

ТОО «БУЗАЧИ НЕФТЬ»
ТОО «КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ» (КазНИГРИ)

«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор
ТОО «Бузачи Нефть»

Асанова С.Е.
2024 г.



ДОПОЛНЕНИЕ №3 К ПРОЕКТУ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ
ПО ПОИСКУ УГЛЕВОДОРОДОВ НА УЧАСТКЕ
«КАРАТУРУН МОРСКОЙ» СОГЛАСНО КОНТРАКТУ №793
ОТ 02.11.2001 Г.

(Договор БН-1 от «06» сентября 2024 г.)

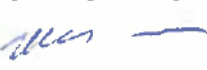
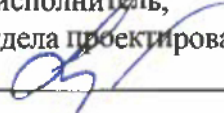
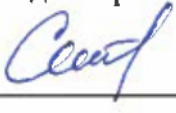
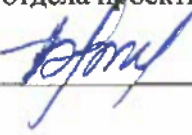
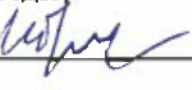
Директор ТОО «КазНИГРИ»

Юсубалиев Р.А.



Атырау, 2024 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

Ответственный за Документ-контроль:  Сейткалиева Г.К.

Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др. «Дополнение №3 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001 г.».

Текст на 86 стр., 17 рис., 37 таблиц, 4 текстовых приложений. Папка – 10 графических приложений на 10 листах.

Организация-составитель: ТОО «КазНИГРИ».

Лицензии: «Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатация горных производств (разведка, добыча полезных ископаемых)», «Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды».

Дата составления проекта: сентябрь 2024 г.

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

Организация-заказчик проекта - ТОО «Бузачи Нефть».

Контракт №793 от 02.11.2001 г. на проведение операций по недропользованию на участке «Бузачи Нефть».

Границы участка недр: XXI-12-D (частично), Е (частично); XXXII12-A (частично), В (частично).

РЕФЕРАТ. В тектоническом отношении участок Каратурун Морской расположен в северной части Бузачинского свода. По результатам переобработки и динамической интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д, выполненным в 2022 году специалистами ТОО «Сейсмические геофизические услуги» по контрактным территориям ТОО «Бузачи Нефть», в том числе по участку Каратурун Морской, была представлена современная структурно-тектоническая модель продуктивных горизонтов юрских и палеозойских отложений.

Поверхность палеозойских отложений характеризует структурная карта по отражающему горизонту В (Б). В плане выделяются тектонические нарушения субширотного простирания и примыкающие к ним с юга локальные структуры - «Центральная» (Каратурун Морской) «Западная» (Каратурун Западный) и «Северный».

На структуре «Западная» участка Каратурун Морской пробурена скважина Pz-2, в разрезе которой палеозойские, предположительно, ассельско-артинские отложения вскрыты в интервале глубин 2700-4360 м (забой).

Дополнением № 3 к Проекту разведочных работ...» проектируется бурение скважины Pz-1 проектной глубиной 2800 м в сводовой части структуры «Западная» (Каратурун Западный) контрактного участка Каратурун Морской с целью поисков залежей нефти и газа в палеозойских (нижнепермских и триасовых) отложениях. Также Проектом предусмотрено бурение семи поисковых скважин КМ-10, 11, 12 глубиной 1250 м и КМ-13, 14, 15, 16 глубиной 1520 м в пределах зон улучшенных коллекторов за пределами горного отвода месторождения Каратурун Морской с целью выявления новых залежей и уточнения строения месторождения.

Главным критерием успешного выполнения данного «Дополнения №3...» является достижение проектной скважиной запланированного забоя и вскрытие проектных горизонтов, а также получение притоков нефти, не допуская аварий в процессе бурения и освоения.

Ключевые слова. Бузачинский свод, палеозойские и мезозойские отложения, перспективы нефтегазоносности, бурение, скважина, месторождение, ресурсы и запасы УВ.

Составитель реферата

Сейткалиева Г.К.

Приложение №1
к Договору № БН-1
от « 06 » 09 2024 г.

Заказчик:
ТОО «Бузачи Нефть»

Генеральный директор

М.П. Асанова С.Е.
« » 2024г.

Исполнитель
ТОО «Казахский научно-исследовательский
геологоразведочный институт»
Директор

М.П. Юсубалиев Р.А.
« » 2024г.

**Геологическое задание
на выполнение НИР**

**«Дополнение №3 к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке
Каратурун Морской согласно Контракту №793 от 02.11.2001г. с экологической частью
РООС/пред.ОВОС»**

1. Целевое назначение:

- Составить отчёт «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской согласно Контракту №793 от 02.11.2001г. с экологической частью РООС/ОВОС»

2. Основание для выполнения работы:

- Контракт №793 от «02» ноября 2001г. с дополнениями
- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017 г.
- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр от 15 июня 2018 года № 239.

3. Исходные данные:

- Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской согласно Контракту №793 от 02.11.2001г., 2020 год.
- «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на структуре Каратурун Западный», 2020год.
- «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской по Контракту №793 от 02.11.2001 г.», 2023год.
- «Дополнение №2 к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской согласно Контракту №793 от 02.11.2001г.», 2024год.
- Отчет о результатах работ по обработке и интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д, по лицензионной территории ТОО «Бузачи Нефть» за 2008 год в пределах блока XXXI-12-E (частично), F (частично), K-XII-10a (частично), Контракт № 792 от 02.11.2001 г.
- «Отчёт о результатах переобработки и комплексной структурно-динамической интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактным территориям ТОО «Бузачи Нефть», 2022 год.
- Координаты пробуренных скважин.
- Координаты геологического (горного) отвода территории (месторождения)
- Схема коммуникаций и размещения скважины на структуре пути проезда к объекту разведочных работ.
- Данные о техническом состоянии скважин.
- Техническая характеристика буровых установок, используемых при бурении Каратурунской группы месторождений.
- Результаты опробования скважин.

- Условия проводки скважин под кондуктор, тех колонну, экс колонну, условия осложнений в процессе бурения скважины и меры по их ликвидации, результаты интенсификаций притоков пластового флюида (ГРП, соляно кислотной обработки); ГДИС; результаты проходкой отбора и анализа керна, анализ пластового флюида.
- Сметную стоимость фактически выполненных работ при строительстве скважин.

4. Проектный документ должен отвечать следующим требованиям

- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г.;
- «Единые правила по комплексному и рациональному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», утвержденный приказом министра энергетики Республика Казахстан за № 239 от «15» июня 2018 г.;
- «Методические указания по составлению проектов разведочных работ углеводородов»
- Экологический Кодекс Республики Казахстан № 212 от «09» января 2007 г.
(с изменением и дополнениями по состоянию на 11.04.2019 г.)
- Водный кодекс РК от 9 июля 2003 года № 481-П;

5. Состав и содержание работы

- В соответствии с нормативными документами на составление проектов разведки.
- Проект должен содержать финансовую часть с отражением в ней затрат на проведение работ по изучению и поиску УВ на весь срок стадии поисковых работ.
- Ориентировочный объем добычи УВС (нефть, газ) в период испытания объектов (до 3-х месяцев по каждому объекту).
- Выполнить оценку ресурсов углеводородного сырья.
- Разработка Экологической части (РООС/ПредОВОС) согласно действующим нормам и правилам ЗРК и с учетом расположения района работ, расчет платежей за загрязнение окружающей среды, в соответствии с действующими методиками, в том числе объем сжигания газа в период испытания объектов (до 3-х месяцев по каждому объекту).

6. Экспертная оценка и утверждение настоящего проектного документа:

- Согласование отчёта с Заказчиком
- Согласование настоящего проектного документа в Контролирующих органах РК, с учетом проведения общественных слушаний, согласно действующих правил.
- Согласование настоящего проектного документа с экспертами ЦКРР РК.
- Представление настоящего проектного документа в ЦКРР МЭМР РК, и сдача работы ЗАКАЗЧИКУ.

7. Передача отчёта Заказчику

- Передача Заказчику 3 (трех) экземпляров настоящего проектного документа с графическими приложениями на бумажных носителях.
- Передача Заказчику электронной версии настоящего проектного документа, включая графические приложения.

8. Сроки исполнения

- Дополнение к Проекту - 20 календарных дней с даты подписания Договора, без учета времени на согласование.
- Экологическая часть – 20 календарных дней с даты подписания Договора, без учета времени на согласование (параллельно с геолого- методической частью).

Директор по недропользованию



Кожакова Г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.....	12
3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ.....	14
3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр.....	14
3.2 Анализ результатов ранее проведенных промысловых геолого-геофизических исследований.....	19
3.3 Геофизические и геохимические исследования.....	19
3.4 Лабораторные исследования.....	20
4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОШАДИ.....	23
4.1 Проектный литолого-стратиграфический разрез.....	23
4.2 Тектоника.....	26
4.3 Нефтегазоносность.....	30
4.4 Гидрогеологическая характеристика разреза.....	32
5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ.....	34
5.1 Цели и задачи поисковых работ.....	35
5.2 Система размещения проектных поисковых скважин.....	35
5.3 Геологические условия проводки скважины.....	41
5.4 Характеристика промывочной жидкости.....	42
5.5 Обоснование типовой конструкции скважин.....	46
5.6 Оборудование устья скважины.....	47
5.7 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований.....	48
5.7.1 Отбор керна и шлама.....	48
5.7.2 Геофизические и геохимические исследования.....	50
5.7.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов.....	52
5.7.4 Лабораторные исследования.....	54
6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ.....	56
7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ.....	57
8. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ.....	58
9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	61
9.1 Охрана атмосферного воздуха.....	61
9.2 Охрана и рациональное использование земельных ресурсов.....	62
9.3 Охрана поверхностных и подземных вод.....	63
9.4 Охрана недр.....	64
10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.....	66
11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.....	69
12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ.....	70
12.1 Оценка перспективных ресурсов нефти и газа.....	70
13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ.....	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	74
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	75

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 - Географо-экономические условия	12
Таблица 3.1.1 - Геолого-геофизическая изученность площади.....	15
Таблица 3.1.2 - Изученность контрактного участка Каратурун Морской	18
Таблица 3.3 - Выполненные методы ГИС в скважине КМ-2.....	20
Таблица 3.4.1 - Виды и объёмы лабораторных исследований, выполненных на участках Каратурун Морской, Каратурун Южный и Каратурун Восточный	21
Таблица 3.4.2 – Комплекс лабораторного исследования и количество определений по скважине КЗ-3	21
Таблица 3.4.3 –Комплекс лабораторного исследования и количество определений по скважине КЗ-4	22
Таблица 4.4.1- Усредненные показатели минерализации и плотности «попутной» воды ...	32
Таблица 4.4.2 – Месторождение Каратурун Морской. Среднее содержание в водах микрокомпонентов.....	33
Таблица 5.3.1 - Геологические условия проводки, прогнозируемые при бурении скважин КМ-10, КМ-11, КМ-12, КМ-16 (1520±250)	41
Таблица 5.3.2 - Геологические условия проводки, прогнозируемые при бурении скважин КМ-13, КМ-14, КМ-15 (1520±250).....	42
Таблица 5.3.3 - Геологические условия проводки, прогнозируемые при бурении скважины Pz-1 (2800±250)	42
Таблица 5.4.1 - Типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважин КМ-10, 11, 12, 13, 14, 15, 16	44
Таблица 5.4.2 - Типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважины PZ-1	45
Таблица 5.5.1 - Сводные данные по типовой конструкции скважины на мезозойский комплекс проектной глубиной 1520±250 м.....	46
Таблица 5.5.2-Сводные данные по типовой конструкции скважины на палеозойский комплекс проектной глубиной 2800±250 м.....	47
Таблица 5.6.1 - Оборудование устья скважины	47
Таблица 5.7.1.1 - Проектные интервалы отбора керна в проектируемых скважинах КМ 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16	49
Таблица 5.7.1.2 - Проектные интервалы отбора керна по проектируемой скважине Pz-1....	50
Таблица 5.7.2.1 - Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах глубиной 1520±250 м	51
Таблица 5.7.2.2-Планируемый комплекс ГИС в проектируемой скважине глубиной 2800±250 м	51
Таблица 5.7.3.1 - Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне	53
Таблица 5.7.3.2 - Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне на палеозой	54
Таблица 5.7.3.2 - Прогнозируемые дебиты нефти, плотности и газосодержания нефти	54
Таблица 5.7.4 – Виды и объёмы лабораторных исследований керна и флюидов.....	55
Таблица 7.1 - Основные показатели проектируемых работ в скважинах КМ-10, 11, 12, 13, 14, 15, 16	57
Таблица 7.2 - Основные показатели проектируемых работ в скважине Pz-1	57
Таблица 8.1 – Сметная стоимость ликвидации одной скважины	58
Таблица 8.2 - Объёмы и виды работ при технической рекультивации земель	59
Таблица 8.3 - Сводная таблица затрат на ликвидацию проектных скважин КМ-10, КМ-11, КМ-12, КМ-13, КМ-14, КМ-15, КМ-16 и Pz-1	60
Таблица 10.1 - Общая информация о сроках бурения проектных скважин КМ-10, КМ-11, КМ-12, КМ-13, КМ-14, КМ-15, КМ-16 и Pz-1	66
Таблица 10.2 - Данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне.....	67
Таблица 10.3 - Ориентировочный расчет сжигания газа при испытании	68

Таблица 11. 1-- Планируемые финансовые затраты на период проведения разведочных работ	69
Таблица 12.1 - Оценка ожидаемых ресурсов нефти и растворенного газа в районах бурения скважин КМ-10,11,12,13,14,15,16 (среднеюрский и триасовый комплекс)	71
Таблица 12.2 - Оценка ожидаемых ресурсов нефти и растворенного газа на палеозойский комплекс.....	72
Таблица 13.1 - Основные технико-экономические показатели поисковых работ	73

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 2.1 – Обзорная карта района работ	12
Рис.4.2.1 - Схема тектоники палеозойского комплекса. Зона сочленения Прикаспийской впадины и Туранской плиты (по О.С. Туркову, 1998, 2007г).....	26
Рис. 4.2.2 - Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту В (Б)	28
Рис. 4.2.3 - Фрагмент структурной карты по V отражающему горизонту на площади Каратурун.....	29
Рис. 4.2.4 - Структурная карта подошвы неокомских отложений (ОГIII).....	29
Рис. 4.2.5 - Фрагмент карты сейсмофаций по ОГ J-III (продуктивный пласт в юрских отложениях).....	30
Рис. 5.1 - Строение палеозойских отложений. Карта фаций ниже-среднекаменноугольного периода приграничной зоны Прикаспийской впадины и Туранской плиты (по LoveCharles и др., 2004 г.)	34
Рис. 5.2.1 - Глубинный сейсмический разрез по профилю 84-8609120	35
Рис. 5.2.2-Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину Pz-1.....	36
Рис. 5.2.3 - Глубинный сейсмический разрез по профилю 126 через пробуренные скважины 114, 117 и проектную скважину КМ-10	37
Рис. 5.2.4 - Геолого-сейсмический разрез через пробуренные скважины 114, 117 и проектную скважину КМ-10	37
Рис. 5.2.5 - Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины КМ-11 и КМ-12.....	38
Рис. 5.2.6 - Глубинный сейсмический разрез по профилю 500 через проектные скважины КМ-11 и КМ-12	38
Рис. 5.2.7 - Глубинный сейсмический разрез по профилю 129 через пробуренной скважины КМ-6 и проектных скважин КМ-13, КМ-14, КМ-15	39
Рис. 5.2.8-Геолого-сейсмический разрез через пробуренной скважины КМ-6 и проектных скважин КМ-13, КМ-14, КМ-15.....	40
Рис. 5.2.9 - Глубинный сейсмический разрез по профилю 122 и через проектную скважину КМ-16.....	40
Рис. 5.2.10-Геолого-сейсмический через проектную скважину КМ-16	41

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование приложения	Стр.
	2	3
1.	Государственная лицензия	76
2.	Геологический отвод с картограммой	81
3.	Протокол заседания НТС ТОО «КазНИГРИ»	83
4.	Протокол геолого-технического совещания сотрудников ТОО «Бузачи Нефть» и ТОО «КазНИГРИ»	85

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	№ прил.	Кол-во листов	Масштаб
1	2	3	4	5
1	Средне-нормальный разрез	1	1	1:2 000
2	Схема сейсмической и буровой изученности	2	1	1:50 000
3	Структура Каратурун Морской. Структурные карты по П ₁ отражающему горизонту	3	1	1:50 000
4	Структура Каратурун Морской. Структурные карты по V отражающему горизонту	4	1	1: 50 000
5	Структура Каратурун Морской. Структурные карты по III отражающему горизонту	5	1	1: 50 000
6	А. Глубинный сейсмический разрез по профилю 500	6	1	1: 50 000 1: 10 000
	Б. Геолого-геофизический разрез через скважины Pz-2, КМ-2, КМ-12, КМ-11, Э-9, Pz-1, Э-13, Э-6, КМ-10, КМ-6		1	гор. 1:25 000 верт. 1:10 000
7	Глубинные сейсмические разрезы по профилям: – 126 через скважины 114, 111, КМ-10; – 129 через скважины КМ-6, КМ-13, КМ-15, КМ-14; – 122 через скважину КМ-16	7	1	гор. 1:25 000 верт. 1:10 000
8	Геолого-сейсмические разрезы: – через скважину КМ-16; – через скважины 114, 111 и КМ-10; – через скважины КМ-6 и КМ-13, КМ-15, КМ-14	8	1	гор. 1:25 000 верт. 1:10 000
9	А. Глубинный сейсмический разрез по профилю 848609120	9	1	гор. 1:25 000 верт. 1:10 000
	Б. Геолого-геофизический разрез через скважины Pz-2, КМ-2, Pz-1		1	гор. 1:50 000 верт. 1:10 000
10	Геолого-технический наряд на строительство поисковой скважин глубиной 1520 м и 2800 м	10	1	1:5 000 1:10 000

Всего 10 графических приложений на 10 листах

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее «Дополнение №3 к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно Контракту № 793 от 02.11.2001 г. выполнено по договору №БН-1 от «06» сентября 2024 г. между ТОО Бузачи Нефть» и ТОО «КазНИГРИ» в соответствии с Геологическим заданием недропользователя, Кодексом РК «О недрах и недропользовании» (с дополнениями и изменениями от «24» мая 2018 г.) [1] и «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [2].

Недропользователем является компания ТОО «Бузачи Нефть», которая проводит операции по недропользованию на контрактной территории – месторождение Каратурун Морской в соответствии с Контрактом на разведку и добычу №793 от 02.11.2001 г. с дополнениями №1 (рег.1167 от 17.02.2005 г.), №2 (рег.№3805 УВС от 14.05.2012 г.), №3 (рег.№4486-УВСМЭ от 01.08.2017 г.), №6 (рег.№4881-УВС МЭ от 15.12.2020 г.).

Контрактная территория ТОО «Бузачи Нефть» в административном отношении расположена на территории Мангистауского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Бурение на площади Каратурун было начато в конце 70-х годов, где в результате проведенных работ была выявлена нефтегазоносность юрско-меловых отложений.

Геологический отвод для осуществления операций по недропользованию на участке Каратурун Морской расположен в пределах блоков XXI-12-D (частично) Е (частично); XXXII-12-A (частично), В (частично). На территории геологического отвода расположен горный отвод месторождения Каратурун Морской. В Каратурунскую группу поднятий входят 5 следующих структур: Северо-Восточный, Восточный, Южный, Каратурун Морской и Западный

Дополнением №6 (рег.№4881-УВС-МЭ РК) от 15.12.2020г. к Контракту №793 от 02.11.2001г. внесены изменения в части проведения операций по разведке на контрактной территории, определенной геологическим отводом и закреплена период разведки на 6 лет с 15 декабря 2020 г.

С целью изучения перспектив нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений в пределах остальной части контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть», в 2020 г. были выполнены проекты разведочных работ в пределах перспективных участков Каратурун Морской и Каратурун Западный (Протокол ЦКРР № 2/10 от 25.06.2020 г. и № 2/13 от 25.06.2020 г.). Целью проектируемых работ являлось изучение перспектив нефтегазоносности и обнаружение залежей УВ в палеозойских, триасовых и юрских отложениях в пределах контрактной территории.

В 2022 г. компанией ТОО «Сейсмические Геофизические Услуги» выполнен «Отчет о результатах переобработки и динамической интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть». Объем ОГТ 2Д составил 683,4 погонных километров и ОГТ 3Д площадью 86,659 кв. км. В результате были получены структурные построения по целевым отражающим горизонтам и уточнено представление о геологическом строении рассматриваемой территории.

На основании комплексного анализа имеющихся геолого-геофизических материалов в пределах участка Каратурун Морской в палеозойской толще по отражающему горизонту П₁ («б») выявлено валообразное поднятие, перспективное в нефтегазоносном отношении. Перспективная структура вытянута в северо-западном направлении, оконтурена изогипсой минус 2600 м. Поднятие осложнено двумя вершинами - северо-западной и юго-восточной. Последняя в плане по мезозойскому комплексу пород соответствует юрской залежи месторождения Каратурун Морской.

В каменноугольных отложениях прогнозируется наличие пластово-массивной залежи. Коллекторами в палеозойской толще могут служить карбонатные породы доломитизированные и глинистые, в юрской – песчаники и алевролиты.

В 2023 году составлено «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской по Контракту №793 от 02.11.2001 г.», где проектируется бурение скважин на участке Западный (Протокол ЦКРР РК №39/5 от 25 апреля 2023 года).

Настоящим «Дополнением №3 к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской согласно Контракту № 793 от 02.11.2001 г.» проектируется в западной и центральной частях контрактной территории бурение следующих поисковых скважин: Pz-1 в сводовой части структуры «Западная» с целью поисков залежей в нижнепермских (палеозойских) отложениях проектной глубиной 2800 м и семи скважин (№КМ-10,11,12, 13, 14, 15, 16) проектными глубинами 1250 и 1520 м - на юге, западе и севере месторождения Каратурун Морской с целью поисков залежей в среднеюрских и триасовых отложениях.

В Проекте предусмотрены необходимые геолого-геофизические исследовательские работы, предложены конструкции скважин, выполнен подсчет перспективных ресурсов.

Проект составлен в соответствии с «Методическими указаниями по составлению проектов разведочных работ углеводородов» [4].

4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Снабжение питьевой водой и для хоз. бытовых нужд с водораздаточного пункта мест-я Каламкас. Подвоз воды для бурения – волжская, ПСН 57,5 км.
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	нет
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Летом до + 45 °С, зимой до минус 30 °С.
7	Количество осадков	Годовое количество осадков 150-180 мм.
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Юго-восточный и северо-восточный до сильного.
9	Толщина снежного покрова и его распределение	Зима малоснежная, с незначительным снежным покровом.
10	Геокриологические условия	нет
11	Продолжительность отопительного сезона	Октябрь-май, 8 месяцев.
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	По берегу полуострова Бузачи – полынь, осока. Сайгаки, зайцы, мелкие грызуны, ящерицы, черепахи. Куропатки, орлы. ястребы. На пролете (весна, осень) пернатая дичь.
13	Населенные пункты и расстояния до них	Пос. Акшимрау – 100 км, Тущыкудук – 109 км, район. центр Шетпе – 197 км.
14	Состав населения	Казахи
15	Ведущие отрасли народного хозяйства	Добыча, транспортировка нефти и сельское хозяйство.
16	Наличие материально-технических баз	В 7-8 км от площади работ
17	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Нефтепровод Узень-Атырау-Самара проходит в 190 км к востоку от месторождения. В 40 км к западу проходит нефтепровод Каламкас-Актау.
18	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	ДВС и электроснабжение от месторождения Каламкас (10-15 км).
19	Виды связи	Спутниковая связь.
20	Пути сообщения	Грунтовые и асфальтированные дороги Кызан-Шетпе-Актау, Каламкас-Таучик-Форт-Шевченко-Актау.
21	Условия перевозки вахт	Автотранспорт
22	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Аэродромы: пос. Шетпе, Форт Шевченко, г. Актау, г. Жанаозен. Ж/д станции пос. Шетпе, г. Актау. Морские порты - Баутино (пос. Форт Шевченко) и г. Актау в 280 км.
23	Наличие зимников, срок их действия	нет
24	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	Дамба шириной до 10 м протяженностью до 8 км и площадка под буровую скв. размером 90х60 м.
25	Речные пути и период навигации по ним	нет
26	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	Карьер строительных материалов в 810 км от месторождения.

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Контрактная территория ТОО «Бузачи Нефть» в предыдущие годы была охвачена различными методами геолого-геофизических исследований.

Систематические исследования территории полуострова Бузачи проводились с 1950-х годов и включали геологическую съемку, структурно-поисковое бурение и комплексные полевые геофизические исследования.

