексом меловых отложений, практического интереса, в отношении выделения продуктивных горизонтов, не представляет.

Валанжинский ярус с повышенным сопротивлением в средней части до 10 Ом·м и отрицательной «ПС» в интервале 1522-1550 м с аналогичной

характеристикой был вскрыт на площади Атанат в скважинах №№1,4 на различных её крыльях и везде в нижней своей половине представлен водоносными песками. Информации по скважинам 1,4 нет.

Интервал 1530-1537 м с повышенным сопротивлением представлен, как и во всех скважинах, уплотненными песчаниками.

4. Геологическое строение

4.1 Проектный литолого-стратиграфический разрез

Осадочный чехол Прикаспийского бассейна соленосными отложениями кунгурского яруса нижней перми разделена на подсолевой и надсолевой комплексы отложений. В составе подсолевого комплекса пород в пределах исследуемой территории на соседних месторождениях вскрыты нижнепермские, каменноугольные и девонские отложения. Надсолевой разрез представлен полным комплексом отложений, характерным для юго-востока Прикаспийской впадины. Ниже приводится характеристика отложений, вскрытых глубокими скважинами в пределах юго-восточного борта Прикаспийского бассейна, начиная от девона до четвертичных включительно (граф.прил.3).

Палеозойская группа – Pz

Девонская система – D

Верхний отдел – D₃

Фаменский ярус – D₃ fm

Девонские отложения вскрыты скважиной 3 Каратон в объеме сенновского горизонта фаменского яруса. Разрез представлен, преимущественно, известняками тонкозернистыми, комковатыми, участками органогенными и органогенно- детритовыми, серыми и темно-серыми. Известняки местами глинистые, доломитизированные, трещиноватые и слабо кавернозные. Среди известняков встречаются редкие прослои доломитов. Вскрытая толщина 411 м.

Каменноугольная система – C

Нижний отдел – C₁

Турнейский ярус – C₁ t

Отложения турнейского яруса полностью пройдены скважинами на площади Каратон. Представлены известняками заволжского, малевского, упинского, черепетского и кизеловского горизонтов. Известняки серые и темно-серые, микро-и мелкокомковатые, детритовые, биоморфные, органогенно-обломочные, тонкоплитчатые, местами сильно трещиноватые, прослоями доломитизированные. Толщина яруса 400 м.

Визейский ярус – C₁ v

Визейский ярус в составе малиновского надгоризонта, бобриковского, тульского, алексинского, михайловского горизонтов имеет толщину 600-680 м.

Малиновский надгоризонт сложен известняками от темно-серых до светло-серых, органогенно-обломочными, перекристаллизованными. На площади Каратон известняки в нижней части черные, полидетритовые, в

средней – серые органогенно-обломочные, псевдооолитовые, трещиноватые. Трещины выполнены битуминозным и глинистым веществом. Толщина надгоризонта 150-160 м.

Бобриковский горизонт литологически представлен известняками серыми и темно-серыми, органогенно-обломочными, плитчатыми, прослоями, переходящими в известняковый песчаник. Толщина горизонта от 45-70 м (Каратон) до 100 м (Южная).

Тульский горизонт подразделяется на три толщи: нижнюю известняковую, среднюю-аргиллито-известняковую и верхнюю – известняковую. Толщина 115-138 м.

Алексинский горизонт представлен известняками серыми, биоморфными, детритовыми. Толщина 168-195 м.

Михайловский горизонт слагается серыми известняками органогенно-обломочными, полидетритовыми, участками доломитизированными, пористо-кавернозными, плитчатыми. На площади Южной в нижней части разреза встречаются слои аргиллита. Толщина изменяется от 67-77 м (Каратон) до 90 м (Южная). На Тенгизском месторождении вскрыты породы михайловско-веневского возраста, которые представлены биогермными известняками, вскрытая толщина 125м.

Серпуховский ярус – С_{1s}

Нижняя часть яруса сложена переслаиванием известняков реликтово-органогенных, биоморфных, участками водорослевых, неравномерно доломитизированных, с кавернами, биогермных. Встречаются прослои известняковых гравелитов. Верхняя часть яруса (протвинский горизонт) представлена известняками полидетритовыми, водорослевыми, микросгустковыми, неравномерно доломитизированными, пропитанными битумом. Они сменяются толщей известкового гравелита и известняков мелкозернистых с обломками реликтово-органогенного и органогенного (Тенгиз). Толщина серпуховского яруса 77-96 м.

Средний отдел – С₂

Башкирский ярус – С₂ b

Отложения башкирского яруса с резким несогласием залегают на серпуховских. Контакт между ними прослеживается по прослою зеленовато-серого доломитизированного мергеля. Башкирский ярус начинается краснополянским горизонтом, сложенным мелко-оолитовыми, доломитизированными известняками, с прослоями известняковых песчаников и гравелитов. Выше по разрезу залегают серые, микросгустковые, водорослевые, органогенно-обломочные и оолитовые, неравномерно доломитизированными, с вертикальными трещинами. Толщина нижне-башкирских отложений от 73-110 м (на Южном поднятии) до 183-221 м (на

Тенгизском месторождении). Верхне-башкирский подъярус установлен условно. Отложения представлены толщей известняков темно-серых, почти черных, микрозернистых, плотных, местами окремнелых, залегающих без видимых следов размыва на нижележащих известняках нижнего башкира.

Московский ярус – С₂ m

Отложения московского яруса развиты в пределах рассматриваемой территории не повсеместно. Наиболее полный разрез, представленный верейским, каширским, подольским и мячковским горизонтами, вскрыт скважинами на площади Южная.

Верейский горизонт сложен карбонатными породами – известняками водорослево-микрогустковыми, микротрещиноватыми, глинистыми, плотными, доломитизированными, спилуловыми. Толщина 93-129 м. В основании каширского горизонта залегают органогенно-обломочные известняки, переходящие в микрогустковые известняки. Толщина 143-163 м.

Разрез подольского горизонта начинается известняками биоморфными, микрогустковыми, комковатыми. Остальная часть горизонта представлена органогенно-обломочными известняками. Толщина изменяется до 251 м.

Мячковский горизонт на значительной части территории разный. Остаточная его часть сложена известняками микрогустковыми, участками оолитовыми, доломитизированными, толщиной до 86 м.

Пермская система - Р Нижний отдел – Р₁

Нижнепермские отложения трансгрессивно залегают на различные горизонты карбона. При этом разрез их в северной части представлен верхнеартинскими и кунгурскими отложениями, а на юге – ассельскими. На площадях Тенгиз и Каратон нижнепермские отложения представлены верхнеартинскими и кунгурскими.

Ассельский ярус – Р₁ а

Ассельский ярус представлен известняками, среди которых преобладают биогермные, монокомпонентные, водорослевые, массивные. В толще биогермных известняков встречаются прослои из известняков биоморфно-детритовых, фораминиферово-водорослевых. Толщина изменяется от 88 до 378 м на площади Южная. Отложения сакмарского яруса и вышележащих артинского и кунгурского яруса, а также отложения верхней перми здесь бурением скважин не установлены.

Артинский ярус – Р₁ ar Верхнеартинский подъярус – Р₁ ar³

Верхнеартинский подъярус залегает с резким стратиграфическим несогласием на различных горизонтах башкирского яруса. В основании залегает брекчия, состоящая из угловых обломков пород различного литологического состава: алевроитов и известняков различной структуры. Выше залегает известняково-аргиллитовая толща – аргиллиты темно-серые, с прослоями известняков почти черных, микрозернистых, глинистых, содержащих большое количество рассеянного битуминозного вещества. Толщина от 14 до 113 м.

Кунгурский ярус – Р_{1к}

На известняково-аргиллитовой толще верхнеартинского подъяруса залегают галогенные образования, имеющие четко выраженное ритмичное строение. В разрезе кунгурского яруса выделяется три толщи: нижняя-сульфатно-терригенная, средняя - галогенная, верхняя - 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 120-1910м.

Мезозойская группа – Mz

Мезозойская группа представлена отложениями пермотриаса, юрской и меловой систем.

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 (С.Нуржанов скв №311) до 580 м (С.Нуржанов, скв №64). На Атанате в скважине 7 – 307м.

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. Прослой 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: 16 (С.Нуржанов скв №311) - 130 м (Досмухамбетовское скв №11).

Средний отдел – J₂

Литологически отложения средней юры представлены частым чередованием глин, песков и песчаников. Глины серые, бурые и серовато-бурые, песчанистые и сильнопесчанистые, известковистые, слоистые с обилием обуглившихся растительных остатков и корневищ. Пески серые, светло-серые и зеленовато-серые, мелко и среднезернистые, часто глинистые. Песчаники среднезернистые, зеленовато-серые. Встречаются прослой бурых рыхлых углей. Вскрытая толщина среднеюрских отложений достигает от 411 м (скв №524, С.Нуржанов) до 624 м (скв №79, С.Нуржанов).

Верхний отдел – J₃

В верхнеюрском разрезе выделяются оксфордский и волжский ярусы.

Оксфордский ярус – J₃ o

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 от 18 (скв №17, С.Нуржанов) до 42 м (скв №520, С.Нуржанов).

Волжский ярус – J₃ v

Представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, глин, известняков доломитов и мергелей. Мергель серый и серовато-зеленый, крепкий с прожилками кальцита. Глина темно-серая с буроватым оттенком и песчаник крупнозернистый. Толщина волжских отложений варьирует от 146 (скв №82, С.Нуржанов) до 316 м (скв №315, С.Нуржанов).

Меловая система – K

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

Нижний отдел – K₁

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

Валанжинский ярус – K_{1v}

Разрез валанжинского яруса по литологии разделяется на две 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 64 (скв№412, С.Нуржанов) до 94м (скв№311, С.Нуржанов).

Неокомский надъярус – K_{1nc}

В пределах исследуемой территории 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, алевроитистые, местами с тонкими прослоями алевроита, плотные песчанистые, карбонатные. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелко и среднезернистые, полимиктовые. Пески и алевроиты 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 414 (скв№51, С.Нуржанов) - 512м (скв№78р, С.Нуржанов), на Атанате- 200м (скв7).

Аптский ярус – K_{1a}

Отложения аптского яруса залегают на размытой поверхности неокомского надъяруса. Литологически аптские отложения представлены глинами темно-серыми, черными, плотными, жирными на ощупь, известковистыми, слюдистыми, слабopесчанистыми с тонкими прослойками тонкозернистого слюдистого песка. В толще глин встречаются прослойки песчаников, песков и мергелей. Толщина отложений аптского яруса составляет 62 (скв№242, С.Нуржанов) - 120 м (скв№436, С.Нуржанов), на Атанате- 73м (скважина 7).

Альбский ярус – K_{1al1-2}

Отложения альбского яруса расчленяются на нижний, средний подъярусы.

Нижнеальбский подъярус – K_{1al1}

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 – K_1al_2

Среднеальбские отложения отличаются от нижнеальбских более светлой окраской и большей песчанистостью. 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.

Толщина альбского яруса в пределах 493 (скв. № 436, С. Нуржанов) - 542 м (скв. № 78, С. Нуржанов). На Атанате в скважине 7 до 183 м.

Верхний отдел – K_2

Верхнемеловые отложения представлены альб-сеноманским, турон+сенонским, ярусами. Толщина отложений верхнего мела варьируют от 461 м (скв. № 420, С. Нуржанов) до 509 м (скв. № 311, С. Нуржанов), на Атанате в 7 скважине – до 717 м.

Альб-сеноман (нерасчлененные) – $K_1 al_3 + K_2s$

Верхний альб и сеноман представлены чередованием глин с песчаниками и прослоями песка. Верхнеальбские глины серые и светлосерые, неплотные, плитчатые, алевритистые, тонко переслаивающиеся с песками светло-серыми, мелко- и тонкозернистыми, до алевритов. Пески светло-серые, кварц – полевошпатовые, мелко- и среднезернистые, чистые и слабоглинистые, рыхлые, мощностью до нескольких метров.

Песчаники от серых мелкозернистых тонко-косо-слоистых с углистыми включениями до светло-серых массивных крепких среднезернистых, цемент карбонатный. Сеноманские глины отличаются от верхнеальбских коричневатого-кофейным оттенком и несколько большей плотностью.

Толщина отложений в скважине 7, Атанат достигает 537 м.

Турон - сенонский ярус – $K_2t - sn$

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.

Нижняя часть сенонского 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.

Кайнозойская группа – Kz Палеогеновая система – Pg

Отложения палеогеновой системы трансгрессивно залегают на меловых отложениях. 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 278 (скв.304, С.Нуржанов) до 360 м (скв.523, С.Нуржанов).

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 от 10 (скв.652, С.Нуржанов) до 65м (скв. 56, С.Нуржанов).

Таблица 4.1.1.

Стратиграфические разбивки скважин (подошва)

№№ скважин	Забой, м	Альтит. от ротора, м(+)	палеоген	Меловая система К					Юрская система J			Перм отриа с	Пермская Р
				верхний	нижний К ₁				верх няя J ₃	сред няя J ₂	ниж няя J ₁		Нижний Р ₁
					К ₂ сенон- турон	К _{1al} - К _{2s}	К _{1al1-2}	К _{1a}				К _{1ne}	
2	3	4	6	7	8	9			11			12	13
1	1580		205	536	934	1037	1132	1545	1580				
2	2608		193	548	928	1109	1206	1554	1704	2287	2362	2608	
4	1500		195	550	997	1110	1199	1500					
6	1500	-	220	454	778	940			1500				
7	2550	-	200	380	917	1100	1173	1373	1530	2083	2156	2463	2550
13	1575	-	200	505	850	1028	1107	1550	1575				

4.2 Тектоника

Исследуемая площадь находится на юге Прикаспийского солянокупольного бассейна и располагается на далекой северо-западной периферии Южно-Эмбинского погребенного палеозойского поднятия, ограничивающего с юго-востока солеродный бассейн (граф.прил. 2).

Фундамент Прикаспийского бассейна системой разломов расчленен на крупные блоки, ступенчато погружающиеся к центральной части. Блоки осложнены выступами. Юго-восточная часть бассейна системой региональных разломов разделена на три крупные тектонические зоны: опущенную внутреннюю, центральную приподнятую и внешнюю опущенную прибортовую. Внутренняя опущенная зона плавно погружается в сторону Центрально- Прикаспийской депрессии, отделяясь от центральной зоны серией глубинных разломов. Приподнятая центральная зона приурочивается к Астраханско- Актюбинской системе поднятий, которая протягивается параллельно обрамлению бассейна на 700-800 км от Астрахани до Актюбинска и является одним из крупных тектонических элементов Прикаспийской синеклизы. Глубина залегания фундамента составляет 7-8 км. Самым западным поднятием в этой системе является Астраханское, где фундамент залегает на глубине 8 км, оно имеет размеры 100х80 км, амплитуду 1,5 км. С востока оно отделено от Северо-Каспийского поднятия крупным меридионально вытянутым тектоническим нарушением и Заволжским прогибом. На севере Астраханское поднятие ограничено Сарпинским прогибом, на юге - Днепровско-Донецким. По вышележащим отложениям подсолевого комплекса с Астраханским поднятием связана крупная карбонатная постройка девонско-башкирского возраста.

На Северо-Каспийском поднятии, так же, как и на Астраханском фундамент залегает на глубине 8 км. На севере оно сочленяется с Центрально-Прикаспийской депрессией, на юге – с Южно-Эмбинским прогибом.

Биикжальское поднятие расположено на восточной половине Прикаспийского бассейна, который делится по Аграханно-Атыраускому разлому на две части. Поднятие по фундаменту фиксируется на глубине 7,0 км, имеет амплитуду порядка 1 км. С юга оно по региональному широтному разлому граничит с Южно-Эмбинским прогибом, который протягивается с востока на запад в акваторию Каспийского моря и входит во внешнюю прибортовую зону Прикаспийского бассейна.

Глубина залегания фундамента в пределах Южно-Эмбинского прогиба достигает 13- 13,5 км в районе Тугаракчанского прогиба. По фундаменту район исследований находится в пределах глубокого (10-14 км) Тугаракчанского прогиба, простирающегося с юго-запада на северо-восток и ограниченного разломами субширотного и субмеридионального направления. Серией разломов прогиб разделен на ряд блоков, в пределах которых в последующие этапы геологического развития сформировались обособленные

тектонические зоны. В структурном плане кровля фундамента в целом согласуется с поведением P_3 отражающего горизонта, отображающего

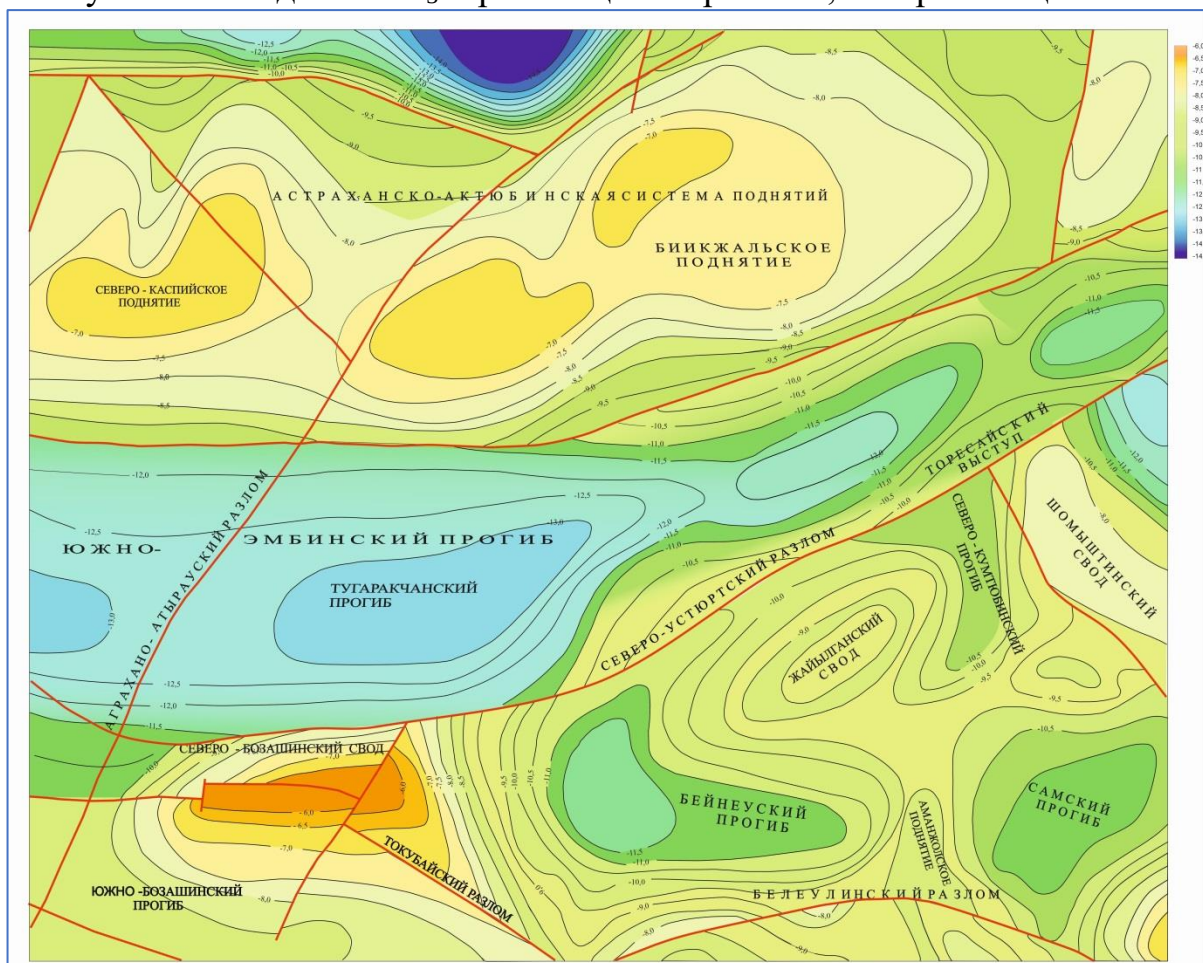


Рис.4.2.1. Структурная карта по ОГ Пф.

особенности строения додевонских отложений. Глубина залегания их достигает 8-10 км.

Наиболее крупными тектоническими элементами (рисунок 4.2.1) здесь являются Атырауский свод и Южно-Эмбинский прогиб, которые соответствуют в плане Биикжальскому поднятию и Тугаракчанскому прогибу по фундаменту.

По северо-западному склону Южно-Эмбинского поднятия сформирована серия локальных поднятий, объединенных в отдельные тектонические зоны, одной из которых является Маткен-Ушмолинская зона. Небольшими ундуляциями она разделяется на отдельные поднятия, как Азнагул (Карашунгул), Жаумбай, Конысбай, в сводах которых поверхность палеозойского размыва залегает на глубинах 4.1 - 4.6 км. Южнее этой зоны выделяется менее протяженная Аиршагыл-Караойская зона поднятий, где наблюдается более мелкое залегание, палеозойских отложений и менее выраженное отражение в подсолевом ложе.

В разрезе осадочного чехла Прикаспийского бассейна на основе формационного анализа, наличия региональных перерывов, угловых несогласий выделяются два крупных структурно-формационных

мегакомплекса: нижний доплитный и верхний плитный, который в свою очередь делится на структурные комплексы, этажи и седиментационные комплексы.

Нижний доплитный мегакомплекс вскрыт в северо-западных районах Прикаспия и представлен значительно уплотненными и дислоцированными терригенно-карбонатными и вулканогенными породами рифея-нижнего палеозоя.

Верхний мегакомплекс включает отложения от нижнепалеозойских (верхняя часть) до современных, общей толщиной 7-12 км. В его составе выделяются два структурных комплекса. Нижний охватывает подсолевые палеозойские отложения, верхний – соленосные образования кунгурского яруса и надсолевые - верхнепермско-кайнозойские отложения.

Подсолевой палеозойский комплекс разделяется на три структурных этажа: нижнепалеозойский, эйфельско-нижнефранский и среднефранско-нижнепермский (докунгурский), границы между которыми проходят по отражающим горизонтам: P_3 и P_2^d .

По горизонту P_3 строение юго-востока Прикаспия в целом повторяет поведение поверхности фундамента, но особенностью горизонта P_3 является наличие крупных поднятий в прогнутых зонах, к примеру, Приморского и Жылыойского поднятий. Согласно геофизическим данным, по горизонту P_3 в пределах зон развития карбонатных построек обособляются локальные поднятия Южное, Тенгиз, Каратон, Королевское, Кашаган.

Диапазон изменения глубин небольшой. Наиболее приподнятая часть – центральная, где глубины горизонта изменяются от 7,2 до 7,6 км. В сторону границы с Северным Устьуртом поверхность P_3 погружается до 10,0 км на Северном Мынсуалмассе. Фиксируемые по данным сейсморазведки немногочисленные нарушения простираются параллельно борту бассейна.

Область прослеживания горизонта P_3 ограничена Северо-Устьуртским разломом.

Отражающий горизонт P_3 не вскрыт скважинами, поэтому о вещественном составе и возрасте залегающих ниже него пород можно судить лишь по геофизическим данным. Предположительно, они сложены нижнепалеозойскими карбонатно-эффузивными породами основного состава. Толщины нижнепалеозойских отложений не выдержаны и в целом увеличиваются в западном направлении вне связи с основным простираем изогипс поверхности фундамента. В результате направление структур по отражающему горизонту P_3 субширотное, в то время как структуры фундамента ориентированы, в основном, в северо-восточном направлении.

Надо отметить также изменение толщины нижнепалеозойского комплекса от внутренней зоны к борту. Так, в районе Астраханско-Актюбинской системы поднятий горизонт P_3 почти совпадает с горизонтом P_f в районе Биикжала, тогда как в Южно-Эмбинском прогибе толщина отложений между этими горизонтами составляет более 2 км.

По кровле отражающего горизонта P_3 выделяются Приморский свод, Жылойский свод, Северо-Колтыкский прогиб и Торесайский выступ.

Помимо горизонта P_3 в девонской части разреза выделяется горизонт P_2^D , приуроченный к кровле эйфельско-нижнефранских отложений. Между отражающими горизонтами P_3 и P_2^D заключен терригенно-карбонатный комплекс среднего-низов верхнего девона, охватывающий, предположительно, весь Прикаспийский бассейн вплоть до южного – юго-восточного склонов Астраханско-Актюбинского поднятого блока фундамента (рисунок 4.2.1).

Рассматриваемый девонский комплекс между горизонтами P_3 и P_2^D имеет важное значение как с точки зрения разработки геодинамических моделей развития Прикаспийского бассейна (этот комплекс пород соответствует времени заложения Южно-Эмбинского рифта, приведшего к погружению девонских отложений в южном направлении), так и относительно вопросов нефтегазообразования. Эти породы рассматриваются как основной нефтегазоматеринский комплекс для уникальных месторождений, приуроченных к вышележащим карбонатным платформам, таким как Кашаган-Тенгизская и Астраханская, где толщины эйфельско-нижнефранских отложений увеличиваются до 1,5 км, тогда как средние значения 0,5-0,6 км.

Среднефранско-нижнепермский структурный этаж характеризуется наиболее сложным строением. В его разрезе отмечается ряд несогласий, выпадение отдельных стратиграфических подразделений, латеральные изменения литологического состава, существенно осложняющих расшифровку структуры докунгурских образований. Строение верхнего подсолевого этажа, охарактеризованного сейсмическими горизонтами P_2^D , D_c , P_2^1 , P_2 , P_1 , а также многочисленными данными глубоких скважин, является объектом детального изучения геодинамического положения крупных тектонических элементов на юге и юго-востоке Прикаспийского бассейна.

В пределах среднефранско-нижнепермского структурного этажа выделяются следующие седиментационные комплексы, соответствующие наиболее важным этапам геологического развития исследуемого региона:

- среднефранско-нижнетурнейский седиментационный комплекс (между горизонтами P_2^D и D_t) – соответствует этапу прогибания и заполнения Южно-Эмбинского рифта.
- верхнетурнейско-нижневизейский седиментационный комплекс (между горизонтами D_t и P_2^1) – является комплексом, накопившимся в период формирования Южно-Эмбинского инверсионного поднятия.
- верхневизейско-верхнекаменноугольный седиментационный комплекс, ограниченный отражающими горизонтами P_2 и P_2^1 – соответствует основному этапу карбонатонакопления.
- ассельско-сакмарско-артинский седиментационный комплекс (между горизонтами P_2 и P_1) – период тектонической активизации региона, связанный с закрытием Уральского палеоокеана и формированием новой Евразийской литосферной плиты.

Наиболее древний седиментационный комплекс сложен породами среднефранско-ранне турнейского возраста, к поверхности которых приурочен отражающий горизонт Dt, а к подошве – P_2^D .

Наиболее ярко отражающий горизонт Dt выражен в Приморской зоне, где он приурочен к Кашаган-Тенгизской карбонатной платформе, в западной части которой, в акватории Каспийского моря по этому горизонту выделяется Жылыойское поднятие (Куандыков Б.М., 1999).

В юго-восточной части сейсмический горизонт Dt погружается от бортов во внутреннюю часть бассейна с глубин –4,5 до 6,5 км, и осадочный комплекс, заключенный между отражающими горизонтами P_2^D и Dt имеет клиноформное строение. Мощность отложений уменьшается с юга (6,5 км) на север (0,5 км) (рисунок 4). Что объясняется накоплением данных пород в период прогибания и заполнения Южно-Эмбинского рифта и последующей сменой наклона пород с юга на север в позднетурнейско-ранневизейское время после инверсии и образования Южно-Эмбинского поднятия.

Верхнетурнейско-нижневизейский седиментационный комплекс, ограниченный отражающими горизонтами Dt и P_2^1 , накопился в период формирования Южно-Эмбинского инверсионного поднятия. На Южно-Эмбинском поднятии наблюдается отсутствие или минимальные мощности данных отложений, которое, вероятно, было областью сноса в этот период, и увеличение мощности толщи вдоль северного борта поднятия.

Начиная с поздневизейского времени на юго-восточном борту Прикаспия, закладывается Южно-Эмбинская карбонатная платформа, которая имеет двухчленное строение, причем возраст слагающих платформу карбонатных комплексов моложе, по сравнению с Кашаган-Тенгизской. Она включает окско-позднекаменноугольный (между отражающими горизонтами P_2^1 и P_2) и сакмарский (между P_2 и P_1) комплексы.

Южно-Эмбинская карбонатная платформа имеет более сложное седиментационное ограничение в сторону внутренней части юго-востока Прикаспийского бассейна. Уступы окско-позднекаменноугольного и сакмарского карбонатных комплексов не совпадают, но в плане имеют четкую линейную форму с незначительными отклонениями от прямой линии северо-восточного простирания. Для внутренней структуры карбонатных комплексов Южной Эмбы характерно значительно большее количество терригенных пропластков и клиноформное строение, в отличие от параллельно-слоистой и бугристой текстуры карбонатов Кашаган-Тенгизской карбонатной платформы.

В пределах Южно-Эмбинской карбонатной платформы верхневизейско-верхнекаменноугольный седиментационный комплекс, заключенный между отражающими горизонтами P_2^1 и P_2 имеет довольно четкое прослеживание и испытывает региональный подъем с северо-запада на юго-восток. Его толщина уменьшается как в южном (в сторону Островной), так и в северном направлениях. В южном направлении сокращение толщин происходит за счет последовательного срезания верхних горизонтов поверхностью несогласия (на юго- западе- предартинской, на юго- востоке- предьюрской), в северном – на

Ботахане – в связи с замещением шельфовых известняков более маломощными относительно глубоководными терригенными отложениями.

В Кашаган-Тенгизской зоне горизонт P_2 приурочен к кровле поздневизейско-башкирских рифовых отложений, тогда как на Южной P_2 приурочен к карбонатам московского яруса.

В глубь бассейна карбонаты сменяются маломощными терригенными отложениями. Вдоль северного склона Южно-Эмбинского поднятия выделяются протяженные, субпараллельно вытянутые антиклинальные поднятия Тортай, Равнинная и Елемесская система поднятий, подтвержденные по данным бурения, с которыми оказались связаны нефтяные залежи, как непосредственно в терригенно-карбонатной толще среднего карбона, так и в нижележащем комплексе визейско - турнейского возраста.

Сейсмический отражающий горизонт P_1 по всей территории Прикаспийского бассейна приурочен к предкунгурской поверхности размыва и отражает особенности строения современной региональной структуры подсолевого комплекса Прикаспия. Гипсометрическое положение изменяется от 2,0 км в прибортовых зонах до 9-10 км в центральной части впадины. Погружение подсолевых отложений от бортов к центру впадины является неравномерным по всему ее периметру.

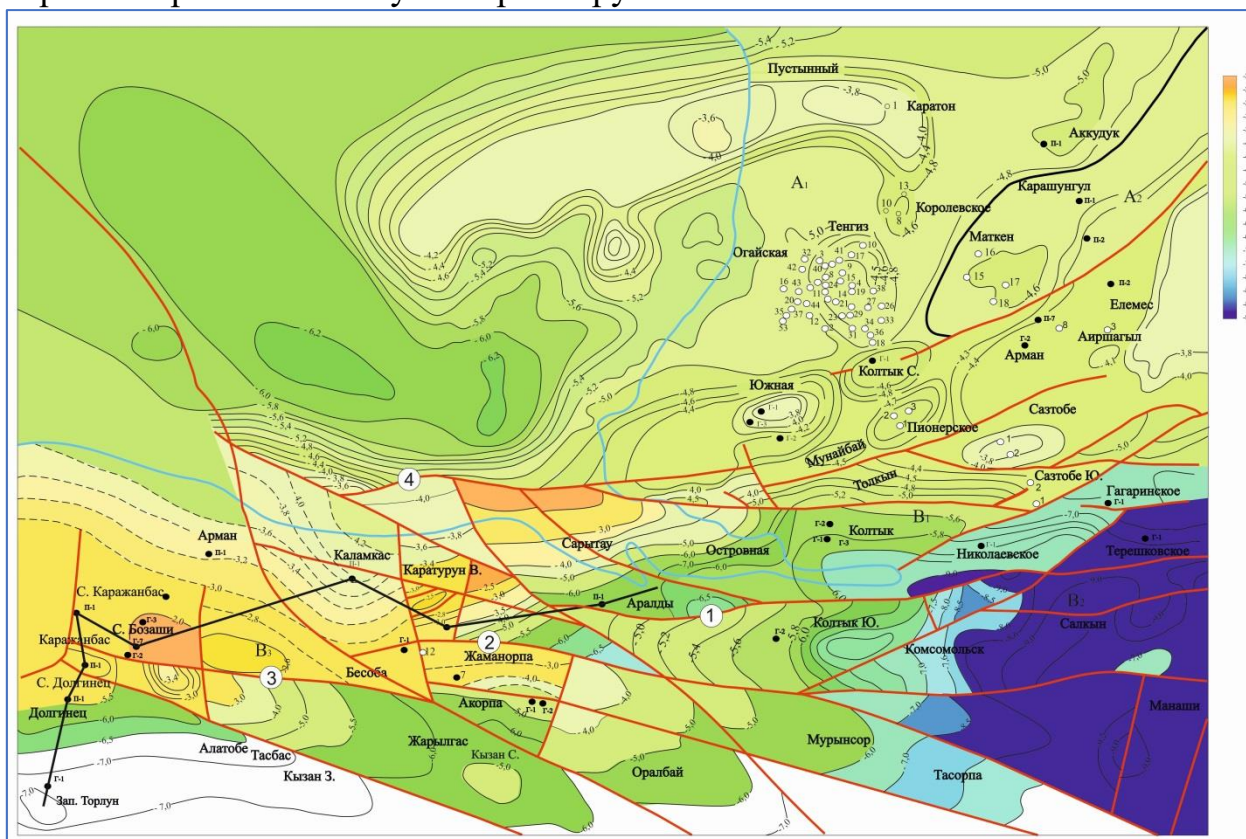


Рис.4.2.2. Структурная карта по ОГ P_1 -б

На юго-востоке Прикаспия структурный план кровли подсолевых отложений, в целом имеет региональный наклон с юго-востока на северо-запад и юго-запад с отметок -2,1 км в районе Тортая до -4,8 км в районе Биикжала и -4,6- в районе Северного Колтыка. В пределах изучаемой территории на характер регионального погружения горизонта P_1 повлияли

особенности тектонического развития инверсионного Южно-Эмбинского поднятия. Северо-западнее и юго-западнее его сводовой части характер изогипс имеет флексурообразное строение. Севернее параллельно простиранию поднятия нами выделяется по геофизическим данным тектоническое нарушение, протягивающееся с юго-запада от Северного Колтыка на восток до Айменбета, которое по горизонту Π_1 ограничивает с севера Южно-Эмбинское поднятие. Юго-западнее поднятия мы наблюдаем постепенное погружение отражающего горизонта Π_1 от $-3,6$ км на Табынае до $-4,5$ км на Пионерской.

Вдоль юго-западной границы сочленения Прикаспийского бассейна с Северным Устюртом по отражающему горизонту Π_1 - δ инверсионное Южно-Эмбинское поднятие делится на ряд блоков, последовательно погружающихся от Мугоджар в юго-западном направлении в сторону Бозаши. При этом верхнедевонско - нижнепермские отложения выходят под юрскую толщу, но в районе Сазтобе Южного карбонатные породы среднего карбона уже перекрываются верхнепермско-триасовыми отложениями и погружаются на глубину свыше 5 км.

От площади Маткен параллельно простиранию Южно-Эмбинского поднятия вдоль его северной границы до широты структуры Биикжал, вниз по падению горизонта Π_1 выделяется Маткен-Ушмолинская ступень, которая представляет собой моноклираль, погружающуюся от северных склонов Южно-Эмбинского поднятия до Биикжала с отметок $-2,1$ - $2,3$ км до -5 км. На общем фоне этой моноклинали по отражающему горизонту Π_1 получают отображение небольшие по амплитуде и размерам структуры, такие как Аккудук, Ушмола, Улькентобе.

Далее на запад от Маткен-Ушмолинской ступени выделяется Кашаган-Тенгизская зона поднятий, представленная локальными поднятиями такими как Каратон, Королевское, Тенгиз, Огайское, Южное, в западной части которой у восточного побережья Северного Каспия бортовые ступени по поверхности подсолевого ложа исчезают. Здесь вырисовывается обширная структурная терраса. Наиболее крупным поднятием по подсолевому комплексу в акватории Каспийского моря является Жылыойское. На севере структурная терраса переходит в пологую моноклираль, погружающуюся в сторону внутренних районов Прикаспийского бассейна. По мнению Куандыкова Б.М. Жылыойское поднятие сложено карбонатами девонско-каменноугольного возраста значительной мощности, образовавшимися в относительно лучших палеогеографических условиях (чистота, преобладание рифовых построек, лучшие коллекторские свойства), чем Тенгиз, Королевское, Южное, Каратон и др.

Обобщая описание строения палеозойского комплекса юго-восточного борта Прикаспийского бассейна, можно отметить несоответствие структурных планов по отражающим горизонтам Π_1 и Π_2 с одной стороны и горизонта Π_3 , с другой.

Так, в рельефе более древних комплексов отложений структурные элементы характеризуются большей выраженностью, чем по поверхности более молодых отложений. По поверхности P_3 горизонт имеет общее погружение на юго-восток, а по горизонтам P_1 и P_2 наблюдается общее воздымание на юго-восток в сторону Южно-Эмбинского поднятия, что объясняется развитием Южно-Эмбинского рифта и его последующей инверсией. В девоне с образованием рифта нижнепалеозойские и девонские отложения были вовлечены в погружение в южном направлении, а сформировавшиеся после инверсии средне-верхнекаменноугольные и нижнепермские образования приобрели наклон на север.

По кровле подсолевого ложа (горизонт P_1) (рис.4.2.2), площадь исследования расположена северо-восточнее месторождения Королевское. К сожалению, описать строение структуры Атанат по подсолевому комплексу нет возможности ввиду отсутствия геолого-геофизических данных.

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 внутрипермтриасовые РТ горизонты. На данном блоке эти отложения изучены слабо, по внутриперм-триасовым горизонтам не выполнялись структурные построения. Изучение внутреннего строения верхнепермско-триасовых отложений позволяет обнаружить перспективные ловушки в межкупольных зонах и ловушки, экранированные крутым склоном соляных куполов, что являются еще нереализованным резервом нефтепоисковых работ. Эта толща испытывает региональное погружение и увеличение мощности с севера на юг. На севере блока мощность юрско-мелового комплекса составляет 1500м (Теренозек), а на юге она достигает 2500м и более.

На формирование структурного плана надсолевого комплекса Прикаспийской впадины сильное влияние оказал соляной тектогенез, благодаря чему эти осадки сильно дислоцированы, смяты в различного рода складки и разбиты сбросами, разделяющими солянокупольные структуры на отдельные крылья и блоки, что наглядно видно на вышеуказанных структурных картах. Характерной особенностью надсолевых структур данного разведочного блока является отсутствие на некоторых из них грабена, распространение однокрылых структур. Также выделяются двух и трехкрылые структуры. Распространены мульды симметричного и асимметричного строения. Каждое крыло солянокупольных структур представляет собой полусводовое поднятие, экранированное сбросом и их можно рассматривать как структурную ловушку. Только Прорвинская группа структур на сейсмических структурных картах представлена в виде платформенных поднятий, не нарушенных сбросами, хотя по данным бурения на них также выделяются тектонические нарушения, в том числе и

погребенные в триасовых отложениях.

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

В результате геологоразведочных работ, проведенных в течение ряда лет на территории приморской зоны, надсолевой комплекс достаточно изучен сейсморазведкой и бурением. Практически все наиболее значительные по размерам структуры, связанные со сводами соляных куполов выявлены и изучены сейсмическими исследованиями. Но в пределах структуры Атанак необходимо провести переобработку и переинтерпретацию проведенных ранее сейсмических исследований уточнения геологического строения.

По имеющимся материалам геологическое строение юрско-меловых отложений характеризуется структурными картами по V, IV, III и K_{1v} отражающим горизонтам (граф.приложения 4,5) и площадь Атанак представляет собой трехкрылую структуру и разделяется на блоки: западный, северо-восточный и юго- восточный.

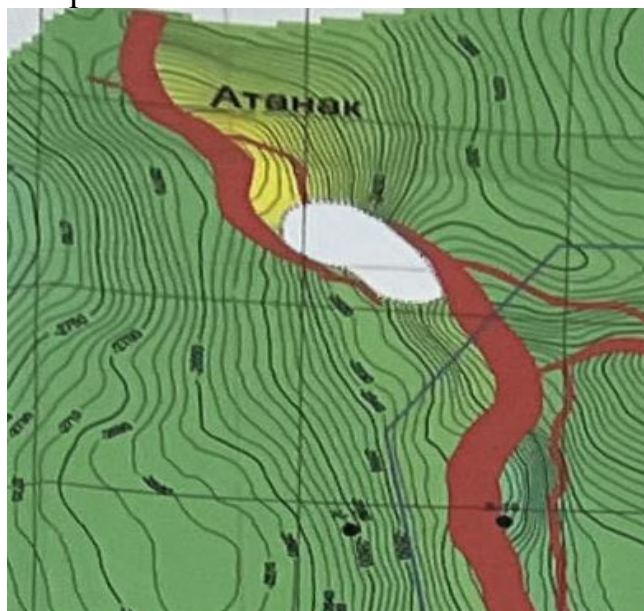


Рис.4.2.3. Структурная карта по ОГ V



Рис.4.2.4. Структурная карта по ОГ IV

По отражающим горизонтам V и IV структура разделена на блоки. В западном блоке вырисовывается моноклираль. В северо-восточной части структуры наблюдаем полусвод, экранированный с юго-запада тектоническими нарушениями и примыкающий с юго-востока к зоне литологического замещения, представляющий интерес для поисков углеводородов. В юго-восточном блоке строение структуры не ясное.

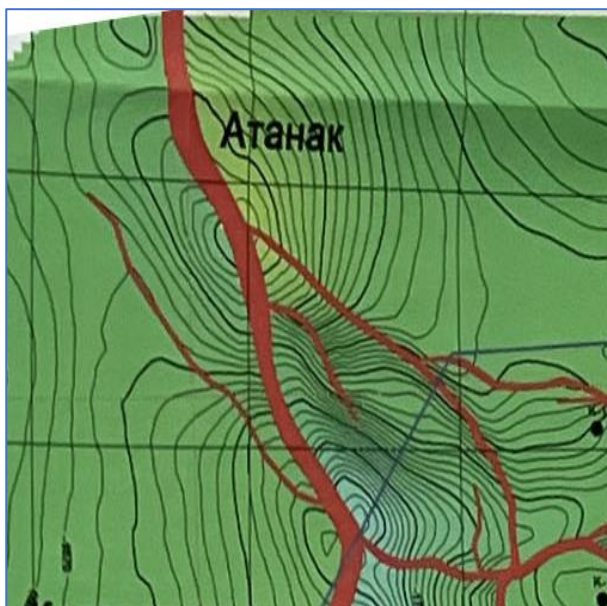


Рис.4.2.5. Структурная карта по ОГ III

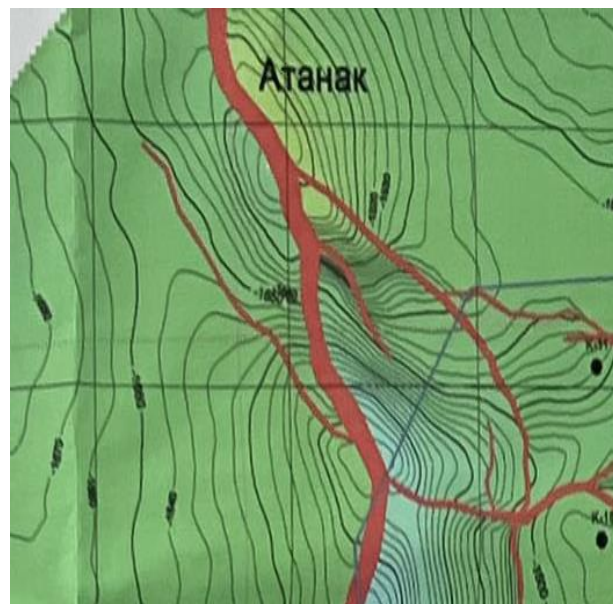


Рис.4.2.6. Структурная карта по ОГ K_{1v}

По отражающему горизонту III и K_{1v} площадь Атанак представляет собой трехкрылую структуру и разделяется на блоки: западный, северо-восточный и юго-восточный. Скважины №№6,7 пробурены в северо-восточной части, но, к сожалению, информации по местоположению скважин нет. Результаты бурения скважин 6,7 отрицательные, видимо, они были пробурены не в оптимальных условиях. В западном блоке пробурена скважина 13 с отрицательными результатами. В обоих блоках вырисовываются полусводы, экранированные тектоническими нарушениями северо-западного простирания и представляющие интерес в нефтегазоносном отношении. В юго-восточном блоке наблюдается гипсометрически пониженная зона и строение не ясно.

Резюмируя, вышеизложенное, можно отметить, что наиболее перспективная часть для постановки поисково-разведочных работ – это северо-восточный блок, расположенный в гипсометрически повышенной зоне, где выделяется тектонически экранированная структура в мезозойских отложениях.