По данным МОВ было выявлено крупное высокоамплитудное антиклинальное поднятие Каламкас, а также ряд более мелких Каратурунских структур (Каратурун Морской, Каратурун Восточный, Каратурун Южный).

В 1977-1978 годах в пределах прибрежной и морской частях площади Каратурун Бузачинской комплексной партией 4/5-77-78 Илийской ГФЭ проводилась высокоточная гравиразведка, выявившая положительную аномалию Каратурун Морской. Указанные работы были проведены на участке наличия антиклинального перегиба по V отражающему горизонту, зафиксированного ранее сейсмическими исследованиями, проведенными ГГФЭ.

В 1985-87 годы сейсморазведкой треста ПГО «Казгеофизика» выполнены сейсморазведочные работы 12-ти кратного МОГТ непосредственно на исследуемой и прилегающих территориях. В результате были построены структурные карты по отражающим горизонтам в юрско-меловом комплексе отложений. По результатам исследований были выявлены и рекомендованы к глубокому бурению ряд поднятий, в том числе локальная структура Каратурун Морской, которая была доизучена в 1995 году сейсморазведкой 24-х кратного МОГТ ОАО «Казхстанкаспийшельф». Было отработано 4 сейсмических профиля с выходом в Каспийское море.

ТОО «Консалтинг Ойл Гео» в 2005-2006 гг по договору с Недропользователем была проведена обработка и интерпретация каротажных материалов по скважинам протяженностью 2038 пог. м. ТОО «PGDServices» и ТОО «Геосайнс Технолоджи» провели обработку данных 2Д (150 пог. км). РГП «СГП» выполнены работы по комплексному анализу гравитационного, магнитного полей, рельефа местности и материалов по сейсморазведке, электроразведке и газогеохимии по контрактной территории, равной 6,163 кв. км (рис. 3.1).

В 2022 году по заказу ТОО «Бузачи Нефть» специалисты ТОО «Сейсмические геофизические услуги» вновь провели переобработку и комплексную структурно-динамическую интерпретацию сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть» [11].

Переобработка сейсморазведочных материалов и их интерпретация проводилась в вычислительном центре ТОО «Сейсмические геофизические услуги».

На первом этапе работ велась переобработка 2Д и 3Д сейсмических данных по стандартному графу во временной области и по графу глубинной миграции до суммирования с целью выявления скоростной модели среды, построения куба глубин по данным 3Д сейсморазведки и получения, увязанных с данными 3Д глубинных разрезов по 2Д данным, результаты которых в дальнейшем использовались для их комплексной совместной интерпретации.

Интерпретация подразделялась на два этапа – структурный и динамический. На этапе структурной интерпретации на основе материалов ГИС осуществлялась стратификация и корреляция опорных отражающих горизонтов, структурные построения выполнены по 8 отражающим горизонтам: **II** (кровля апта), **IIa** (подошва апта), **III** (подошва неокома), **IIIa** (подошва келловей), **IV** (условный горизонт в бат-байосе), **V** (подошва юры), **V₂** (подошва верхнего триаса) и **В (Б)** (поверхность палеозойских отложений).

Общий объем интерпретации сейсморазведочных данных ОГТ 2Д составил 683,4 погонных километров и ОГТ 3Д - 86,659 кв. км.

6	Коломиец В.П. ТОО «PGDServices» и ТОО «Геосайнс Технолоджи», 2005-2006 г.г.	О результатах переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных 2Д по месторождениям нефти и газа Восточный и Морской Каратурун в Мангыстауской области РК	В пределах площади Каратурун Морской впервые выявлено палеозойское поднятие. Наибольший интерес в нефтегазоносном отношении по мезозойскому комплексу представляло месторождение Каратурун Морской.
7	ТОО «Сейсмические Геофизические услуги», 2018 г.	Переобработка и динамическая интерпретация сейсмических данных 2Д 1982 – 1995 г.г. в объеме 487,5 пог. км. Масштаб 1:50 000	Составлены структурные карты по 6 отражающим горизонтам: Па (подошва апта), III (подошва неокома), IV (условный горизонт в бат- байоссе), V (подошва юры), РТ (пермотриас), П ₁ (пермокарбон) и 3 продуктивных горизонтам J-III, J-IV, J- V.
8	ТОО «Сейсмические Геофизические услуги», 2022 г.	Переобработка и комплексная структурно-динамическая интерпретация сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактным территориям ТОО «Бузачи Нефть» в объеме 683,4 пог. км. Масштаб 1:50 000	Составлены структурные карты по 8 отражающим горизонтам: II (кровля апта), Па (подошва апта), III (подошва неокома), IIIa (подошва келловая), IV (условный горизонт в бат- байоссе), V (подошва юры), V₂ (подошва верхнего триаса) и В (Б) (поверхность палеозойских отложений).

Изученность площади глубоким бурением

В 2013 году составлена «Технологическая схема разработки месторождения Каратурун Морской», где в рамках мероприятий по доразведке месторождения предусматривалось бурение 2 независимых поисковых скважин (КМ-1, КМ-2) с целью выявления в разрезе продуктивных пластов, изучения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

В феврале 2019 году непосредственно в пределах структуры Каратурун Западный была пробурена разведочная скважина КМ-2 фактической глубиной 1750 м, в которой по комплексу ГИС в юрских отложениях выделены продуктивные пласты-коллекторы.

В 2021 году Недропользователем на основании «Проекта разведочных работ...», на структуре Каратурун Западный пробурены шесть поисковых скважин (КЗ-1, КЗ-2, КЗ-3, КЗ-4, КЗ-5, КЗ-6).

Поисковая скважина КЗ-1 закончена бурением в 25.04.2021 г. с фактическим забоем 900 м. Скважиной пройдены отложения мелового и юрского возраста. В процессе бурения юрских отложений признаков нефти не обнаружено. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Поисковая скважина КЗ-2 закончена бурением в 10.04.2021 г. с фактическим забоем 1100 м. Скважиной пройдены отложения мелового и вскрыты породы юрского возраста. Признаки нефти обнаружены при бурении юрских отложений. По результатам комплекса ГИС выделен нефтенасыщенный пласт в интервале юрских отложениях: 855,4-856,3 м (Ю-I продуктивный горизонт). При испытании интервала 855,4-856,6 м (Ю-I продуктивный горизонт) был получен незначительный приток воды с пленкой нефти. Скважина ликвидирована.

Поисковая скважина КЗ-3 закончена бурением в 26.08.2021 г. с фактическим забоем 1200 м. Скважиной пройдены отложения мелового и вскрыты породы юрского возраста. Признаки нефти обнаружены при бурении юрских отложений. По результатам комплекса ГИС выделен нефтенасыщенный пласт в интервале юрских отложениях: 847,5,4-853,7 м (Ю-I продуктивный горизонт). При испытании интервала 847,5-853,7 м (Ю-I

продуктивный горизонт) был получен приток нефти с водой. Скважина находится в консервации.

Поисковая скважина КЗ-4 закончена бурением в 09.02.2021 г. с фактическим забоем 1185 м. Скважиной пройдены отложения мелового и вскрыты породы юрского возраста. При бурении юрских отложений отмечены признаки нефти. По результатам комплекса ГИС выделены нефтенасыщенные пласты в интервалах: 850,3-855,4, 855,4-856,5 м (Ю-I продуктивный горизонт). При испытании интервала 850,3-854,3 м (Ю-I продуктивный горизонт) был получен приток нефти. Скважина - в консервации.

Поисковая скважина КЗ-5 закончена бурением в 28.06.2021 г. с фактическим забоем 1200 м. Скважиной пройдены отложения мелового и вскрыты породы юрского возраста. В процессе бурения юрских отложений отмечены признаки нефти. По результатам комплекса ГИС выделены нефтенасыщенные пласты в интервалах: 857-859, 859-860 м (Ю-I продуктивный горизонт), 986,1-988,5 м (Ю-VII продуктивный горизонт). При испытании интервала 857-859 м (Ю-I продуктивный горизонт) и 986,1-988,2 м (Ю-VII продуктивный горизонт) получены слабые притоки нефти с водой. Скважина ликвидирована.

Поисковая скважина КЗ-6 закончена бурением в 19.10.2021 г. с фактическим забоем 900 м. Скважиной пройдены отложения мелового и вскрыты породы юрского возраста. По результатам комплекса ГИС выделены нефтенасыщенные пласты в интервалах: 854,5-858,5, 859,1-863,4 м (Ю-I продуктивный горизонт). При испытании интервалов 854,5-858,5 и 859,1-863 м (Ю-I продуктивный горизонт) был получен приток нефти с водой. Скважина находится в консервации.

Недропользователем на основании «Дополнения к Проекту разведочных работ...», на структуре Каратурун Западный в 2023 году пробурены поисковые скважины КЗ-1-bis, КЗ-5-bis, в разрезе которых по данным ГИС выделены продуктивные интервалы по Ю-I горизонту. Скважины находятся в ожидании исследовательских работ.

На участке Каратурун Морской в 2021 и 2023 годы согласно «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской» (2020 г.) пробурены поисковые скважины КМ-3, КМ-4, КМ-5 и КМ-6.

Поисковая скважина КМ-3 закончена бурением в 03.02.2021 г. с фактическим забоем 1500 м в отложениях юрского возраста. При бурении признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС разрез скважины оказался водонасыщенным. Скважина ликвидирована.

Поисковая скважина КМ-4 закончена бурением в 01.01.2021 г. с фактическим забоем 1455 м в отложениях юрского возраста. Признаки нефти обнаружены при бурении юрских отложений. По результатам комплекса ГИС выделен слабонефтенасыщенный пласт в интервале юрских отложениях: 1142-1145,2 м (Ю-IX продуктивный горизонт). При испытании интервала 1142-1145,2 м (Ю-IX продуктивный горизонт) приток не получен. Скважина ликвидирована.

Поисковые скважины КМ-5 и КМ-6 пробурены в 2023 году с фактическими забоями 1500 м и 1300 м, соответственно, в отложениях юрского возраста. В процессе бурения скважин признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС разрезы скважин оказались водонасыщенными. Скважины ликвидированы.

В таблице 3.1.2 представлена изученность бурением контрактного участка Каратурун Морской.

Таблица 3.1.2 - Изученность контрактного участка Каратурун Морской

№№ п/п	№ скв.	Категория скважины	Фактическая глубина (м)	Конструкция скважин	Дата бурения (начало конец)	Результаты бурения, опробования, испытания, состояние скважины (ликвидирована, консервация)
			Фактический горизонт (м)			
1	2	3	4	5	6	7
1.	2	поиск.	<u>1883</u> РТ	Кондуктор II" ¾-187,96; Тех. колонна 8 5/8х-1365,3; Экс. колонна - не спущена	<u>08.09.77</u> <u>27.02.78</u>	При бурении признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС в разрезе скважины продуктивные горизонты отсутствуют. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
2.	6	поиск.	<u>1490</u> Т	Кондуктор 219х287,7; Тех. и экс. колонны не спущены	<u>26.11.79</u> <u>11.01.80</u>	В образцах керна и в пробах, отобранных на каротажным кабеле, признаков нефти не отмечено. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
3.	КМ-2	развед.	<u>1750</u> J	Направление 324 мм х 54,26 м; Кондуктор 245 мм х 454,14 м; Экс. колонна 168 мм х 1748,67 м	<u>18.01.2019</u> <u>11.02.2019</u>	По комплексу ГИС в юрских отложениях выделены продуктивные пласты-коллекторы.
4.	КМ-3	поиск.	<u>1500</u> J	Направление 324 мм х 43,31 м; Кондуктор 245 мм х 451,24 м; Экс. колонна 168 мм х 1413,47м	<u>19.12.2020</u> <u>03.02.2021</u>	При бурении признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС разрез скважины оказался водонасыщенным. Скважина ликвидирована.
5.	КМ-4	поиск.	<u>1455</u> J	Направление 324 мм х 46,6 м; Кондуктор 245 мм х 447,12 м; Экс. колонна 168 мм х 1260,9м	<u>25.12.2020</u> <u>01.02.2021</u>	Признаки нефти обнаружены при бурении юрских отложений. По результатам комплекса ГИС выделен слабонефтенасыщенный пласт в интервале юрских отложениях: 1142-1145,2 м (Ю-IX продуктивный горизонт). При испытании интервала 1142-1145,2 м (Ю-IX продуктивный горизонт) приток не получен. Скважина ликвидирована.
6.	КМ-5	поиск.	<u>1500</u> J	Направление 324мм х 45,2 м Тех. колонна 244,5мм х 430 м Экс. колонна – не спускалась	<u>04.01.2023</u> <u>25.02.2023</u>	При бурении признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС разрез скважины оказался водонасыщенным. Скважина ликвидирована.
7.	КМ-6	поиск.	<u>1300</u> J	Направление 324мм х 47,07 м Тех. колонна 244,5мм х 449,65 м Экс. колонна – не спускалась	<u>18.09.2023</u> <u>03.11.2023</u>	При бурении признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС разрез скважины оказался водонасыщенным. Скважина ликвидирована.
8.	PZ-2	поиск.	<u>4360</u> PZ	Направление 426мм х 47,09 м Кондуктор 323,9 мм х 800,8 м Тех. колонна 244,5мм х 2702 м Экс. колонна 168,3 мм х 2803,32 м	<u>03.06.2022</u> <u>02.07.2023</u>	По результатам обработки данных ГИС рекомендованы интервалы на характер насыщения. Скважина в ожидании освоения.

3.2 Анализ результатов ранее проведенных промысловых геолого-геофизических исследований

При бурении поисковых и разведочных скважин на контрактном участке Каратурун Морской в конце 80-х и начале 90-х годов вскрытие разреза производилось на глинистом растворе плотностью 1,18-1,22 г/см³, водоотдачей до 8 см³/30 мин, на этом же растворе выполнялись каротажные работы. Каротаж проводился в скважинах с типовой конструкцией: кондуктор d дол 219 мм с перекрытием верхнего мела (0-300 м), бурение скважины под эксплуатационную колонну d дол 146 (1140 м) мм.

Запись каротажного материала в разведочных скважинах проводилась аналоговыми регистраторами (с середины 80-х годов - цифровыми регистраторами) с использованием приборов разных типов. При производстве ГИС в разные годы применялись различные типы геофизической аппаратуры, обеспечившие выполнение требуемого комплекса ГИС.

Все промыслово-геофизические исследования проводилась серийной скважинной аппаратурой и станциями АКС-А-7, ЛЦК-10.

Во всех скважинах проводился обязательный комплекс геофизических исследований. В масштабе глубин 1:500 выполнены стандартные исследования по всему стволу скважин: стандартный каротаж (ПС), боковой каротаж (БК), гамма-каротаж (ГК), кавернометрия, нейтронный гаммакаротаж (НГК).

Детальные исследования в интервалах продуктивных и перспективных отложений в масштабе глубин 1:200 проведены следующими методами: боковое каротажное зондирование (БКЗ), ПС, микробоковой каротаж (МБК), боковой каротаж (БК), многозондовый индукционный каротаж (ИК), микрозондирование (МКЗ), радиоактивный каротаж (ГК), кавернометрия (ДС), акустический каротаж (АК).

Контроль качества цементирования эксплуатационной колонны осуществлялся акустическим методом (АКЦ). Искривление скважины контролировалось инклинометрами типа КИТ с записью отсчётов на точках через 10 м.

3.3 Геофизические и геохимические исследования

В качестве примера приведено описание методов ГИС, применявшихся на контрактной территории.

В скважине КМ-2 работу по геофизическим промысловым исследованиям провели ТОО «CNLC» с применением цифрового регистратора «LEAP600C», с последующей обработкой в программах CMA, CIFL og-GeoMatrix. (2019г.).

В таблице 3.3 приведена информация по выполненным геофизическим исследованиям в разведочной скважине КМ-2.

В этой скважине проведен обязательный комплекс геофизических исследований. В масштабе 1:200, 1:500 выполнены стандартные исследования по всему стволу скважин: стандартный каротаж (N0.5M2A; ПС), гамма-каротаж (ГК), кавернометрия (КВ), термометрия (ТМ), инклинометрия, резистивиметрия (РМ), компенсированный нейтронный каротаж (КНК), профилометрия (SC1, SC2).

Детальные исследования в интервалах продуктивных и перспективных отложений в масштабе глубин 1:200 проведены следующими методами: микробоковой каротаж (МБК), спектральный гамма-каротаж (СГК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П), акустический каротаж (АК), термометрия (ТМ), двойной – ИК (ILD. ILM).

В скважинах, пробуренных в 2021 г, геофизические исследования выполняло ТОО Геофизическая компания «Каспий» с применением цифрового регистратора «КарСap500», с последующей обработкой в программе Прайм.

В скважинах проводился обязательный комплекс геофизических исследований. В масштабе глубин 1:200, 1:500 выполнены стандартные исследования по всему стволу

скважин: стандартный каротаж (КС; ПС), гамма-каротаж (ГК), кавернометрия (КВ), термометрия (ТМ), инклинометрия, резистивиметрия (РМ), нейтронный каротаж (ННК), профилометрия.

Таблица 3.3 - Выполненные методы ГИС в скважине КМ-2

№	Методы	Масштаб	Интервал, м	Тип и номер прибора
1	ГК	1: 200; 1: 500	454.14-1732.5	TGR-IB/0645
2	СГК	1: 200; 1: 500	454.14-1732.5	SGS-IB/0602
3	ПС	1: 200; 1: 500	454.14-1727.0	SYXJ/201107
4	Инклинометрия	1: 200; 1: 500	454.14-1744.0	BDS-IB/0639
5	Кавернометрия (КВ)	1: 200; 1: 500	454.14-1742.0	HAS-IB/0613
6	ГГК-п	1: 200; 1: 500	454.14-1742.0	
7	МБК	1: 200; 1: 500	454.14-1741.0	
8	Термометрия (ТМ)	1: 200; 1: 500	454.14-1731.5	TTR-IB/1010
9	Резистивиметрия (РМ)	1: 200; 1: 500	454.14-1731.5	
10	Двойной-ИК (ILD, ILM)	1: 200; 1: 500	454.14-1750.0	DIS-IB/200211
11	Акустический каротаж (АК)	1: 200; 1: 500	454.14-1748.2	HRAS-IB/0609
12	КНК	1: 200; 1: 500	454.14-1735.7	CNS-IB/0303
13	Профилометрия (SC1, SC2)	1: 200; 1: 500	454.14-1750.0	D4C-IB/0917

Детальные исследования в интервалах продуктивных и перспективных отложений в масштабе глубин 1:200 проведены следующими методами: боковой каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК), микрозондирование (МКЗ), спектральный гамма каротаж (СГК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П), акустический каротаж (АК), термометрия (ТМ), индукционный каротаж (ИК).

3.4 Лабораторные исследования

Представление о физико-литологической характеристике разреза, свойствах пластовых флюидов рассматриваемой структуры основано в основном на материалах месторождений Каратурун Морской, Каратурун Южный и Каратурун Восточный (ПЗ-1989) [10]. В таблице 3.4.1 приведены виды и объёмы выполненных лабораторных исследований на вышеперечисленных участках.

Дополнительно в рамках реализации «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на структуре Каратурун Западный» в скважинах КЗ-3 и КЗ-4 отобран керн, который был исследован АО «НИПИнефтегаз».

Всего на структуре с отбором керна пройдено 36 м, вынос керна - 33,15 м или 92,1 % от проходки с отбором керна. Всего по разрезу было отобрано и проанализировано 32 образца керна, из них 20 образцов - из скв. КЗ-3, 12 образцов – из скв. КЗ-4.

По скважине КЗ-3 комплекс лабораторного исследования керна и количество определений приведены в таблице 3.4.2.

По скважине КЗ-4 комплекс лабораторного исследования керна и количество определений приведены в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.1 - Виды и объёмы лабораторных исследований, выполненных на участках Каратурун Морской, Каратурун Южный и Каратурун Восточный

№ п/п	Наименование исследования, анализа	Единица измерения	Количество образцов, проб	Организация, выполнившая анализы
I	<i>Лабораторные анализы керна</i>			
1	Описание керна	м	195,86	ЦЛ ПГО «Гурьевнефтегазгеология»
2	Пористость	обр.	141	
3	Проницаемость	обр.	141	
4	Фракционный состав	обр.	141	
5	Карбонатность	обр.	141	
6	Плотность объёмная	обр.	141	
7	Плотность минералогическая	обр.	141	
8	Остаточная водонасыщенность	обр.	141	
II	<i>Анализы флюидов</i>			
1	Свойства нефти поверхностные	проба	13	ГрозНИИ, КазНИГРИ, ИХН и ПС АН КазССР, ЦЛ ПГО «Гурьевнефтегазгеология», АО «НИПИнефтегаз»
2	Свойства нефти пластовые	проба	3	
3	Свойства свободного газа	проба	1	
4	Свойства растворённого газа	проба	-	
5	Пластовая вода	проба	5	

Таблица 3.4.2 – Комплекс лабораторного исследования и количество определений по скважине КЗ-3

Вид исследований	Общее количество
Получение керна, осмотр ящиков или труб, сравнение с данными сопроводительной документа, составление акта, м	18
Распаковка керна, м	18
Очистка поверхности керна от бурового раствора, м	18
Раскладывание, маркировка и ориентация керна, м	18
Упаковка керна после исследования в ящики Заказчика, м	18
Распиливание керна вдоль на 1/3 и 2/3 с применением охлаждающего агента (вода, МПВ), м	18
Выбуривание и торцевание образцов керна применением охлаждающего агента, образец	20
Упаковка цилиндрического образца из слабосцементированного керна в тefлоновую трубку, образец	20
Экстрагирование от углеводородов и солей, образец	20
Сушка образцов до постоянного веса, образец	20
Общий гамма-каротаж керна- сканирование общее и спектральное, м	9
Фотографирование керна в белом и ультрафиолетовом свете, м	18
Отбор проб на определения гранулометрического состава и карбонатности, маркировка	20
Водо-нефтенасыщенность по Дину-Старку, образец	4
Пористость по гелию, образец	20

Минералогическая плотность, образец	20
Объемная плотность, образец	20
Проницаемость для газа при Робж=2,76 МПа, образец	20
Проницаемость по Клинкенбергу, образец	20
Краткое литологическое описание образца терригенных пород	20
Гранулометрический состав породы, проба	20
Карбонатность, образец	20
Насыщение образца моделью пластовой воды, пористость методом насыщения жидкостью	4
Электрическое сопротивление пород при 100%-ной водонасыщенности ("m" и "a") в условиях окружающей среды, образец	4
Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность методом центрифугирования	4
Детальное макроскопическое описание породы, м	18
Изготовление петрографических шлифов, с/без покровного стекла	2
Петрографическое описание породы с микрофотографиями шлифа. Терригенные породы*	2
Насыщение образца моделью пластовой воды, пористость методом насыщения жидкостью	1
Подготовка флюидов к фильтрационным исследованиям: Определение вязкости, плотности флюидов, определение минерализации пластовой воды, фильтрация нефти, воды, доведение флюида до заданной вязкости в пластовых условиях	1
Определение вытеснения нефти различными агентами	1
Обоснование основных параметров процесса, обобщение результатов, составление отчета НИР по результатам исследования керна с фотографиями керна и шлифов, графиками зависимости, гистограммами	1

Таблица 3.4.3 –Комплекс лабораторного исследования и количество определений по скважине КЗ-4

Вид исследований	Общее количество
Фотографирование среза керна в белом и ультрафиолетовом свете, м	15,15
Общий гамма-каротаж керна - сканирование общее и спектральное, м	15,15
Водо-нефтенасыщенность по Дину-Старку, образец	1
Пористость по гелию, образец	12
Минералогическая плотность, образец	12
Объемная плотность, образец	12
Проницаемость для газа при Робж=2,76 МПа, образец	12
Проницаемость по Клинкенбергу, образец	12
Гранулометрический состав породы, образец	12
Карбонатность, образец	12
Проницаемость при повышенном давлении (при Робж=10 МПа)	6
Насыщение образца пластовой водой/моделью пластовой воды, пористость методом насыщения жидкостью	1
Электрическое сопротивление пород при 100%-ной водонасыщенности ("m" и "a") в условиях окружающей среды, образец	1
Электрическое сопротивление пород при переменной насыщенности центрифугированием ("n") при различных значениях капиллярного давления, кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность, образец	1
Детальное макроскопическое описание породы, м*	15
Литологическое описание образцов пород, образец	12

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

4.1 Проектный литолого-стратиграфический разрез

Участок Каратурун Морской расположен на границе двух крупных тектонических элементов-Прикаспийской впадины и Бузачинского поднятия.