4.3 Нефтегазоносность

В надсолевых отложениях в пределах изучаемой территории выделяются верхнепермско-триасовый и юрско-меловой нефтегазоносные комплексы.

Верхнепермско-триасовый НГК

На Прорвинской группе месторождений выявлены залежи в верхнетриасовых отложениях. Так, на месторождении Западная Прорва в триасе выделяется три продуктивных горизонта, залегающих в интервале 3109-3308 м, сложенных терригенными породами. Начальные дебиты нефти составили 11-144,4 м³/сут, дебиты газа – 18,1- 85 тыс м³/сут. На месторождении Центральная и Восточная Прорва продуктивные триасовые

горизонты залегают на глубинах 3104-3337 м. Начальные дебиты нефти составили 20,7-77,5 м³/сут.

На месторождении Кокарна Восточная в триасе выявлено два продуктивных горизонта, залегающих на глубине 2346-2603 м. Начальный дебит нефти составил 115 м³/сут.

На Южной Эмбе на месторождении Кулсары в скв.410 из пород татарского яруса получен небольшой приток газа и встречены пески, насыщенные нефтью. Из подкарнизной части пермотриасовой толщи получен приток нефти на месторождении Доссор (участок Доссор Юго-Западный). К сожалению, из-за плохой стратиграфической изученности пермотриасовой толщи, не установлен геологический возраст продуктивных горизонтов на месторождениях Матин, Караган, Искине, Косшагыл, Макат, Макат Восточный, Сагиз. Существует мнение, что залежи этих месторождений приурочены к нижнетриасовому комплексу пород. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов изменяются в больших пределах: пористость-от 0,16 до 0,23 (в среднем 0,18), проницаемость от 0,001 до 0,6778 мкм² (в среднем 0,05 мкм²).

Залежи нефти в триасе установлены в Южно-Эмбинском, Северо-Эмбинском районах, Приморской зоне. Как отмечалось, условия залегания нефтяных горизонтов триаса разнообразны. По своему типу ловушки - разнообразные: структурные пластовые, тектонически-, литологически и стратиграфически экранированные. В Центральной и Южной Эмбе залежи нефти в нижнетриасовых отложениях разведаны на структурах Кожа Южный, Кемерколь, Жоламанов (Орысказган), Биикжал, Бесболек, Кокарна, Макат Восточный, Дангар, Карашунгул. В Сагизском нефтегазоносном районе в последние годы выявлено месторождение Бесшоки Южный, где на южном крыле структуры в нижнетриасовых отложениях выявлено четыре нефтеносных горизонта: Т-I, II, III, IV. Месторождение Бесшоки Южный приурочено к надсолевой структуре, осложняющей соляной перешеек, соединяющий купола Ащиколь, Бесшоки, Дулат. В плане структура представляет собой двухкрылую антиклиналь субширотного простирания. Продуктивные горизонты выявлены на южном крыле, разбитом сбросами на блоки. Глубина залегания нефтяных горизонтов от 1917 до 2350 м. Нефть по составу легкая. Пористость пород-коллекторов изменяется от 0,11 до 0,17. Тип коллектора - поровый и реже - порово-трещинный. Два продуктивных горизонта (Т-I, II) выявлены в нижнетриасовых отложениях на площади Саркумак Восточный. Нефтенасыщенная толщина каждого в среднем составляет 2,35 м. Со среднетриасовыми отложениями связаны залежи на месторождениях Котыртас Сев., Ескене, Масабай, Сагиз, Кемерколь-Кожа Южный и др. Из всех месторождений наиболее продуктивный участок Котыртас Сев. месторождения Кенбай, где в этих породах выделено 6 горизонтов – три нефтяных и два газонефтяных. Подобный «структурно-седиментационный» тип ловушки в среднетриасовых отложениях выявлен в надкарнизной части соляного массива Новобогатинск Юго-Восточный.

Коллекторы среднетриасовых отложений связаны с терригенными отложениями-песчаниками, алевролитами, песчанистыми глинами (котырасская свита), песками и песчаниками (жолдыбайская и орысказганская свиты). Тип коллектора-поровый и трещинно-поровый, пористость изменяется от 18,5 до 30%. Вблизи тектонических нарушений глины иногда имеют проницаемость $20 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, достаточную, для отнесения их к коллекторам.

Юрско-меловой нефтегазоносный комплекс(J-K) является одним из основных нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины. Нефтяные и нефтегазовые горизонты выявлены во всей толще. В хорошо проницаемых коллекторах нижней юры в Южно-Эмбинском районе отмечены, преимущественно, примазки нефти, что объясняется активностью подземных вод и отсутствием надежных покрышек. Лишь на площадях Адайский, Дараймола, Сарыкумак Восточный, Каганай в этих породах встречены ограниченные по запасам продуктивные горизонты. С отложениями средней юры связаны основные месторождения, находящиеся в разработке. На юге Прикаспийской впадины сосредоточено около 50 месторождений, где нефтегазовые горизонты находятся в среднеюрской толще. Среди них открытые в последние годы в Северной-Центральной Эмбе небольшие залежи на структурах Шокат, Ащиколь, Ащиколь Юж., Таскудук, Таскудук Зап., Дулат, Саркумак Вост., Орысказган Южный, Кардасын Сев., Каганай. Коллекторами служат пески, песчаники и алевролиты.

Верхнеюрские отложения наиболее продуктивны в Прорвинской зоне, где выявлено восемь нефтегазовых, 3 газовых и 2 нефтяных горизонтов. На Южной Эмбе в нижневолжском ярусе на ряде структур встречены признаки нефтеносности, на месторождениях Кульсары и Сагиз обнаружены два нефтяных горизонта. На месторождении Боранколь в келловейских отложениях обнаружен один нефтяной горизонт.

В нижнемеловом терригенном комплексе выделяются апт-неокомский, альб-сеноманский и валанжинский подкомплексы. Апт-неокомский объединяет готеривский, барремский и аптский горизонты. Запасы нефти апт-неокомского подкомплекса в пределах Южной Эмбы аналогичны запасам среднеюрских пород. Коллекторами нефтегазоносных залежей служат песчаники, пески и алевролиты. Региональной покрышкой для данного подкомплекса является глинистая толща аптского возраста, которая вместе с перекрывающими ее глинами нижнего альба образует в надсолевом разрезе второй (после верхнеюрско-готеривского) надежный экран для углеводородов. Альб-сеноманский подкомплекс сложен преимущественно песками и песчаниками с прослоями глин. В целом представляет собой мощный резервуар, ограниченный снизу аптскими и нижнеальбскими глинами, а сверху перекрыты карбонатной толщей верхнего мела. Покрышкой для альб-сеноманских горизонтов служат глины и карбонаты верхнего мела.

Валанжинский подкомплекс развит не повсеместно, лишь на юге Прикаспийской впадины он проявляется спорадически. Литологически он

сложен карбонатно-глинистыми отложениями. На ряде структур валанжинские отложения существуют, но залежи нефти выявлены только на месторождениях Сазанкурак и Кисимбай. Пористость пород-коллекторов валанжинского подкомплекса составляет 0,26-0,32, проницаемость в среднем составляет 0,900мкм².

Верхнемеловой карбонатный нефтегазоносный комплекс представлен известняками, мергелями, глинами и пясч. мелом сеноманского и сантонского ярусов. В разрезе верхнего мела значительные залежи нефти и газа выявлены только в Южно-Эмбинском районе. Для верхнемелового комплекса этого района характерно наличие многочисленных нефтепроявлений в виде примазок нефти и пропитанности пород. На площадях Кошкар Южный, Доссор, Байшонас, Пустынный, Теренозек, Теренозек Западный, Кара-Арна, Тажигали, Королевское, Карсак, Прибрежное выявлены залежи окисленной нефти. Тип коллектора-поровый и порово-трещинный. Пористость пород-коллекторов составляет 0,22-0,31, проницаемость- 0,11-1,25мкм². Покрышкой данного нефтегазоносного комплекса служат известково-глинистые образования верхнего мела и глинистые породы.

Рассматриваемый контрактный участок расположен в пределах известного Южно-Эмбинского нефтегазоносного района. Залежи нефти и газа здесь выявлены как в подсолевых, так и в надсолевых отложениях(рис.4.3.1).

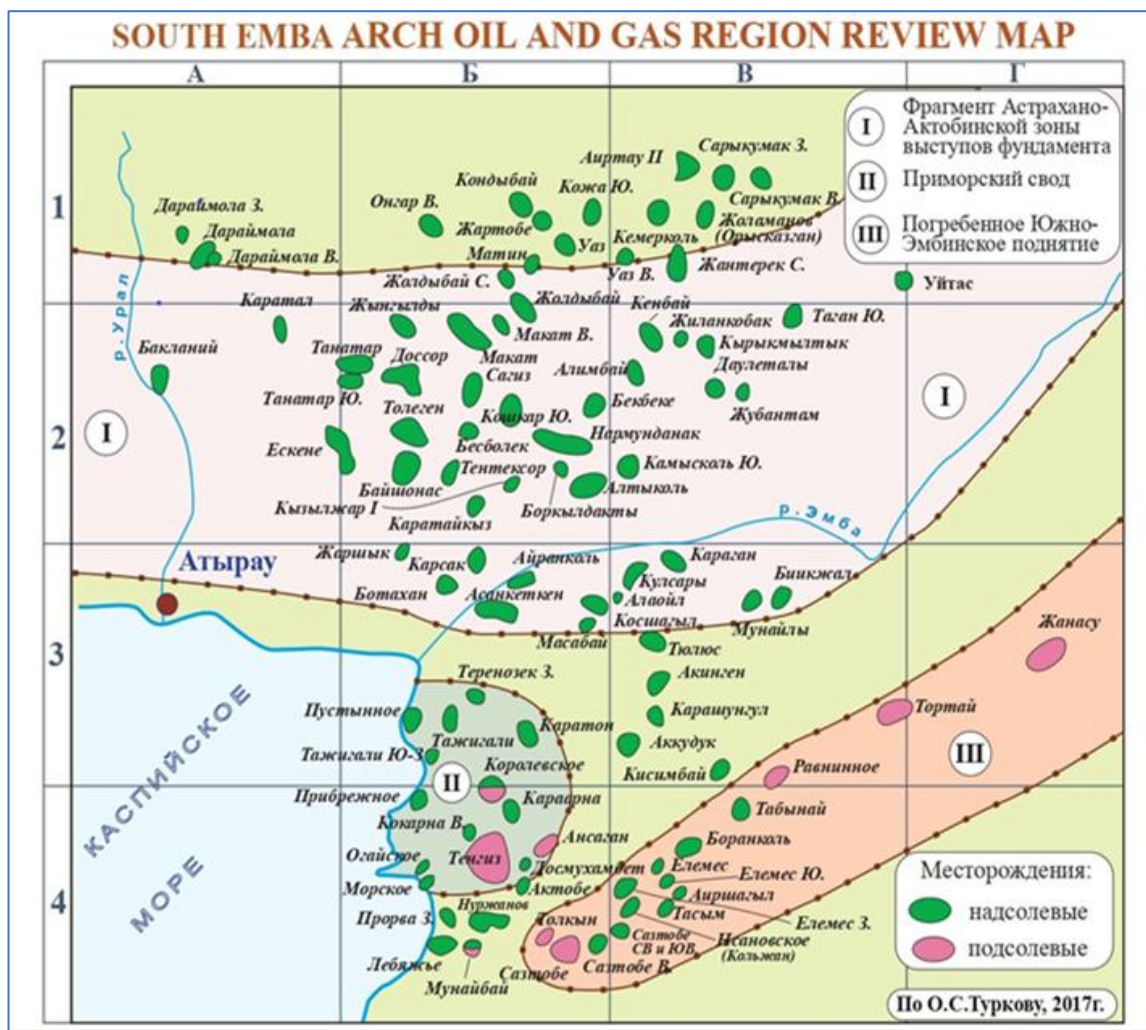


Рис.4.3.1. Обзорная карта Южно-Эмбинского НГР

Одним из основных перспективных направлений поисков углеводородов на контрактной территории являются пермотриасовые и юрско-меловые отложения.

Пермотриасовый нефтегазоносный комплекс выделяется по всей внутренней зоне Прикаспийской впадины. Выявленные залежи хоть и невелики по запасам (Кульсары, Косшагыл, Нуржанов и т. д.), но обладают исключительно высокими коллекторскими свойствами, водонапорным режимом и высокими коэффициентами нефтеотдачи. В разрезе пермотриаса распространены песчано-глинистый и песчано-глинисто-известняковый комплексы отложений.

Гидродинамические условия и геохимическая обстановка в этой зоне весьма благоприятны для активной аккумуляции углеводородов. Район характеризуется замедленным водообменом, здесь содержатся крепкие рассолы хлоркальциевого типа с повышенным содержанием йода, брома и растворенной органики, состав воднорастворенных газов азотно-метановый с повышенным содержанием тяжелых углеводородов.

Размещение нефтяных залежей различно. Они, в основном, приурочены к сводовой части куполов на приподнятых (Косшагыл, Масабай, Нуржанов) и

опущенных крыльях (Кульсары, Карашунгул). Большинство залежей Южно-Эмбинского района экранированы склоном соляного ядра (Кульсары, Косчагыл) или тектоническими нарушениями (Масабай, Боранколь, Кокарна Восточная, Нуржанов).

Для верхней перми и триаса Эмбинской нефтеносной области характерно зональное изменение состава и свойств нефтей. По углеводородному составу встречаются нефти нафтенового, метано-нафтенового и нафтенно-метанового типов. Удельный вес нефтей колеблется от 776 до 890 кг/м³, встречаются и более тяжелые – 902-957 кг/м³. На месторождениях Кокарна Восточная, Нуржанов нефти плотные, высокосмолистые, сернистые, парафинистые, содержание в них бензиново-лигроиновых фракций незначительно. Четкой зависимости изменения состава нефтей от глубины не наблюдается. Так, наиболее легкая нефть (822,2-829,3 кг/м³) установлена на Прорве Западная в верхнем триасе на глубине 3132-3168 м и в этих же отложениях на глубине 3203-3404 м залегают тяжелые нефти (888,9-899,5 кг/м³). На месторождении Нуржанов на значительной глубине (3060-3137 м) в верхнем триасе встречена тяжелая нефть (894,9 кг/м³), а на меньших глубинах того же стратиграфического комплекса на Масабай (1820-1946 м) и Кокарна Восточный (2636-2661 м) нефти более легкие (836,6-855,1 кг/м³). Вероятно, на формирование состава нефтей оказывало влияние не только глубина залегания горизонтов, но также приуроченность их к определенным литологическим пачкам, наличие внутриформационных разрывов, а также степень изоляции от внешних факторов, связанных со сбросовыми нарушениями.

Ниже приводится краткое описание месторождений в надсолевых отложениях, аналоги которых прогнозируются на исследуемой территории.

Газонефтяное месторождение Кульсары тектонически приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре. Нефтеносны нижнемеловые, верхне-среднеюрские и пермотриасовые отложения, где выделяется 21 продуктивный горизонт. Продуктивные горизонты в нижнем мелу залегают на глубинах 152-382м, в юре-190-1265м, в пермотриасе – 1149-1256м. Залежи пластовые тектонически экранированные и пластовые литологически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина нижнемеловых горизонтов 6,5-13,5м, юрских-3-14м, пермотриасовых – 6,5-31м. Газонасыщенная толщина юрских залежей 2-6,8м, пермотриасовых- 4,2-19м. Открытая пористость коллекторов нижнемеловых горизонтов 30%, юрских-18,5-26%, пермотриасовых – 24,7-26%., проницаемость, соответственно, 0,387-1,1мкм², 0,0049-0,45 мкм², 0,063-0,687мкм². Коэффициенты нефтенасыщенности 0,7-0,8, газонасыщенности 0,7. Начальные дебиты нефти 0,3-36м³/сут. Начальный газовый фактор 13-306м³/т. Начальное пластовое давление 1,8-15Мпа, температура 16-53°C.

Плотность нефти 785-919кг/м³. Нефти малосернистые 0,02-0,35%, содержат парафин 0,57-2,0%. Состав газа: метан 32,5-83,7%, этан 2,3-23,4%, пропан 2,3-23,6%, изобутан 10,3%, н-бутан 10,1%, азот и редкие 3,4%,

углекислота 0,8-5,8%. Пластовые воды хлор-кальциевые, с плотностью 1075-1146 кг/м³ и минерализацией 112,8-22,3 г/л.

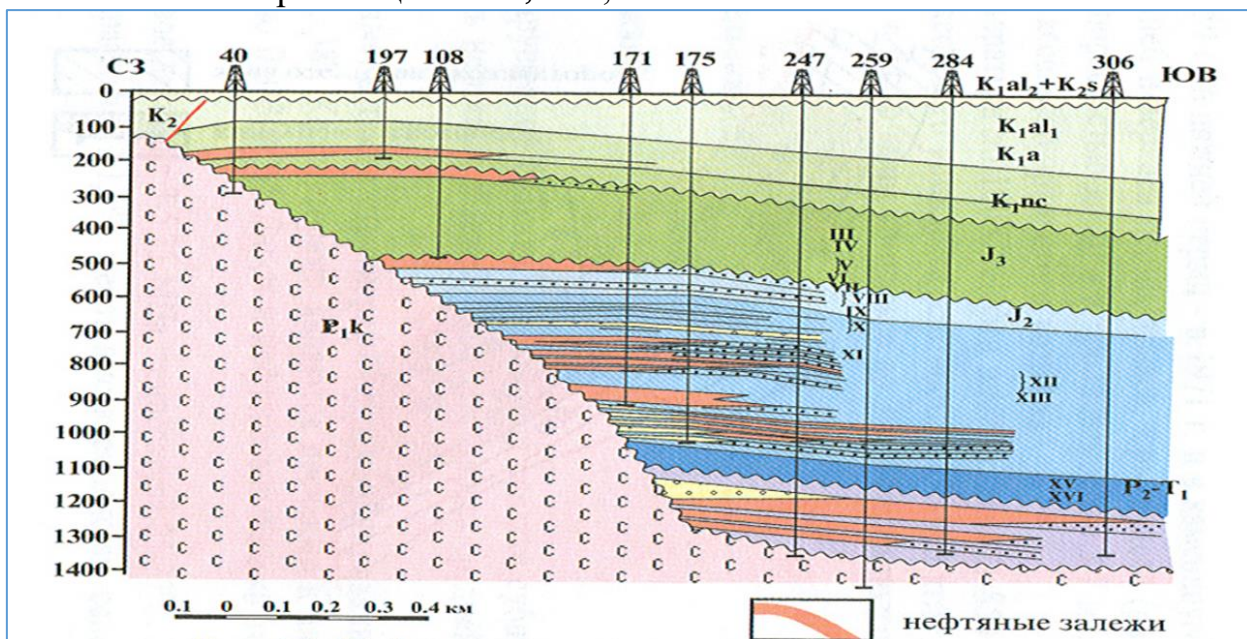


Рис.4.3.2. Месторождение Кульсары

Месторождение Западная Прорва (рисунок 4.3.3) приурочено к солянокупольной структуре и представлено 9 продуктивными горизонтами: в келловее – VIII - газоконденсатный, газонефтяной, газовый; в средней юре - IX – газоконденсатный; в триасе II-Т, III-Т и VI-Т – газонефтяные.

Юрские продуктивные горизонты залегают на глубинах 2179-2320 м, триасовые на 3109-3308 м. Высота нефтяной части залежей в юрской толще 10-28 м, в триасе 36-73 м, газовой части, соответственно 23-56 м, ВНК отбивается на отметках 2295-2381 м в юрских залежах, 3168-3404 м в триасовых. ГВК юрских горизонтов залегают на абсолютных отметках –2238-2363 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные, пластовые, литологически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 14-19%, проницаемость 0,015-0,603 мкм². Нефтенасыщенная толщина юрских горизонтов 3-9 м, триасовых 7-11 м, газонасыщенная, соответственно, 7-9 и 19 м. Коэффициенты насыщенности 0,51-0,67 д.ед, газонасыщенности 0,44-0,64 д.ед. Начальные дебиты нефти колебались от 11 до 144,4 м³/сут на 7 мм штуцере. Дебиты газа изменялись от 18,1 тыс.м³/сут до 85 тыс.м³/сут, диаметр штуцера 7 мм.

Начальный газовый фактор 105,6-261 м³/м. Начальное пластовое давление 23,6-34,9 МПа, температура 73-96⁰С.

Плотность нефти 823-899 кг/м³. Нефть содержит 0,33-1,46 % серы, 2,05-4,22 % парафина, 15,66% смол и 1,12% асфальтенов.

Состав газа: метан (90,3-90,93%), этан (3,34-4,13%), пропан (1,36-1,64%), изобутан (0,83-1,05%), пентан и высшие (0,42-0,46%) азот и редкие (1,74-1,79%). Гелий - 0,01-0,016%, сероводород - 0,01%, углекислый газ - 0,26-1,72%. Начальное содержание стабильного конденсата в газе 79-93 г/м³.

Плотность его составляет 755-758 кг/ м³. Содержание серы в конденсате 0,11%. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1132-1209 кг/м³ и минерализацией 198,57-367,61 г/л.

В тектоническом отношении нефтегазоконденсатное месторождение Нуржанов (рисунок 4.3.4) приурочено к солянокупольной структуре. Установлена нефтегазоконденсатность отложений келловоя (I, II, III), средней юры (IV, V) и триаса (I, IV, V).

Продуктивные горизонты в юре залегают на глубинах 2175-2775 м, в триасе на 3104-3337 м. Высоты нефтяных залежей в юре 12,6-49,9 м, в триасе 7-36 м газовых 18,9-24,6 м. ВНК юрских горизонтов имеют отметку 2281-2804 м, триасовых 3137-3365 м. Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 16-21,2%, проницаемость 0,016-0,340 мкм³. Нефтенасыщенная толщина юрских горизонтов 2,9-9,8 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,45-0,77 д.ед, газонасыщенности 0,55-0,77 д.ед. Начальные дебиты нефти 20,7-77,5 м³/сут на 5 мм штуцере. Газовый фактор 28,1-181 м. Начальное пластовое давление 23,3-28,8 МПа, температура 73,5-97⁰С.

Плотность нефти 865-895 кг/ м³. Нефти содержат 0,31-1,47% серы, 0,97-2,9% парафина, 1,38-3,95% смол и 1,7-1,96% асфальтенов.

Состав газа: метан 88,18-88,38%, бутан 3,51-3,72%, пропан 2,84-3,25%, изобутан 1,58-4,42%, бутан 0,97-1,09%, пентан и высшие 0,59-0,61%, азот и редкие 0,78-1,3%, гелий 0,0069-0,0169%, углекислый газ 1,3-1,74%. Начальное содержание стабильного конденсата в газе 98-103 г/м³. Плотность конденсата 752-755 кг/м³. Содержание серы в нем составляет 0,028-0,46%.