Поскольку перспективный разрез в пределах участка связан с преимущественно карбонатными отложениями, описание палеозойских отложений в настоящем проекте проведено по аналогии с разрезами, изученными в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

Девонская система.

Наиболее древние породы, вскрытые глубокими скважинами на юге Прикаспийской впадины, имеют среднедевонский возраст. В этот геологический период на большей части территории преобладали морские условия седиментации.

На Бозашинском поднятии верхнедевонские отложения выявлены в скв. Арман П-1 в интервале 5100-5432 м. Сложены они переслаивающимися серыми алевролитами с темно-серыми аргиллитами, светло-серыми известняком (мадстоуном), известняком (грейнстоуном), основу которых составляют скелетные остатки криноидей, брахиопод, кораллов. Вскрытая толщина девонских отложений – 332 м.

Каменноугольная система (С).

В рассматриваемом районе палеозойские каменноугольные отложения в объеме всех трех отделов вскрыты в скважине П-1 Каратурун Восточный на основе биостратиграфических исследований керна. В интервале глубин 4517-5200 м породы представлены карбонатно-глинистыми разностями нижнего карбона, чередованием песчаников коричневато-серых, серых, средне-мелкозернистых, аргиллитов темно-серых, окремненных, слоистых, обогащенных пиритом, с редкими, прослойками известняков (мадстоунов) с редкими раковинами гастропод, остракод и кальцисфер, со стилолитами, выполненными глинисто-органическим веществом, слоистых, трещиноватых.

В разрезе выявлены карбонаты, представленные известняками темно-серыми и серыми (мадстоун, пакстоун и реже грейнстоун). Средне-верхнекаменноугольные отложения в скважине П-1 в инт. 3440-4517м сложены, преимущественно, известняками темно-серыми, почти черными и серыми с коричневым оттенком, с содержанием скелетных зерен, трещиноватых, микрослоистых, окремненных, со стилолитами, выполненными глинисто-битуминозным веществом черного цвета, слабопиритизированными, слабо доломитистыми.

Пермская система (Р).

Нижнепермские отложения в разрезе скважины П-1 Каратурун Восточный не установлены. В разрезах скважин Северный Бузачи Г-7 (интервал 1954-2880 м), Северный Каражанбас П-1 (интервал 1770-2420 м), Арман П-1 (интервал 3200-3350 м) породы представлены ассельским и артинским ярусами - толщей неравномерно, местами ритмично переслаивающихся известняков, мергелей и аргиллитов. Аргиллиты темно-серые, до черных, чистые и алевролитистые (10-15%), слоеватые, иногда тонкослоистые за счет прослоек мергелей, сильно карбонатные, часто со значительным количеством окатанных тонких зерен кальцита (до 15-20%), с включениями пирита, с шламом углефицированной растительной органики (до 5%), с тонкими прожилками кальцита, плотные, крепкие. Мергели темно-серые, тонко-микрослоистые или мелко-тонкообломочные. иногда алевролитистые (10-20%), массивные и тонкослоистые за счет прослоек аргиллита, с включениями пирита и шлама обугленной растительной органики (до 3-4%), с тонкими прожилками кальцита, плотные, крепкие. Максимальная толщина ассельских отложений установлена в скважине Северный Бузачи 7, где она составляет 846м.

В скважине Pz-2 палеозойские, вероятно, артинско-ассельские отложения выявлены по литологическому описанию шлама в интервале глубин 2700–4360 м вскрытой толщиной 1660 м. Породы в интервале 2700–4195 м представлены аргиллитами темно-серыми, плотными, с включениями углей, алевролитами коричневато-бурыми, темно-серыми, тонкозернистыми, средне- крепкими и крепкими, плотными, песчаниками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, мелкоокатанными, рассыпчатыми. Наблюдается переслаивание, преимущественно, аргиллитовых толщ и песчано- алевролитовых слабокарбонатных с редким включением известняков. С глубины 4200 м до забоя породы сложены мергелями глинистыми (60%), серыми, коричневыми, красно-коричневыми, слоистыми, средне крепкими, алевролитами (10%) темно-серыми, мелкозернистыми, по текстуре однородными, плотными, на глинисто-карбонатном цементе; крепкими, аргиллитами (30%) коричневыми, серыми, темно-серыми, массивными, слабо карбонатными, средне крепкими.

Верхний отдел. На Бузачинском поднятии красноцветные отложения верхней перми и нижнего триаса вскрыты многими параметрическими и глубокими скважинами. Разделить эти отложения сложно из-за их одинакового литологического состава и зачастую эта толща описывается как «пермтриасовая». Только в результате тщательного и детального изучения этих отложений некоторым исследователям удалось расчленить толщу на отделы.

Верхнепермские отложения на месторождениях Каражанбас и Каламкас представлены каражанбасской свитой, которая представлена сильно уплотненными аргиллитами и алевролитами с прослоями песчаников, окрашенных в серые, темно-серые и коричневые цвета, в отдельных скважинах с гнездами ангидритов. Породы полимиктовые, сложены на 70-90% терригенными частицами, хорошо отсортированы. Обломочный материал песчаников и алевролитов - очень разнообразный. Содержание полевых шпатов превышает количество кварца. Среди обломков пород преобладают известняки, метаморфические сланцы (кварц-хлорит-мусковитовые и кремнисто-серицитовые); присутствуют обломки кремнистых и глинисто-кремнистых пород, относительно свежих эффузивов, кварцитов. Сильная уплотненность пород, слагающих каражанбасскую свиту, четко фиксируется геофизическими параметрами. Пластовые скорости на глубинах, отвечающих рассматриваемой свите, достигают 5900 м/с в скважине Каламкас П-1, 6400 м/с - в скважине Каражанбас Г-2, 6800 м/с - в скважине Северные Бузачи П-1.

В разрезе скважины PZ-2 верхнепермские отложения условно выделены по указанным признакам в интервале 2360–2700 м. Они состоят, преимущественно, из глин (70 %) красно-коричневых, бурых, серых, темно-серых, алевролитистых, мягких, пластичных. Алевролиты (30%)- серые, темно-серые, тонкозернистые, однородные, преимущественно разрушены до свободных зерен, на глинисто-карбонатном цементе, среднеплотные, средней крепости.

Нижнетриасовые отложения (Т₁) на Бузачинском поднятии представлены северо-бузачинской и бузачинской свитами.

Породы представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, туфоалевролитов и смешанных песчано-алевролитоглинистых пород. Песчаники мелко- и среднезернистые красноватых и коричневатых оттенков, полимиктовые. Алевролиты, близкие по содержанию к песчаникам, крупно- и мелкозернистые, косослоистые, реже тонкослоистые, с прослоями аргиллитов. Туфоалевролиты по составу терригенной составляющей близки к песчаникам.

В разрезе скважины Pz-2 нижнетриасовые отложения залегают в интервале 1370–2360 м. Аргиллиты (60%) красно-коричневые, слоистые, массивные, плотные, слабо карбонатные, крепкие. Песчаники (40%) темно-коричневые, средне-крупнозернистые, реже мелкозернистые, преимущественно, разрушены до свободных зерен, на карбонатном цементе порово-контактного типа, угловатые, реже полуокатанные, плохой сортировки.

Юрская система (J).**Нижний отдел (J₁).**

Отложения нижней юры литологически представлены алевролитами мелкозернистыми с включениями углефицированных растительных остатков. В составе органических остатков миоспоры, пресноводные водоросли, кутикулы. Толщина отложений 42 м.

Средний отдел (J₂).

Ааленский ярус (J_{2a}) Отложения юрской системы залегают с размывом и стратиграфическим несогласием на триасовых породах. В основании разреза залегает песчаная пачка.

Отложения ааленского яруса представлены неравномерным переслаиванием песчаников алевролитов и редкими прослоями глин.

Песчаники серые, светло-серые с зеленоватым оттенком, мелкозернистые кварцево-полевошпатовые на глинисто-карбонатном поровом цементе. Алевролиты серые, светло-серые, разномзернистые с включением растительных остатков. Глины серые, темно-серые, известковистые с углистыми включениями.

Возраст обоснован на соседнем месторождении Каламкас данными палинологического анализа скважина №378, интервал 881-890 м (Ю-VI).

Бат-байосский ярус – (J_{2bt+bj}). В среднеюрском разрезе отмечается, преимущественно, неравномерное, местами ритмичное переслаивание глин и песчано-алевритовых пород. Чередование терригенных разностей прерывается по разрезу отдельными пачками глин и песчаников различной толщины. Все породы имеют серую окраску, изменяющуюся от светлой до почти черной.

Характерной особенностью бат-байосских отложений является присутствие обугленной растительной органики в виде рассеянного детрита, отдельных растительных остатков и тонких углистых прослоев.

Толщина бат-байосских отложений в скважинах в среднем составляет 194 м.

Меловая система (K).

В меловом разрезе выделяются породы нижнего и верхнего отделов.

Нижний отдел (K₁).

Отложения нижнемелового возраста со стратиграфическим несогласием залегают на размывтой поверхности юрских пород. Эти образования сложены, в основном, морскими осадками за исключением пестроцветных субконтинентальных пород баррема.

Валанжинский ярус (K_{1v}). В нижней части разреза наблюдаются доломитизированные органогенно-детритовые известняки, мергели с прослоями алевролитов, глин, а в верхней – темно-серые глины с пластами алевролитов и с прослоями глинистых известняков. Толщина отложений яруса составляет 68 м.

Готеривский ярус (K_{1h}). Разрез сложен, в нижней части, глинами с прослоями алевролитов и зеленовато-серых мергелей. В верхней части готерива преобладают пески с редкими прослоями глин алевролитов. Толщина отложений составляет 36 м.

Барремский ярус (K_{1br}). Толща переслаивания глин, алевролитов и песчаников. Породы коричневого, сероватого, красновато-коричневого, зеленовато-серого цветов. Толщина пород составляет 76 м.

Аптский ярус (K_{1a}). Отложения аптского возраста несогласно перекрывают барремские породы. Разрез апта начинается базальным горизонтом, состоящим из песчано-алевритовых пород с включениями гравия и желваков фосфоритов. Выше по разрезу залегает толща темносерых, почти черных, глин, однородных, слюдистых. В верхней части разреза апта, наблюдаются алевролиты и песчаники, образующие переслаивание с глинами. Толщина разреза колеблется 121-137 м.

Альбский ярус (K_{1al}). Разрез представлен неравномерным переслаиванием глин и алевролитов с преобладанием глин в нижней части разреза. В средней и верхней частях разреза встречаются пачки песков и песчаников. Толщина отложений составляет 350-384 м.

Верхний отдел (K_2).

Разрез верхнемеловых отложений представлен терригенными породами сеноманского яруса и карбонатными – сенон-туронского надъяруса.

Сеноманский ярус (K_{2s}). В основании разреза залегает базальный горизонт, сложенный алевролитами, над которым прослеживается глинистая толща с прослоями песчано-алевритовых пород. Толщина отложений составляет 71-89 м.

Сенон-туронский надъярус (K_{2s+t}) представлен туронским, коньякским, сантонским, кампанским и маастрихтским ярусами. Подошва турона отбивается по смене терригенных пород глинисто-карбонатными, характеризующимися повышенными значениями КС.

Отложения сенон-турона представлены переслаиванием мергелей, мела, известняков с редкими прослоями глин. Толщина отложений составляет 116-124 м.

Четвертичная система (Q).

Четвертичные отложения небольшой толщины 5-10 м повсеместно перекрывают отложения верхнего мела и представлены суглинками и супесями.

4.2 Тектоника

В структурно-тектоническом отношении участок Каратурун Морской расположен на границе Прикаспийской впадины и Бозашинского поднятия.

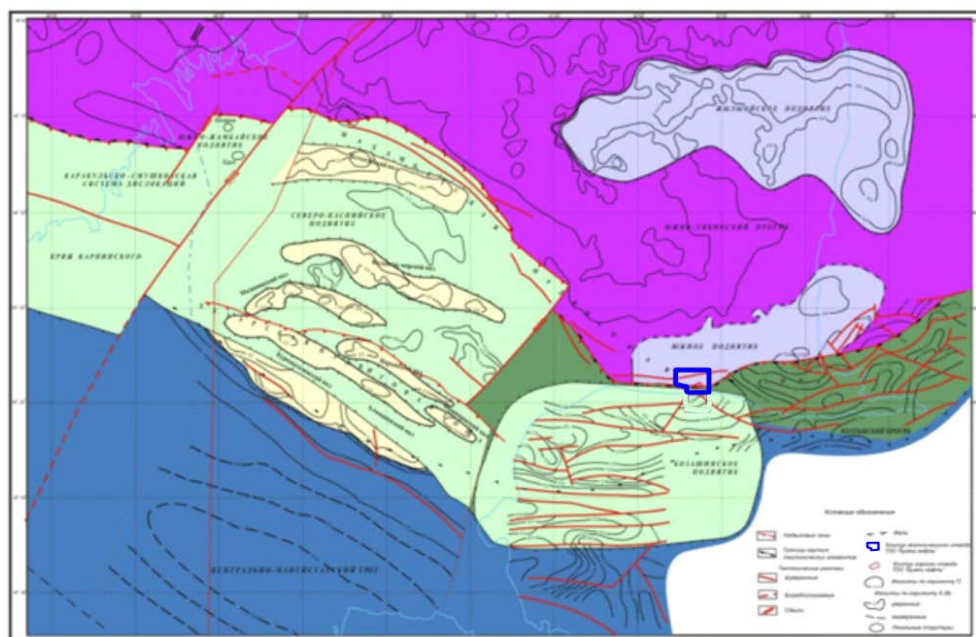


Рис.4.2.1 - Схема тектоники палеозойского комплекса. Зона сочленения Прикаспийской впадины и Туранской плиты (по О.С. Туркову, 1998, 2007г)

Рядом исследователей прогнозируется развитие карбонатных отложений севернее Бозашинского поднятия. Они простираются в виде полосы и, вероятно, являются продолжением однотипных пород, приуроченных к Южно-Эмбинскому мегавалу. В последние годы сейсморазведочными работами в юго-западной части данного инверсионного поднятия выявлена структура Толкын, с которой связаны залежи нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях. Существенная роль в формировании структуры осадочного чехла в рассматриваемом районе принадлежит тектоно-

седиментационным процессам, обусловившим образование карбонатных бортовых уступов, которые представляют собой высокоамплитудные крутонаклонные перепады поверхности карбонатных отложений на границе смены мелководно-морской седиментации – депрессионной.

В разрезе Бузачинского свода выделяются три структурных этажа: палеозойский, доюрский (верхнепермско-триасовый) осадочный комплекс и юрско-четвертичный платформенный чехол. Строение палеозойской толщи изучено очень слабо. На ней с угловым несогласием залегают породы промежуточного (переходного) структурного этажа-пермотриасового. На размытой поверхности триасовых отложений залегают юрские отложения. Вверх по разрезу платформенного чехла активность тектонических процессов уменьшается и в меловых отложениях, нивелируется.

В предыдущих главах отмечено, что в 2022-2023 гг по контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть» проведена переобработка и комплексная структурно-динамическая интерпретация сейсмических данных сейсморазведки 2Д и 3Д.

Сейсмические материалы достаточно информативны и позволили осветить геологическое строение района от меловых до палеозойских отложений включительно.

В юрско-меловом и доюрском разрезе выделены следующие отражающие горизонты (ОГ): III^a (в подошве апта); III^{nc} (в подошве неокома); IV (в бат-байосе); V (в подошве юры); V₃[?] (в нижнем триасе); VI₁ (в подошве триаса); VI₂ (в подошве верхней перми); VI^d (в девоне).

Характерной особенностью строения отдельных поднятий Каратурунской группы месторождений является их слабая выраженность по нижнемеловым отложениям (ОГ-III) по сравнению с юрскими и триасовыми отложениями (ОГ-IV и ОГ-V). Так, если по ОГ-III структуры оконтуриваются лишь одной изогипсой и имеют амплитуды до 20-30 м, то по ОГ-V амплитуда поднятия возрастает до 50 м. Кроме этого, были построены структурные карты по основным продуктивным среднеюрским отложениям, в результате динамической интерпретации отражающего горизонта J-III, приуроченному к одноименному продуктивному горизонту, выделены районы с хорошими значениями псевдопористости.

Ниже дается краткая характеристика основных опорных отражающих горизонтов по контрактному участку Каратурун Морской.

На рисунке 4.2.2 приведен фрагмент структурной схемы по отражающему горизонту **В(Б)**, характеризующему поверхность палеозойской (вероятно, нижнепермской-каменноугольной) толщи. В плане выделяются тектонические нарушения субширотного простирания и примыкающие к ним с юга локальные структуры - Каратурун Морской, Каратурун Западный, Каратурун Северный, с которыми по верхним горизонтам связаны участки добычи и участки разведки.

Структура «Центральная» по замкнутой изогипсе минус 3000 м представляет собой полуантиклиналь субширотного простирания, экранированную с севера тектоническим нарушением. Эта структура имеет две вершины, оконтуривающиеся изогипсой 2700 м каждая.

Структура «Северная» отделяется от «Западной» и «Центральной» небольшим седловидным перегибом, представляет собой вытянутую вдоль тектонического нарушения структуру примыкания, контролируемую с севера региональным разломом. Изогипса -3000 метров, является замыкающей структурный план этого поднятия. Амплитуда поднятия-более 700 метров, площадь- 10,5 км².

Структура «Западная» оконтуривается изогипсой 3000 м, представляет собой брахиантиклиналь, свод ее находится на отметке минус 2400 м. Амплитуда составляет 500-600 м.

Участок «Северо-Западный» в структурном плане по отражающему горизонту В (Б) не выделяется.

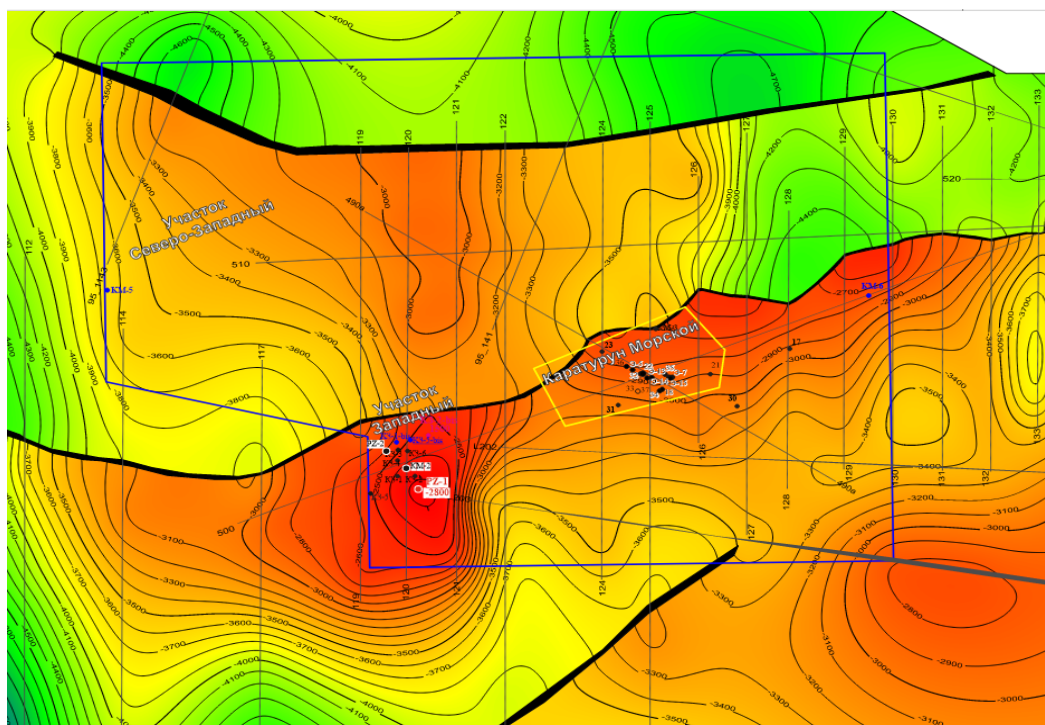


Рис. 4.2.2 - Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту В (Б)

ОГ V. Протяженные разломы, зафиксированные по нижним горизонтам, по ОГ V не выявлены. Здесь отмечен лишь один из них - южный, который делит территорию исследования на два блока - северный (приподнятый) и южный - опущенный (рис.4.2.3). К данному разлому на юге примыкают структуры «Центральная» и «Западная», объединенные единой изогипсой минус 1300 м. Свод «Центральной» структуры ограничен изогипсой минус 1240 м, амплитуда поднятия - до 20 м. Свод структуры «Западная» находится на абсолютной отметке минус 1190 м, амплитуда поднятия - порядка 50 м. Необходимо отметить, что скважина КМ-2 вскрыла подошву юры-кровлю триаса на каротажной отметке 1224 м, что свидетельствует о удовлетворительном соответствии данных бурения и сейсморазведки.

На северном блоке горизонт моноклинально погружается с юга на север от отметки 1220 м до 1400 м и глубже. На фоне этого склона выделяется малоамплитудная структура Каратурун Северо-Западный, оконтуренная изогипсой минус 1200 м.

Южный блок является структурой примыкания к региональному тектоническому разлому ассиметричной формы, на фоне которой выделяются структуры Каратурун Морской и Каратурун Западный.

Минимальная отметка локальной структуры на участке Западный по замкнутой изогипсе составляет минус 1190 м, амплитуда поднятия - порядка 50 м. Структура Каратурун Морской оконтуривается по изогипсе 1240 м, с амплитудой поднятия до 20 м.

На участке «Северный» выделяются две структуры примыкания к разлому - западная и восточная. Восточная структура оконтуривается изогипсой -1520 м, свод ее ограничен -1500 м, амплитуда равна 20 м. В плане структура представляет собой полу антиклиналь, ограниченная с юга разломом.

Западная структура оконтуривается изогипсой -1300 м, свод ее ограничен -1260 м, амплитуда равна 40 м. В плане структура представляет собой полубрахантиклиналь, ограниченную с юга разломом.

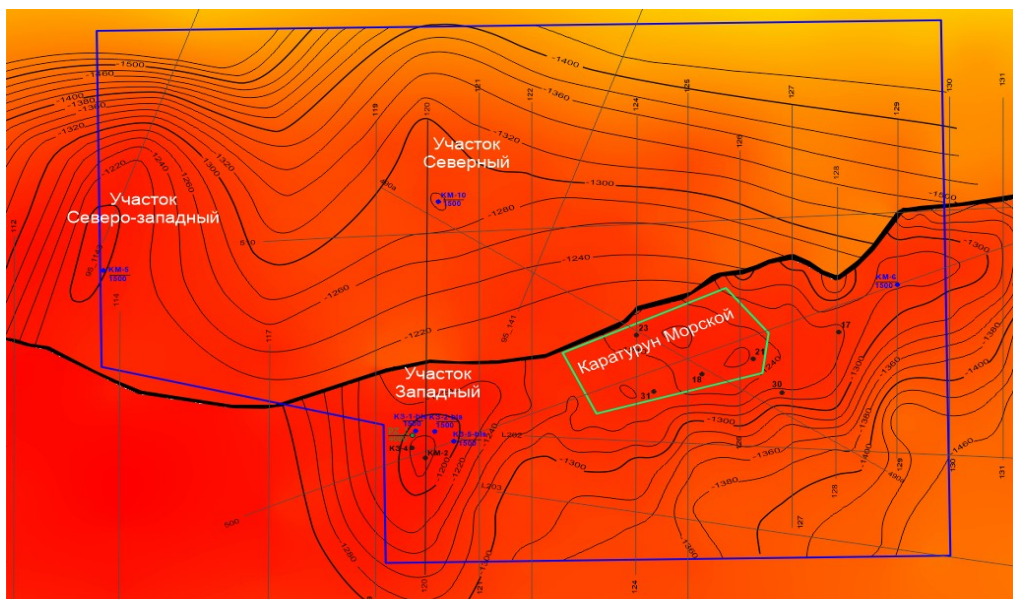


Рис. 4.2.3 - Фрагмент структурной карты по V отражающему горизонту на площади Каратурун

ОГШ. Геологическое строение подошвы неокомских отложений характеризует структурная карта по Ш отражающему горизонту (рис. 4.2.4). По этому горизонту юрские отложения, контролируемые III и V отражающими горизонтами, на рассматриваемой территории распространены повсеместно. Толщина юрских отложений в пределах площади исследования изменяется в пределах 300-340 м в сводовых частях и до 1000 м в погруженной северо-западной и северо-восточной части площади. Описанные поднятия по нижним горизонтам, по кровле юрских отложений не выделяются. В целом в структурном плане в районе участков Каратурун Морской и Каратурун Западный выделяется наиболее приподнятая структурная зона, где отражающий горизонт Ш зафиксирован на абсолютных отметках, соответственно, 910 и 930 м. Этот горизонт погружается на север и восток в прогибы, на фоне моноклиналей выделяются структурные «носы» и террасы, к которым приурочены участок добычи Каратурун Морской и участок разведки - «Каратурун Западный».

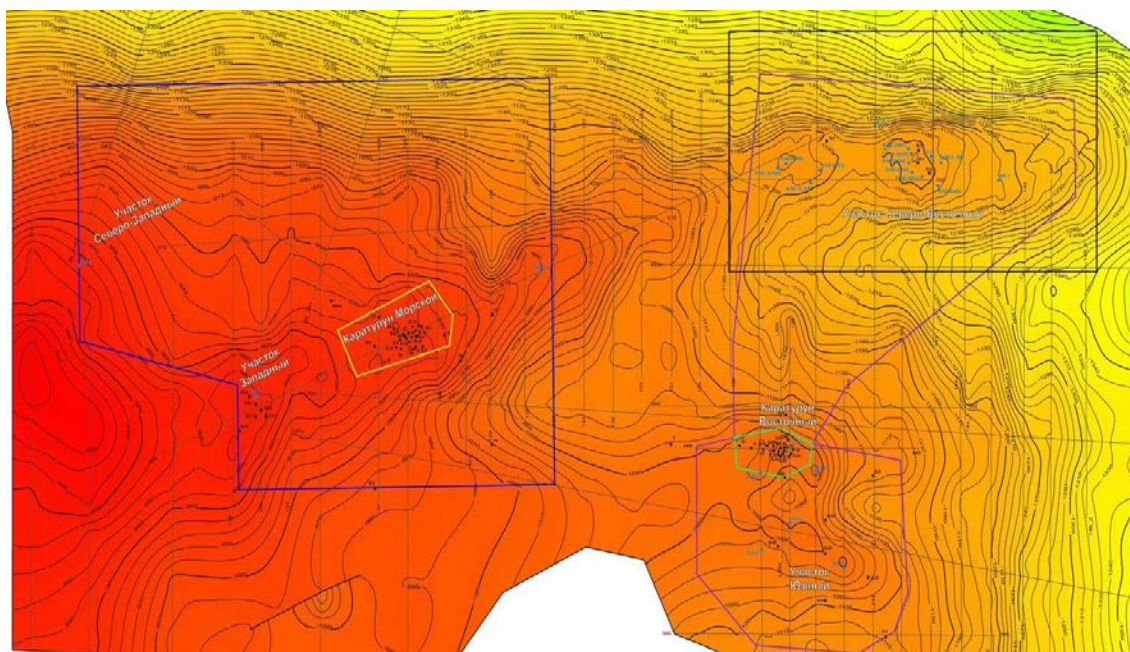


Рис. 4.2.4 - Структурная карта подошвы неокомских отложений (ОГШ)

Отражающий горизонт **J-III**, характеризующий строение продуктивного горизонта Ю-III на месторождениях Каратурун Морской и Каратурун Западный, выделяется на абсолютных отметках 980 и 960 м, соответственно (Граф.прил.4). В плане наблюдается моноклинальное погружение горизонта с запада на восток и северо-восток в виде структурной террасы. Структуры, выделенные по отражающим горизонтам В (Б) и V, по ОГ J -III не выделяются. В районе участка «Северный» подошва мела прослежена на абсолютных отметках 980-1240 м.

Известно, что в данном регионе среднеюрские отложения формировались в континентальных условиях, для них характерна литологическая неоднородность, здесь встречаются ловушки литологического типа.

На фрагменте карты сейсмофаций по ОГJ-III, построенной при динамической интерпретации, четко обозначены зоны с улучшенными коллекторскими свойствами. С одной из них на месторождении Каратурун Морской связана залежь нефти (рис.4.2.5). Судя по данной карте, небольшие залежи нефти, характеризующиеся аналогичными сейсмическими атрибутами, выделяются на юге и западе месторождения. С этими зонами, расположенными за границами горного отвода, вероятно, связаны залежи нефти литологического типа.

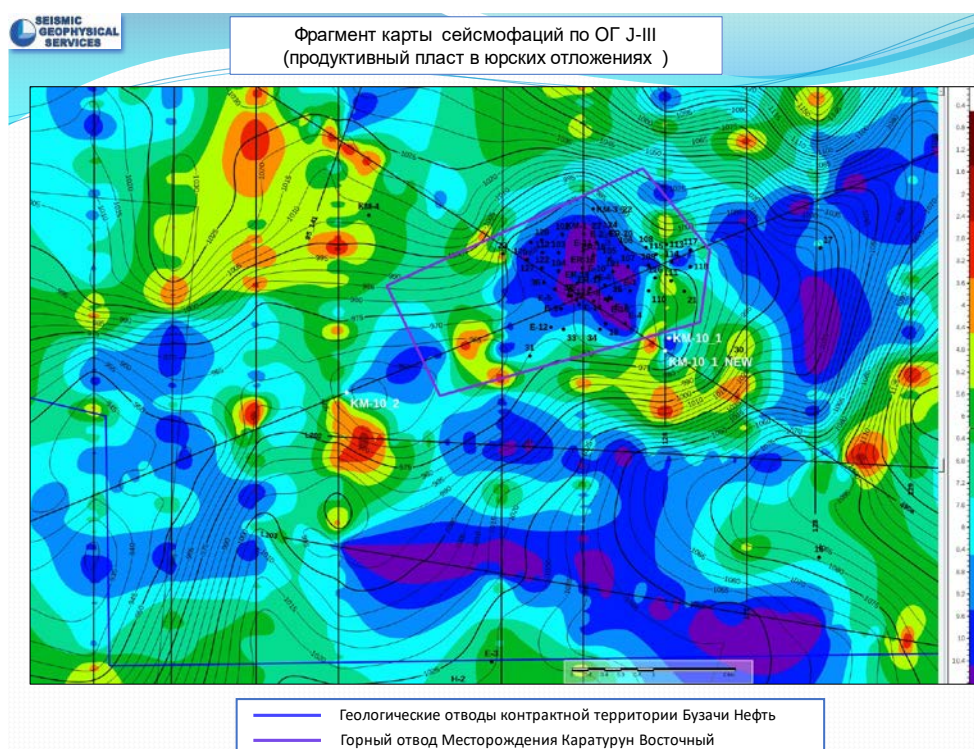


Рис. 4.2.5 - Фрагмент карты сейсмофаций по ОГ J-III (продуктивный пласт в юрских отложениях)

Небольшая по площади перспективная зона выделена на юго-востоке месторождения на пересечении сеймопрофилей 490а/126, другая, большая по площади, на юго-западе, на пересечении сейсмических профилей 121/500 и 122/500. Восточная часть этой зоны приурочена к малоамплитудной овальной структуре, ограниченной изогипсой минус 960 м.

4.3 Нефтегазоносность

Как отмечалось в предыдущих главах, перспективы нефтегазоносности структуры Каратурун Морской связаны с палеозойскими карбонатными отложениями, по литологическому составу аналогичными вскрытыми на структурах Бекбулат, Сазтобе и Толкын, где коллекторами являются трещинные, каверно-поровые-трещинные известняки

и доломиты. На этих месторождениях продуктивными являются нижнепермские и среднекаменноугольные отложения.

Ниже дана характеристика месторождений, возможных аналогов перспективной нижнепермской (палеозойской) структуре Каратурун Морской.

Нефтяное месторождение Сазтобе расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области, в 90 км к югу от ж/д станции Кульсары, в 60 км к юго-востоку от месторождения Тенгиз.

На месторождении Сазтобе нефтеносны отложения сакмарского яруса нижней перми. Залежь находится на глубине 3754,5 м.

Коллектор по типу поровый, карбонатный, с открытой пористостью 8-9% и проницаемостью 0,013 мкм². Покрышкой служат глины толщиной 15 и более метров.

Высота нефтяной залежи -59,8 м, эффективная нефтенасыщенная толщина -35,9 м, нефтенасыщенность - 66%. Залежь – пластовая, сводовая. ВНК отбит на отметке – 3833,5.

Начальное пластовое давление - 41,1 МПа, пластовая температура - 109° С. Дебит нефти -24 м³/сут на штуцере 6 мм. Нефть по составу - легкая, плотностью 828 кг/м³. Газонасыщенность пластовой нефти достигает 280 м³/т.

Газ, растворенный в нефти, по составу - метан-этиловый, содержит 63% метана, 4,7% этана и 9,2% более высоких гомологов, 2,25% азота и незначительное количество углекислоты.

Качественные характеристики нефти и пластовых вод изучены слабо.

Нефтегазовое месторождение Толкын расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области, в 90 км к юго-востоку от пос. Каратон, в 5-6км северо-западнее месторождения Сазтобе.

Месторождение открыто в 1992 году скважиной 1. В тектоническом плане поднятие относится к Южно-Эмбинскому мегавалу Прикаспийской впадины.

Нефтегазоносность структуры Толкын связана с нижнепермскими (ассельскими, артинскими), верхнетриасовыми и среднеюрскими отложениями.

В нижнепермских отложениях выявлены продуктивные толщи КТ-I (артинского возраста) и К-II (ассельского возраста), разделенные аргиллитово-глинистой пачкой [7].

Продуктивная толща КТ-II – нефтеносная, состоит из 2-х пластов- КТ-IIа и КТ-IIб. Толщины пластов изменяются от 34м до 78 м. Залежи по типу - пластовые, тектонически экранированные. Глубина залегания продуктивных пластов: КТ-IIа колеблется в пределах 3774,6-3868,6 м, К-IIб - в пределах 3833,2-3963 м. Дебиты газа составляли 1,8-13,6 тыс. м³/сут, нефти - от 8,6 до 220 м³/сут.

Нефть легкая (плотность 0,792 г/см³), маловязкая (вязкость при 20°С – 2,23 мм²/сек, малопарафинистая (содержание парафина - 1,6% масс.), малосернистая (серы – 0,13% масс.), малосмолистая (силикагелевых смол – 3,78% масс). Выход фракций, выкипающих до 300°С – 68,5% мол., в т.ч. бензиновых фракций – 49% мол.

В толще КТ-I выявлена нефтегазоконденсатная залежь.

На месторождении **Восточный Каратурун** нефтегазоносность выявлена только в среднеюрских отложениях (горизонт Ю-I). Кроме того, в юрской части разреза, на основе детальной корреляции исследователями выделено от одного до трех (скв.3) стратиграфических горизонтов (С-I, С-II и С-III) и семь юрских горизонтов (Ю-I - Ю-VII), нефтегазоносность которых по данным бурения скважин не доказана.

По скв.1 в кровле горизонта Ю-III (интервал 1081-1086 м) по данным ГИС выделен продуктивный пласт-коллектор.

В скважине 10 при опробовании кровельного пласта-коллектора (интервал 1030-1035 м) горизонта С-I получен слабый приток нефти (Q_н=3,8м³/сут).

На месторождении **Каратурун Морской** нефтегазоносность установлена в пяти мезозойских горизонтах: один горизонт - в подошве неокома (K_{1пс-I}) и четыре - в

отложениях средней юры. Залежь нефти расположена на юго-восточном блоке структуры, выделенном по отражающим горизонтам III и V. Дебиты нефти при 4-мм. штуцере составляли 16-24,3 м³/сут. Свободный газ получен при испытании лишь в скв.32, дебит достигал 4586 м³/сут. Газосодержание составляет 22-27 м³/м³. Плотность пластовой нефти составляет 0,840 г/см³, поверхностной - 0,88-0,89 г/см³.

4.4 Гидрогеологическая характеристика разреза

Динамика подземных вод описываемого района и формирование их, химического состава, в первую очередь, обусловлены его тектоническим строением. Глубокое погружение юго-востока Русской платформы, вследствие преобладания общей амплитуды нисходящих движений над общей амплитудой восходящих движений, привело к тому, что подземные воды образовали в пределах Прикаспийской впадины замкнутый гидрогеологический бассейн.

Гидрогеологические особенности подсолевых отложений в районе проектируемых работ, как с точки зрения динамики подземных вод, так и минералогического состава, изучены довольно слабо.

Из ближайших к району проектируемых работ на месторождении Толкын, минерализация воды, полученной из нижнепермских отложений, составляет 134-139 г/л, что намного отличается от состава вод палеозоя этого региона.

Для возможного варианта объяснения резкого снижения минерализации «попутной» воды в карбонатах нижней перми на месторождении Толкын следует обратиться к гидрохимической обстановке в карбонатных отложениях среднего триаса на Южном Мангышлаке. Здесь разрез юрской толщи, сложенной преимущественно песчано-глинистыми осадками, характеризуется наличием высокоминерализованных рассолов. Аналогичная минерализация установлена в песчано-глинистых отложениях верхнего триаса. Карбонаты же среднего триаса, к которым приурочены промышленные залежи нефти и газа, отличаются резким понижением показателей минерализации и плотности пластовых вод, обусловленные наличием гидрохимической инверсии.

Усредненные показатели минерализации и плотности «попутной» воды из артинской и ассельской залежей месторождения Толкын приведены в таблице 4.4.1.

На площади Сазтубе, приток воды получен из нижнепермских отложений в скв. Г-2 при испытании пластоиспытателем в интервале 3804-3838 м и 3831-3853 м.

В качестве одного из источников формирования пресных вод, с которыми связывают гидрохимические аномалии, большинство исследователей называют конденсационные воды. При этом отмечается приуроченность аномалий к зонам тектонических нарушений. Считается, что возможность участия конденсационных вод в процессе опреснения обуславливается наличием таких условий как аномально высокое пластовое давление, а также обязательное присутствие гомологов метана и кислых компонентов.

Таблица 4.4.1- Усредненные показатели минерализации и плотности «попутной» воды

№ скв.	Минерализация, %	Плотность, г/см ³
Артинская залежь		
1	6,1	1,002-1,01
3	10,5	1,005-1,01
4	4,3	1,001-1,009
5	4,4	1,001-1,005
6	11,0	1,003-1,015
С-1	10,2	1,002-1,01
14	Нет определений	1,01-1,03
Ассельская залежь		
5	20,7	1,01-1,016

В исследуемом регионе в гидрогеологическом отношении наиболее изучены мезозойские водоносные горизонты. Так, Каратурунская группа принадлежит Устьюртской системе артезианских бассейнов. По геофизическим данным в разрезе выделяются водоносные горизонты юрского, неокомского и альб-сеноманского водоносных комплексов. Наибольший интерес представляет юрский водоносный комплекс, как содержащий продуктивные горизонты и наиболее изученный в процессе проведения геологоразведочных работ. Коллекторы юрских водоносных горизонтов представлены песчаниками мелкозернистыми серого цвета, известковистыми, рыхлыми

Каратурунская группа месторождений обладает значительным энергетическим потенциалом. Динамические уровни с глубин до 1000 м восстанавливаются до перелива в период от нескольких часов до 1,5 суток. Дебиты скважин изменяются от 4,8 до 86 м³/сут.

По химическому составу пластовые воды представлены рассолами хлоркальциевого типа плотностью от 1,099 до 1,125 г/см³. Величина минерализации вод варьирует от 150 до 183 г/л. Воды сильно метаморфизованы. Коэффициент метаморфизации равен 0,66-0,86; коэффициент сульфатности изменяется от 1,2 до 6,3. Воды очень жесткие. Величина общей жесткости достигает 951 мг-экв/л. Среда пластовых вод (рН) изменяется от 5,8 до 7,6.

Из микрокомпонентов, представляющих интерес, в водах в промышленных кондициях содержатся стронций, литий, цезий, йод, бром, среднее содержание которых представлено в таблице 4.4.2.

Таблица 4.4.2 – Месторождение Каратурун Морской. Среднее содержание в водах микрокомпонентов

Микрокомпоненты	Среднее содержание по скв. 22, мг/л	Среднее содержание по скв. 23, мг/л
Йод	13,7	6,5
Бор	6,3	8,0
Бром	263,1	221,6
Фтор	0,4	0,2
Литий	38,7	2,5
Рубидий	0,2	0,1
Цезий	1,2	0,05
Стронций	996,0	373,5

Неокомский водоносный комплекс представлен водонасыщенными песками, чередующимися с глинами. Пластовые воды представляют собой метаморфизованные рассолы хлоркальциевого типа. Величина минерализации – 80,5-143 г/л. Дебиты вод составляют от долей единицы до нескольких десятков кубометров в сутки. Расчетные потенциальные дебиты водяных скважин месторождения Каламкас изменяются в пределах 35-155 м³/сут. По химическому составу воды неокомского водоносного комплекса схожи с пластовыми водами юрского водоносного комплекса и могут быть использованы для закачки в пласт.

Альб-сеноманский водоносный комплекс представлен чередованием низкоомных глинистых и песчаных пород. Песчаные коллекторы имеют значительную толщину и хорошие фильтрационные показатели и могут быть использованы в технических целях при бурении скважин.

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Контрактный участок Каратурун Морской в тектоническом отношении расположена в приграничной зоне Прикаспийской впадины и Бозашинского поднятия.

Как показал анализ геолого-геофизических данных, выделенные по кровле палеозойской толщи локальные структуры на контрактном участке Каратурун Морской - «Западная», «Северная», «Центральная», описанные в главе «Тектоника», находятся на Бузачинском поднятии. Территория, простирающаяся севернее их, за разломами, возможно, расположена в пределах шельфовых карбонатов, которые полосой протягиваются севернее Бозашинского поднятия (рис.5.1). По данным сейсморазведочных исследований, эта полоса поднятий по палеозойским отложениям представляет собой протяженную антиклиналь северо-западного простирания. По аналогии с расположенными на Южно-Эмбинском поднятии структурами, природным резервуаром служат, вероятно, известняки и доломиты артинско-ассельско-среднекаменноугольного возраста, переслаивающиеся глинами и аргиллитами.

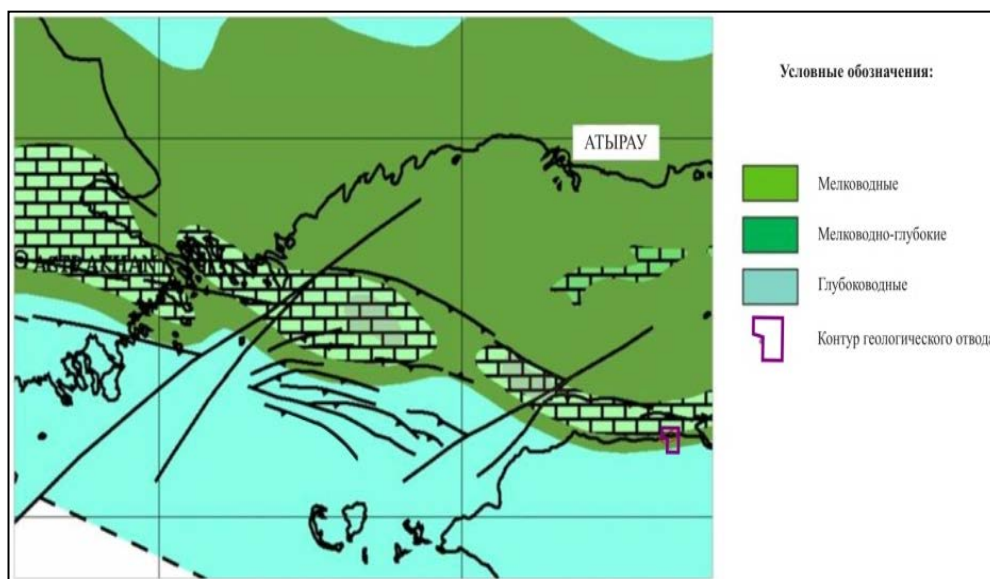


Рис. 5.1 - Строение палеозойских отложений. Карта фаций ниже-среднекаменноугольного периода приграничной зоны Прикаспийской впадины и Туранской плиты (по LoveCharles и др., 2004 г.)

В пределах контрактной территории палеозойские, предположительно, ассельско-артинские отложения вскрыты в разрезе скважины Pz-2 в интервале глубин 2700-4360 м (забой). Скважина расположена на западном склоне локальной палеозойской структуры «Западная» (Участок Западный) контрактной территории «Каратурун Морской». По данным исследований, проведенных на станции ГТИ, в интервале глубин 2700-2800 м скважины Pz-2, шлам состоит из частиц углистого аргиллита, алевролита среднезернистого, песчаника серого и светло-серого.

В разделе «Стратиграфия» дано описание пород шлама, представленного, переслаивающимися толщами углистых аргиллитов, серовато-коричневых алевролитов, песчаников, с редкими включениями известняков. В интервале 4200-4205 м выявлены мергели глинистые. Забой скважины находится в аргиллитовой толще. Аналогичные породы были ранее обнаружены в разрезах глубоких и параметрических скважин, пробуренных на площадях Каражанбас и Северные Бузачи.

По данным газового каротажа в интервале глубин 2702,8-2724 м отмечались относительно повышенные суммарные газопоказания, равные 0,105-0,210%. По люминисцентно-битуминологическому анализу ЛБА (легкого битума «А») битум в этом интервале относится к классам ГЖ-2-МБ, ЗЖ-2-МБ, ГЖ-3-МБ. По заключению интерпретаторов каротажных диаграмм породы-коллекторы в интервале 2700-2800 м представлены слабопроницаемым плотным песчаником с неясным характером насыщения.

Величина их проницаемости равна 1,3-86,7 мД, общей пористости - 6,1-14,1%, нефтегазонасыщенности - 31-75%. Максимальным нефтенасыщением характеризуются коллектора в интервале глубин 2690-2710 м.

5.1 Цели и задачи поисковых работ

Настоящим «Дополнением № 3 к Проекту разведочных работ...» на участке недр Каратурун Морской проектируется:

- бурение скважины РЗ-1 проектной глубиной 2800 м на структуре «Западная» с целью поисков залежей нефти и газа в палеозойских (нижнепермских) отложениях. Скважина РЗ-1 была запроектирована в действующем проекте 2020г. В настоящем проекте меняется ее местоположение и глубина;
- бурение семи поисковых скважин №№ КМ-10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 проектными глубинами 1250 и 1520 м с целью поисков залежей нефти в среднеюрских и триасовых отложениях в пределах прогнозируемых литологических ловушек, выделенных за пределами горного отвода.

Перед поисковым бурением ставятся следующие задачи: изучение палеозойской и мезозойских структур, установление основных литолого-стратиграфических характеристик палеозойских (нижнепермских) отложений путем биостратиграфических исследований керна и шлама, изучение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов по шламу и ГИС, испытание и опробование в колонне объектов в соответствии с рекомендациями ГИС, отбор проб пластовых флюидов, изучение физико-химических свойств нефти в поверхностных и пластовых условиях, определение их товарных качеств.

Все эти данные необходимы для подсчета запасов углеводородов по категориям C_1 и C_2 .

5.2 Система размещения проектных поисковых скважин

Скважина Pz-1 – поисковая, независимая, проектируется в сводовой части структуры «Западная» с целью поисков залежей УВ в палеозойских (нижнепермских) отложениях. Проектная глубина - 2800 м, проектный горизонт – палеозой (нижняя пермь). Условное местоположение скважины - в сводовой части палеозойского поднятия, на сейсмическом профиле 84-8609120 (граф. прил. 3, рис.5.2.1, 5.2.2).

Координаты скважины: 45° 22' 12,22" с.ш.; 52° 7' 27,16" в.д.