Режим залежей водонапорный, упруго-водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1153-1174 кг/м³ и минерализацией 220,3-252,6г/л.

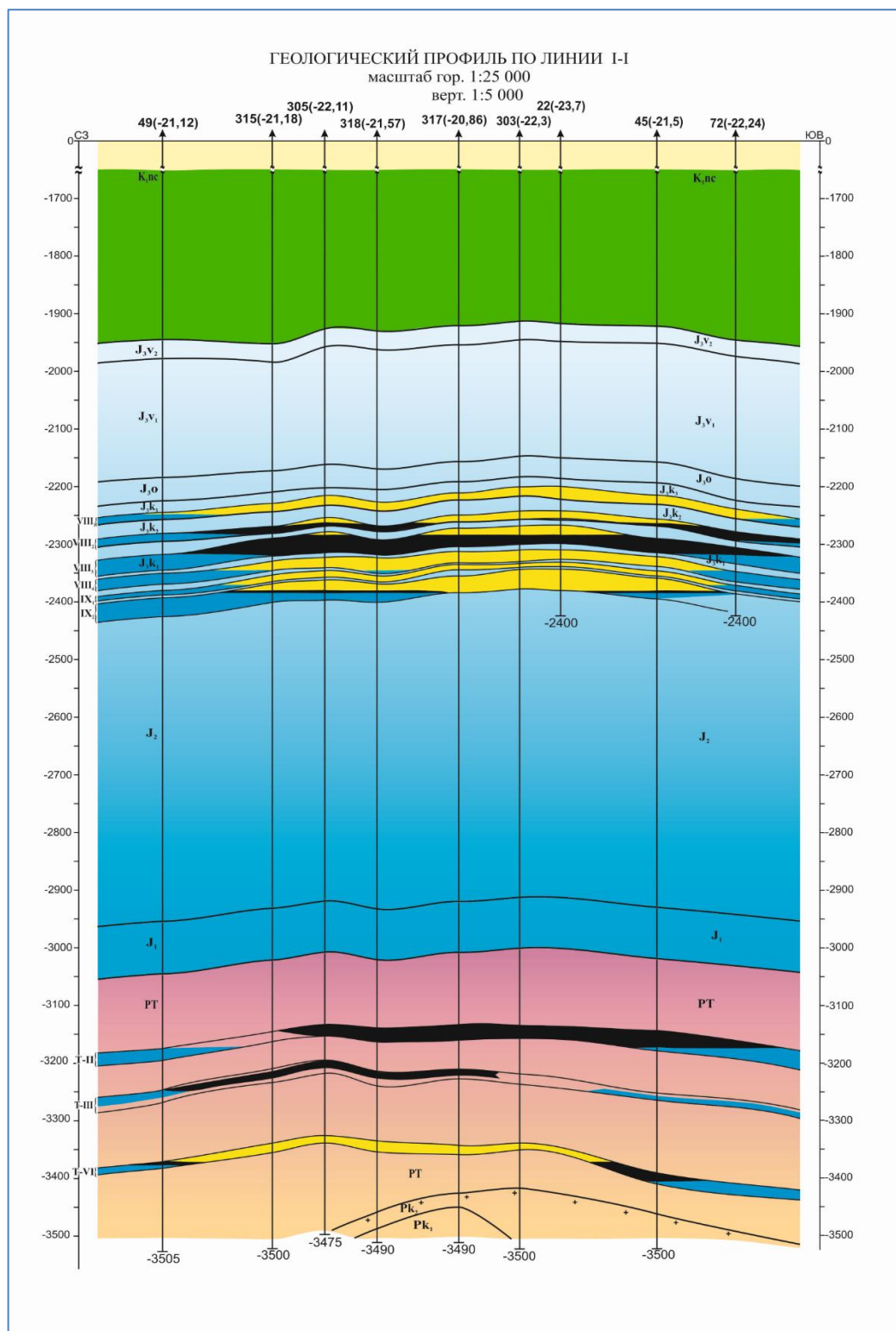


Рис.4.3.3. Нефтегазоконденсатное месторождение Западная Прорва.

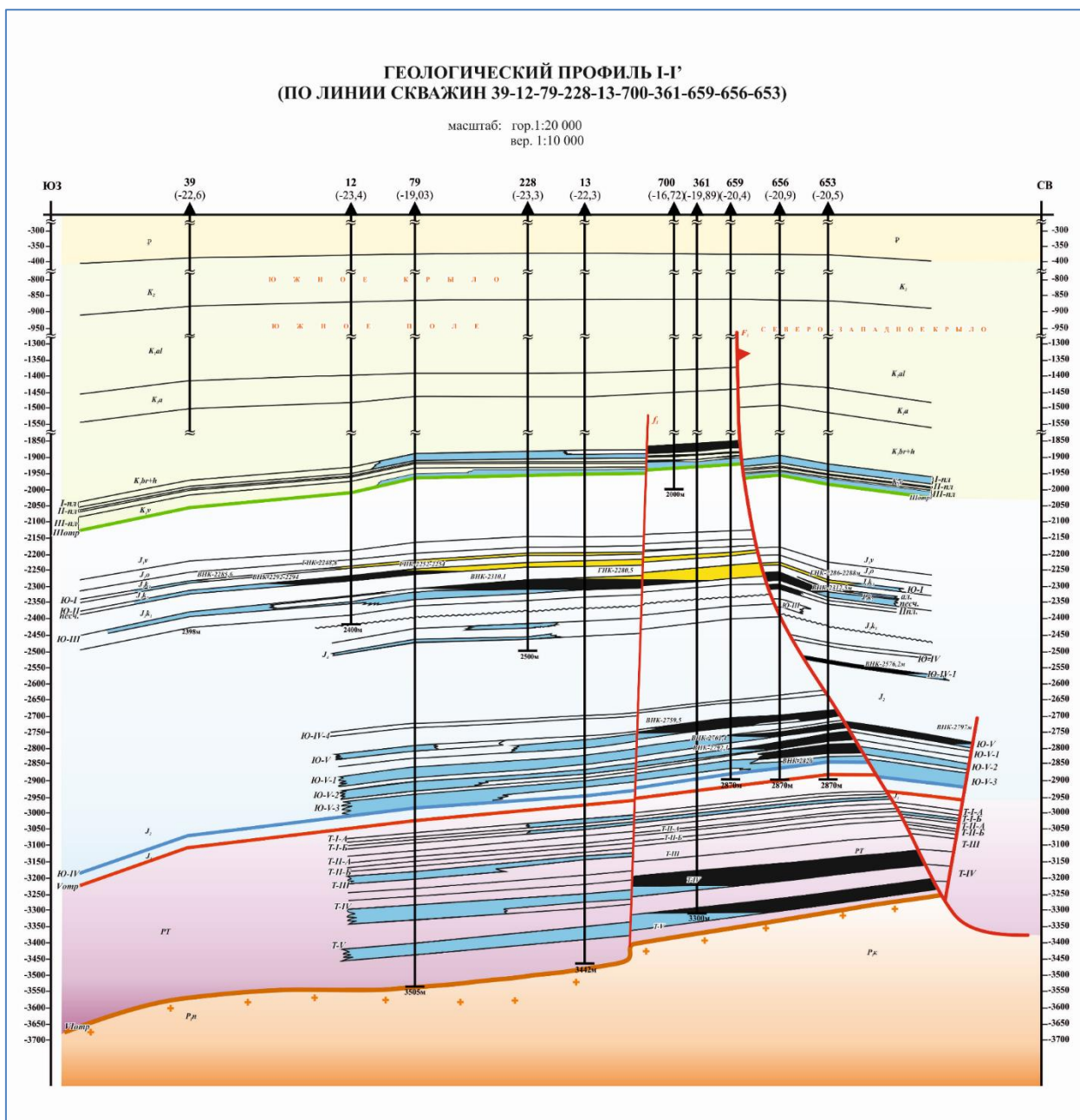


Рис.4.3.4. Нефтегазоконденсатное месторождение Нуржанов.

У юго-восточной границы контрактного участка расположено **нефтегазоконденсатное месторождение Кисимбай** (рис.4.3.5).

На месторождении в разрезе келловейских отложений выделены I газоконденсатный и II нефтегазоконденсатный продуктивные горизонты. I горизонт содержит залежь высотой 18м. Дебиты газа составляют 282-334³/сут, конденсата-34-65 м³/сут во II - продуктивном горизонте.

Коллектором являются рыхлые пески и песчаники, пористость их достигает 22-35%. Газонасыщенная толщина колеблется в пределах 1,0-2,4м, нефтенасыщенная-1,6-5,0 м. Продуктивные горизонты представлены терригенными породами, коллекторы поровые. Открытая пористость коллекторов составляет 20-21%, проницаемость-0,39-4,645 мкм², коэффициенты нефтенасыщенности - 0,61.

Начальные дебиты нефти 67,04 м³/сут (валанжин) и 20,0 м³/сут (II келловейский горизонт); газа – 127,9 тыс.м³/сут (I келловейский) и 102,6 тыс.м³/сут (II келловейский); конденсата - 16,6-17,6 м³/сут. Начальное пластовое давление 15,99-19,88 Мпа. Плотность нефти 0,871-0,881 г/см³.

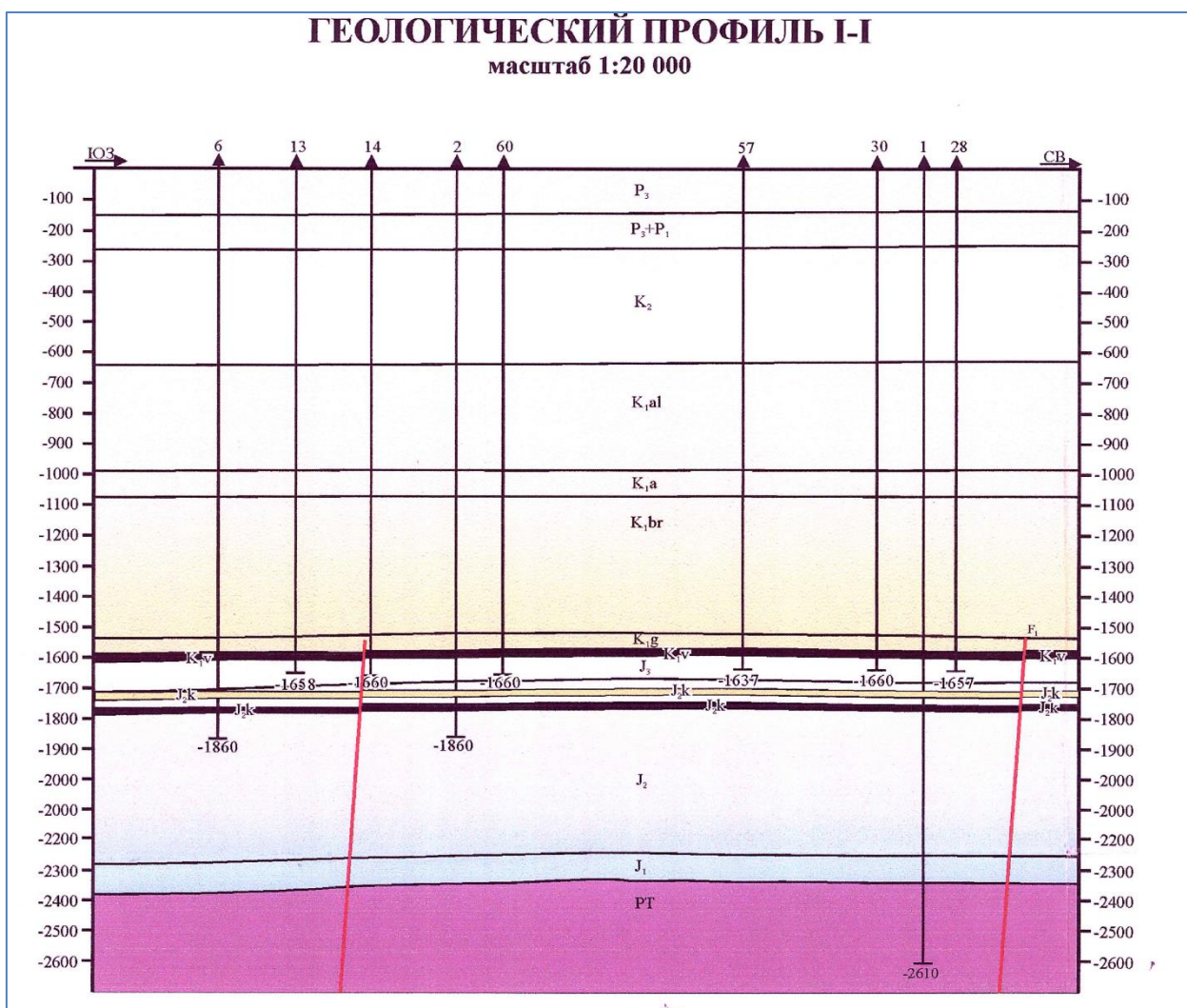


Рис. 4.3.5 Нефтегазоконденсатное месторождение Кисимбай

Нефтяное месторождение Кокарна Восточная находится в Эмбенском районе Атырауской области, в 150 км к юго-востоку от г.Атырау.

Структура выявлена и подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой в 1977 г. Поисковые работы начаты в 1978 г. В 1979 г. открыто месторождение и начато разведочное бурение, завершенное в 1986 г.

В тектоническом отношении представляет собой двукрылую солянокупольную структуру .

В разрезе продуктивной части месторождения выделено 3 нефтяных горизонта: II среднеюрский, II триасовый и III триасовый. Глубина залегания II среднеюрского горизонта составляет 2263 м, а триасовых горизонтов 2346 - 2603. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Высота залежи II среднеюрского горизонта равна 28 м, триасовых горизонтов -20 и 36 м. ВНК находится на отметках - 2317-2661 м.

Разрез продуктивной толщи сложен терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 16-19%, проницаемость 0,017-0,043 мкм², нефтенасыщенная толщина 6,3, 6,9 и 2,8 м. Коэффициенты нефтенасыщенности колеблются в пределах 0,54-0,6. Начальные дебиты нефти 154,3 м³/сут (7 мм штуцер) и 115 м³/сут (5 мм штуцер) соответственно во II среднеюрском и III триасовом горизонтах.

Газовый фактор 29,6 м³/м³. Начальное пластовое давление 25-29,4 МПа, температура 71 -84 °С.

Плотность нефти 844 кг/м³. Нефти малосернистые 0,47%, парафинистые 2,4%, смолистые 6,4%, содержат 1,4% асфальтенов.

Состав газа: метан 47,25%, этан 6,74%, пропан 9,29%, изобутан 2,27%, н-бутан 7,09%, пентан + высшие 3,8 %, азот + редкие 12,88%, углекислый газ 1,99%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые, плотностью 1139-1156 кг/м³ и минерализацией 24,6-251,1 г/л.

Месторождение находится в консервации.

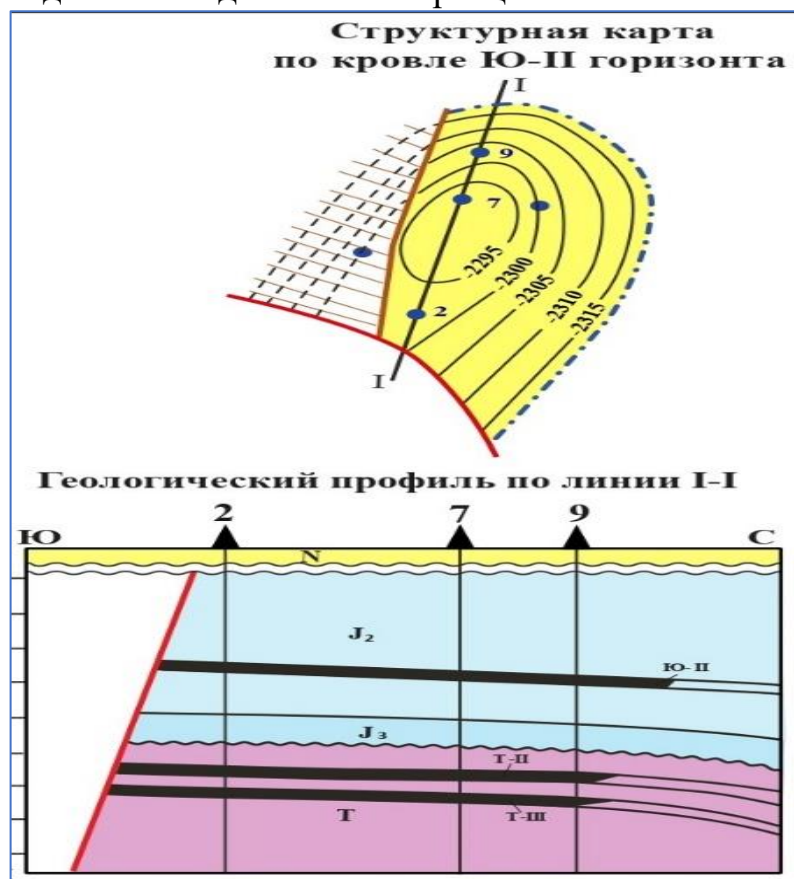


Рис. 4.3.6. Месторождение Кокарна Восточная

Нефтяное месторождение Масабай расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 45 км к северо-востоку от железнодорожной станции Кульсары.

Структура подготовлена сейсморазведкой в 1974 г. Поисковое бурение начато в 1976г. В 1977 г. открыто месторождение и начато разведочное бурение, завершенное в 1980 г.

В тектоническом отношении представляет собой двухкрылую солянокупольную структуру.

В продуктивной толще месторождения выделены I и II пермотриасовые горизонты.

Глубина залегания залежи II горизонта 1941 м. Залежь пластовая, тектонически экранированная с высотой 10 м. ВНК принят на абсолютной отметке -1947 м. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Эффективная толщина 5,2 м. Открытая пористость коллекторов 20%, проницаемость 0,32 мкм². Коэффициент нефтенасыщенности 0,57. Дебит нефти 34,2 м³/сут при 5 мм штуцере.

Плотность нефти 855 кг/м³. Нефть малосернистая (0,38%), парафинистая (2,85%).

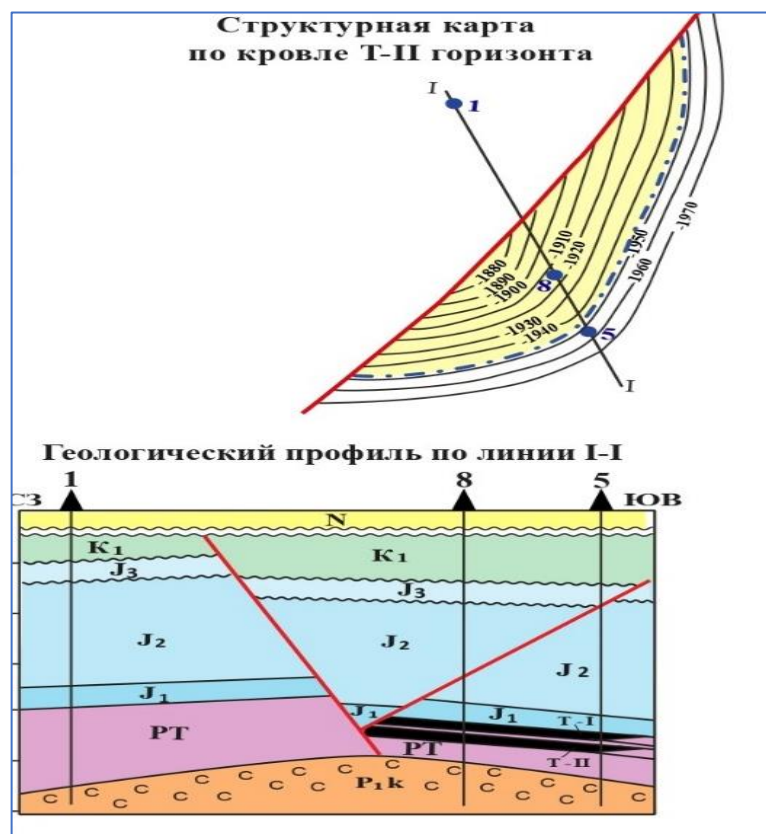


Рис.4.3.7. Нефтяное месторождение Масабай

Нефтяное месторождение Косшагыл расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 270 км к юго-востоку от г. Атырау

Месторождение открыто в 1926 г. Разведочное бурение начато в 1935 г. и завершено в 1942 г. Месторождение приурочено к четырехкрылой солянокупольной структуре. Нефтеносность связана с отложениями нижнего мела и средней юры северного крыла, средней юры северо-западного крыла и пермотриаса южного крыла. Выделены нефтяные горизонты: I и II альбский, I, II, III и IV неокомский, I, II, III и IV литерный (средняя юра), I, II, III, IV, V, VI юрский, I, II, III, Ша и IV пермотриасовый.

Продуктивные горизонты залегают на глубинах 81-420 м. Залежи пластовые, тектонически, стратиграфически, литологически экранированные

с высотами 12 -127 м. ВНК находится на отметках -167 + -488 м. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина горизонтов 2,6-13,6 м, открытая пористость 22,2-31,9%, проницаемость 0,031-9,718 мкм², коэффициенты нефтенасыщенности 0,52-0,92.

Дебит нефти колеблется в пределах от 1 до 320,2 м³/сут. Газовый фактор 6-75 м³/м³. Пластовое давление 1,67-8,2 МПа, температура 19,3-29,5°C.

Плотность нефти 827-927 кг/м³. Нефть малосернистая 0,05-0,46%, содержит 0,22-1,87% парафина.

Состав газа: метан 72,7-89,3%, этан 2-10,1%, пропан 1,2-2,44%, изобутан 0,2-3,66%, пентан и высшие 0,3-0,8%, углекислый газ 0,8-3,1%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1058-1145 кг/м³ и минерализацией 83,6-231,8 г/л.

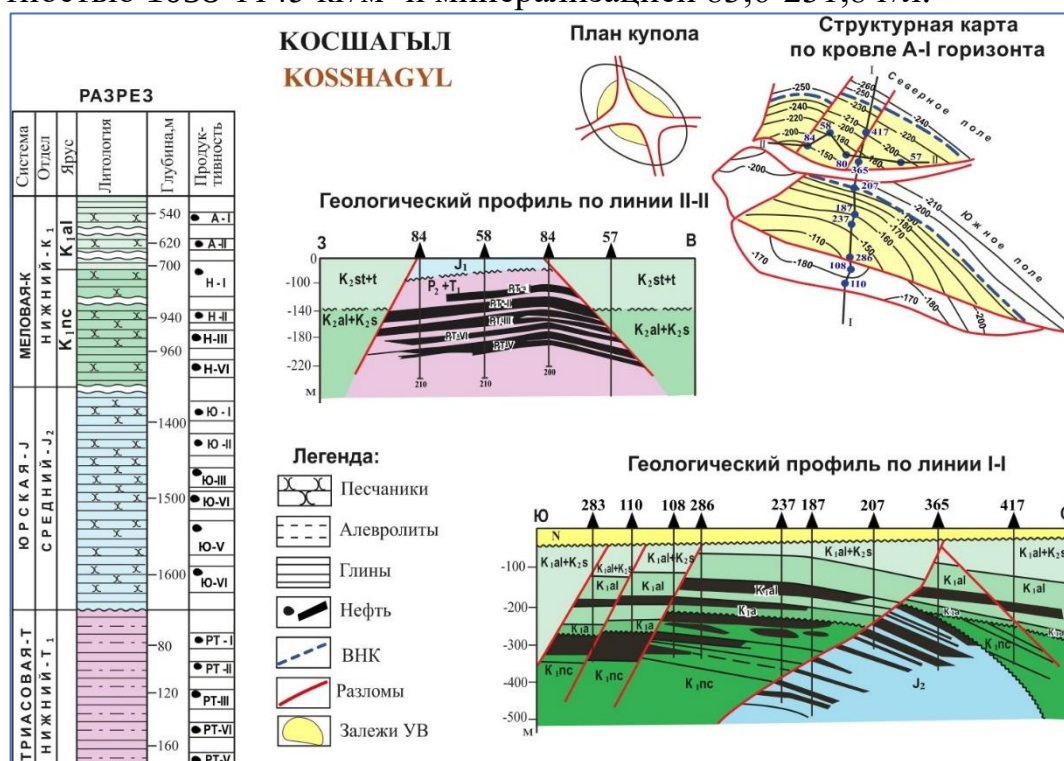


Рис. 4.3.8. Нефтяное месторождение Косшагыл

Нефтегазоконденсатное месторождение Центральная и Восточная Прорва находится в Эмбенском районе Атырауской области в непосредственной близости от месторождения Западная Прорва.

Структура подготовлена гравirazведкой и сейсмическими работами МОВ в 1954-1962 гг. Поисковое бурение начато в 1960 г. В этом же году открыто месторождение. Разведочные работы проводились в период 1960-1982 гг.

В тектоническом отношении приурочено к солянокупольной структуре. Установлена нефтегазоконденсатность отложений келловей (I, II, III горизонты), а также нефтеносность средней юры (IV, V) и триаса (I, IV, V).

Продуктивные горизонты в юре залегают на глубинах 2175-2775 м, в триасе - на 3104-3337 м. Высоты нефтяных залежей в юре 12,6 - 49,9 м, в триасе 7 - 36 м; газовых - 18,9-74,6 м. ВНК юрских горизонтов имеют отметку

-2281 - -2804 м, триасовых -3137 - -3365 м. Залежи пластовые, сводовые тектонически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 16- 21,2% проницаемость 0,016-0,340 мкм². Нефтенасыщенная толщина юрских горизонтов 2,9- 9,8 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,48-0,77, газонасыщенности 0,55-0,77. Начальные дебиты нефти 20,7-77,5 м³/сут на 5 мм штуцере. Газовый фактор 28,1- 181 м³/м³. Начальное пластовое давление 23,3-28,8 МПа, температура 73,5-97°С.

Плотность нефтей 865-895 кг/м³. Нефти содержат 0,31-1,47% серы, 0,97—2,9% парафина, 1,38-3,95% смол и 1,7-1,96% асфальтенов. Состав газа (%): метан 88,18-88,38, этан 3,51-3,72, пропан 2,84-3,25, изобутан 1,58- 4,42, н-бутан 0,97-1,09, пентан и высшие 0,59-0,61, азот и редкие 0,78-1,3, гелий 0,0069-0,0169, углекислый газ 1,3-1,74. Начальное содержание стабильного конденсата в газе 98 - 103 г/м³. Плотность конденсата 752-755 кг/м³. Содержание серы в нем составляет 0,028-0,46. Режим залежей водонапорный, упруговодонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1153-1174 кг/м³ и минерализацией 220,3-252,6 г/л. Месторождение находится в разработке.

Нефтяное месторождение Кара-Арна располагается на юге Южно-Эмбинской нефтегазоносной области, рядом с месторождением Тенгиз. В структурном отношении месторождение контролируется одноименным двухкрылым соляным куполом субмеридиональной ориентировки. На обоих крыльях обнаружены залежи нефти, экранированные сбросами грабена. В отложениях нижнего и верхнего мела разведаны три нефтяные горизонты.

Залежи самого верхнего сеноманского горизонта М-I установлены на обоих крыльях купола. Коллекторами являются песчаники с пористостью до 30%. Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 6,1-9,1 м. Первоначальные дебиты нефти составляли 3,1-3,7 м³/сут. Плотность нефти составляет 965 кг/м³. Содержание серы составляет до 2,47 %, смол и асфальтенов – 37,4 %.

Нефтяной горизонт М-II выявлен в песчаниках альбского возраста на западном крыле купола. Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 6,0 м. Первоначальные дебиты нефти составляли 3,1-3,7 м³/сут. Плотность нефти составляет 976 кг/м³. Содержание серы составляет до 2,27 %, смол и асфальтенов – 40,5 %.

Нижний горизонт М-III разведан в песчано-алевритовом коллекторе аптского возраста. Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 8,9 м. Первоначальные дебиты нефти составляли 3,1-3,7 м³/сут. Плотность нефти составляет 963 кг/м³. Содержание серы составляет до 2,48 %, смол и асфальтенов – 41,3.

К настоящему времени изучена продуктивность присводовых ловушек. Запасы нефти здесь ограниченные. Перспективы нефтегазоносности периферийных участков купола пока не оценены.

Месторождение открыто в 1960 году.

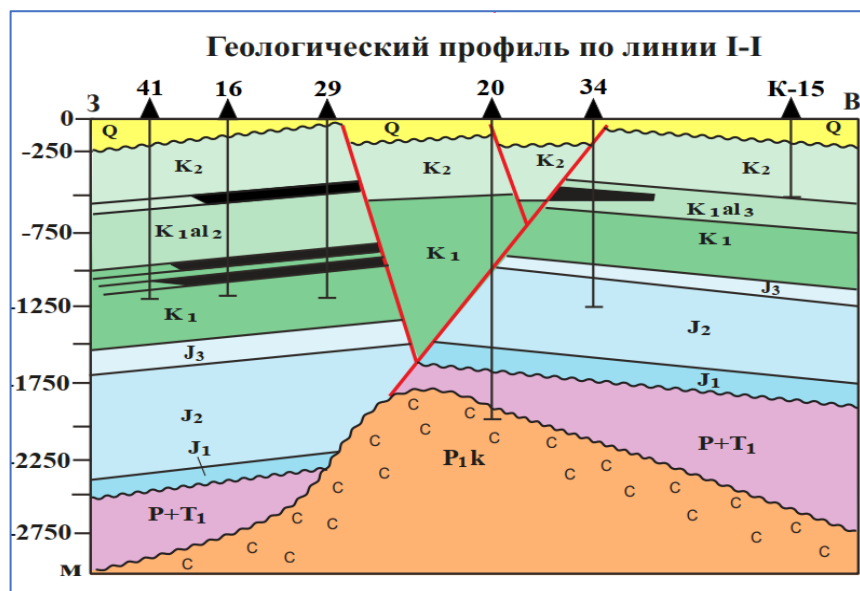


Рис.4.3.9. Месторождение Кара-Арна.

Нефтяное месторождение Тажигали Юго-Западный находится на восточном побережье Каспийского моря. В структурном отношении месторождение приурочено к небольшому двухкрылому соляному куполу, который имеет типичное для структур такого генезиса строение с выделением центрального грабена северо-западного и юго-восточного крыльев.

На северо- западном крыле купола в отложениях верхнего мела (сеноман) на глубине менее 400 м разведана нефтяная залежь. Эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивного горизонта составляет 10,5 м. Коллекторы представлены песками, песчаниками и алевроитами с открытой пористостью до 29 %. Нефть очень тяжелая, плотность составляет 995 кг/м³, содержание серы – свыше 2,4 %, смол - большое количество. Дебиты нефти достигали 2,0 м³/сут. Несмотря на высокие геологические запасы нефти (свыше 5 млн т) из-за малодебитности скважин и высокой плотности и сернистости продукции дальнейшие работы по изучению залежи были прекращены.

Месторождение открыто в 1975 году.

Нефтяное месторождение Тажигали находится на восточном побережье Каспийского моря. В структурном отношении месторождение приурочено к небольшому соляному куполу субмеридионального простирания. В надсолевом комплексе поднятия выделяются три крыла. На восточном и западном крыльях купола в отложениях мела и юры разведаны нефтяные залежи.

В разрезе верхнего мела (сеноман) выявлен один нефтяной горизонт эффективной нефтенасыщенной толщиной до 4,0 м. Дебиты нефти не превышали 1,0 м³/сут. Плотность нефти составляет 972 кг/м³, содержание серы – до 0,5 %, смол и асфальтенов – до 29,5 %

В разрезе нижнего мела (альб) разведаны два нефтяных горизонта суммарной эффективной нефтенасыщенной толщиной до 16,0 м. Дебиты нефти не превышали 1,0 м³/сут. Плотность нефти составляет – 929 кг/м³, содержание серы – до 1,4 %. Эффективная толщина нефтяной неокомской

залежи составляет 6,0 м. Газонасыщенная толщина 2,9 м. Начальные дебиты нефти до 30,0 м³/сут. Плотность нефти составляет 913 кг/м³, содержание серы – до 0,5 %, смол и асфальтенов – до 29,5 %. Состав газа: метан (59,8-62,4 %), этан (7,0 %), пропан (5,3 %), азот и редкие (14,8-29,2 %).

В разрезе средней юры выявлен один нефтяной горизонт эффективной нефтенасыщенной толщиной до 7,1 м. Дебиты нефти достигали 76,0 м³/сут. Плотность нефти составляет – 855 кг/м³, содержание серы – менее 0,5 %.

К настоящему времени изучена продуктивность присводовых ловушек. Перспективы нефтегазоносности периферийных участков купола окончательно не оценены.

Месторождение открыто в 1958 году.

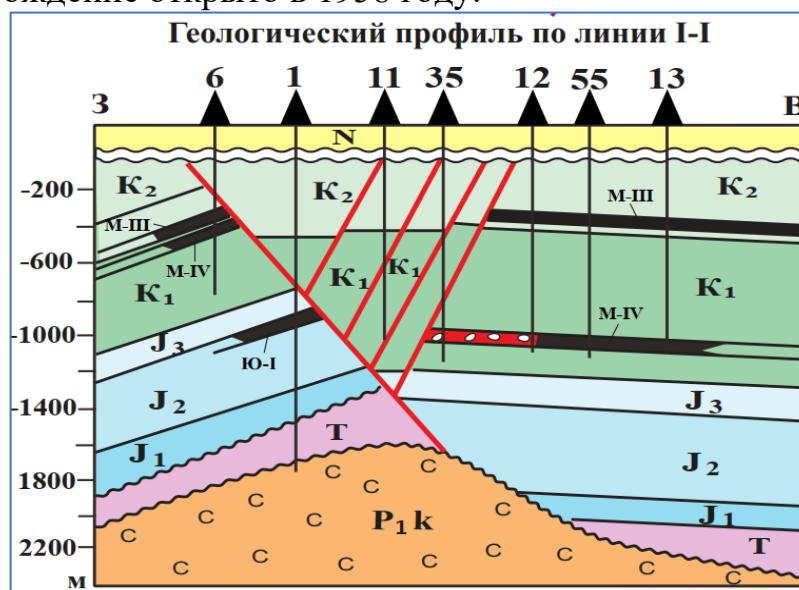


Рис.4.3.10. Месторождение Тажигали.

Газонефтяное месторождение Каратон-Кошкимбет расположено на юге Южно-Эмбинской НГО. В структурном отношении оно контролируется двухкрылым соляным куполом северо-западного простирания. На восточном крыле купола в отложениях юры и мела разведаны нефтяные горизонты. Кроме того, на прилегающем к промышленной площадке участке грабена выявлена нефтяная залежь в палеогеновых отложениях.

В юрском разрезе выявлен один нефтяной горизонт с эффективной нефтенасыщенной толщиной 2,5-5,5 м. При испытании притоки нефти составляли первые десятки м³/сут. Плотность нефти составляет 818-835 кг/м³, содержание серы – 0,38-0,94 %, смолы и асфальтены в небольшой концентрации.

В отложениях нижнего и верхнего мела разведано 8 нефтяных и 2 газовых горизонта. Эффективные нефтенасыщенные толщины колеблются в пределах 2,4-19,8 м. Дебиты нефти составляли 6,0 – 67,0 м³/сут. Плотность нефти составляет 888-899 кг/м³, содержание серы до 1,29 %, смол и асфальтенов – 3,4 – 7,8 %.

Газонасыщенные эффективные толщины меловых горизонтов составляют 2,0-4,0 м. Газы имеют следующий состав: метан – 96,2%, этан – 0,5%, азот + редкие -1,4 %.

Толщина выявленного в грабене палеогенового горизонта составляет около 5,0 м. При его испытании дебит вязкой нефти не превышал 0,2 м³/сут.

К настоящему времени изучена продуктивность присводовых ловушек. Запасы нефти здесь ограниченные. Перспективы нефтегазоносности периферийных участков купола пока не оценены. Месторождение открыто в 1934 году. Месторождение введено в разработку в 1949 году.

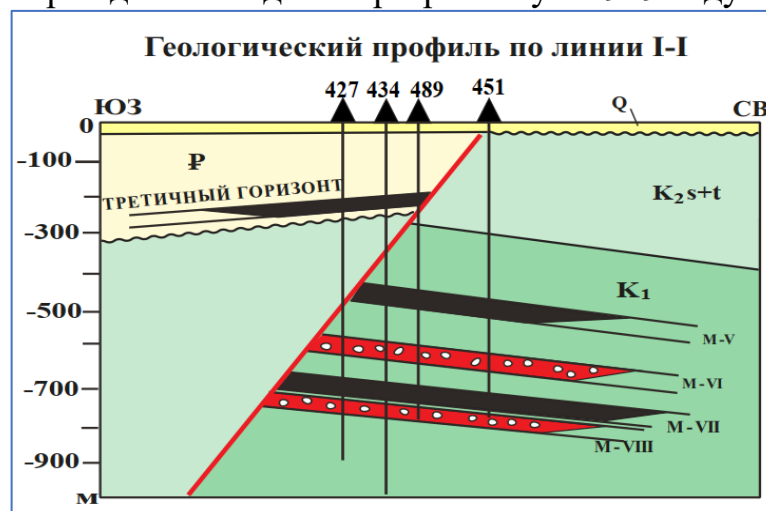


Рис.4.3.11. Месторождение Каратон-Кошкимбет

Нефтегазовое месторождение Акинген расположено в Эмбенском районе Атырауской области в 40 км к юго-востоку от железнодорожной станции Кульсары. Структура подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой МОГТ в 1979 г. и тогда же начаты поисковые работы. Месторождение открыто в 1980 г. Разведочное бурение завершено в 1983 г.

В тектоническом отношении приурочено к двукрылой солянокупольной структуре. В нижнем мелу выделены пять продуктивных горизонтов: I и II альбские нефтяные, апт-неокомский и II неокомский (пласт I и пласт II) — газовые и III неокомский газонефтяной. Глубина залегания продуктивных горизонтов 660-682 м, 927 м и 1028 - 1111 м, соответственно для альбских, апт-неокомского и неокомских горизонтов. Залежи пластовые сводовые и пластовые литологически экранированные. Высота альбских нефтяных залежей 10- 16м; нефтяной части III неокомского горизонта - 6 м. Высота газовых залежей 11-22 м. ВНК проводится на отметках -679 - -877 м, ГВК на - 947 — 1090 м. Разрез продуктивной толщи сложен терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 3,2-4,9м, газонасыщенная 3,3-8,9 м. Открытая пористость коллекторов колеблется в пределах 27-31% , проницаемость 0,091-0,800 мкм². Коэффициенты нефтенасыщенности 0,52-0,71, газонасыщенности 0,51-0,76. Начальные дебиты нефти 27-51 м³/сут, газа 452,8-716,9 тыс.м³/сут на 15,8 мм штуцере. Газовый фактор 27,7-119,9 м³/м³. Начальное пластовое давление 6,2-12,8 МПа, температура 34-47°С. Плотность нефти 842-905 кг/м³. Нефти малосернистые (0,15- 0,28), малопарафинистые— 0,88%.

Свободный газ состоит из метана (94,2-97,3%), этана (0,95-3,68%),

пропана 0,17%, изобутана (0,06-0,2%), н-бутана (0,04-0,19%), пентана + высших (0,1-0,2%), азота (0,98- 1,73%), углекислого газа 0,25%.

Режим нефтяных залежей - упруговодонапорный, газовых - упруго-газоводонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1078-1105 кг/м³ и минерализацией 127,1- 162,5 г/л.

Месторождение находится в консервации.

Таким образом, по мезозойским отложениям контрактный участок является довольно привлекательным для проведения дальнейших нефтепоисковых работ. По аналогии с соседними месторождениями Кара-Арна, Каратон-Кошкимбет, Акинген, Косшагыл на структуре возможно выявить залежи в нижнемеловых, среднеюрских и пермотриасовых отложениях. Для определения перспективности подсолевого комплекса пород необходимо провести переобработку и переинтерпретацию ранее проведенных сейсморазведочных работ.

4.4. Гидрогеологическая характеристика

В гидрогеологическом отношении площадь работ находится в южной части Прикаспийского артезианского бассейна. Выделяются два гидрогеологических этажа: надсолевой и подсолевой, обладающие различными режимами питания водоносных горизонтов и свойствами пластовых вод. Региональным водоупором являются отложения солевого комплекса.

Подсолевой гидрогеологический этаж характеризуется элизионным типом питания водоносных горизонтов и характерной для Прикаспия гидрохимической инверсией.

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

В надсолевом гидрогеологическом этаже выделяются водоносные комплексы триасовых, юрских, меловых и четвертичных отложений. Областями питания надсолевого водоносного этажа являются южные отроги Общего Сырта, предгорья Южного Урала и Мугоджар, где отложения

мезозоя, триаса и перми выходят на поверхность. Водоносные комплексы надсолевого этажа обладают инфильтрационным гидродинамическим типом питания водоносных горизонтов и характеризуются в основном, хлоркальциевым составом вод. Замкнутый характер Прикаспийской впадины, длительные процессы прогибания и мощное осадконакопление, слабое дренирование подземных вод и подпор их со стороны Каспийского моря определяют, в целом, застойный характер режима глубоких горизонтов подземных вод палеозоя и мезозоя и их высокую минерализацию от 100 до 250 г/л.

Содержание редких металлов в водах незначительно.

В целом гидрогеологические условия в районе работ благоприятны для образования и сохранения от разрушений залежей углеводородов.

5. Методика и объем проектируемых поисковых работ

5.1. Цели и задачи проектируемых работ

Структура Атанат в тектоническом отношении расположена в юго-восточной части Прикаспийского бассейна по соседству с подсолевым месторождением Королевское и надсолевым месторождением Кара-Арна. Структура по надсолевому комплексу пород имеет трехкрылое строение и представляет интерес в нефтегазоносном отношении. В дальнейшем, после проведения необходимых исследовательских работ, можно будет рассматривать в качестве перспективного объекта и подсолевые отложения.

Настоящим Проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Атанат на контрактной территории Компании ЧК «HTS Exploration Ltd» предусматривается проведение геологоразведочных работ, с целью изучения геологического строения контрактной территории, поисков залежей углеводородов, установления основных литолого-стратиграфических характеристик, изучение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, испытания и опробования объектов в соответствии с рекомендациями ГИС, изучения физико-химических свойств пластовых флюидов.

Данным проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Атанат предусматривается:

проведение переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ, а также увязка их с ранее проведенными сейсморазведочными 2Д-МОГТ работами;

По результатам вышеприведенных геологоразведочных работ, предусматривается бурение одной поисковой скважины, глубиной 1750м (+/- 250м).

Перед переобработкой и переинтерпретацией сейсморазведочных работ ставятся следующие задачи:

Поиски ловушек углеводородов в подсолевых и надсолевых отложениях.

Получение немигрированных и мигрированных сейсмических материалов с сохранением истинных амплитуд для детальной геологической интерпретации.

Составление модели изучаемых природных резервуаров;

Оценка углеводородного потенциала участка исследований;

Определение оптимальных мест заложения поисковых скважин.

Обработка сейсморазведочных данных должна осуществляться с применением современных технических средств и методики обработки материалов (в частности выполнение процедуры миграции до суммирования). Весь процесс обработки будет направлен на получение кондиционных материалов, обеспечивающих выполнение геологических задач, а именно: улучшение динамической выразительности, повышение разрешенности записи; повышение соотношения сигнал/помеха. Переинтерпретация

материалов сейсморазведки 3Д / 2Д-МОГТ должна выполняться с использованием современных интерпретационных систем, обеспечивающих высокое качество результативных материалов, необходимых для решения поставленных геологических задач.

Основные геологические задачи этих работ включают: трассирование тектонических нарушений, изучение скоростной характеристики разреза, привязка данных сейсморазведки к разрезам существующих скважин на территории участка, уточнение местоположения и глубин залегания потенциальных ловушек нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях и уточнение мест заложения проектируемых поисковых скважин.

В случае, если по данным переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведочных работ будет рекомендовано бурение скважин, проводка проектных скважин будет предусматриваться исходя из предполагаемого разреза и опыта бурения скважин №№1,2,4,6,7,13 на Атанате и соседних площадях. При этом вид буровых работ, скорректированная проектная глубина или точки заложения проектных скважин, также будут определены по результатам переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведочных работ.

5.2 Система расположения поисковых скважин

На структуре Атанат проектируется заложение одной поисковой скважины АТ-14, глубиной 1750м и вывод из ликвидационного фонда шести ранее пробуренных скважин: 1,2,4,6,7,13 в зависимости от результатов переобработки и переинтерпретации ранее проведенных сейсморазведочных работ.

Скважина АТ-14- независимая, поисковая, условно располагается в северо-восточном блоке структуры. Цель бурения – поиски залежей в юрско-меловых и пермтриасовых отложениях. Проектный горизонт – средняя юра, проектная глубина – 1750м. Местоположение и глубина проектной скважины будет уточняться по результатам переобработки и переинтерпретации данных ранее проведенной сейсморазведки.