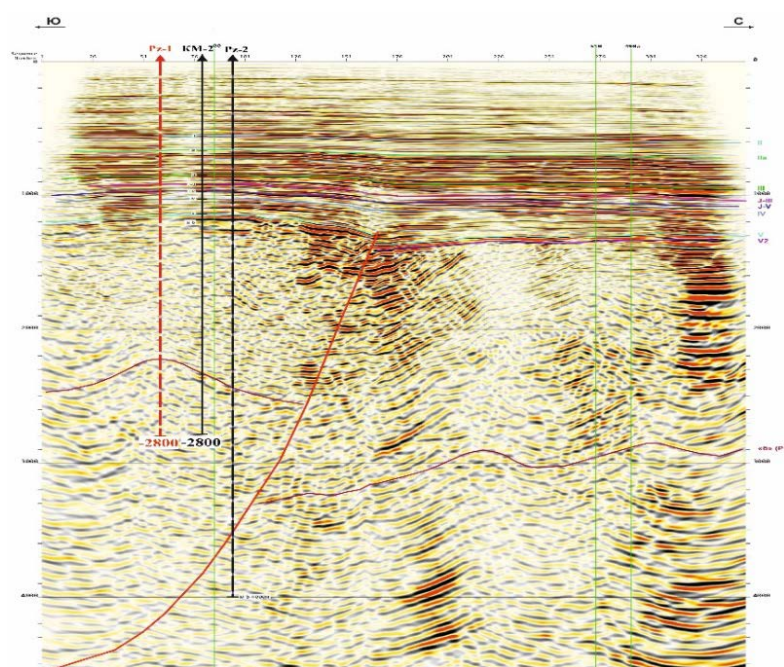


Рис. 5.2.1 - Глубинный сейсмический разрез по профилю 84-8609120

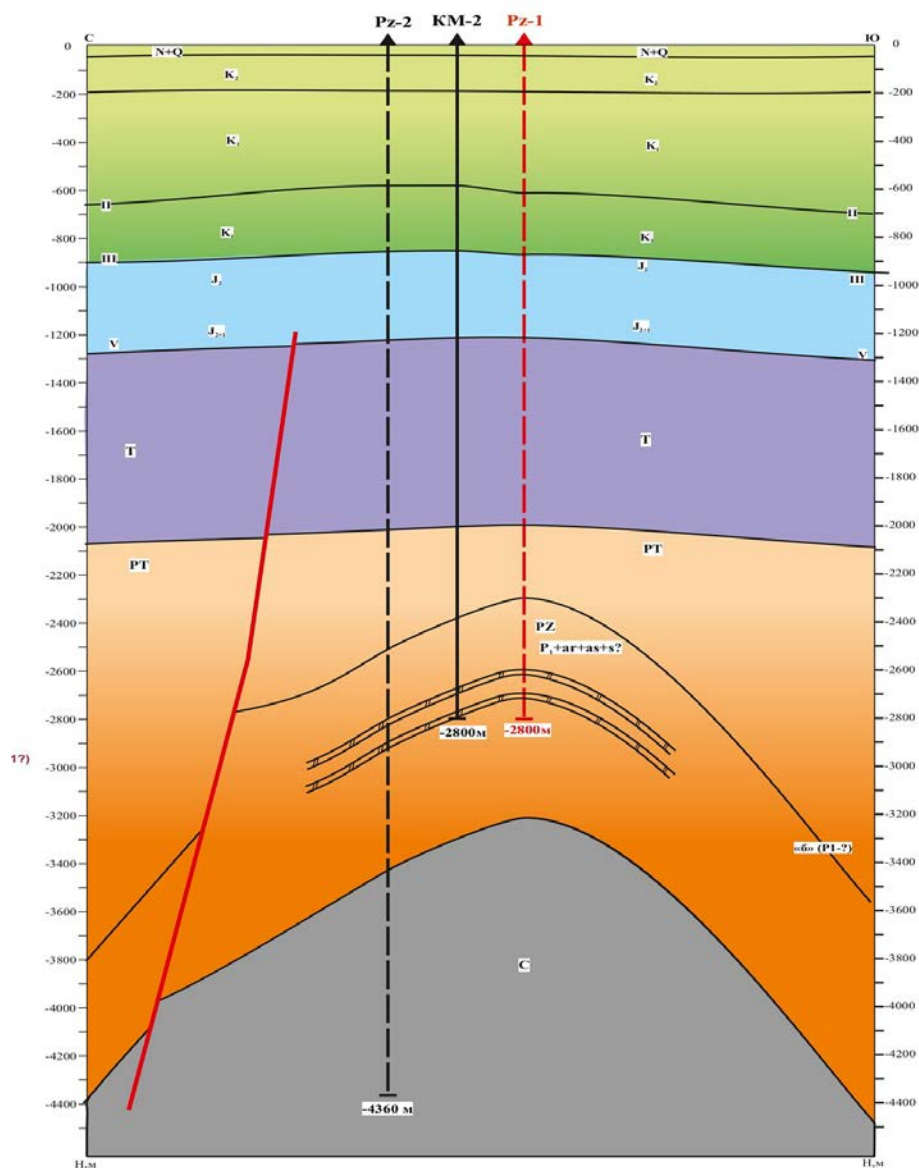


Рис. 5.2.2-Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину Pz-1

Скважина КМ-10 – поисковая, независимая, проектируется в юго-восточной части структуры Каратурун Морской в пределах прогнозируемой литологической ловушки, выделенной при динамической интерпретации данных сейсморазведки с целью поисков залежей нефти и газа в среднеюрских отложениях. Проектная глубина - 1250 м, проектный горизонт – юрский (Граф. прил.5, рис.5.2.3, 5.2.4).

Координаты скважины: 45° 23' 13,47" с.ш.; 52° 11' 49,77" в.д.

Данная скважина КМ-10 в «Дополнении к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» ...» (2023 г.) [13] была запроектирована в сводовой части участка Северный с целью поисков залежей нефти и газа в юрских отложениях. Проектная глубина - 1500 м, проектный горизонт – триас (Т"). В настоящем проекте ее местоположение и проектная глубина меняются.

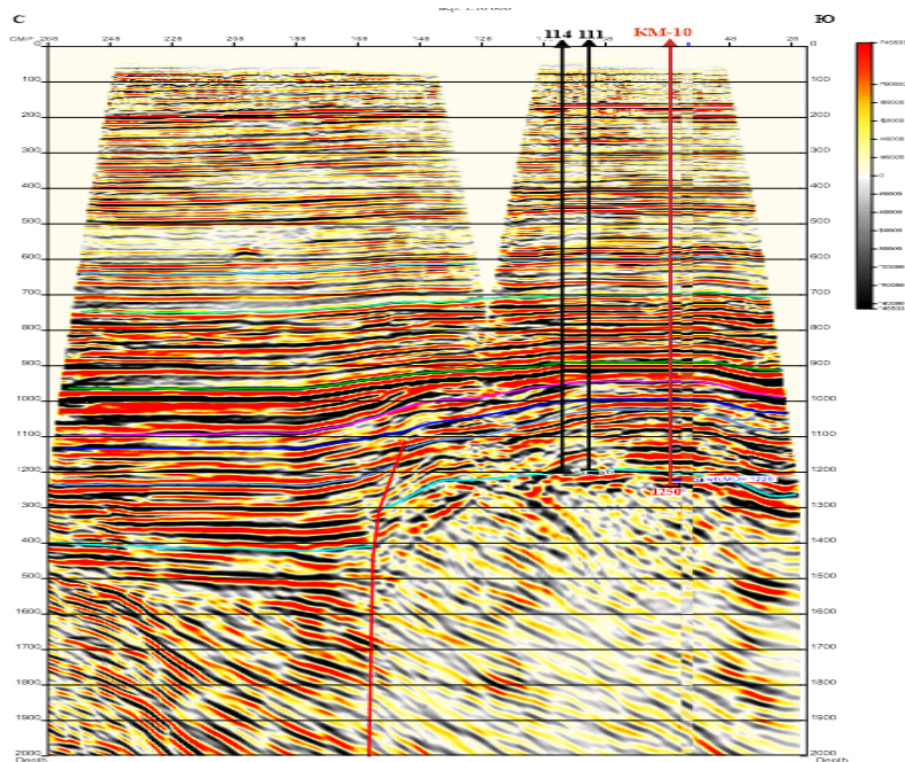


Рис. 5.2.3 - Глубинный сейсмический разрез по профилю 126 через пробуренные скважины 114, 117 и проектную скважину КМ-10

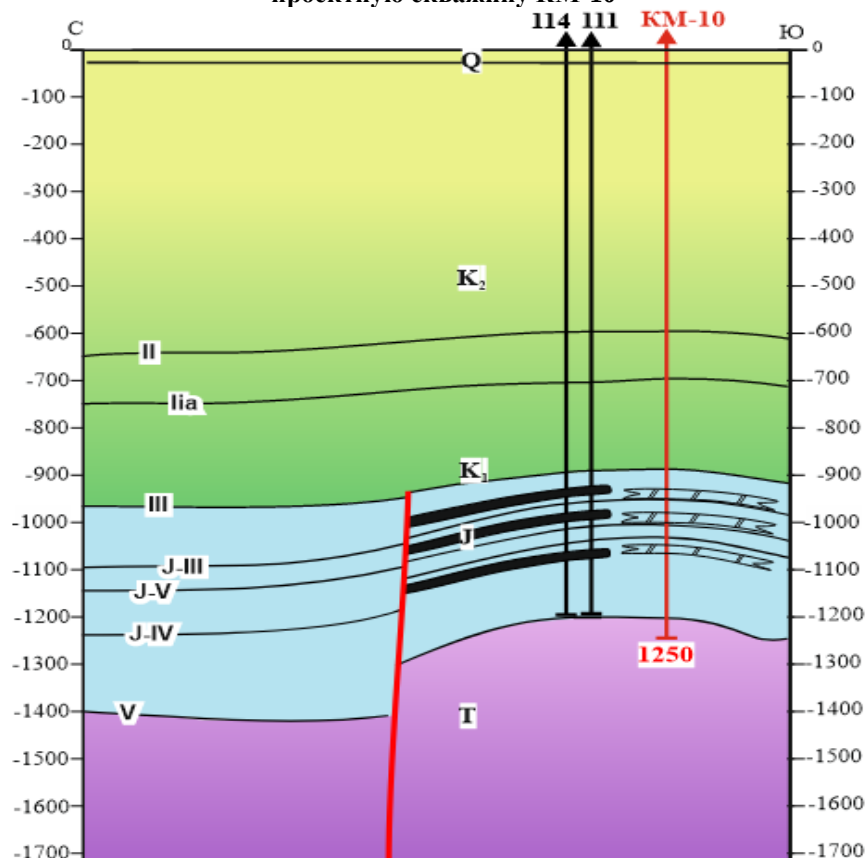


Рис. 5.2.4 - Геолого-сейсмический разрез через пробуренные скважины 114, 117 и проектную скважину КМ-10

Скважина КМ-11 – поисковая, независимая, проектируется в западной части структуры «Морской Каратурун», в пределах малоамплитудной структуры с целью поисков залежей УВ в среднеюрских отложениях. Проектная глубина - 1250 м, проектный горизонт – юрский (Граф. прил. 4, рис.5.2.5, 5.2.6).

Координаты скважины: 45° 22' 59,10" с.ш.; 52° 08' 50,29" в.д.

Скважина КМ-12 – поисковая, зависящая от бурения скважины КМ-11, проектируется в западной части прогнозируемой литологической ловушки с целью поисков залежей УВ в среднеюрских отложениях. Проектная глубина - 1250 м, проектный горизонт – юрский (Граф. прил. 4, рис.5.2.5, 5.2.6).

Координаты скважины: 45° 22' 46,14" с.ш.; 52° 8' 1,9" в.д.

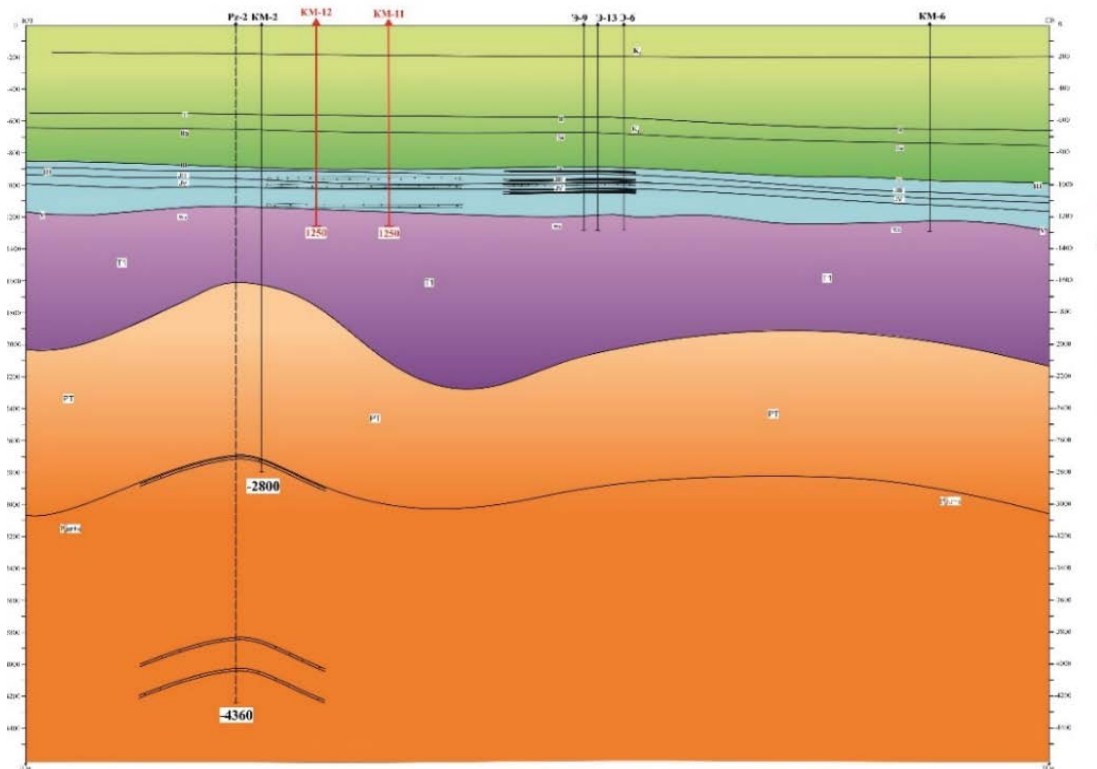


Рис. 5.2.5 - Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины КМ-11 и КМ-12

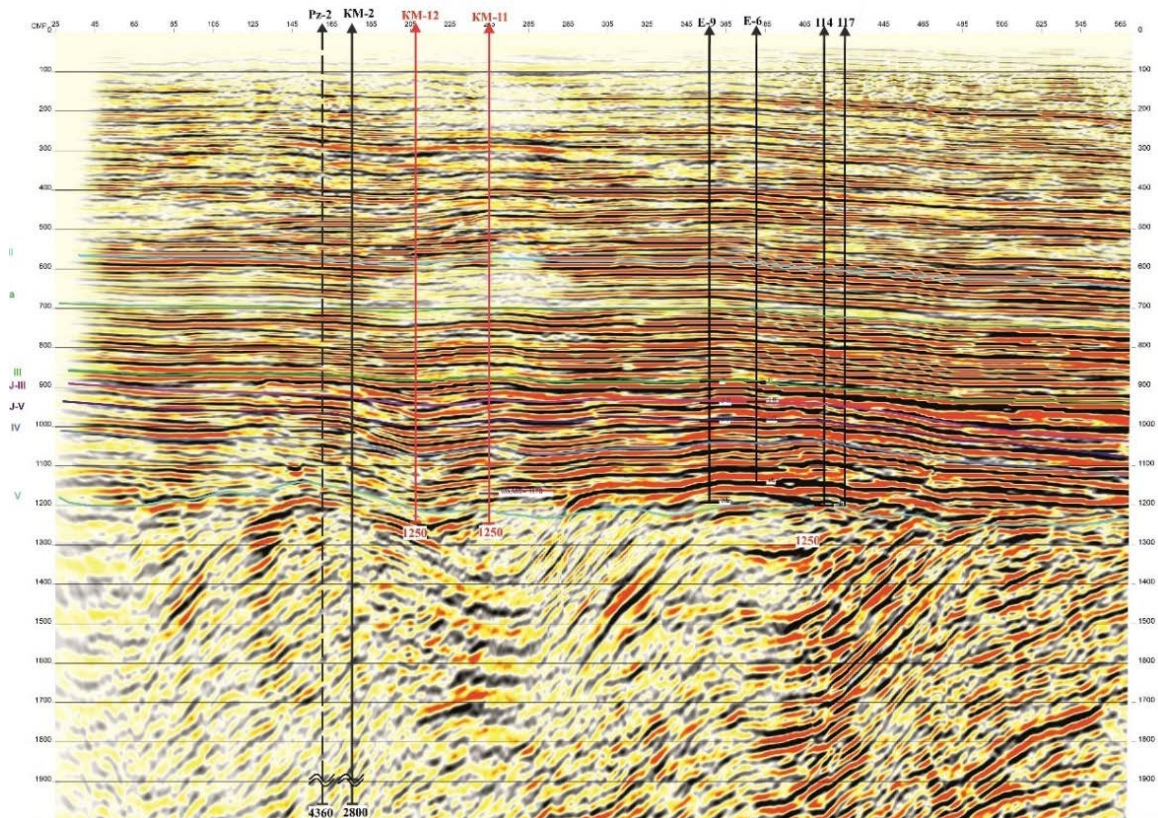


Рис. 5.2.6 - Глубинный сейсмический разрез по профилю 500 через проектные скважины КМ-11 и КМ-12

Скважина КМ-13 – поисковая, независимая, проектируется в северной части структуры «Морской Каратурун», в пределах малоамплитудной структуры с целью поисков залежей УВ в юрских и триасовых отложениях. Проектная глубина - 1520 м, проектный горизонт – триасовый (Граф. прил. 4, рис. 5.2.7, 5.2.8).

Координаты скважины: 45° 25' 25,7052" с.ш.; 52° 14' 26,4336" в.д.

Скважина КМ-14 – поисковая, независимая, проектируется в 850 м на северо-запад от скважины КМ-13 с целью поисков залежей УВ в юрских и триасовых отложениях. Проектная глубина – 1520 м, проектный горизонт – триасовый (Граф. прил. 4, рис. 5.2.7, 5.2.8).

Координаты скважины: 45° 25' 50,5848" с.ш.; 52° 14' 8,0664" в.д.

Скважина КМ-15 – поисковая, зависимая от бурения скважин КМ-13 и КМ-14 с целью поисков залежей УВ в юрских и триасовых отложениях. Проектная глубина - 1520 м, проектный горизонт – триасовый (Граф. прил. 4, рис. 5.2.7, 5.2.8).

Координаты скважины: 45° 25' 28,7652" с.ш.; 52° 14' 51,036" в.д.

Скважина КМ-16 – поисковая, независимая, проектируется в северной части структуры «Морской Каратурун», в пределах малоамплитудной структуры в 650 м южнее скважины КМ-4 с целью поисков залежей УВ в юрских и триасовых отложениях. Проектная глубина - 1500 м, проектный горизонт – триасовый (Граф. прил. 4, рис. 5.2.9, 5.2.10).

Координаты скважины: 45° 23' 51,252" с.ш.; 52° 8' 49,7796" в.д.

Ранее в скважине КМ-4 в процессе бурения среднеюрских отложениях отмечены признаки нефти. Предполагается, что эта скважина находится в зоне ВНК. Скважина КМ-16 проектируется в сводовой части структуры.

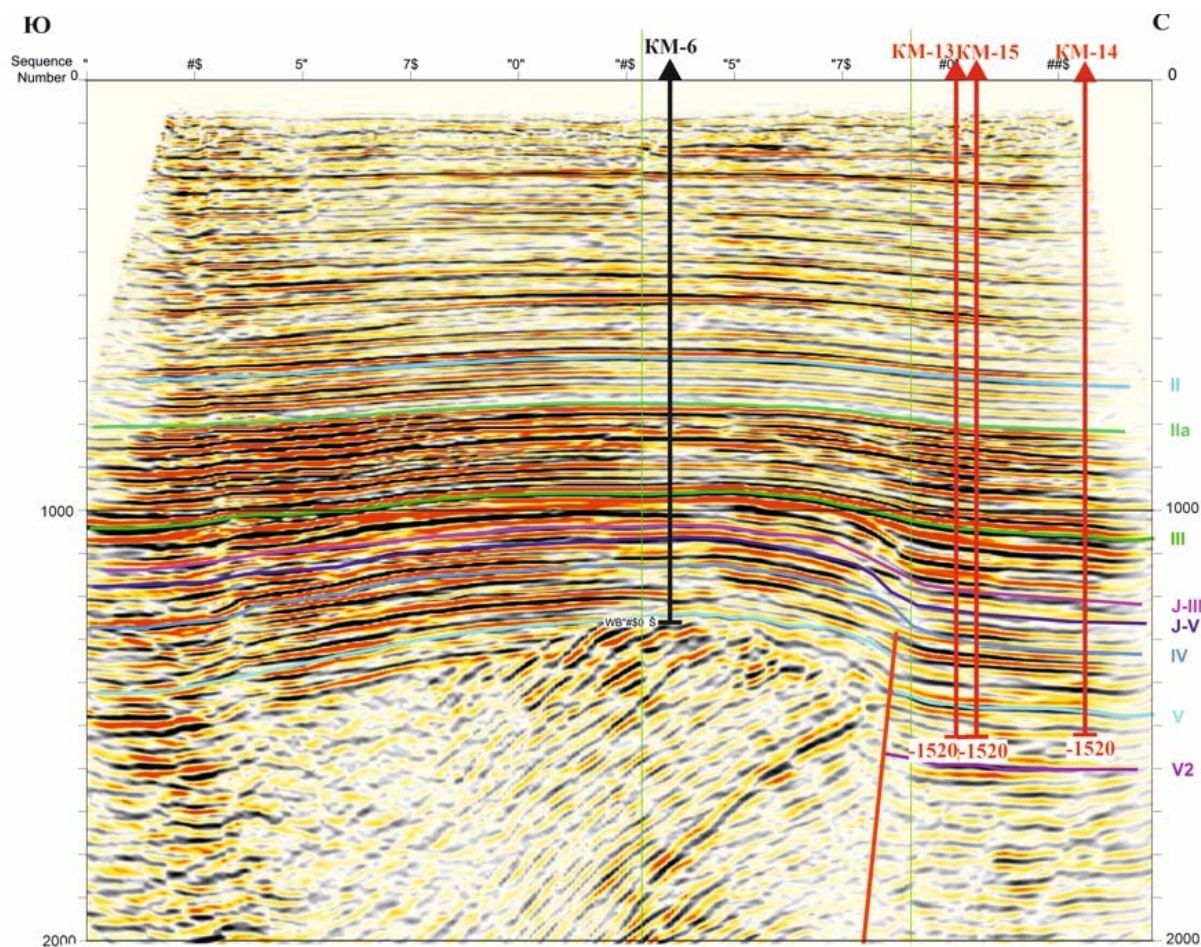


Рис. 5.2.7 - Глубинный сейсмический разрез по профилю 129 через пробуренной скважины КМ-6 и проектных скважин КМ-13, КМ-14, КМ-15

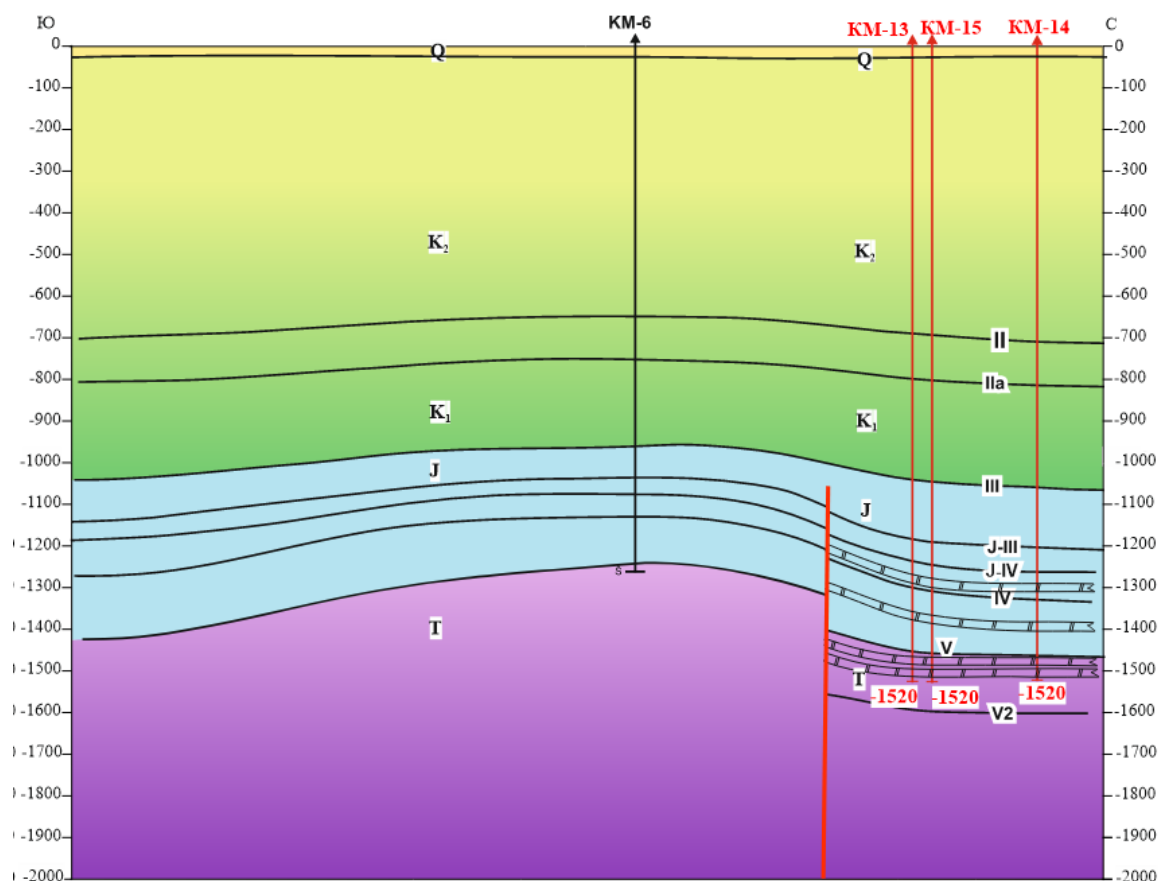


Рис. 5.2.8-Геолого-сейсмический разрез через пробуренной скважины КМ-6 и проектных скважин КМ-13, КМ-14, КМ-15