Таблица 5.2.1. Календарный план бурения и вывода из ликвидационного фонда скважин

№ п/п	Номер скважины	Проектная глубина, м	Проектны й горизонт	Планируемые сроки бурения	
				начало	конец
1	вывод из ликвидационного фонда скв.1 (юв блок)	1580	Јз	2022	2023
2	вывод из ликвидационного фонда скв.2(юв блок)	2600	РТ	2022	2023

3	вывод из ликвидационного фонда скв 4(юв блок)	1500	K_{1ne}	2022	2023
4	вывод из ликвидационного фонда скв 6(св блок)	1500	J₃	2022	2023
5	вывод из ликвидационного фонда скв 7(св блок)	2550	P_{1к}	2022	2023
6	вывод из ликвидационного фонда скв 13(зап.блок)	1575	J₃	2022	2023
7	АТ-14(св блок)	1750	J₂	2024	2025

5.3. Геологические условия проводки скважин

При строительстве скважин на площади Атанат предусматривается вскрытие надсолевого комплекса.

Надсолевой интервал представлен песчано-глинистыми терригенными отложениями. Твердость пород по 12 категорийной шкале Шрейнера А.Л. соответствует 2 (7) категориям твердости, что соответствует мягкой (2), средней (3,4), твердой (5,6), и очень твердой (7) группам.

По абразивности они классифицируются по 8 категорийной шкале Барона Л.И. от весьма малоабразивной (1 кл.) до среднеабразивной (IV кл.) и выше средней абразивности (V Кл.).

Исходя из геологического разреза скважин, пробуренных на площади, при проводке скважин могут быть следующие осложнения:

В интервале 0 - 380 м - возможны поглощения бурового раствора и обвалы и осыпи стенок скважины

В интервале 380- 1750 - в отложениях нижнего мела, юры возможны нефтегазопроявления.

Таблица 5.3.1

Геологические условия проводки скважины АТ-14

№№ пп	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Категории пород		Ожидаемые пластовые		
	от	до	толщина			по твердости	по абразивности	давления, атм	температуры, °С	углы и направления падения пластов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0	200	200	Pg	терригенные породы	II	II	20		2
2	200	380	180	K ₂ sn-t	терригенные породы	II	II	38		2
3	380	920	540	K _{1al3} -K _{2s}	терригенные породы	II	II	90		2

4	920	1100	180	K _{1a1-2}	терригенные породы	II	I	110		2
5	1100	1175	65	K _{1a}	терригенные породы	II	II	117		2
6	1175	1375	200	K _{1ne}	терригенные породы	II	II	137		2
7	1375	1530	155	J ₃	терригенные породы	III	II	153		3
8	1530	1750	550	J ₂	терригенные породы	III	II	200		3

Таблица 5.3.2

Ожидаемые осложнения при бурении

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст пород	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
1	0-600	Pg- K ₂	Возможны поглощения бурового раствора и обвалы и осыпи стенок скважины	Рыхлые слабосцементированные породы
2	600-1750	K ₁ -J	Возможны поглощения бурового раствора и нефтегазопроявления	

5.4. Характеристика промывочной жидкости

Таблица 5.4.1

Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения скважин

Интервал бурения, м	Плотность бурового раствора, г/см ³	Вязкость, сек.	Фильтра ция, см ³ /30мин	Толщина корки, мм	Содерж. песка,% не более	Наименование бурового раствора и химических реактивов
0-50	1.10-1.12	45-55	10-12	2-2.5	4	Бентонитовый – Бентонит СК, Na ₂ CO ₃
50-380	1.14-1.16	40-45	5-6	1.0	1.5-2.0	Полимерный – Бентонит СК, СМС LV, ЕСОРАС-R, Na ₂ CO ₃
380- 1750	1.16-1.18	40-50	5-6	1.0	1.5-2.0	Полимерный – Бентонит СК, СМС LV, POLY-PAC, KCL, NaOH, ЕСОРАС-R Na ₂ CO ₃

5.5. Обоснование типовой конструкции скважин

Для проектируемой поисковой скважины предусматривается следующая конструкция:

Направление диаметром 324 мм спускается на глубину до 50 м с целью предохранения устья скважины от размыва. Цементируется до устья.

Техническая колонна диаметром 244,5мм спускается на глубину 600 м с целью перекрытия верхнемеловых отложений. Цементируется до устья. Устье оборудуется противовыбросовым оборудованием ППГ-230х350, ПУГ-230х350.

Эксплуатационная колонна диаметром 168мм спускается на проектную глубину 1750 м с целью разобщения продуктивных горизонтов и испытания скважины на продуктивность. Цементируется до устья. Устье скважины оборудуется колонной головкой ОКК1-210х168х245 и фонтанной арматурой АФ1-65х210.

Таблица 5.5.1-Сводные данные по типовой конструкции скважины, глубиной 1750 м

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Группа прочност и стали	Высота подъема цементного раствора за колонной, м	Примечани е
1	2	3	4	5	6
1	Кондуктор	323,9	Д	0-50	-
2	Промежуточная (техническая) колонна	244,5	Д	0-600	-
3	Эксплуатационная	168,3	Д	0-1750	-

5.6. Оборудование устья скважин

Таблица 5.6.1 - Оборудование устья скважин

Тип противо- выбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Ожидаемое устьевое давление, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
ППГ-230х350 ПУГ-230х350	350 350	60	1	244,5
ОКК1- 210х168х245 АФ1-65х210	210 210	120	1	168,3

Примечание: Типовая схема монтажа и спецификация противовыбросового оборудование составляется буровым подрядчиком на основании типовых проектных схем и конкретного оборудования, входящего в комплект буровой установки.

5.7. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований

5.7.1. Отбор керна и шлама в проектных скважинах

Исходя из требований инструкций по проведению поисков и разведки месторождений, в Проекте предусмотрено пробурить скважины со сплошным отбором керна из продуктивных горизонтов.

Интервалы отбора образцов керна и шлама в процессе проводки скважины будут уточняться геологической службой недропользователя в зависимости от различных факторов. В таблице 5.7.1 даны ориентировочные интервалы отбора. После подъёма керна или боковых грунтов необходимо произвести его макроописание. Особое внимание следует обращать на наличие признаков нефтеносности и описывать их характер (запах, пропитанность, интенсивность насыщения). Образцы с признаками нефти герметизируются и максимально быстро доставляются в соответствующую лабораторию для комплексного анализа. Керн мыть не рекомендуется.

Таблица 5.7.1 - Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скв АТ-14

№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Отбор шлама
АТ-14	K ₁	900-1370	60	по всему разрезу скважины, с глубины 600 м до проектной глубины через 5 м.
	J	1530-1750	60	
Всего: 120м				

Примечание: Интервал отбора керна и шлама будет корректироваться во время выполнения буровых работ.

Шлам отбирается в количестве 200-300гр для литологических и биостратиграфических анализов из всех скважин. Необходимо предусмотреть подготовку небольших – 50г отмытых, сухих образцов для коллекции и для оперативного предоставления Заказчику и в исследовательскую лабораторию. При отборе шлама и его привязки к разрезу скважины необходимо учитывать время отставания подъёма шлама из скважины и вносить соответствующие поправки. Шлам отбирается в местах, максимально приближённых к устью скважины (если есть возможность, то из желоба). При описании шлама следует отделять обвальную породу от забойной. Шлам пакуются в специальные мешочки, которые нумеруются (в этикетке указывается: название площади, № скважины, глубина с учётом поправки на отставание, № образца). Отобранный шлам по необходимости направляется в лаборатории на анализы и в кернахранилище для хранения. По результатам макроописаний шлама и керна составляется шлаго-кернограмма.

5.7.2. Геофизические и геохимические исследования

С целью изучения литолого-стратиграфической характеристики разреза, его расчленения и корреляции, выделения пластов – коллекторов и оценки характера их насыщения, определения физических параметров пород коллекторов, выбора объектов для испытания, контроля состояния ствола скважины и качества цементирования предусматривается проведение комплекса промыслово-геофизических работ (таблица 5.7.2.1).

Таблица 5.7.2.1 –Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах

№№	Наименование работ	Масштаб записи	Интервал записи, м
1	1.Каротаж: ГК, СГК, ПС, Кавернометрия, КНК, ГГК-П, АК, БК многозондовый, МБК, Термометрия, Инклинометрия, Резистивиметрия	1: 500	50-1750
2	3. Каротаж ГК, НГК, Кавернометрия; СГК, КНК; ГГК-П, АКШ, ПС, БК многозондовый, ИК, МБК, КС, МКЗ, Профилеметрия, Термометрия, Инклинометрия, Резистивиметрия	1:500 1:200	50-1750
3	6. Замеры пластового давления и отборы глубинных проб (приборами RFT/MDT или аналогичными) боковой отбор керна в интервалах продуктивных пластов		50-1750
4	7.Геолого-технологические исследования, газовый каротаж	1:200	50-1750
5	8. ГК, АКЦ-ФКД, термометрия при ОЦК	1:500 1:200	0-1750

Примечание: Комплекс геолого-геофизических исследований в скважине будет корректироваться в ходе бурения геологической службой Заказчика и подрядной Компанией.

После проведения комплекса ГИС в скважине Заказчику выдается оперативная информация, а после проведения полной обработки – окончательный результат с рекомендациями по выбору объектов для испытания на притоки нефти и газа.

Предусматривается проведение промыслово-геофизических исследований в открытом стволе следующими зондами:

- Определение удельного электрического сопротивления (двойной индукционной фокусированный зонд DIFL или двухфазный индукционный каротажный зонд DPIL);
- Определение объемной плотности и фотоэлектрического фактора (зонд компенсированного Z-плотностного каротажа ZDL);
- Определение нейтронного водородосодержания (зонд компенсированного нейтронного каротажа CN);
- Получение акустических характеристик (зонд AC и ACL);
- Определение диаметра (CAL);
- Оценка качественной гамма-активности (GR);
- Определение ПС (SP);
- Определение искривления ствола скважины (DIP пластовый наклонмер);
- Замер температуры (TEMP).

Оценка качества цементажа (акустический цементомер SBT) будет производиться после цементирования кондуктора и эксплуатационной

колонны.

Геолог по операциям или геофизик Компании должны находиться на буровой для осуществления контроля над исследованиями и координации выбора уровней с целью проведения контрольного сейсмического сейсмокаротажа по кривым ГИС. Технологический контроль и описание образцов шлама под бинокулярным микроскопом будет регистрироваться с первой спускоподъемной операции до забоя.

Предусматривается отбор образцов керна боковым кернаотборником CORGUN (SWC), отбор пластовых флюидов, оценка проницаемости и замер пластового давления (мультитестерный зонд FMT) и опробование в колонне выделенных по данным ГИС продуктивных горизонтов.

5.7.3. Опробование, испытание и исследование скважин

Вскрытие возможно продуктивных горизонтов производится на полимерном растворе при параметрах, соответствующих геологическим условиям проводки скважин. Для предотвращения возможных флюидопроявлений необходимо иметь запас бурового раствора не менее одного объема скважины.

После спуска и цементирования эксплуатационной колонны, производится испытание на герметичность снижением уровня и опрессовкой под давлением.

Вызов притока производится сменой раствора на воду. При получении притоков флюидов, производятся исследовательские работы.

При опробовании пластов с низкими дебитами необходимо провести работы по интенсификации притоков – гидроразрыв пласта, метод переменных давлений. Также рекомендуется предусмотреть возможность проведения кислотной обработки призабойной зоны и вызов притока механизированными способами до принятия решения о проведении ГРП.

Перфорация продуктивных горизонтов будет проводиться в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и мощностью перфорируемых интервалов перфораторами ПК-105, ПКО-89, ПКС-80, ПКО-73, КПРУ-65 на НКТ и/или кабеле из расчета от 15 до 40 отверстий на 1 погонный метр.

Перед проведением перфорации объекта опробования проводятся каротажные исследования интервала (100 м) методом ГК с целью привязки интервала перфорации к разрезу, а также ЛПО и термометрию после перфорации для проверки местонахождения перфорационных отверстий.

Исследования скважин. Гидродинамические исследования скважин выполняются с учетом состояния эксплуатационной колонны и точного определения искусственного забоя.

Комплекс исследований включает:

- замер начального пластового давления;
- определение забойного давления (депрессии) и температуры;

- определение продуктивности скважины методом установившихся отборов;
- замеры дебитов нефти, газа и воды;
- отбор глубинных и поверхностных проб.

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

В случае фонтанирования производится определение пластового давления в начале и в конце опробования, замер дебитов флюидов, забойных давлений и температуры на нескольких режимах.

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

Опробование осуществляется методом свабирования или аэрации, производится комплекс исследовательских работ: замер дебитов флюидов на каждом режиме, забойного и пластового давления, отбор поверхностных и глубинных проб.

После проведения всех видов исследований, устанавливается цементный мост с целью перехода к следующему объекту.

В таблице 5.7.3.1 приведены проектные интервалы опробования в открытом стволе и эксплуатационной колонне, приуроченные к предполагаемым продуктивным горизонтам, который будет уточняться специалистами ЧК «HTS Exploration Ltd» после выдачи заключения по результатам промыслово-геофизических исследований.

Таблица 5.7.3.1 - Опробование и испытание перспективных горизонтов в скв.АТ-14

Геологический возраст	№ скважины	Интервал опробования и количество объектов	
		в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
K ₁	АТ-14	900-1370 – 3 объекта	900-1370– 3 объекта
J		1530-1750– 3 объекта	1530-1750– 3 объекта
Итого объектов:		6	6
ВСЕГО:		6	6

Примечание: Интервалы опробования и количество объектов будут уточняться геологической службой недропользователя, так как глубины залегания перспективных горизонтов нет возможности уточнить

Таблица 5.7.3.2 - Опробование и испытание перспективных горизонтов в расконсервируемых скважинах 1,2,4,6,7,13

Геологический возраст	№ скважины	Интервал опробования и количество объектов	
		в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
K ₁	1,4,6,13	900-1500 – 2 объекта (4)	900-1500 – 2 объекта(4)
K ₁	2,7	900-1370 – 1 объект(2)	900-1370 – 1 объект(2)
J		1530-2280– 1 объект(2)	1530-2280– 1 объект(2)
Итого объектов:		12	12
ВСЕГО:		12	12

Таблица 5.7.3.3.

Прогнозные объемы добычи нефти и газа

Скважины	Количество объектов испытаний	Горизонт	Дебит нефти, м ³ /сут	Период испытания, сутки	Плотность нефти, кг/м ³	Добыча нефти, тн.
1	2	3	4	5	6	7
1 объект	1	K ₁	3,5	90	965	303,975
АТ-14	3	K ₁	3,5	270	965	911,925
1,2,4,6,7,13	10	K ₁	3,5	900	965	3039,75
1 объект	1	J ₂	30	90	870	2 349
АТ-14	3	J ₂	30	270	870	7 047
2,7	2	J ₂	30	180	870	4698
1 объект	1	РТ	15	90	890	1 201,5
Всего						15696,675

5.7.4. Лабораторные исследования

Образцы пород, отобранные колонковым буром, подвергаются комплексному лабораторному изучению с целью стратиграфической принадлежности, литолого-фациальных особенностей, физических свойств пород и т.д.

Для этого предусматриваются следующие исследования: определение удельного веса, пористости, проницаемости, карбонатности, гранулометрического состава, удельного электрического сопротивления горных пород, биостратиграфические анализы и петрографо-минералогические исследования.

Полный анализ флюидов и пластовой воды, отобранных в результате опробования и испытания пластов-коллекторов, определение углеводородов, содержание смол, асфальтенов, парафина, тяжелых углеводородов и химических элементов будут производиться в научно-исследовательских лабораториях, результаты должны предоставляться Заказчику в виде отчетов и заключений.

Сведения по лабораторным исследованиям керна, шлама, пластовых флюидов приводятся в таблице 5.7.4.1

Таблица 5.7.4.1 - Лабораторные исследования

№ п/п	Наименование работ	Ед.изм.	Объем работ
1	Стратиграфические исследования	Образец	5
2	Полный минералогический анализ пород	Образец	15
4	Определение гранулометрического состава	Образец	20
5	Микроскопический анализ шлифов	Проба	15
6	Определение пористости и плотности	Образец	20
7	Определение проницаемости	Образец	20
8	Определение нефтегазонасыщенности	Образец	20
9	Комплексное исследование глубинных проб пластового флюида или рекомбинированных	Проба	4

№ п/п	Наименование работ	Ед.изм.	Объем работ
	проб (PVT) методом расширения постоянной массы, дифференциального разгазирования и определения условия сепарации		
10	Анализ пластовой воды	Проба	2
11	Полный анализ газа и поверхностных проб нефти	Проба	4
ВСЕГО:			125

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

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

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

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

1. Гамма-каротаж -1750м
2. Контрольный каротаж в объеме 10 %
3. Отбор проб воды (по 1 л) - ориентировочно по 1 пробе из каждого объекта испытания.

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

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

При бурении поисковых скважин необходимо попутно вести поиски пресных вод для хозяйственно-питьевого, технического и мелиоративного водоснабжения, а также минеральных и термальных вод в бальнеологических и теплоэнергетических целях. Обязательным условием является определение в них редких элементов (бора, брома, йода, гелия, лития, цезия, ванадия и др.)

При обработке керна необходимо обратить внимание на наличие признаков угля, горючих сланцев, железистых и марганцевых руд, цветных и редких металлов, строительных материалов, различных видов сырья.

В разрезе пробуренных скважин отмечаются только прослои углей небольшой толщины, не имеющие промышленного значения.

В соответствии с «Положением об использовании ликвидированных разведочных, поисковых, параметрических и отдельных скважин, давших при опробовании воду», необходимо, в случае их ликвидации, использовать последние для комплексных гидродинамических и гидрогеологических исследований.

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

В процессе проводки скважин геологической службе недропользователя необходимо проводить систематическое описание шлама, керна и специальные наблюдения за газопоказаниями, нефтегазопроявлениями и поглощением промывочной жидкости и т.д. По результатам оперативной обработки материалов ГИС и всей получаемой геолого-геофизической информации определяется порядок отбора и анализа образцов керна и пластовых флюидов, глубина спуска колонн, готовятся программы операций и исследований. Конечным результатом поисково-разведочных работ является подготовка базы данных для подсчета запасов углеводородов и апробация отчета в ГКЗ Республики Казахстан. Апробированные в отчете по подсчету запасов данные будут основой для составления проекта пробной эксплуатации месторождения и других проектов по освоению месторождения.

Другим не менее важным направлением обработки данных бурения является проведение оперативного анализа геолого-геофизических материалов, на основе которого следует вносить коррективы в уже согласованные планы работ и бурение очередных скважин.

Важнейшими задачами оперативного анализа являются:

- уточнение строения структурных ловушек в юрско-меловом и пермотриасовом комплексе;
- детализация разломной тектоники;
- выявление неструктурных ловушек и оценка целесообразности проведения работ в новых ловушках.

Результатом комплексной интерпретации полученных геолого-геофизических данных должна быть общая оценка перспектив нефтегазоносности контрактной территории.

Таблица 7.1- Виды и объемы геологоразведочных работ

№№ п.п.	Виды работ	Ед. изм.	Объем работ
1.	Количество скважин	скв.	1
2.	Объем бурения	пог.м	1750
3	Вывод из ликвидационного фонда скв 1,2,4,6,7,13 (зависимый объем)	пог.м	11305
4.	Отбор керна	пог.м	120
5.	Исследования ГИС	пог.м	13055
6	Исследования ВСП	пог.м	3250
7	Опробование в открытом стволе	объект	18
8	Опробование в колонне	объект	18
9.	Лабораторные исследования:	образец	125

8. ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

Технические решения по ликвидации скважины.

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

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

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

За основу расчетов по ликвидации скважин должна быть принята проектные решения по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация и консервация скважины должны производиться с учетом фактических условий строительства скважин.

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

Работы по консервации и ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния проводятся по планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды, согласованным с территориальным Департаментом по промышленной безопасности.

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии с требованиями «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Министра энергетики Республики Казахстан» №200 от 22.05.18г

Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, а также ликвидация по геологическим причинам, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Утвержденный Заказчиком план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

При завершении подъема заливной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (50м) дизельным топливом (нефтью)

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

Выбор цемента. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста при ликвидации скважины.

Для установки цементных мостов в открытом стволе и обсадной колонне используются тампонажные портландцемента тип ПЦТ I по ГОСТ 1581-96.

Транспортирование цемента осуществляется по СТ РК ИСО 10426-1-2011 (ISO 10426-1:2009).

Качество (пригодность) цемента для установки цементного моста определяется по соответствию физико-механических свойств тампонажного раствора, приготовленного из испытываемого цемента, требованиям ГОСТ 1581-96.

Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих для интервала установки цементного моста, запрещается.

Цементные мосты должны быть прочными. Если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3-6 МПа, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям нагружения от массы колонны труб.

Герметичность моста зависит от высоты и состояния поверхности контактов (тампонажный раствор – стенка скважины, тампонажный раствор – внутренняя поверхность колонны) в период размещения тампонажного раствора в интервале глубин. Для повышения герметичности и несущей способности мостов рыхлая часть глинистой корки в открытом стволе и прилипшие слои (остатки) глинистого раствора на внутренней стенке обсадной колонны должны быть удалены. С этой целью используют буферную жидкость, размещенную между вытесняемым глинистым раствором и вытесняющим тампонажным раствором.

При определении высоты цементного моста исходят из требования перекрытия проницаемого пласта (перфорированного интервала) мостом плюс на 20 м выше кровли и на 20 м ниже подошвы пласта. Таким образом, минимальная высота моста превышает 40 м.

При отказе от применения буферной жидкости высота моста должна быть существенно больше.

Технология и типовые расчеты установки цементного моста.

Доставка в интервал установки моста тампонажного раствора необходимого качества и объема – одно из решающих условий благоприятного исхода работ.

Производственный опыт, подтвержденный научными исследованиями, свидетельствует о потерях цементного раствора за счет адгезии (налипания) на стенки труб и смешения с буровым раствором и, кроме того, об ошибках в определении объема прокачанной продавочной жидкости.

Для предупреждения продавливания в интервал установки цементного моста смеси тампонажного раствора с продавочной жидкостью или собственно продавочной жидкости при определении ее объема V_{Π} следует исходить из уравнений

$$V_{\Pi} = V_T(1 - \Delta V)$$
$$\Delta V = \frac{H_M S_T}{V_T} + C_0 + C_1 + C_3$$

где V_T - внутренний
объем колонны

заливочных труб, м³; ΔV - относительное превышение над внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости; H_M - протяженность цементного моста, м; S_T - площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста, м²; C_0 - коэффициент, учитывающий неточность продавливания цементного раствора при контроле по объему продавочной жидкости; C_1 - коэффициент потерь вследствие адгезии цементного раствора на стенках труб; C_3 - коэффициент потерь цементного раствора при смешении со второй порцией буферной жидкости.

Коэффициенты приведены в табл. 8.1.

По результатам исследований установлено, что одно из основных условий доставки в интервал установки моста необходимого объема тампонажного раствора может быть записано как

$$V_{ц} = HSc + V_T (C_1 + C_2 + C_3 + C_0) \quad (2)$$

где Sc - площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м²; C_2 - коэффициент потери цементного раствора при смещении с первой порцией буферной жидкости (см. табл. 8.1).

Следует подчеркнуть, что при использовании воды в качестве буферной жидкости потери цементного раствора резко сокращаются, также уменьшаются и объемы зон смешения с буровым раствором и буферной жидкостью.

Таблица 8.1. – Сводка коэффициентов к расчетам

Коэффици- циенты	Для бурильных труб с высаженным внутрь концами		Для НКТ	
	с буферной жидкостью	без буферной жидкости	с буферной жидкостью	без буферной жидкости
C_1	0,01	0,03	-	0,01
C_2	002	004	0,01	0,02
C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
C_4	0,02	-	0,02	-
C_5	0,40	-	0,40	-
C_6	0,03	0,20	0,03	0,20
C_0	0,01	0,02	0,01	002

Экспериментальные исследования по смешению тампонажного раствора с глинистым и буферной жидкостью (водой), проведенные непосредственно на бурящихся скважинах, показали, что зоны смешения могут быть очень значительными. При этом общую протяженность подъема тампонажного раствора H_m и зоны смешения $H_{см}$ в кольцевом пространстве от башмака заливочной колонны без учета образования застойных зон (загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама) определяют по уравнению

$$H_{см} = H_m + \frac{C_2 V_T + C_6 V_{см}}{S_k} \quad (3)$$

где $V_{см}$ - объем зоны смешения, м³; S_k - площадь кольцевого сечения скважины, м²; C_6 - коэффициент потери, учитывающий смешение цементного раствора в кольцевом пространстве (от башмака заливочной колонны) без

учета образования застойных зон; $C_2 = 0,02 \div 0,04$ и $C_6 = 0,2$ - при контакте тампонажного раствора с буровым, а при контакте тампонажного раствора с водой $C_2 = 0,01 \div 0,02$ и $C_6 = 0,03$.

Объемы первой и второй порций буферной жидкости (воды), исходя из условия исключения смешивания (полного разделения тампонажного и бурового растворов), можно рассчитать по формулам:

$$\text{для первой порции} \quad V_1 = C_4 V_T + C_5 H_m S_c \quad (4)$$

$$\text{для второй порции} \quad V_2 = C_4 V_{\Pi}$$

где C_4 и C_5 - коэффициенты потери буферной жидкости в результате ее адгезии соответственно к стенкам заливочных труб и в кольцевом пространстве.

Выбор мобильной установки (подъемного агрегата) для изоляционных работ.

Основным критерием выбора установки для проведения изоляционно-ликвидационных работ является соответствие грузоподъемности агрегата весу применяемых колонн труб (НКТ или бурильных). При этом нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны или 0,9 от расчетной массы колонны НКТ. Кроме того, параметры мобильной установки должны соответствовать ГОСТ16293. Все работы по ликвидации скважин будут производиться установкой УПА-60/80.

Технические характеристики подъемного агрегата УПА-60/80 приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Техническая характеристика агрегата УПА-60/80

Наименование	Шифр, тип оборудования, ГОСТ, ОСТ, ТУ	Показатель
Допустимая нагрузка, кН		800
Мощность привода, кВт		132,4
Мачта	телескопическая наклонная	
Угол наклона в рабочем положении, град		6
Высота от земли до оси кронблока, м		22,4
Допустимая длина поднимаемой свечи, м		16
Расстояние от торца рамы до оси скважины, мм		1040
Наибольшая статическая нагрузка на стол ротора, т		60
Диаметр проходного отверстия, мм		142
Компрессор	М155-2В5	
Промывочный насос	НБ-125 (9МГр-73)	
Лебедка вспомогательная	ТВ-224В (ТЛ-9) (ГОСТ 2914-10)	
Грузоподъемность, т		80

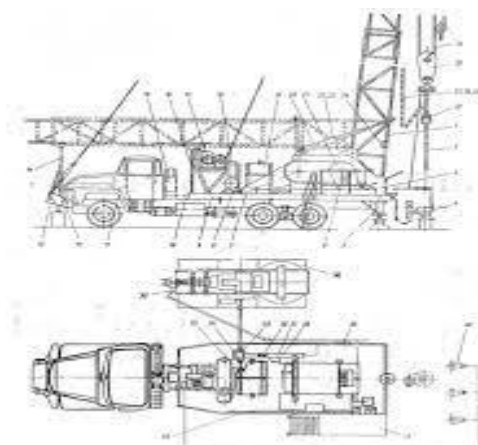
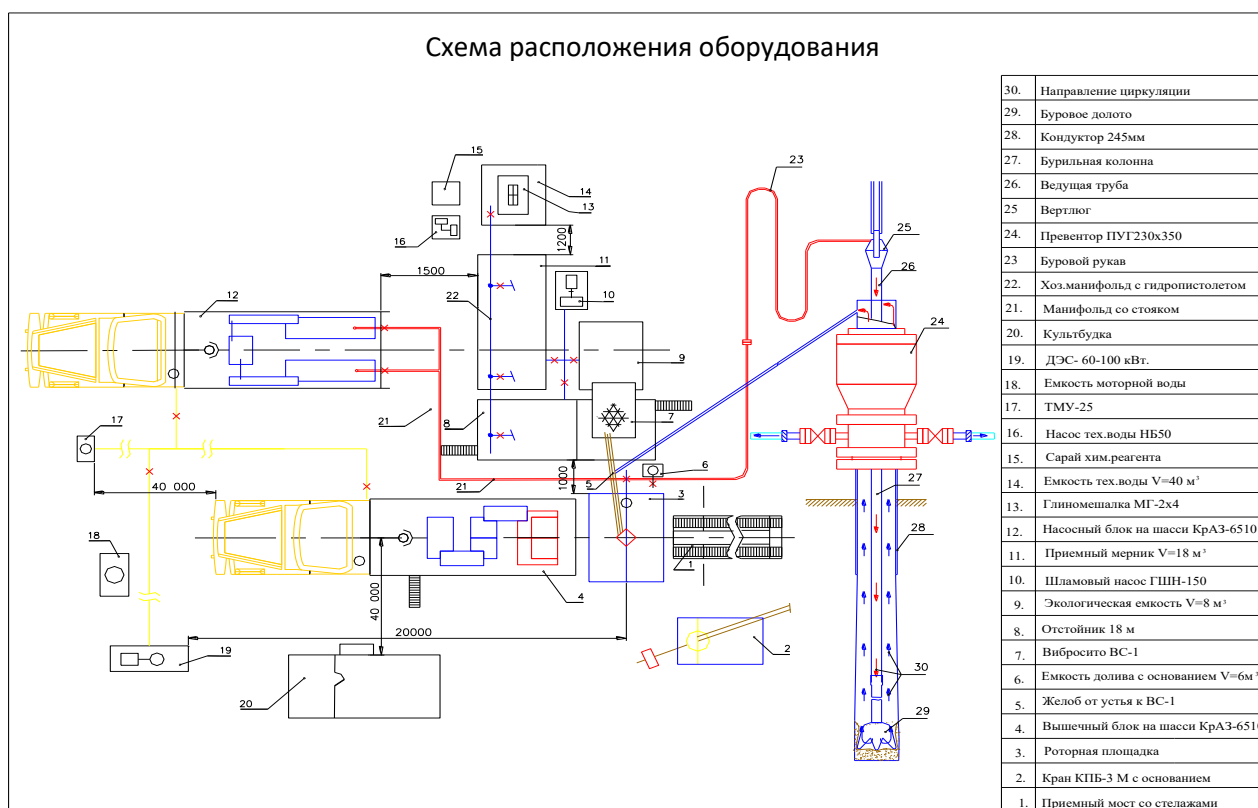


Рис. 8.1. Установка УПА 60/80 для освоения и ремонта скважин



Продолжительность изоляционно-ликвидационных работ.

Продолжительность работ по ликвидации 1 (одной) скважины из опыта аналогичных работ составляет 240 часов, в том числе рекультивация земли техническая и биологическая

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность, в сутки
1	Ликвидация скважины	6
2	Рекультивация земли	
3	техническая	2
4	биологическая	2
	Всего	10

Виды работ при ликвидации скважин

Код	Описание работы	время (час)
A001	Смонтировать подъемную установку	24
A001	Установить превентор	6
A001	Спуск НКТ, установка верхнего цементного моста	4
A001	Промывка, подъем НКТ с выкидом на мостки	4
A001	ОЗЦ	24
A001	Испытание и опрессовка цементного моста	2
A001	Спуск НКТ, установка цементного моста №2, приготовление цементного раствора	5
A001	Промывка, подъем с выкидом НКТ	3
A001	ОЗЦ	24
A001	Испытание и опрессовка цементного моста на 50 атм в течение 10 мин	2
A001	Демонтаж ПВО, заполнение скважины раствором, установка пробки на устье	8
A001	Демонтаж станка КРС	24
A001	Установка цементной тумбы и репера на устье скважины	14
	итого	144

Виды работ по технической рекультивации земли

Код	Описание работы	время (час)
A001	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами,	14
A001	Вывоз загрязненного грунта, мусора	8
A001	Планировка площадки	12
A001	Сбор, резка и вывоз металлолома	4
A001	Транспортировка машин и механизмов	10
	итого	48

Виды работ по биологической рекультивации земли

Код	Описание работы	время (час)
A001	Вспашка	14
A001	Предпосевное боронование в 2 сл.	8
A001	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	4
A001	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	4
A001	Разбрасывание минеральных удобрений	8
A001	Транспортировка минеральных удобрений	10
	итого	48

Подготовка к работам по ликвидации скважин.

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием

ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Разработка плана изоляционных работ скважин.

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- 1) способ установки цементного моста – на равновесие,
- 2) метод установки – с контролем по объему,
- 3) заливочная колонна - НКТ-73(СБТ -88,9) –с «воронкой» на первой трубе,
- 4) продавочная жидкость – буровой раствор.

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

- 1) перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;
- 2) демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования предусмотренного проектом;
- 3) установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;
- 4) закачка буферной жидкости №1;
- 5) закачка цементного раствора;
- 6) закачка буферной жидкости №2;
- 7) закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
- 8) подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;
- 9) герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементирующим агрегатом).
- 10) срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер», вымыв с контролем излишек цементного раствора. При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки $\frac{1}{2}$ расчетного объема продавочной жидкости;
- 11) разгерметизация устья;
- 12) подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80м выше глубины среза моста) и герметизация устья;
- 13) стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъём заливочной колонны;
- 14) спуск инструмента для нащупывания цементного моста;
- 15) испытание моста на прочность разгрузкой;
- 16) испытание моста на герметичность опрессовкой.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

При завершении подъёма заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (50м) дизельным топливом (нефтью)

Подготовка к работам по ликвидации скважины.

Планирование работ по установке цементных мостов

При планировании работ по установке цементных мостов предусматривается ряд этапов:

1. Определение условий эксплуатации моста, действующих на него нагрузок и геолого-технических условий его установки, а также дополнительно - статической и динамической температур в скважине, диаметра каверн, вязкости и статического напряжения сдвига глинистого раствора, гидравлических сопротивлений, наличия поглощений или проявлений.

2. Расчет высоты моста в соответствии с действующими на него нагрузками, ограничениями по высоте и технологическими особенностями его установки.

3. Определение объемов цементного раствора, продавочной жидкости, первой и второй порций буферной жидкости - воды и высоты подъема цементного раствора (с учетом зоны смешения) в кольцевом пространстве соответственно по формулам (2), (1), (4), и (3). При использовании верхней разделительной пробки коэффициенты C_1 и C_3 в указанных формулах принимаются равными нулю.

4. Расчет параметров режима продавливания цементного раствора в скважину в соответствии с величиной гидравлических сопротивлений, эффективностью замещения бурового раствора цементным (оценивается по скорости потока в кольцевом пространстве) и особенностями управления процессом срезки штифтов в случае применения соответствующих контролирующих устройств.

5. Определение общей продолжительности операции по установке моста и подбор рецептуры цементного раствора.

Порядок оформления документов на ликвидации скважин.

Утвержденный Заказчиком и согласованный АСС план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

По окончании ликвидационных работ устье скважины оборудуется колонной головкой и задвижкой высокого давления в коррозионно-стойком исполнении, а также отводами для контроля давлений в трубном и межколонном пространствах.

Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 2х2м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр и даты окончания бурения.

После проведения ликвидационных работ через 6 месяцев и далее один раз в год должен проводиться контроль давлений в трубном и межколонном пространствах, а также окружающего воздуха с оформлением соответствующих актов.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

Акт заверяется печатью и подписью руководства Заказчика. Проект акта о ликвидации скважины вместе с утвержденным актом на выполненные работы и актом на рекультивацию земли хранятся у Недропользователя.

Сводный сметный расчет стоимости ликвидации

Таблица 8.3. Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Мобилизация и демобилизация агрегата	комп	1
2	Монтаж и демонтаж передвижного агрегата	комп	1
3	Оплата труда бригады КРС	сутки	6
4	Амортизация оборудования	сутки	6
5	Дизтопливо и ГСМ комплекта главного привода агрегата	сутки	6
6	Затраты ЦА на изоляционные и опресовочные работы	опер	6
7	Пробег агрегата на обе конца по дороге 3класса	км	50
8	Материалы:		
	Буровой раствор		
9	KCL	т	2,14
10	Poly Pac UL/R	т	0,07
11	NaOH	т	0,146
12	Ингибитор коррозии	т	0,04
13	Кальцинированная сода	т	0,146
14	Техническая вода	т	
15	Цемент класса "G"	т	17,4
16	Вода техническая	т	8,16
17	Транспортировка подземного и наземного оборудования	т	117

18	Отработанный буровой раствор.	т	11,5
19	Кислород	шт	6
20	Пропан	шт	6

Таблица 8.4. Технические средства, используемые для выполнения работ

Наименование техники	Кол-во	Количество часов
1	2	4
Автокран	1	24
Автомашина "Камаз"	1	24
Автобус	1	24
Трактор	1	48
Итого		

Мероприятия по рекультивации

Перед технической рекультивацией использованных при разведке земельных площадей, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

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

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

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

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

Рекультивацию земель выполняют в два этапа: технический и биологический.

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

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

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

Рекультивация земель включает в себя:

- работы по снятию, транспортировке и складированию (при

необходимости) плодородного слоя почвы;

- работы по складированию потенциально плодородных пород;
- планировку (выравнивание) поверхности, террасирование откосов отвалов и бортов, засыпку и планировку образовавшихся провалов после демонтажа оборудования;
- приобретение (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- нанесение на рекультивируемые земли потенциально плодородных пород и плодородного слоя почвы;
- ликвидацию послеусадочных явлений;
- ликвидацию промышленных площадок, транспортных коммуникаций, электрических сетей и других объектов;
- очистку рекультивируемой территории от производственных отходов, в том числе строительного мусора, с последующим их вывозом на соответствующие полигоны;
- восстановление плодородия рекультивированных земель, передаваемых в сельскохозяйственное или иное использование;
- деятельность рабочих комиссий по приемке-передаче рекультивированных земель (транспортные затраты, оплата работы экспертов, проведение полевых обследований, лабораторных анализов и др.);
- другие работы, предусмотренные рекультивацией, в зависимости от характера нарушения земель и дальнейшего использования рекультивированных участков.

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

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

Анализ последствий развития техногенных процессов весьма сложен по той причине, что собственно техногенное начало может сопровождаться цепочкой последующих природных событий. Иначе говоря, первичные техногенные воздействия могут вызвать к жизни процессы, которые правомерно определить, как природнотехногенные или техногенно-природные.

Сложность их прогнозирования состоит в том, что эти природнотехногенные процессы могут быть существенно сдвинуты во времени, а нередко и в пространстве по отношению к воздействующему источнику техногенеза. Поясним сказанное следующим примером.

Изымая огромные по объему массы породы, вмещающих полезное

ископаемое, будь то твердое или жидкое, недропользователь вмешивается в формировавшуюся миллионами лет геологическую среду, что приводит к последовательному развитию следующих событий:

- ослаблению горного давления внутри напряженного массива;
- формированию полостей окисления природных агентов;
- образованию провалов земли на дневной поверхности;
- активизации эрозии почв;
- нарушение первичных природных условий окружающей среды.

Следовательно, нужно проводить рекультивацию земель после геологических работ.

Преобразование нарушенных в результате производственной деятельности земель в состояние, пригодное для использования их в народном хозяйстве, предотвращение их отрицательного воздействия на прилегающие ландшафтные комплексы, охрана этих комплексов, оптимизация сочетания техногенных и природных ландшафтов достигается рекультивацией нарушенных земель.

Рекультивация относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Восстановлению нарушенных земель должны предшествовать работы по геологическому обследованию нарушаемой и восстанавливаемой территории и обоснованию направления рекультивации.

Оценивается пригодность пород для экологической рекультивации, что позволяет принять решение по формированию отвальных массивов, составу и объемам рекультивационных работ в соответствии с установленным направлением рекультивации и установить направление рекультивации и последующее использование восстанавливаемых земель в народном хозяйстве в соответствии группой пригодности пород рекультивационного слоя.

Таким образом, предоставляется возможность постоянно улучшать качество, продуктивность и экологическую ценность восстанавливаемых земель. Следовательно, от исходных компонентов природного ландшафта и внесенных в них изменений при формировании техногенного ландшафта зависит выбор направления последующего использования земель. В свою очередь, установленное направление рекультивации нарушенных земель определяет требования к их качеству и, следовательно, к технологии вскрышных, отвальных и рекультивационных работ, т.е. существует прямая и обратная связь между технологией горных работ, определяющей характеристику техногенного ландшафтного комплекса, и направлением рекультивации.

«Технические условия рекультивации», в которых определяется направление рекультивации, и излагаются требования землепользователей к качеству рекультивированных земель, указываются характеристика и

параметры рельефа техногенных образований, состав и мощность рекультивационного слоя, состав и размещение коммуникаций, система мелиоративных, противоэрозионных, гидротехнических и прочих мероприятий, устанавливаются на основе соответствующих проектов органами, представляющими земельные участки в пользование.

Выбор направления рекультивации земель осуществляется с учетом следующих факторов:

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

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

Подход к рекультивированным землям как к одному из видов продукции предприятий, производство которой планируется и контролируется, в значительной степени определяет эффективность и качество производства в целом, существенно снижает его негативное воздействие на окружающую среду, имеет огромное социальное и экономическое значение.

Предприятие выполняет технический этап рекультивации, который включает:

1. планировку поверхности нарушенных земель (грубую и чистовую);
2. выполняживание или террасирование откосов отвалов;
3. ликвидацию последствий усадки отвалов;
4. противоэрозионные мероприятия;
5. строительство гидротехнических и мелиоративных сооружений дорог, прокладку прочих инженерных коммуникаций.

При выборе схемы и структуры механизации рекультивационных работ в первую очередь учитываются направление освоения восстанавливаемых земель, технология отвальных и вскрышных работ, состояние нарушенных

участков и свойства вскрышных пород.

Технология горных работ должна обеспечить:

- компактную укладку вскрышных пород в отвалы для снижения объема горно-планировочных работ;
- выполаживание откосов отвалов и бортов;
- формирование оптимальных по геометрическим параметрам, негорящих и устойчивых отвалов;
- оптимальное изъятие и минимальные сроки использования земель в технологическом процессе;
- сокращение отрицательного влияния на окружающую среду, сохранение в зоне разработок благоприятных экологических условий для растений и животных.

Предпочтение отдается отвалам, имеющим площадь более 10 га и правильную геометрическую форму, максимально приближающуюся к квадрату, прямоугольнику или кругу. Такая форма отвала наиболее приемлема для рекультивации и последующего хозяйственного использования восстановленных земель.

Способ отсыпки определяет объем планировочных работ. При планировке плоских (платообразных) отвалов объем работ незначителен и составляет 0,01-0,05 м³/м². Во всех других случаях объем планировочных работ существенно выше.

Выбор форм рельефа рекультивируемых земельных участков определяется прежде всего необходимостью создания оптимальных условий для их последующего эффективного использования.

Территория участка после завершения всего комплекса работ должна представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный ландшафт.

В проекте приняты следующие решения по проведению рекультивационных работ.

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

Объемы рекультивационных работ по каждому участку приводятся в нижеследующих таблицах.

Затраты на рекультивацию территории ликвидируемых и ликвидируемых скважин включена в стоимость ликвидации скважин.

Таблица 8.5. Объемы и виды работ по технической рекультивации земель

<i>N пп</i>	<i>Наименование и характеристика</i>	<i>Ед. изм.</i>	<i>Объем работ</i>
1	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами,	га	0,03
2	Вывоз загрязненного грунта, мусора	т	1,86
4	Планировка площадки	га	0,03
5	Сбор, резка и вывоз металлолома	т	1,5

6	Транспортировка машин и механизмов	км	2
---	------------------------------------	----	---

Таблица 8.6. Технические средства, используемые для выполнения работ по технической рекультивации земель

№ вида работ	Наименование материалов и технических средств	Ед.изм.	Кол-во	Количество часов
1	Автогрейдер	шт.	1	10
2	Погрузчик	шт.	1	10
3	Автобус Урал 3255	шт.	1	10
4	Автокран Урал 4320	шт.	1	10
5	Экскаватор	шт.	1	10
6	Краз-6510 самосвал	шт.	1	10
7	Урал 4320	шт.	1	10

Согласно пп.3 п.2 ст.238 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Расчет объема рекультивируемых земель был рассчитан исходя из следующих факторов:

- территория, принятая на рекультивацию скважин, составляет 20м*20 м;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель-0,3м.;
- норматив на производство земельных работ составляет 12 560 тенге.

- Таким образом, получается, объем рекультивации земли на одну скважину составил:

- $20м*20м*0,3м = 120 м^3$

- Объем рекультивации на 3 скважин:

- $120м^3*4 скважин=480 м^3$

- Стоимость рекультивации скважин составляет:

- $480 м^3*12 560 тенге= 6028800 тенге$

Биологический этап рекультивации осуществляется для восстановления плодородного слоя почв, быстрого освоения нарушенных земель и использования их в хозяйстве (после этапа технической рекультивации).