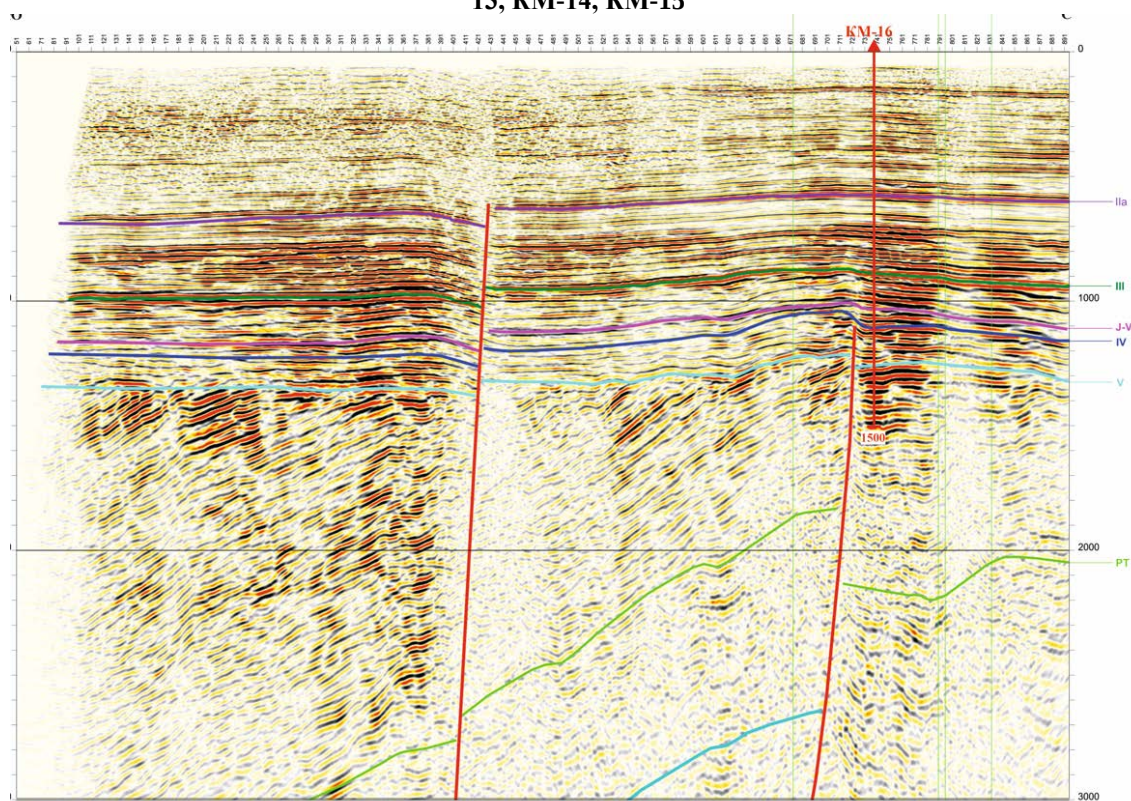


Рис. 5.2.9 - Глубинный сейсмический разрез по профилю 122 и через проектную скважину КМ-16

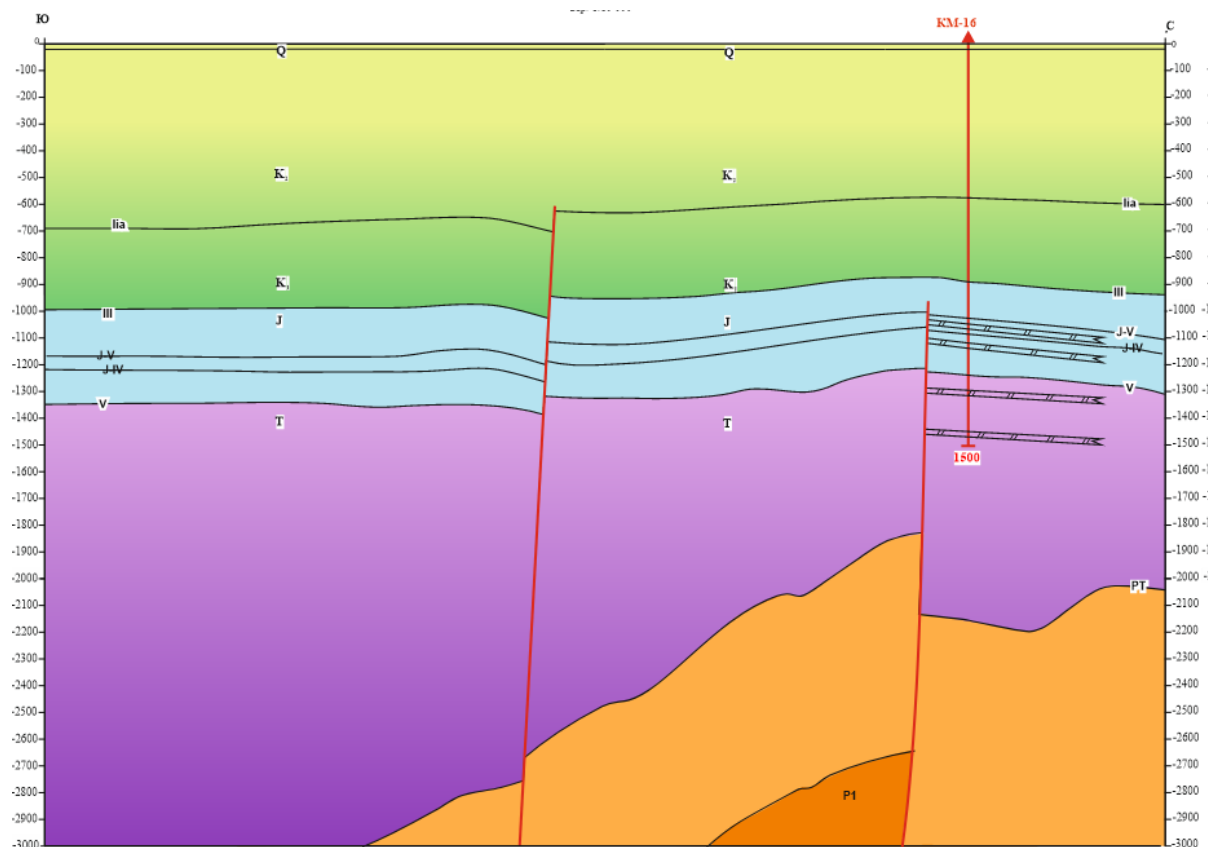


Рис. 5.2.10 - Геолого-сейсмический через проектную скважину КМ-16

5.3 Геологические условия проводки скважины

Главным критерием успешного выполнения данного «Дополнения №3 к Проекту разведочных работ...» является достижение проектной скважиной запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта, а также получение притоков нефти, не допуская аварий в процессе бурения и освоения проектных скважин Pz-1, КМ-10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 (таблицы 5.3.1, 5.3.2).

Палеозойские породы вскрыты на контрактной территории лишь в скважинах Каратурун Восточный П-1 и Pz-2. Из опыта бурения скважины Pz-2 можно сделать вывод, что геологические условия их проводки характеризуются различной сложностью.

Таблица 5.3.1 - Геологические условия проводки, прогнозируемые при бурении скважин КМ-10, КМ-11, КМ-12, КМ-16 (1250+250)

№№ п.п.	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Категории и пород
	от	до	толщина			
1	2	3	4	5	6	7
1.	0	10	10	N+Q	Глина, пески	
2.	10	200	190	K ₂	Мел, мергели, известняки с примесью песчано-алевролитового материала и редкими прослоями песчаника и глин	
3.	200	900	700	K ₁	Глинисто-песчано-алевролитовые образования	
4.	900	1190	290	J ₂₊₁	Песчано-алевролитоглинистые породы	
5.	1190	1250	60 (вскр.)	T	Песчано-алевролитоглинистые породы	

Таблица 5.3.2 - Геологические условия проводки, прогнозируемые при бурении скважин КМ-13, КМ-14, КМ-15 (1520±250)

№№ п.п.	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Категории пород
	от	до	толщина			
1	2	3	4	5	6	7
1.	0	10	10	N+Q	Глина, пески	
2.	10	200	190	K ₂	Мел, мергели, известняки с примесью песчано-алевролитового материала и редкими прослоями песчаника и глин	
3.	200	900	700	K ₁	Глинисто-песчано-алевролитовые образования	
4.	900	1460	560	J ₂₊₁	Песчано-алевролитово-глинистые породы	
5.	1460	1520	60 (вскр.)	T	Песчано-алевролитово-глинистые породы	

Таблица 5.3.3 - Геологические условия проводки, прогнозируемые при бурении скважины Pz-1 (2800±250)

№№ п.п.	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Категории пород
	от	до	толщина			
1	2	3	4	5	6	7
6.	0	10	10	N+Q	Глина, пески	
7.	10	200	190	K ₂	Мел, мергели, известняки с примесью песчано-алевролитового материала и редкими прослоями песчаника и глин	
8.	200	870	670	K ₁	Глинисто-песчано-алевролитовые образования	
9.	870	1220	350	J ₂₊₁	Песчано-алевролитово-глинистые породы	
10.	1220	2000	780	T	Песчаники и песчано-алевролитовые породы	
11.	2000	2300	300	PT	Песчаники и песчано-алевролитовые породы	
12.	2300	2800	500 (вскр.)	PZ (P _{1ar} +as+s?)	Песчаники и песчано-алевролитовые породы	

5.4 Характеристика промывочной жидкости

На основе опыта бурения поисковых скважин в пределах контрактной территории для проводки проектируемых разведочных скважин с целью предотвращения возможных нефтегазоводопроявлений и осложнений, связанных с обвалом стенок скважин, поглощением бурового раствора, прихвatom бурильного инструмента бурение необходимо вести на качественном буровом растворе, обработанном химреагентами. Особое внимание следует обратить на своевременное облегчение и утяжеление буровых растворов в зависимости от параметров вскрываемых резервуаров.

Контроль за качеством глинистого раствора осуществляется лабораторией совместно с буровой бригадой под руководством инженера по глинистым растворам и бурового мастера.

Коррективы параметров глинистого раствора могут вноситься согласно техническому проекту и в процессе бурения специалистом по бурению и главным геологом Компании.

Два-три раза за смену отбираются пробы глинистого раствора для определения водоотдачи и процентного содержания песка, статического напряжения сдвига (СНС) глинистого раствора и насыщенности его водородными ионами (рН). Замеры плотности бурового раствора и вязкости производить через каждые 10-15 минут. Данные замеры

фиксируются в журнале по глинистому раствору, здесь же фиксируется характер обработки, количество вводимых реагентов и их параметры.

Общими требованиями к промывочной жидкости, используемой при вскрытии продуктивных горизонтов, являются:

- минимальная водоотдача, обеспечивающая наименьшее загрязнение фильтратом бурового раствора пласта коллектора;
- минимально допустимая плотность, обеспечивающая наименьшее превышение гидростатического давления над пластовым;
- минимальное содержание твердой дисперсной фазы, в первую очередь, утяжелители (барит, мел) с целью снижения кольматации коллекторов.

В случаях осложнения скважины (нефтегазоводопроявления, осыпи, поглощения и т. д.) и необходимости изменения проектных параметров раствора, следует это предварительно согласовать в рамках авторского надзора с проектной организацией.

Каждый факт изменения плотности раствора в процессе бурения в связи с нефтегазоводопроявлением, должен быть зафиксирован соответствующим актом, составленным геологом участка.

Прямые признаки нефти и газа, наблюдаемые в процессе бурения в промывочной жидкости (пленка нефти или пузырьки газа и т. д.) могут быть использованы при оценке характера насыщения вскрываемых коллекторов в разрезе скважин.

Геолого-геофизическую характеристику нефтегазопроявляющего пласта следует проверить сразу после его вскрытия с помощью проведения комплекса ГИС.

При необходимости решения специальных задач по оценке нефтенасыщенности и других естественных характеристик поровых и порово-каверновых коллекторов рекомендуется обязательное бурение этих скважин на буровых растворах на углеводородной основе

Технология углубления скважин в продуктивном разрезе, режим бурения и параметры бурового раствора должны учитывать создание минимальных гидродинамических нагрузок на стенки скважины. Все эти вопросы более подробно будут рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

Бурение скважин необходимо производить на буровом растворе при параметрах, приведенных в таблицах 5.4.1, 5.4.2.

Таблица 5.4.1 - Типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважин КМ-10, 11, 12, 13, 14, 15, 16

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, сек.	Водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, дПа		Корка, мм	Содержание твёрдой фазы, %			рН	Минерализация, г/л	Пластическая Вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Примечания
						10 сек	10 мин		Коллоидной (активной) части	Песка	Всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Бентонитовый	0	100	1,12-1,15	60-70	<10	-	-	2,0	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	7-8	-	-	-	
КСИ Полимерный раствор	100	800	1,15-1,18	55-65	<7	10-20	30-40	1,0	Полимерные недиспергирую щие	<2	<2	8-9	КСИ > 3 %	25-30	70-80	
КСИ Полимерный раствор	800	1520	1,18-1,20	55-65	<5	20-25	40-50	0,5	Полимерные недиспергирую щие	<2	<2	8-9	КСИ > 3%	25-30	70-80	

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

Таблица 5.4.2 - Типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважины PZ-1

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, сек.	Водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, дПа		Корка, мм	Содержание твёрдой фазы, %			рН	Минерализация, г/л	Пластическая Вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Примечания
						10 сек	10 мин		Коллоидной (активной) части	Песка	Всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Бентонитовый	0	50	1,12-1,15	60-70	<10	-	-	2,0	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	7-8	-	-	-	
KCl Полимерный раствор	50	450	1,15-1,18	55-65	<7	10-20	30-40	1,0	Полимерные недиспергирую щие	<2	<2	8-9	KCl > 3 %	25-30	70-80	
KCl Полимерный раствор	450	1800	1,18-1,20	55-65	<5	20-25	40-50	0,5	Полимерные недиспергирую щие	<2	<2	8-9	KCl > 3%	25-30	70-80	
KCl Полимерный раствор	1800	2800	1,12-1,15	60-70	<10	-	-	2,0	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	7-8	-	-	-	

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

5.5 Обоснование типовой конструкции скважин

Выбор конструкции скважины определяется в соответствии с действующими нормативно-методическими документами, необходимостью успешного выполнения поставленных геолого-промысловых задач по осуществлению разведки и оценки нефтяной залежи с пробной эксплуатацией продуктивных скважин с учетом горно-геологических условий их проводки, а также с учетом опыта строительства скважин в пределах исследуемой территории.

Для скважины на мезозойский комплекс проектной глубиной 1520±250 предусматривается следующая конструкция (таблица 5.5.1):

- Направление – Ø323,9 мм спущено на глубину 100 м с целью предохранения устья скважины от размыва и цементируется до устья.
 - Техническая колонна Ø244,5 мм – спущен на глубину 800 м с целью перекрытия меловых, юрских, отложений и для установки противовыбросового оборудования. ВПЦ – до устья.
 - Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм спущена на глубину 1520 м с целью перфорирования перспективных горизонтов до устья.
- Все колонны будут зацементированы до устья.

В соответствии с ожидаемыми горно-геологическими условиями в мезозойской толще и с учетом возможных осложнений ниже приводится рекомендуемая конструкция скважины, которая подробно будет рассмотрена в «Техническом проекте ...» (таблица 5.5.1):

После спуска эксплуатационной колонны производится их испытание на герметичность опрессовкой давлением и снижением уровня.

Таблица 5.5.1 - Сводные данные по типовой конструкции скважины на мезозойский комплекс проектной глубиной 1520±250 м

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска			
		По вертикали		По стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
Направление	323,9	0	100	0	100
Техническая колонна	244,5	0	800	0	800
Эксплуатационная колонна	168,3	0	1520	0	1520

Для скважины на палеозойский комплекс проектной глубиной 2800±250 предусматривается следующая конструкция (таблица 5.5.2):

- Направление Ø 426 мм спускается на глубину 50 м с целью перекрытия верхних неустойчивых пород. Башмак устанавливается в плотных глинах. Установка превентора. Высота подъема цемента – до устья;
- Кондуктор Ø 323,9 мм спускается на глубину 450 м с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины, установка противовыбросового оборудования (ПВО). Высота подъема цемента – до устья;
- Техническая колонна Ø 244,5 мм спускается на глубину 1800 м с целью перекрытия неустойчивых, прихватоопасных отложений нижней перми кунгурский ярус соленосных. Оборудование устья скважины ПВО. Высота подъема цемента – до устья;
- Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм спускается на глубину 2800±250 м с целью вскрытия и опробования продуктивного пласта. Высота подъема цемента – до устья.

В соответствии с ожидаемыми горно-геологическими условиями в палеозойской толще и с учетом возможных осложнений ниже приводится рекомендуемая конструкция

скважины, которая подробно будет рассмотрена в «Техническом проекте ...» (таблица 5.5.2).

После спуска эксплуатационной колонны производится их испытание на герметичность опрессовкой давлением и снижением уровня.

Таблица 5.5.2-Сводные данные по типовой конструкции скважины на палеозойский комплекс проектной глубиной 2800±250 м

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Группа прочности стали	Высота подъема цементного раствора за колонной, м	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Направление	426	-	50	-
2	Кондуктор	323,9	-	450	-
3	Техническая колонна	244,5	-	1800	-
4	Эксплуатационная	168,3	-	2800 (±250) м	-

5.6 Оборудование устья скважины

Противовыбросовое оборудование должно обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки, обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему, отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования подробно будут рассмотрены в «Техническом проекте...».

Типы противовыбросового оборудования (ПВО), устанавливаемого на устье скважины, приведены в таблице 5.6.1.

Таблица 5.6.1 - Оборудование устья скважины

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа	Количество превентора, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается превентор, мм
1	2	3	4	5
ОКК2-350-168x244,5x324	35,0	-	1	Эксплуатационная
АФКЭ2-65x350	35,0	-	1	Ø168,3 мм

В процессе бурения скважин необходимо проводить комплекс исследовательских работ, включающий проведение геофизических исследований скважин, испытание перспективных интервалов, отбор шлама, пластовых флюидов и газа. Особое внимание необходимо уделять перспективному нижнепермскому (палеозойскому) комплексу.

При бурении независимой скважины Рз-1 проектной глубиной 2800 м предусмотрен отбор керна, шлама и пластовых флюидов из палеозойской толщи.

Интервалы отбора керна, шлама, методы и интервалы испытания перспективных горизонтов будут уточняться специалистами Заказчика и подрядной Компанией в процессе проводки скважины и по результатам геофизических исследований.

5.7 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований

В процессе бурения скважин необходимо проводить комплекс исследовательских работ, включающий проведение геофизических исследований скважин, испытание перспективных интервалов, отбор керна, шлама, пластовых флюидов.

При бурении проектных скважин предусмотрен отбор керна и пластовых флюидов из верхнетриасовой перспективной части разреза.

Интервалы отбора керна, методы и интервалы испытания продуктивных горизонтов будут уточняться специалистами Заказчика и подрядной Компанией в процессе проводки скважин и по результатам геофизических исследований.

Необходим полный анализ керна, шлама в лабораторных условиях (биостратиграфические исследования, литологические, петрофизические и т.д.), что позволит получить наиболее достоверные сведения о разрезе и провести корректное сопоставление этих материалов с данными ГИС.

5.7.1 Отбор керна и шлама

В проектируемой независимой скважине Pz-1 планируется отбор керна из перспективных интервалов с целью получения информации о фильтрационно-емкостных и петрофизических свойствах горных пород (пористость, проницаемость, карбонатность, гранулометрический состав и др.), являющихся исходными данными при подсчете запасов УВ и проектировании пробной эксплуатации.

Отбор керна рекомендуется производить с помощью современных керноотборочных снарядов. Вынос керна планируется не менее 80-100% от каждого долбления с отбором керна.

В процессе бурения скважин интервалы отбора керна будут уточняться и меняться геологической службой Недропользователя в зависимости от различных факторов.

Образцы с признаками нефти герметизируются и максимально быстро доставляются в соответствующую лабораторию для комплексного анализа. Дальнейшее углубление скважины продолжать со сплошным отбором керна до полного исчезновения этих признаков.

В процессе бурения необходимо вести постоянное наблюдение за нефтегазопроявлениями, появлением пленок нефти или пузырьков газа в выходящем потоке глинистого раствора. Во всех случаях нефтегазопроявлений производить отбор проб нефти и газа на лабораторный анализ.

С отбором керна в палеозойских отложениях в проектируемой скважине предусматривается проходить не менее 20 м.

В интервалах между отборами керна рекомендуется вести отбор и описание шлама. При взятии образцов шлама следует отмечать глубину, соответствующую положению забоя скважины. Шлам описывается в том же порядке и с той же степенью детальности, что и керн. Описание шлама заносится в геологический журнал.

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

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

При отборе шлама и его привязки к разрезу скважины, необходимо учитывать время отставания подъёма шлама из скважины и вносить соответствующие поправки.

Шлам будет отбираться через 20 метров в юрской толще, из продуктивной части разреза - через каждые 10 метров проходки. В случае нефтегазопроявлений предусмотреть отбор грунтов со стенок скважины и шлама через каждый 1 м.

Шлам пакуются в специальные мешочки, которые этикируются (на этикетке указываются: название площади, № скважины, глубина с учётом поправки на отставание, № образца).

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

Рекомендуемые проектные интервалы отбора керна в проектируемых скважинах КМ-10, КМ-11, КМ-12, КМ-13, КМ-14, КМ-15, КМ-16 и Рз-1, приведены в таблицах 5.7.1.1 и 5.7.1.2.

Таблица 5.7.1.1 - Проектные интервалы отбора керна в проектируемых скважинах КМ 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16

№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Отбор шлама
КМ-10	J	900-920	20	Частота отбора шлама - каждый 20 м в терригенной толще
		960-980	20	
		1010-1030	20	
		1040-1060	20	
		1120-1140	20	
Итого			100	
КМ-11 КМ-12	J	920-940	20	
		990-1010	20	
		1040-1060	20	
		1080-1100	20	
		1110-1130	20	
Итого			100	
КМ-15	J	1240-1260	20	
		1340-1360	20	
		1430-1450	20	
	Т	1460-1480	20	
		1490-1510	20	
Итого			100	
КМ-14	J	1260-1280	20	
		1340-1360	20	
		1430-1450	20	
	Т	1465-1485	20	
		1495-1515	20	
Итого			100	
КМ-13	J	1230-1250	20	
		1320-1340	20	
		1430-1450	20	
	Т	1465-1485	20	
		1495-1515	20	
Итого			100	
КМ-16	J	980-1000	20	
		1110-1130	20	
		1200-1220	20	
	Т	1290-1310	20	
		1380-1400	20	
Итого			100	
			Всего: 600 м	

Примечание: Объем и интервал отбора керна и шлама в процессе бурения будет корректироваться геологической службой Заказчика по результатам данных ГТИ и на усмотрение участкового геолога в процессе бурения скважин.

Таблица 5.7.1.2 - Проектные интервалы отбора керна по проектируемой скважине Pz-1

№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Отбор шлама
Pz-1	PZ (P _i)	2600-2620	20	Частота отбора шлама - каждый 20 м в терригенно-карбонатной толще
		2670-2690	20	
		2700-2720	20	
		2740-2760	20	
		2780-2800	20	
			Всего: 100 м	

Примечание: Объем и интервал отбора керна и шлама в процессе бурения будет корректироваться геологической службой Заказчика по результатам данных ГТИ и на усмотрение участкового геолога в процессе бурения скважины.

5.7.2 Геофизические и геохимические исследования

Геофизические и геохимические исследования, предусмотренные в настоящем проекте, включают в себя постоянный контроль установкой станции геолого-технологического контроля (ГТИ) и выполнение обязательного комплекса промыслово-геофизических исследований. Комплекс ГИС включает электрометрические, акустические, радиометрические методы исследований, а также газовый каротаж, геохимические исследования и отбор проб флюидов.

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

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

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

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

- расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, привязку пластов по глубине;
- детальную литологическую характеристику каждого пласта, выделение коллекторов всех типов (поровых, трещинных, каверновых и смешанных) и определение их параметров – коэффициентов глинистости, общей и эффективной пористости, проницаемости;
- разделение коллекторов по характеру насыщенности на продуктивные и водоносные, а продуктивных – на газо- и нефтенасыщенные;
- определение положений межфлюидных контактов, границ переходных зон, эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин.

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 УВ.

Технологический контроль и описание образцов шлама под бинокулярным микроскопом будет регистрироваться с первой спускоподъемной операции до забоя.

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

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

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

В таблицах 5.7.2.1 и 5.7.2.2 приведены планируемый комплекс геолого-геофизических исследований, который необходимо проводить в проектируемой скважине, а также рекомендуемые методы, которые будут проводиться по мере необходимости.

Таблица 5.7.2.1 - Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах глубиной 1520±250 м

№№ п/п	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервалы исследования, м	
			От (верх)	до (низ)
1	3	4	5	6
1	ГТИ	-	10	1520
2	Общие исследования: КС, ПС, ГК, АК, АКЦ, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия.	1:500	400	1520
3	<i>Детальные исследования:</i> БКЗ, ПС, ИК (ВИКИЗ), БМК, МКЗ, ГК, СГК, НК, ГГК-П, АК, резистивиметрия, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия. Широкополосный акустический каротаж (Sonic Scanner), литоплотностной каротаж. <i>Дополнительные методы:</i> FMI - высокоразрешающий электр. скважинный имиджер; RCI, MDT- модульный динамический испытатель пластов на кабеле; ЯМР- ядерно-магнитный каротаж или их аналоги.	1:500 1:200	800	1520
4	АКЦ с ФКД, СГДТ, термометрия, ГК, ЛМ (локатор муфт)	1:500	В интервалах спуска колонн	
5	При испытании пластов провести комплекс ГИС-контроль: плотнометрия (ПЛ), влагометрия (ВЛ), STD, РГД, РИС, ГК, ЛМ, манометр (МН)	1:500 1:200	в интервалах опробования пластов	

Таблица 5.7.2.2-Планируемый комплекс ГИС в проектируемой скважине глубиной 2800±250 м

№№ п/п	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервалы исследования, м	
			от (верх)	до (низ)
1	3	4	5	6
1	ГТИ	-	10	2800
2	Общие исследования: КС, ПС, ГК, АК, АКЦ, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия.	1:500	400	2800
3	<i>Детальные исследования:</i> БКЗ, ПС, ИК (ВИКИЗ), БМК, МКЗ, ГК, СГК, НК, ГГК-П, АК, резистивиметрия, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия. Широкополосный акустический каротаж (Sonic Scanner), литоплотностной каротаж. <i>Дополнительные методы:</i> FMI - высокоразрешающий электр. скважинный имиджер; RCI, MDT- модульный динамический испытатель пластов на кабеле; ЯМР- ядерно-магнитный каротаж или их аналоги.	1:500 1:200	1750	2800
4	АКЦ с ФКД, СГДТ, термометрия, ГК, ЛМ (локатор муфт)	1:500	В интервалах спуска колонн	
5	При испытании пластов провести комплекс ГИС-контроль: плотнометрия (ПЛ), влагометрия (ВЛ), STD, РГД, РИС, ГК, ЛМ, манометр (МН)	1:500 1:200	в интервалах опробования пластов	

5.7.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Данным проектом с целью изучения продуктивных горизонтов предусматривается опробование пластов в открытом стволе и в обсаженной скважине.

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

Исследования на приток при фонтанирующих объектах производятся методом установившихся отборов. При не фонтанирующих объектах проводится прослеживание уровня до достижения статического уровня.

Производятся замеры устьевых и забойных давлений, отбор глубинных проб нефти и газа. Изоляцию объектов производить установкой цементных мостов или взрыв-пакеров.

Изменение проектных параметров опробования и испытания может быть изменено геологической службой по фактическим данным.

В эксплуатационных колоннах предполагается испытать: 25 объектов в мезозойской толще (КМ-10 – КМ-16) и 2 объекта в скважине Рз-1 в палеозойских (нижнепермских) отложениях (таблицы 5.7.3.1 и 5.7.3.2).

Таблица 5.7.3.1 - Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне

№№ скв.	Возраст	Интервал испытания, м	Количество объектов
1	2	3	4
КМ-10	J	930-950	1
		980-1000	1
		1050-1070	1
ВСЕГО:			3
КМ-11 КМ-12	J	950-970	2
		1000-1020	2
		1120-1140	2
ВСЕГО:			6
КМ-15	J	1280-1300	1
		1370-1390	1
	T	1470-1490	1
		1500-1520	1
ВСЕГО:			4
КМ-14	J	1290-1310	1
		1390-1410	1
	T	1470-1490	1
		1500-1520	1
ВСЕГО:			4
КМ-13	J	1270-1290	1
		1360-1380	1
	T	1470-1490	1
		1500-1520	1
ВСЕГО:			4
КМ-16	J	1050-1070	1
		1120-1140	1
	T	1300-1320	1
		1450-1470	1
ВСЕГО:			4
ИТОГО:			25

Таблица 5.7.3.2 - Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне на палеозой

№№ скв.	Возраст	Интервал испытания, м	Количество объектов
1	2	3	4
Структура Каратурун Морской			
Pz-1	PZ (P ₁)	2600-2620	1
		2700-2720	1
ИТОГО:			2

В таблице 5.7.3.2 приведены прогнозируемые дебиты нефти, газосодержание и плотность. В палеозойских отложениях Бузачинского поднятия залежи УВ не выявлены, в соседних нефтегазоносных районах Прикаспийской впадины коллекторами являются карбонаты, а типы пластовых резервуаров – пластово-массивные.

В связи с этим, в настоящем Проекте приняты значения, указанные в таблице 5.7.3.2, характерные для среднеюрских залежей с учетом залегания прогнозируемых горизонтов в нижнепермских отложениях.

Таблица 5.7.3.2 - Прогнозируемые дебиты нефти, плотности и газосодержания нефти

Скважина	Каратурун Морской Pz-1
Геологический возраст ожидаемых продуктивных горизонтов	PZ (P ₁)
Ожидаемые параметры	дебит нефти – 25 м ³ /сут, плотность нефти – 0,830 кг/м ³ газосодержание – 150 м ³ /т
Скважины	КМ-10, 11, 12, 13, 14, 15, 16
Геологический возраст ожидаемых продуктивных горизонтов	J, T
Ожидаемые параметры	дебит нефти – 10 м ³ /сут, плотность нефти – 0,890 кг/м ³ газосодержание – 27 м ³ /т

5.7.4 Лабораторные исследования

В соответствии с задачами разведочного бурения и на основе прогнозируемого выноса керна и возможного количества нефтегазоносных объектов определены объемы лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.

Образцы пород шлама 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, палеонтологические и петрографо-минералогические исследования.

Планируется провести полный анализ нефти, газа и пластовой воды, отобранных в результате испытания пластов-коллекторов на определение углеводородов. В пробах нефти определяется содержание смол, асфальтенов, парафина, тяжелых углеводородов и химических элементов.

Более точное количество отбора образцов проб флюидов решается геологической службой Недропользователя как в процессе бурения, так и при освоении продуктивных коллекторов. Кроме того, ими осуществляется наблюдение и контроль за выполнением работ по отбору проб флюидов в колонне.

Виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов приводятся в таблице 5.7.4. Анализы будут производиться в научно-исследовательских лабораториях, результаты должны предоставляться Заказчику в виде отчетов и заключений.

Таблица 5.7.4 – Виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Объем работ
1	Полный минералогический анализ пород	Образец	10
2	Определение карбонатности	Образец	10
3	Определение гранулометрического состава	Образец	10
4	Микроскопический анализ шлифов	Образец	10
5	Определение пористости и плотности	Образец	15
6	Определение проницаемости	Образец	15
7	Определение нефтегазонасыщенности	Образец	15
8	Комплексное исследование глубинных проб пластового флюида рекомбинированных проб (PVT)	Проба	2
9	Анализ пластовой воды	Проба	4
10	Полный анализ поверхностных проб нефти	Проба	4

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

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

На участке «Каратурун Морской» на этапе разведочных работ попутные поиски вод для хозяйственно-питьевого, технического и мелиоративного водоснабжения, минеральных и термальных вод, а также твердых полезных ископаемых, цветных и редких металлов, строительных материалов и различных видов сырья не предусмотрены.

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ

При бурении скважины должна постоянно вестись геологическая документация от начала до завершения их строительства.

Документы, предшествующие бурению скважин:

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

На бурящуюся скважину заводится «Дело-документы», включающее в себя:

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

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

По завершению производства работ на основе систематизации, анализа геолого-геофизической информации, интерпретации материалов ГИС, обобщения данных лабораторных исследований пластовых флюидов, результатов промысловых исследований, технико-технологических условий проводки скважин будут получены новые данные о его геологическом строении и произведена оценка запасов нефти и газа.

Виды и объемы, планируемых исследовательских работ показаны в таблицах 7.1 и 7.2.

Таблица 7.1 - Основные показатели проектируемых работ в скважинах КМ-10, 11, 12, 13, 14, 15, 16

№ п/п	Виды работ	Единицы измерения	Объем работ по проекту	Количество образцов пород и проб УВ на анализ
1	Объем бурения	м	9810	-
2	Количество скважин	единица	7	-
3	Отбор керна	м	700	30
4	Объем шлама	проба	490	490
5	ГИС	м	9810	-
6	Опробование и испытание объектов в экс. колонне	кол-во объектов	25	25

Таблица 7.2 - Основные показатели проектируемых работ в скважине Pz-1

№ п/п	Виды работ	Единицы измерения	Объем работ по проекту	Количество образцов пород и проб УВ на анализ
1	Объем бурения	м	2800	-
2	Количество скважин	единица	1	-
3	Отбор керна	м	100	30
4	Объем шлама	проба	70	70
5	ГИС	м	2800	-
6	Опробование и испытание объектов в экс. колонне	кол-во объектов	2	2

8. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

В соответствии с пунктом 2 статьи 126 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», ликвидация последствий недропользования производится:

1) на участке недр, право недропользования по которому прекращено, за исключением случаев, предусмотренных [подпунктами 2\) и 3\) пункта 4 статьи 107](#) настоящего Кодекса;

2) на участке недр (его части), который (которую) недропользователь намеревается вернуть государству в порядке, предусмотренном [статьей 114](#) настоящего Кодекса.

Финансирование работ, связанных с ликвидацией или консервацией объекта, осуществляется за счет средств ликвидационного фонда.

Согласно п. 6, 7 этой статьи, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море. Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий разведки, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте поисковых работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных таким проектным документом.

Право контроля, ответственность за своевременное и качественное проведение работ при ликвидации скважины, охрану недр и рациональное использование природных ресурсов, несет пользователь недр.

Ликвидация последствий деятельности недропользования по углеводородам проводится в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения экспертиз проектом ликвидации недропользования.

Ликвидация последствий недропользования проводится: на участке, по которому прекращено право недропользования, на участке недр, который недропользователь намеревается возратить государству.

Обязательным является ликвидация скважин, которые подлежат ликвидации по техническим или геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях в соответствии с проектами, реализуемыми в период разведки и добычи.

Финансирование работ по ликвидации и консервации всех видов деятельности недропользования по углеводородам осуществляется за счет средств недропользователя.

Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок услугодателей, работающих на рынке услуг.

Ниже приводятся нормативы затрат рабочего времени работников и спецтехники по видам работ при ликвидации.

Сметная стоимость ликвидации одной скважины приведена в таблице 8.1.

Все произведенные экономические расчеты являются плановыми.

Таблица 8.1 – Сметная стоимость ликвидации одной скважины

№	Описание	Сутки	Стоимость суток, тенге	Всего в тенге
1	Буровой станок ZJ-20			
1.1	арендная ставка станка	4	540 000	2 160 000
1.2	установка 1 цементного моста	0,5	1 087 800	543 900
1.3	установка 2 цементного моста	0,5	1 087 800	543 900
1.4	установка отводов для наблюдения за давлениями	1	800 000	800 000
1.5	аренда скрепера	1	800 000	800 000
	Итого			4 847 800

2	Сервис по цементированию			
2.1	опрессовка	1	55 125	55 125
2.2	цементировочное сопровождение	26	10 731	279 006
2.3	цементировочное оборудование	1	588 000	588 000
Итого				922 131
3	Расходные материалы			
3.1	цемент	7	62 475	437 325
3.2	добавки к цементу	1	294 000	294 000
3.3	ретернер	1	735 000	735 000
3.4	буровой раствор для глушения, м ³	120	12 495	1 499 400
Итого				2 965 725
Общая стоимость на 1 скважину				8 735 656
Общая стоимость на 8 скважин				69 885 248

Затраты на рекультивацию земли

При расчете стоимости рекультивации земель учтены только земельные участки, отведенные под бурение проектных скважин.

Перед технической рекультивацией земельных площадей, отведенных под бурение скважин, 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 ликвидации скважины, определяется размерами земельного отвода скважины.

Общее время рекультивации составляет 36 часов на 1 скважину.

Работы по *технической рекультивации* земли необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Таблица 8.2 - Объемы и виды работ при технической рекультивации земель

№п/п	Наименование и характеристика	Ед. изм.	Стоимость, тенге	Объем работ	Общая стоимость, тенге
1	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами	га	93 062	0,16	14 890
2	Вывоз загрязненного грунта, мусора	т	84 000	1,86	156 240
3	Планировка площадки	га	95 000	0,16	15 200
4	Сбор, резка и вывоз металлолома	т	25 000	1,5	37 500
5	Транспортировка машин и механизмов	км	100 000	2	200 000
	Итого				423 830

Таблица 8.3 - Сводная таблица затрат на ликвидацию проектных скважин КМ-10, КМ-11, КМ-12, КМ-13, КМ-14, КМ-15, КМ-16 и Рз-1

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	2	3	4
1	Ликвидация 8 проектных скважин	тенге	69 885 248
2	Рекультивация земли	тенге	423 830
	Итого	тенге	70 309 078
	Прочие расходы, 10%	тенге	7 030 908
	Итого на 8 скважин	тенге	77 339 986

Таким образом, затраты по ликвидации на период реализации данного проекта составляет 77 339 986 тенге.

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

9.1 Охрана атмосферного воздуха

Качественное состояние атмосферного воздуха в районе проведения поискового бурения на контрактном участке «Каратурун Морской» зависит от компонентного состава вредных выбросов, производимых, в основном, в процессе бурения и крепления скважин. Источниками таких выбросов являются основные установки и агрегаты, обеспечивающие производственный процесс (организованные источники) и временно привлекаемые агрегаты (неорганизованные источники).

В целях контроля состояния компонентов окружающей среды в районе проводимого поисково-разведочного бурения и предупреждения их изменения вследствие техногенного воздействия на буровых площадках должен осуществляться производственный мониторинг окружающей среды по согласованной в установленном порядке программе Подрядной буровой компанией.

Одновременно с отбором проб атмосферного воздуха необходимо фиксировать данные о метеопараметрах – направлении и скорости ветра, температуре воздуха, давлении, влажности, особых явлениях природы (при наличии таковых).

Для сохранения нормативного качества атмосферного воздуха и минимизации уровня воздействия бурения и испытания скважин на атмосферу (воздух) необходимо выполнить следующие технические и организационные мероприятия:

- осуществлять контроль и соблюдение нормативов на выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- разработать и выполнять мероприятия по снижению вредных выбросов в периоды неблагоприятных метеорологических условий;
- разработать и выполнить мероприятия по снижению вредных выбросов в атмосферу на основе оптимизации технологического цикла бурения и испытания скважин;
- определить параметры организованных источников выбросов, обеспечивающих минимальные приземные концентрации вредных веществ в атмосфере;
- размещать производственные и жилые объекты с учётом условий рассеивания в атмосфере выбрасываемых вредных веществ, обеспечивающих минимальные приземные концентрации;
- исключить случайные и аварийные разливы нефтепродуктов;
- оборудовать емкости для хранения нефтепродуктов дыхательной арматурой;
- максимально использовать буровое и технологическое оборудование с электрическим приводом;
- предотвращать выбросы нефти при вскрытии продуктивных горизонтов при бурении скважин созданием противодавления столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление, установкой на устье скважин противовыбросового оборудования;
- осуществлять мониторинг атмосферного воздуха.

Расположение бурового комплекса на значительном удалении от населенных пунктов, высокая рассеивающая способность атмосферы района, предусмотренные проектом мероприятия по защите атмосферы от загрязнения, позволяют оценить воздействие на атмосферный воздух на этапе проходки скважины как незначительное.

9.2 Охрана и рациональное использование земельных ресурсов

По почвенно-географическому районированию объекты бурения располагаются на землях пастбищного предназначения.

Согласно Земельному Кодексу, охрана земель включает систему правовых, организационных, экономических, технологических и других мероприятий, направленных на охрану земли как части окружающей среды, рациональное использование земель, предотвращение необоснованного изъятия земель из сельскохозяйственного и лесохозяйственного оборота, а также на восстановление и повышение плодородия почв.

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов должны предусматривать использование земельного участка в соответствии с целевым назначением, то есть:

- проведение проектируемых работ строго в пределах отведённого земельного участка;
- движение автотранспорта только по существующим или временно проложенным автодорогам;
- своевременное проведение рекультивации нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств и вовлечение их в хозяйственный оборот.

Применение природоохранных технологий производства для исключения причинения вреда окружающей природной среде и ухудшения экологической обстановки в результате хозяйственной деятельности предусматривает:

- использование передовых технологий и современного оборудования;
- использование экологически безопасных химических реагентов и материалов;
- соблюдение технологических режимов и исключение аварийных выбросов и сбросов;
- исключение утечек ГСМ;
- строгий контроль герметизации оборудования.

Необходимо регулярно осуществлять мониторинг почв в целях предотвращения развития деградационных процессов в результате техногенного воздействия.

При отрицательных результатах бурения скважины ликвидируются. Структура и состав проектной документации по ликвидации скважины будут определены в соответствии с действующими нормативными требованиями и включают разделы по ликвидации и консервации скважины, предусмотренные «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» (приказ МЭ РК № 200 от 22.05.2018 г).

Работы по ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния будут проводиться по Планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды, согласованных с территориальным подразделением уполномоченного органа в области промышленной безопасности.

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.

После завершения всех работ на площади, в соответствии с Земельным Кодексом Республики Казахстан, № 442-ІІ от 20 июня 2003 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2022 г.) недропользователем оформляется акт о передаче восстановленной земли землевладельцу.

9.3 Охрана поверхностных и подземных вод

Бурение является экологически опасным видом работ, отрицательное воздействие которого на природную среду чаще всего обусловлено буровыми и техногенными отходами. При этом также происходит загрязнение горизонтов подземных вод веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин; происходит загрязнение недр в результате внутрискважинных перетоков.

При строительстве (бурении и эксплуатации) нефтяных скважин основными источниками загрязнения грунтов, которые, в свою очередь, могут стать потенциальными источниками загрязнения подземных вод, являются:

- блок приготовления и химической обработки бурового и цементного растворов (гидроциклон, вибросито);
- циркуляционная система;
- насосный блок (охлаждение штоков насосов, дизелей);
- устье скважины;
- запасные емкости для хранения промывочной жидкости;
- емкости для хранения нефти;
- вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента);
- отходы бурения (шлам, сточные воды, буровой раствор);
- отходы технологического процесса испытания скважин;
- емкости горюче-смазочных материалов;
- двигатели внутреннего сгорания;
- химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов;
- топливо и смазочные материалы;
- хозяйственно-бытовые сточные воды;
- твердые бытовые отходы;
- продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси);
- не герметичность колонн, обсадных труб, фонтанной арматуры;
- задвижки высокого давления;
- закупорка пласта при вторичном вскрытии;
- прорыв пластовой воды;
- разлив нефти.

Снижение техногенной нагрузки и предотвращение загрязнения подземных вод обеспечивается реализацией следующих мероприятий.

Бурение и освоение скважин должны проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа, потерь нагнетаемой воды.

Испытание скважин не должно производиться при нарушении герметичности эксплуатационных колонн, отсутствии цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений и так далее.

Необходимым условием применения химических реагентов при бурении и испытании скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химических реагентов для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть.

Необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной, или не проверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение хода основного процесса, не герметичность эксплуатационных колонн.

При закачке в пласт ингибиторов во избежание их разлива используется только специализированная техника.

Освоение скважин после бурения следует производить при оборудовании устья скважин герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

Если в процессе испытания скважин появляются признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

Запрещается сброс пластовой воды на дневную поверхность, закачка в подземные горизонты, приводящие к загрязнению подземных вод, а также слив жидкостей, содержащих сероводород, в открытую систему канализации без нейтрализации.

Захоронение жидких отходов производства, сброс сточных вод регламентируется в соответствии Кодексом РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27 декабря 2017 года

Запрещается размещение на территории объектов шламовых амбаров.

9.4 Охрана недр

В соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании», №125-VI от 27 декабря 2017 года, охрана недр осуществляется обеспечением:

- полноты опережающего геологического изучения недр для достоверной оценки величины и структуры запасов углеводородов, месторождений и участков недр, предоставляемых для проведения операций по недропользованию;
- рационального и экономически эффективного использования ресурсов недр на всех этапах проведения операций по недропользованию;
- полноты извлечения из недр полезных ископаемых;
- ведения достоверного учета запасов и добытых углеводородов, попутных компонентов;
- предотвращения накопления промышленных и бытовых отходов на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого или промышленного водоснабжения;
- предотвращения загрязнения недр при подземном хранении углеводородов или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов;
- соблюдения установленного порядка приостановления, прекращения операций по недропользованию, ликвидации последствий недропользования, консервации участков недр, а также ликвидации и консервации отдельных технологических объектов;
- экологических и санитарно-эпидемиологических требований при складировании и размещении отходов;
- максимальное использование сырого газа путем его переработки с целью получения стратегически важных энергоносителей либо сырьевых ресурсов для нефтехимической промышленности и сведения до минимума ущерба окружающей среде.

Работы по освоению месторождений должны проводиться на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники. При этом играет роль не только технология бурения, но и организация работ. Так, в большинстве случаев, открытые водонефтяные фонтаны, как правило, происходят из-за нарушений исполнителями правил ведения работ. С целью предотвращения образования межпластовых перетоков следует обратить особое внимание на качество цементирования.

Проведение буровых операций, с учетом требований нормативной базы Республики Казахстан, должно осуществляться с соблюдением таких мероприятий, как:

- обязательность монтажа сертифицированного противовыбросового оборудования (ПВО) для предотвращения выбросов, открытого фонтанирования;

- обязательность учета особенностей геологического строения при расчёте конструкций скважины;
- разработка плана ликвидации возможных осложнений в процессе бурения скважины и мероприятий, направленных на предупреждение причин, снижающих надёжность скважины;
- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- обеспечение надёжной изоляции нефтяных, газовых и водоносных интервалов друг от друга высоким качеством цементажа;
- использование технологического оборудования, отвечающего требованиям международных стандартов;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;
- применение экологически безопасных сертифицированных компонентов бурового и цементного растворов.

Соблюдение нормативных требований и выполнение разработанных мероприятий, обеспечивающих минимизацию техногенного воздействия на недра и окружающую среду, обеспечивают сохранение естественного экологического равновесия.

Оценка воздействия на окружающую среду на период разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» в виде ориентировочных значений показателей объемов выбросов ЗВ в атмосферу от технологического оборудования, ориентировочных объёмов водопотребления и водоотведения, отходов производства и потребления представлены в проекте РООС/ОВОС к «Дополнению №3 к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001 г.».

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Согласно Контракту на разведку на участке «Каратурун Морской», продолжительность геологоразведочных работ составляет 6 лет (15.12.2020 -15.12.2026 гг.).

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

Продолжительность бурения и испытания проектных интервалов скважин №КМ-10, КМ-11, КМ-12, КМ-13, КМ-14, КМ-15, КМ-16 с проектными глубинами 1250 и 1520 м составляет 420 суток:

- строительно-монтажные и подготовительные работы к бурению, демонтаж – 8 суток;
- бурение, крепление и проведение ГИС – 45 суток;
- испытание в эксплуатационной колонне четырех объектов по 90 суток каждый – 360 суток

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

В таблице 10.1 приведена Общая информация о планируемых сроках бурения скважин КМ-10, КМ-11, КМ-12, КМ-13, КМ-14, КМ-15, КМ-16 глубинами 1250 и 1520 м.