8.7. Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель

№	Наименование и характеристика	Ед. изм	Объем работ
1	Вспашка	га	0,03
2	Предпосевное боронование в 2 сл.	“	0,03
3	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	“	0,03
4	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	“	0,03

5	Разбрасывание минеральных удобрений	тн	0,01
6	Транспортировка минеральных удобрений	км	2
7	Транспортировка семян	“	1
8	Разбрасывание удобрения на 1 га:	га	
9	Удобрение аммофос	кг	0,03
10	Аммиачная селитра		0,03
11	Суперфосфаты		0,03
12	Посадка семян на		
13	Экспарцет		0,74
14	Люцерна		0,41
15	Донник		0,65
16	Семена житняка		0,21

8.8. Технические средства, используемые при выполнении работ по биологической рекультивации земель

Наименование техники	Количество	Количество часов
Трактор МТЗ	1	10
ДТ - 74	1	10
ЮМЗ	1	10
Разбрасыватель удобрений ГРМГ-4	1	10
СЗТ-3,6	1	10

Ликвидация последствий деятельности на контрактной территории по окончанию работ будет производиться по следующим направлениям:

- физическая ликвидация скважин с установкой цементных мостов;
- оборудование устья скважин (установка тумб и реперов);
- демонтаж наземного и подземного оборудования скважин и коммуникаций с
- вывозом за пределы участка (при наличии);
- техническая и биологическая рекультивация земли (подъездных дорог и приустьевых площадок);
- утилизация отходов.

Расчет стоимости ликвидации выполнен согласно перечню наземного оборудования, сооружений и коммуникаций, подлежащих ликвидации (рекультивации, утилизации), объемам работ, представленных Заказчиком.

В работе проведена ориентировочная оценка необходимых материально- технических, трудовых затрат на ликвидацию скважин и других производственно-хозяйственных объектов и сооружений, а также на рекультивацию использованных земель.

Исходные параметры, необходимые для расчетов приняты на основании существующих норм и утвержденных калькуляций. Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок.

Общая стоимость ликвидации скважин

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину и количеством планируемых к выбытию скважин на конец срока действия контракта-2027г.

Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации месторождения

В процессе работ по ликвидации последствий недропользования, большую часть оборудования и сооружений невозможно использовать вновь в работе, в результате эксплуатационного износа. Однако, некоторая часть оборудования и сооружений может пойти на сдачу металлолома.

Средняя рыночная стоимость приема металлолома в настоящее время составляет 75 000 тенге. Оценка общей массы металлолома, которую можно получить от имеющегося на площади оборудования составляет 62.705 тонн, согласно таблицы 8.7.5.1

Таблица 8.9.-Расчет общей массы металлолома

Наименование объекта, сдаваемого на металлолом	Масса объекта, тонна	Общий вес металлолома, тонна
1	3	4
НКТ	16,485	65,94
Фонтанная арматура	1,2	4,8
Прочее оборудование	11,65	11,65
Всего		82,39

Таким образом общая сумма средств, получаемых от реализации металлолома составит:

$$75\,000\text{ тенге} * 82.39\text{тонн} = 6179250\text{ тенге}$$

Таблица 8.10. Сводная таблица затрат на ликвидацию скважин

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тенге	15500547
	Стоимость рекультивации земли	тенге	6028800
	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тенге	21 529 346,6
	Возврат денежных средств от сдачи металлолома	тенге	6179250
	Всего	тенге	15 350 096,6

9. Мероприятия по обеспечению рационального пользования и охране недр, природы и окружающей среды

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

относительно опасного места работ и оборудования должны быть установлены на хорошо обзореваемой позиции.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Санитарно-бытовое обслуживание

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

Обслуживание и эксплуатация электрооборудования

При обслуживании и эксплуатации электрооборудования будут выполняться все мероприятия по технике безопасности в соответствии с ПУЭ и "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок", утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253. Эти мероприятия в обязательном порядке включают: защитные средства, защитное отключение, пониженное напряжение, заземление.

Противопожарные мероприятия

Площадка работ будет снабжена всем необходимым оборудованием пожарной безопасности и соответствует требованиям «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.

Все работы по строительству скважины проводятся в соответствии с планом мероприятий предприятия по охране труда на буровой площадке. Этот план должен быть разработан с учетом вредных факторов на месте проведения работ, объема данных работ, нужд сотрудников и мер безопасности.

Обеспечение пожарной безопасности и пожаротушения возлагается на руководителя предприятия.

На разведочной площади будут предприняты все меры к:

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

Санитарные нормы и правила

Необходимо учитывать санитарные правила и нормы при проведении следующих работ:

- Строительно-монтажные и подготовительные работы.
- Бурение разведочных скважин.
- Испытание скважин.
- Консервация и ликвидация скважин.

Согласно Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами

воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2, минимальный размер СЗЗ предусматривается размером 500 м.

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

Для проведения геологоразведочных работ на площади земельный отвод на одну скважину определяется согласно нормам отвода земель для нефтяных и газовых скважин.

Экологическая оценка воздействия на окружающую среду

Проведению разведочных работ по оценке обнаруженной залежи должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, включая процедуру оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС), предусматривающую экологическое картирование района работ с проведением фоновых исследований и выявление экологически особо чувствительных зон.

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- «Экологическим Кодексом РК»;
- Законом «Об особо охраняемых природных территориях»;
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- «Земельным Кодексом РК»;
- «Кодексом о здоровье народа и системе здравоохранения» от 7 июля 2020 г.;
- Законом «О гражданской защите»;
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан.

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

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

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

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

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

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

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

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

Крепление скважины обсадными колоннами согласно проектным данным должно производиться в соответствии СТ РК 1746-2008 «Промышленность нефтяная и газовая. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин».

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

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

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

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

При бурении скважин отдается предпочтение буровому раствору со следующими качествами:

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

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

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

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

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

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

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

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

- пластовые флюиды, в том числе углеводородные с сероводородом (в случае нефтегазоводопроявления).

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

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

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

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

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

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

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

Вызов притока производится путем постепенного снижения плотности раствора нефтью. В случае необходимости осуществляется аэрация раствора. С получением притока скважина должна работать не менее 24 часов для очистки. Интенсификация притока в карбонатных коллекторах проводится путем солянокислотной обработки пласта, либо по решению Заказчика может использоваться ГРП (гидроразрыв пласта).

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

В скважинах выполняются следующие виды исследований:

- замер начальных величин пластового давления и температуры;

- исследование продуктивности скважин методом восстановления давления и методом установившихся отборов с построением индикаторных диаграмм по каждому вскрытому пласту;

- изучение физико-химических свойств пластовых флюидов с целью определения содержания растворенного газа, давления насыщения, вязкости и плотности в пластовых условиях и других физико-химических параметров пластовых флюидов.

В случае герметичности приступают к испытанию следующего объекта.

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

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

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

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

При подготовке буровой площадки предусматривается снятие плодородного слоя и хранение до рекультивационных работ, проводимых по окончании бурения скважины. Согласно РД 39-0148052-518-86 «Временная инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ», районы подразделяются на различные зоны в зависимости от ландшафта, рельефа, растительного покрова и других географических особенностей.

При консервации или ликвидации скважины следует строго руководствоваться разработанным Заказчиком Проектом ликвидации, согласованным с теми же организациями.

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

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

Водоснабжение и водоотведение

Строительство и бурение скважины характеризуется большим потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые,

питьевые и производственно-технологические нужды. На хозяйственно-бытовые и питьевые нужды работающего персонала при проведении буровых работ будет использоваться вода питьевого качества.

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

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Для целей питьевого, хозяйственного водоснабжения планируется привозить воду из ближайшего населенного поселка. Снабжение питьевой водой обслуживающего персонала, находящихся в степи, осуществляется привозной водой в 1 л бутылках блоками. Воду будут поставлять согласно договору, подрядные организации. Качество питьевой воды будет соответствовать согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным, подземным и поверхностным водным ресурсам, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» №209 от 16 марта 2015 г.

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

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

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

Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м³

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

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

Отходы производства и потребления

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

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

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

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

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

Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению

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

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

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

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

Планы должны согласовываться в областном территориальном управлении охраны окружающей среды. В планах предусмотрено комплексное решение проблем безопасности, в том числе противопожарной защиты за счет раннего предупреждения проливов и утечек, создания средств перехвата проливов для недопущения попадания нефтепродуктов в грунтовые

воды, строго контроля опасных концентраций токсичных веществ на территории объекта, создание систем аварийного отключения.

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

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

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

- соблюдение необходимых расстояний между объектами и опасными участками потенциальных источников возгорания;
- обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке производственного участка;
- обеспечение безопасности производства на наиболее опасных участках и системах контрольно – измерительными приборами и автоматикой;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, ремонт и замена неисправных материалов и оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляции горячих поверхностей.

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

Производится расчет надежности оборудования, сертификация рабочих мест.

Мероприятия по снижению загрязнения

Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

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

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

Буровая установка комплектуется системой контроля воздушной среды. Порядок контроля определяется «Методическими рекомендациями по контролю воздушной среды» (согласованы приказом Комитета по

государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от 4 ноября 2010 года № 39). Для контроля на объекте будут находиться не менее 2 переносных газоанализаторов.

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

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

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Предусматривается укрытие мест хранения пылящих материалов и емкостей хранения ГСМ.

Предусматривается постоянное проведение контроля качества соединений и материала.

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

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

Обслуживающий персонал будут оснащен индивидуальными средствами защиты.

При выполнении мероприятий по сокращению выбросов рекомендуется:

- уменьшить, по возможности, движение транспорта на территории;
- упорядочить движение транспорта и другой техники по территории рассматриваемого объекта.

• С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

• Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.

• Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

- Снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах (при необходимости, в установленных местах).

- Своевременное проведение работ по рекультивации земель в соответствии с разработанными проектами.

- Охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях.

- Использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.

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

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

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;

- строгое соблюдение технологии;

- запрещение кормления и приманки диких животных;

- запрещение браконьерства и любых видов охоты;

- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;

- работы по восстановлению деградированных земель.

- для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на строительных площадках, необходимо:

- помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;

- обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;

- снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

Охрана недр

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В результате происходящих антропогенных воздействий возможны изменения естественных физических полей: гравитационных,

гидродинамических, термических, геохимических и др. Глубина изменения геологической среды может достичь несколько километров

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

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

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

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

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

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

С учётом природоохранных мероприятий воздействие на геологическую среду будет незначительным.

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

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

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин.

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

Ликвидация скважины будет выполнена в соответствии с требованиями Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утвержденных приказом Министра Энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018 г № 239. На устье скважины

устанавливается бетонная тумба с репером и металлической таблицей с нанесенными сваркой номером скважины, названием месторождения, наименованием владельца скважины и датой ее ликвидации.

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

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

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

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ

Продолжительность строительства типовых скважин приняты исходя из опыта бурения ранее пробуренных разведочных скважин на контрактной территории ЧК «HTS Exploration Ltd» .

Продолжительность цикла бурения и испытания скважины АТ-14 проектной глубиной 1750м (+250м), составит 775 суток и состоит из 3-х этапов:

- строительно-монтажные работы – 10 суток;
- бурение и крепление скважины – 40 суток;

испытание: - в открытом стволе – 5 суток; - в эксплуатационной колонне – 720 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток), из которых по меловым К отложениям – 270 суток (3 объекта), по юрским J отложениям – 270 суток (3 объекта), по пермтриасовым отложениям – 180 суток (2 объекта).

Продолжительность вывод из ликвидационного фонда и испытания скважин 1,2,4,6,7,13 составит 1230 сут., из них вывод из ликвидационного фонда по каждой скважине-20 сут, испытание: - в открытом стволе – 5 суток; по всем скважинам - в эксплуатационной колонне – 1080 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток), из которых по меловым К отложениям – 900 суток (10 объектов), по юрским J отложениям – 180 суток (2 объекта).

Календарный план бурения и вывод из ликвидационного фонда проектных скважин приведен в таблице 10.1

Таблица 10.1 -Календарный план бурения и вывода из ликвидационного фонда проектных скважин

№ п/п	Номер скважины	Проектная глубина, м	Проектный горизонт	Планируемые сроки бурения	
				начало	конец
1	Вывод из ликвидационного фонда скважины 1	1580	J ₃	2022	2023
2	Вывод из ликвидационного фонда скважины 2	2600	P _T	2022	2023
3	Вывод из ликвидационного фонда скважины 4	1500	K _{1ne}	2022	2023
4	Вывод из ликвидационного фонда скважины 6	1500	J ₃	2022	2023
5	Вывод из ликвидационного фонда скважины 7	2550	P _{1к}	2022	2023
6	Вывод из ликвидационного фонда скважины 13	1575	J ₃	2022	2023
7	АТ-14	1750	P _{1к}	2024	2025

Таблица 10.2-Календарный план работ на период разведки по поиску

№.№ п/п	Виды проектных работ	Период проведения работ
1	Переобработка и переинтерпретация результатов сейсморазведочных работ 3Д МОГТ, 65 кв.км	2022 -2023 гг.
2	Выведение из ликвидационного фонда шести ранее пробуренных скважин 1,2,4,6,7,13	2022 -2023 гг.
3	Проведение ГИС в шести ранее пробуренных скважинах 1,2,4,6,7,13 и ВСП – в двух скважинах	2022 -2023 гг.
4	Интеграция данных ВСП и ГИС к данным сейсморазведочных работ. Построение геологической модели участка с оценкой изучаемого района и рекомендациями по дальнейшим ГРП	2022 -2023 гг.
5	Испытание ранее пробуренных скважин	2022 -2023 гг.
6	Бурение скважины АТ-14, проведение обработки и интерпретации материалов ГИС.	2024- 2025 гг.
7	Испытание скважины АТ-14	2024- 2025 гг.
8	Переинтерпретация сейсмических материалов, с учетом полученных фактических данных по скважине АТ-14	2026-2027 гг.
9	Определение дальнейших направлений разведочных работ. Оперативный подсчет запасов нефти и газа	2026-2027 гг.

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

На основе запланированных настоящим проектом объемов работ и сроков их выполнения, предусматривающих проведение геологоразведочных работ, в данном разделе приведена оценка ожидаемых инвестиций в период проведения геологоразведочных работ на участке Атанат.

Объем капитальных вложений включает в себя:

- переобработка и переинтерпретация сейсмических материалов;
- стоимость строительства проектных скважин.

В затраты и услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями, включены научные и проектные работы (анализ керна и проб, анализ результатов бурения, все виды проектной документации и т.д.).

Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на контрактном участке на период 2022 – 2027г.г. представлены в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на период 2022 -2027 гг

№ ПП	Наименование работ	Объем работ	Стоимость работ, тенге
1	Проект разведки, включая ОВОС	Проект	10 000 000
2	Проект ликвидации, включая ОВОС	Проект	7 000 000
	Вывод из ликвидационного фонда скважин 1,2,4,6,13	6 скв	54 000 000
3	Технический проект на строительство скважин, включая ОВОС	Проект	10 000 000
4	Бурение скважины и/или комплексные работы: -Зарезка боковых стволов; - Геофизические исследования скважин; -Вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП); - Обработка и интерпретация данных ВСП; - Опробование	1 ед.	851 640 000
5	Оперативный подсчет запасов	отчет	12 000 000
ИТОГО			944 640 000

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1 Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти

В результате выполнения проектируемых поисковых работ ожидается получения геологической информации о строении мезозойского комплекса отложений участка Атанат, опираясь на которые недропользователь сможет планировать дальнейшие виды геологоразведочных работ. Хотелось бы также отметить, что данным проектом разведочных работ предусматривается проведение переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведки, по результатам которых будет проведено бурение одной скважины глубиной 1750 м (+/-250м), при этом глубина, местоположение проектной скважины будут уточнены и определены по результатам рекомендованных сейсморазведочных работ. После разбуривания структуры, ожидается открытие залежей углеводородов в разрезе мезозойского комплекса отложений. После получения притоков нефти и газа, в проектируемой скважине будет проводиться оценка запасов нефти и газа с целью определения емкостно-фильтрационных свойств коллекторов, физико-химических свойств флюидов и гидродинамических условий разработки выявленных залежей.

Для количественной оценки ресурсов углеводородного сырья нами принят объемно-статистический метод.

Объемно-статистический метод основан на связи между величиной начальных геологических (потенциальных) ресурсов (НПР). При этом НПР (в пересчете на нефть) определяется следующей формулой:

$$Q = V \times q_v, \text{ где}$$

Q - начальные геологические ресурсы;

V - объем осадочного выполнения;

q_v - объемная плотность ресурсов.

Статистически обоснованная величина q_v для седиментационных бассейнов всех типов- $13,435 \pm 1,184$ тыс.т/км³.

Площадь участка Атанат составляет согласно геологического отвода равна 97,659 кв.км. Следует отметить, что толщины перспективных нефтегазовых комплексов могут быть установлены довольно приближенно, поскольку базируются, в основном, на устарелых данных сейсмических профилей. Принимая во внимание значительные изменения мощностей перспективного комплекса в разных частях юго-востока Прикаспийского бассейна, (до 8-9 км), нами были рассчитаны средневзвешенные толщины данного комплекса, данный метод относится к зональному прогнозу, при этом так как проектная скважина, рекомендуемая к бурению имеет глубину 1750м(+/- 250 м), при расчетах прогнозных ресурсов использована толщина комплекса – 2000м.

Величина объемной плотности прогнозных ресурсов (q_v) для района работ принята равной $13\,435$ т/км³. Коэффициент нефтеотдачи – 0,2 доли ед. Промышленная нефтегазоносность Прикаспийского бассейна и в частности

его юго-восточного борта доказана, в связи с этим, прогнозные ресурсы углеводородов оценены по категории D₂.

Результаты количественной оценки по тектоническим зонам прогнозных ресурсов углеводородов без отдельной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1.1- Количественная оценка перспективных ресурсов

Оцениваемые объекты	Возраст перспективного комплекса	Площадь, км²	Толщина комплекса, км	Объемная плотность ресурсов УВ, т/км³	Прогнозные ресурсы УВ категории D₂, тыс.т
Участок Атанат	Mz	97,659	2,0	13 435	2 624,09

Прогнозные ресурсы углеводородов по категории D₂ на участке Атанат составляют **2 624,09**тыс.т

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

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

Таблица 13. 1-Основные технико-экономические показатели поискового бурения

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Объем всего проекта
1	Общие затраты на период разведки по поиску	тыс. тенге	944 640
2	Количество скважин, бурение	шт	1
3	Суммарный метраж	пог.м	1750
4	Вывод из ликвидационного фонда скважин 1,2,4,6,7,13	пог.м	11 305
5	Геологические ресурсы (нефть)	тыс.тонн	2 624,09
6	Затраты на открытие: 1 тонны условного топлива	тенге	359
7	Прирост геологических ресурсов на 1м проходки	тыс. тонн	1,499

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Компания ЧК «HTS Exploration Ltd» имеет Контракт №5020 УВС -МЭ от 20.01.2021 г., на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Атанат.

В пределах контрактной территории **Атанат** нефтепоисковые работы ведутся с начала 60-х годов, пробурено 13 структурно-поисковых и 5 глубоких поисковых скважин. Буровыми работами уточнено строение основных элементов структуры, положение свода поднятия, изучены перспективы нефтегазоносности надсолевого комплекса отложений. Однако структурные скважины бурились на малую глубину, до 500 м, и ими не были вскрыты на полную мощность даже породы верхнего мела. Глубокие скважины, за исключением Г-2, пробурены до вскрытия верхней юры или остановлены в низах неокомских отложений. Скважиной Г-2 пройден полностью разрез юрских осадков и значительная мощность триаса. По результатам пробуренных на площади картировочных и структурно-поисковых скважин, Атанат представляет собой трехкрылую солянокупольную структуру (западное, северо-восточное и юго- восточное крылья). В пройденной части разреза нефтегазоперспективных горизонтов не встречено. В 1981 году сейсмической партией 0681 треста «Саратовнефтегеофизика» структура была подготовлена под глубокое поисковое бурение по юрско - меловым и пермотриасовым отложениям. Поисковый интерес представляет северо-восточное крыло. В 1986 г на северо-восточном крыле была пробурена поисковая скважина 7 проектной глубины 2550 м, отложения кунгурского яруса, являющиеся проектным горизонтом, вскрыты на глубине 2463 м. В процессе бурения пластоиспытателем был испытан интервал 2360-2310 м в пермотриасовых отложениях, из которого получен приток пластовой воды. По результатам обработки материалов ГИС перспективные в нефтегазоносном отношении пласты не выделены. Возможно, скважины были пробурены не в оптимальных условиях. Расположение структуры Атанат в нефтегазоносном районе, вблизи выявленных месторождений нефти и газа и наличие структурных условий предопределяют перспективность площади работ.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ЧК «HTS Exploration Ltd» , который приступил к работам согласно Контракта №5020 УВС -МЭ от 20.01.2021 г., на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Атанат. Срок действия контракта до 20 января 2027 года.

Цель Проекта – изучение геологического строения, поиски залежей в юрско - меловых и пермотриасовых отложениях. Для этого рекомендуется провести переобработку и переинтерпретацию проведенных ранее сейсмических работ и на их основе вывод из ликвидационного фонда скважин 1,2,4,6,7,13 и бурение одной независимой скважины, глубиной 1750м.

В результате планируемых работ предполагается прирастить на структуре Атанат - геологические запасы нефти: **2, 624млн.т.**

Стоимость открытия одной тонны геологических запасов нефти в этом случае составит 359тенге. Такие показатели поискового этапа на исследуемом участке являются очень привлекательными для проведения глубокого бурения.

Список использованной литературы

а) Опубликованная

1. Куандыков Б.М. Геологическое строение Арало-Каспийского региона и сопредельных районов Прикаспийской впадины в связи с их нефтегазоносностью. – Алматы, 1999.
2. Жолтаев Г.Ж., Досмухамбетов М.Д., Исказиев К.О. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия, Астана, 2005г
3. Строение и развитие восточной и юго-восточной периферии Прикаспийской впадины/ Гущин Е.С., Жаскленов Б.Б., Николенко В.П., Сапожников Р.Б., Шлезингер А.Е..М.: «Геоинформмарк», 1993.
4. Седиментационные модели подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины/Замаренов А.К., Шебалдина М.Г., Федоров Д.Л., и др. – М.: Недра, 1986.
5. Нефтяная энциклопедия Казахстана, Казахойл, 1999

б) фондовая

1. ТОО «КМГ Инжиниринг» «Отчет о результатах выполненных геолого-разведочных работ на блоке Каратон- Саркамыс», Атырау, 2020г.
2. ТОО «Петролеум Гео Сервисез», «Отчет о результатах переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ, выполненных в пределах Контрактной территории АО «РД «КазМунайГаз» на блоке Каратон Саркамыс в 2012 г.», г. Алматы 2013 г.
3. ТОО «GeoEnergiGroup», «Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ на блоке Каратон-Саркамыс (структуры Северный, Булатай, С. Нуржанов (северное крыло)». г.Атырау, 2012 г.
4. ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («PGS Kazakhstan») «Выполнение обработки и интерпретации сейсморазведочных данных 3ДМОГТ в объеме 150 км² на месторождении Каратон и прилегающей территории», 2016г.