Продолжительность бурения и испытания проектного интервала скважины Рз-1 с проектной глубиной 2800 м составляет 262 суток:

- строительно-монтажные и подготовительные работы к бурению, демонтаж – 8 суток;
- бурение, крепление и проведение ГИС – 67 суток;
- испытание в эксплуатационной колонне двух объектов по 90 суток каждый – 180 суток.

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

В таблице 10.1 приведена Общая информация о планируемых сроках бурения проектируемых скважин

Таблица 10.1 - Общая информация о сроках бурения проектных скважин КМ-10, КМ-11, КМ-12, КМ-13, КМ-14, КМ-15, КМ-16 и Рз-1

№ п/п	№ скважины	Проектная глубина по каротажу, м	Предполагаемые сроки бурения	
			Начало бурения	Окончание бурения
1	2	3	4	5
1.	КМ-10 независимая	1250+250	I кв. 2025г.	II кв. 2025 г.
2.	КМ-11 независимая	1250+250	II кв. 2025г.	III кв. 2025 г.
3.	КМ-12 зависимая	1250+250	II кв. 2025г.	IV кв. 2025 г.
4.	КМ-13 независимая	1520+250	I кв. 2026г.	II кв. 2026 г.
5.	КМ-14 зависимая	1520+250	II кв. 2026г.	III кв. 2026 г.
6.	КМ-15 зависимая	1520+250	II кв. 2026г.	III кв. 2026 г.
7.	КМ-16 независимая	1500+250	II кв. 2025г.	IV кв. 2025 г.
8.	Рз-1 независимая	2800+250	IV кв. 2024г.	III кв. 2025 г.

Таблица 10.2 - Данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м	
		От (верх)	До (низ)
1	2	3	4
КМ-10 (J)	I	1050	1070
	II	980	1000
	III	930	950
КМ-11 КМ-12 (J)	I	1120	1140
	II	1000	1020
	III	950	970
КМ-13 Независимая (J, T)	I	1500	1520
	II	1470	1490
	III	1360	1380
	IV	1270	1290
КМ-14 Зависимая (J, T)	I	1500	1520
	II	1470	1490
	III	1390	1410
	IV	1290	1310
КМ-15 Зависимая (J, T)	I	1500	1520
	II	1470	1490
	III	1370	1390
	IV	1280	1300
КМ-16 Независимая (J, T)	I	1450	1470
	II	1300	1320
	III	1120	1140
	IV	1050	1070
PZ (P ₁)	I	2700	2720
	II	2600	2620

Примечание: Глубина залегания интервалов испытания будут корректироваться по результатам ГИС; Интервалы испытания и количество отверстий на 1 п. м уточняются после проведения окончательного ГИС.

Таблица 10.3 - Ориентировочный расчет сжигания газа при испытании

№ скв.	Количество объектов испытания	Средний дебит нефти одного объекта, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т	Средний дебит газа на 1 объект, м ³ /сут	Продолжительность испытания, сут.	Ориентировочный объем сжигания газа, тыс. куб. м		Примечание
						одного объекта	всех объектов	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Pz-1	2	25	150	3150	180	283 500	567 000	Сжигание газа при проведении газо- гидродинамических исследований
КМ-10 (независимая)	3	10	27	270	270	24 300	72 900	Сжигание газа при проведении газо- гидродинамических исследований
КМ-11 (независимая)	3	10	27	270	270	24 300	72 900	Сжигание газа при проведении газо- гидродинамических исследований
КМ-12 (зависимая)	3	10	27	270	270	24 300	72 900	Сжигание газа при проведении газо- гидродинамических исследований
КМ-13 независимая	4	10	27	270	360	24 300	97 200	Сжигание газа при проведении газо- гидродинамических исследований
КМ-14 зависимая	4	10	27	270	360	24 300	97 200	Сжигание газа при проведении газо- гидродинамических исследований
КМ-15 зависимая	4	10	27	270	360	24 300	97 200	Сжигание газа при проведении газо- гидродинамических исследований
КМ-16 независимая	4	10	27	270	360	24 300	97 200	Сжигание газа при проведении газо- гидродинамических исследований

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

На участке «Каратурун Морской» в период разведочного этапа по поиску стоимость проведения геологоразведочных работ планируется в объеме **1 223 000 тыс. тенге** (таблица 11.1).

Таблица 11. 1-- Планируемые финансовые затраты на период проведения разведочных работ

№ № п/п	Наименование затрат	Ед. изм.	Стоимость, тыс. тенге	Объем работ	Стоимость работ, тыс. тенге
1	Бурение независимых поисковых скважин КМ-10, КМ-11, КМ-13, КМ-16	скв.	130 000	4	520 000
	ГИС	скв.	1 250	4	5 000
	Опробование и испытание объектов	объект	1 000	14	14 000
	Отбор флюидов нефти, газа и воды	Кол-во проб	100	12	1 200
	Лабораторные исследования флюидов	Кол-во проб	150	12	1 800
	Всего				542 000
2	Бурение независимой поисковой скважины Рз-1	скв.	260 000	1	260 000
	ГИС	скв.	1 250	1	1 250
	Опробование и испытание объектов	объект	1 000	2	2 000
	Отбор флюидов нефти, газа и воды	Кол-во проб	100	3	300
	Лабораторные исследования флюидов	Кол-во проб	150	3	450
	Всего				264 000
3	Бурение зависимых поисковых скважин КМ-12, КМ-14, КМ-15,	скв.	130 000	3	390 000
	ГИС	скв.	1 250	3	3 750
	Опробование и испытание объектов	объект	1 000	11	11 000
	Отбор флюидов нефти, газа и воды	Кол-во проб	100	9	900
	Лабораторные исследования флюидов	Кол-во проб	150	9	1 350
	Всего				407 000
4	Проектирование, отчеты и др.	Ед.	5 000	2	10 000
	ИТОГО				1 223 000

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1 Оценка перспективных ресурсов нефти и газа

Перспективные ресурсы подсчитаны объемным методом по категории С₃.

Подсчётные параметры (пористость, нефтенасыщенность и т.д.) палеозойской структуры «Западная» приняты как средние по аналогии с месторождениями подсолевого комплекса Прикаспийской впадины, где коллекторами являются карбонатные породы.

Перспективные геологические ресурсы подсчитаны в трех вариантах - минимальный, средний, максимальный. Варианты оценки ресурсов отличаются по площади продуктивности, величиной эффективной нефтенасыщенной толщины.

Перспективные ресурсы по среднеюрским резервуарам подсчитывались по подсчетным параметрам, принятым для месторождения Каратурун Морской.

В целом прогнозные геологические/извлекаемые ресурсы нефти, оцененные объемным методом палеозойской толще, составляют:

- по минимальному варианту - 19018,9/5705,7тыс. тонн;
- по среднему варианту - 24445,6/7333,7тыс. тонн;
- по максимальному варианту - 27199,0/8159,7тыс. тонн.

В мезозойской толще составляют:

- Нефть - геологические – 9828,8тыс. т/извлекаемые – 2948,7 тыс. т.
- Растворенный газ геологические – 294,9 млн. м³/извлекаемые- 88,5 млн. м³.

Результаты подсчета показаны в таблицах 12.1. и 12.2.

Таблица 12.1 - Оценка ожидаемых ресурсов нефти и растворенного газа в районах бурения скважин КМ-10,11,12,13,14,15,16 (среднеюрский и триасовый комплекс)

Площадь	Скважина	Перспективный комплекс отложений	Площадь продуктивности, тыс. м ²	Эфф. нефтенасыщенная толщина, м	Кп, д.ед.	Кнг, д.ед.	Плотность нефти, г/см ³	Пересчётный коэф., д.ед.	Геологические ресурсы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м ³ /т	Нач. запасы растворенного газа, млн. м ³	
													Геологические	Извлекаемые
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Каратурун Морской	КМ-10	J ₂	108	10	0,28	0,64	0,9	0,89	155	0,3	46,5	30	4,7	1,4
	КМ-11, КМ-12		4 700	10	0,28	0,64	0,9	0,89	6746,3	0,3	2023,9	30	202,4	60,7
	КМ-13, КМ-14 КМ-15	J ₂ , T	1 063	10	0,28	0,64	0,9	0,89	1525,1	0,3	457,5	30	45,8	13,7
	КМ-16		978	10	0,28	0,64	0,9	0,89	1403,1	0,3	420,9	30	42,1	12,6
ИТОГО:									9828,8		2948,7		294,9	88,5

Таблица 12.2 - Оценка ожидаемых ресурсов нефти и растворенного газа на палеозойский комплекс

Структура	Перспективный комплекс отложений	Вероятность	По изогипсе, м	Площадь продуктивности, тыс. м ²	Эфф. нефтенасыщенная толщина, м	Кп, дед.	Кнг, дед.	Плотность нефти, г/см3	Пересчётный коэф., дед.	Геологические ресурсы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м³/т	Нач. запасы растворенного газа, млн. м³	
														Геологические	Извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Каратурун Морской	PZ (P₁)	10	2800	13 250	40	0,16	0,3	0,84	0,89	19018,9	0,3	5705,7	150	2852,8	855,9
		50	2700	9 625	50	0,17	0,4	0,83	0,9	24445,6	0,3	7333,7	150	3666,8	1100,1
		90	2600	6 750	60	0,18	0,5	0,82	0,91	27199,0	0,3	8159,7	150	4079,8	1224,0
ИТОГО:									10	19018,9		5705,7		2852,8	855,9
									50	24445,6		7333,7		3666,8	1100,1
									90	27199,0		8159,7		4079,8	1224,0

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 поисковых работ

№№ п/п	Показатели	Единица измерения	Объем работ
1	2	3	4
1	Стоимость геологоразведочных работ в период разведки	тыс. тенге	1 223 000
2	Количество проектных поисковых скважин	шт.	8
3	Проектные глубина, горизонт	м	2800, 1500, 1250 (PZ, J, T)
4	Суммарный метраж	м	12610
5	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст-мес	1 125
6	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	тыс. тенге	1 213 000
7	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тенге	96 000
9	Продолжительность проектируемых работ на площади	год	6
10	Ожидаемый прирост запасов нефти	тыс. т	34 274,4
11	Прирост ожидаемых запасов нефти на 1 м проходки	тыс. т/м	2,72
12	Прирост ожидаемых запасов нефти на 1 поисковую скважину	тыс. т/скв.	4 284,3
13	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов нефти	тенге /т	35,4

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам переобработки и динамической интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д, выполненным в 2022 году специалистами ТОО «Сейсмические геофизические услуги» по контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть», была представлена современная структурно-тектоническая модель строения палеозойских и мезозойских отложений.

Поверхность палеозойских отложений характеризует структурная карта по отражающему горизонту В (Б). В плане выделяются тектонические нарушения субширотного простирания и примыкающие к ним с юга локальные структуры - «Центральная» (Каратурун Морской) «Западная» (Каратурун Западный) и «Северный».

На структуре «Западная» контрактного участка Каратурун Морской пробурена скважина Pz-2, в разрезе которой палеозойские, предположительно, ассельско-артинские отложения вскрыты в интервале глубин 2700-4360 м (забой).

В сводовой части структуры «Западная» контрактного участка Каратурун Морской с целью поисков залежей УВ в нижнепермских (палеозойских) отложениях проектируется бурение поисковой скважины Pz-1 проектной глубиной 2800 м со вскрытием палеозойских (нижнепермских) отложений. Бурение этой позволит изучить палеозойские (нижнепермские) отложения в сводовой части структуры «Западная» контрактного участка Каратурун Морской, выяснить их нефтегазоносность.

В процессе бурения предусмотрен отбор образцов шлама и керна, испытание двух объектов в отложениях палеозоя отбор пластовых проб нефти, газа, воды, исследование их в лабораториях.

Скважины КМ-10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 глубинами 1250 и 1520 м проектируются в пределах прогнозируемых литологических и структурных залежей в среднеюрской и триасовой толщах на «Центральном» и «Северном» участках, выделенных при структурной и динамической интерпретациях данных сейсморазведки 2Д и 3Д.

Геологические перспективные ресурсы нефти палеозойской структуры на участке «Западный» равны 24,4 млн. т, на участках «Центральном» и «Северном» в среднеюрских отложениях - 9828,8 тыс. т.

Бурение поисковой скважины PZ-1 позволит получить новые сведения о строении, литологии, геологическом возрасте палеозойских пород, их нефтегазоносности.

Бурение скважин КМ-10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 позволит уточнить строение контрактной территории по мезозойскому комплексу, прирастить запасы нефти и газа месторождения Каратурун Морской.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**А) Опубликованные**

1	Правительство РК	Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», утвержденный Указом Президента РК от 27.12.2017г № 125-VI ЗРК, г. Астана, 2017 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.07.2024)
2	Правительство РК	Экологический кодекс РК от 02.01.2021 г №400-VI ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 09.09.2024)
3	Правительство РК	«Единые правила по рациональному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018г № 239, г. Астана, 2018 г.
4	Правительство РК	НТД «Методические рекомендации по составлению проектов разведочных работ углеводородов (изменения и дополнения к нему)», утвержденные приказом и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 24.08.2018г № 329, г. Астана, 2018 г.
5	Турков О.С. и др.	Атлас нефтяных и газовых месторождений РК. Атлас в 2-х томах/ Алматы: ООО «КОНГ», 2020.

Б) Фондовые

6	Коломиец В.П.	Отчет «О результатах переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных 2Д по месторождениям нефти и газа Восточный и Морской Каратурун в Мангыстауской области РК», ТОО «PGDServices», г. Алматы, 2006 г.
7	Котов В.П., Толеков Б.К. и др.	«Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001 г», г. Актау ТОО «НПЦ», 2022 г.
8	Курбанова Б.Е., Ветрова В.П. и др.	«Подсчет запасов углеводородов нефтегазоконденсатного месторождения Толкын Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.07.2006г. ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2006 г.
9	Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др.	Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно контракту № 793 от 02.11. 2001 г., г. Атырау, ТОО «КазНИГРИ» 2020 г.
10	Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др.	«Дополнение №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001 г.», г. Атырау, ТОО «КазНИГРИ» 2024 г.
11	Шималин Р.А., Абишева Д.К.,	«Отчет о результатах переобработки и динамической переинтерпретации сейсмических данных 2Д прошлых лет (месторождение Каратурун Морской)», г. Алматы, ТОО «Сейсмические геофизические услуги», 2018 г.
12	Шималин Р.А., Данчуков Д. В., Абишева Д.К. и др.	«Отчет о результатах переобработки и комплексной структурно-динамической интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактным территориям ТОО «Бузачи Нефть» в пределах блоков К-ХІ-10а (частично), XXXI-12-Е (частично), F (частично), XXXII-12-В (частично), С (частично), XXXI-12-Д (частично), Е (частично)., г. Алматы, ТОО «Сейсмические геофизические услуги», 2022 г.
13	Котов В. П, Толеков Б.К. и др.	«Дополнении к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001 г.» , ТОО «НПЦ»г.Актау 2022г.

Приложение 1

15017141



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

22.09.2015 года15017141

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

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

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

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

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

Особые условия

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

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

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

(полное наименование лицензиара)

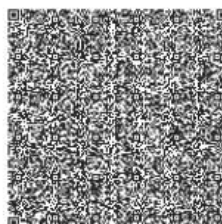
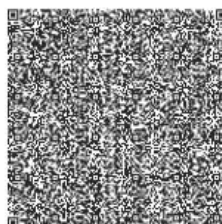
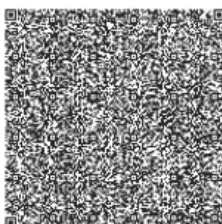
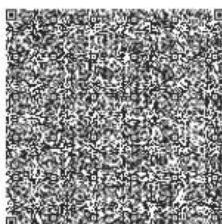
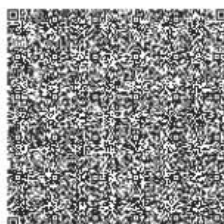
Руководитель
(уполномоченное лицо)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

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

Дата первичной выдачи 07.08.2013

Срок действия
лицензии

Место выдачиг.Астана

15017141



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер ліцензії 15017141

Дата выдачи лицензии 22.09.2015 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

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

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

Лицензиат

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

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

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

Производственная база

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

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

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

Лицензиар

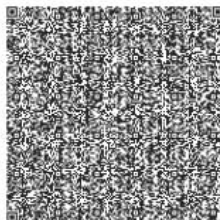
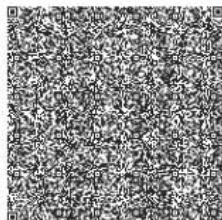
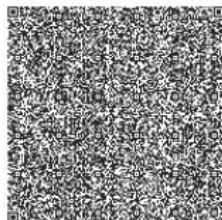
Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

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



18003381



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

16.02.2018 года18003381

Выдана

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

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

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

на занятие

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

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

Особые условия

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

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

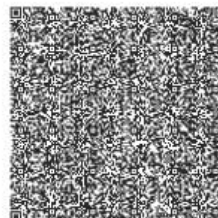
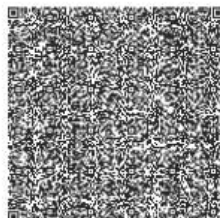
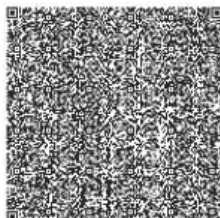
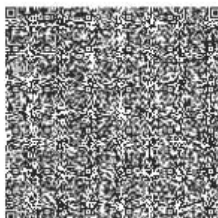
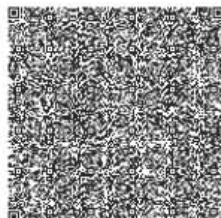
АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ

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

Дата первичной выдачи

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Астана

18003381



Страница 1 из 1

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 18003381

Дата выдачи лицензии 16.02.2018 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Проектирование (технологическое) нефтехимических производств

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

Лицензиат

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

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

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

Производственная база

060000, город Атырау, улица Геологопоисковая -8

(местонахождение)

Особые условия
действия лицензии

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

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ

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

Номер приложения

001

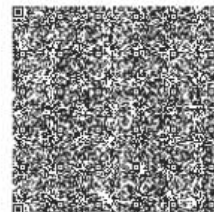
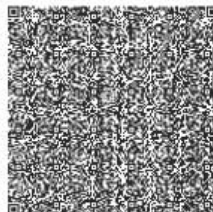
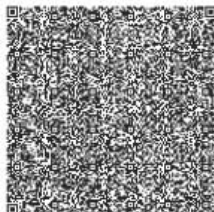
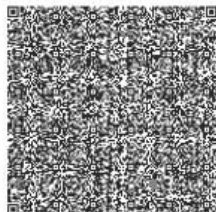
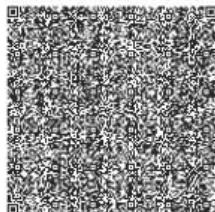
Срок действия

Дата выдачи
приложения

16.02.2018

Место выдачи

г.Астана



Одним из способов защиты прав изобретателей является регистрация изобретения в Едином государственном реестре изобретений Республики Казахстан. Согласно статье 7 Закона Республики Казахстан «О патентах» патент выдается на изобретение, обладающее новыми свойствами, техническим решением, способным быть использованным в промышленности.

Приложение 2



Приложение
к Контракту № 793 от 02.11.2001г.
на право недропользования
(нефть)

**МИНИСТЕРСТВО ИНДУСТРИИ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКАНСКИЙ ЦЕНТР ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ
«КАЗГЕОИННФОРМ»**

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД

Выдан *Товариществу с ограниченной ответственностью «Булачи Нефть»*
на право недропользования на месторождении *Каратурун Морской*
в пределах блока *XXXI-12-D(частично), E(частично)*

Геологический отвод расположен в *Мангистауской области*

Границы отвода на картограмме обозначены *угловыми точками с т. 1 по т. 6*

угловые точки	координаты угловых точек	
	северная широта	восточная долгота
1	45° 23' 34"	52° 02' 31"
2	45° 27' 30"	52° 02' 31"
3	45° 27' 30"	52° 14' 57"
4	45° 21' 14"	52° 14' 57"
5	45° 21' 14"	52° 06' 39"
6	45° 22' 51"	52° 06' 39"

На территории геологического отвода расположен горный отвод
месторождения *Каратурун Морской*

угловые точки	координаты угловых точек горного отвода месторождения Каратурун Морской	
	северная широта	восточная долгота
1	45° 23' 40"	52° 09' 18"
2	45° 24' 24"	52° 11' 43"
3	45° 23' 52"	52° 12' 20"
4	45° 23' 24"	52° 12' 14"
5	45° 22' 57"	52° 09' 47"

Глубина исследования до подошвы коренных пород, исключая 5,36,7 км, км

Площадь геологического отвода, за вычетом площади горного отвода
месторождения *Каратурун Морской* – 162,45 (сто шестьдесят две целых сорок пять)

Глубина отвода – до поверхности кристаллического фундамента.

Руководитель



П. Ниценко

г. Астана,
август 2011г.

Приложение
к геологическому отводу
на право недропользования
Контракта № 792/1 от 02.11.2001г.
(нефть)

Картограмма
расположения геологического отвода месторождения Каратурун Морской
в пределах блоков XXXI-12-D(частично), E(частично)

Масштаб 1: 200 000



- 1 2 3 4 5 6
контрактная территория геологического отвода
месторождения Каратурун Морской
- 1 2 3 4 5
контрактная территория горного отвода месторождения Каратурун Морской

Приложение 3

Протокол № 18/2024
заседания Научно-Технического Совета ТОО «КазНИГРИ»
(тип собрания)

ТОО «КазНИГРИ»

место проведения: г. Атырау 04.11.2024 г. кол-во стр. 2

(Дата проведения)

Председатель – Юсубалиев Р.А., директор ТОО «КазНИГРИ»,
Секретарь собрания – Сейткалиева Г.К., сотрудник ТОО «КазНИГРИ»

Присутствовали:

Туленбаева Б.Р. – Заместитель директора по проектно-функциональному обеспечению;
Арапов К.С. – Заместитель директора
Шестоперова Л.В. – Директор департамента геологии и моделирования, к.г.- м.н;
Жумалиева К.К. – Руководитель отдела проектирование поиска и разведки УВС;
Исламов Х. М. – Руководитель отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ;
Калемова Ж.Ж. – Руководитель отдела проектирования охраны недр и окружающей среды;
Сагинбаева С.Е. – Руководитель отдела геологии и подсчета запасов;
Мербаева А.Г. – Главный специалист отдела ГИС.

Приглашенные:

Бришева К.Е. – Ведущий инженер отдела проектирование поиска и разведки УВС;
Ибраева А.Н. – Ведущий инженер отдела охраны окружающей среды.

Повестка дня:

Рассмотрение «Дополнение №3 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001 г.»

Слушали сообщение ответственного исполнителя проекта Сейткалиевой Г.К. об основных проектных решениях.

ТОО «Бузачи Нефть» является недропользователем на контрактной территории – месторождение Каратурун Морской в соответствии с Контрактом на разведку и добычу №793 от 02.11.2001 г.

Контрактная территория ТОО «Бузачи Нефть» в административном отношении расположена на территории Мангистауского района Мангистауской области Республики Казахстан.

С целью изучения перспектив нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений в пределах остальной части контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть», в 2020 г. были выполнены проекты разведочных работ в пределах перспективных участков Каратурун Морской и Каратурун Западный (Протокол ЦКРР № 2/10 от 25.06.2020 г. и № 2/13 от 25.06.2020 г.). Всего в Проекте было запроектировано бурение пяти проектных скважин. Целью проектируемых работ являлось изучение перспектив нефтегазоносности и обнаружение залежей УВ в палеозойских, триасовых и юрских отложениях в пределах контрактной территории.

Дополнением №6 (рег.№4881-УВС-МЭ РК) от 15.12.2020г. к Контракту №793 от 02.11.2001г. внесены изменения в части проведения операций по разведке на контрактной территории, определенной геологическим отводом и закреплен период разведки на 6 лет с 15 декабря 2020г.

С 2020 г. по 2021 г. Недропользователями пробурены скважины КМ-3, КМ-4, КМ-5, КМ-6, РЗ-2. В этих скважинах по результатам обработки ГИС выделены нефтенасыщенные пласты.

В 2022 г. компанией ТОО «Сейсмические Геофизические Услуги» выполнен «Отчет о результатах переобработки и динамической интерпретации сейсмических данных 2Д (683,4 пог. км) и 3Д (86,659 кв. км) по контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть». По результатам выполненных работ были построены структурные построения по целевым отражающим горизонтам и представлена современная структурно-тектоническая модель продуктивных горизонтов в юрских и палеозойских отложениях.

Поверхность палеозойских отложений характеризует структурная карта по отражающему горизонту В (Б). В плане выделяются тектонические нарушения субширотного простирания и примыкающие к ним с юга локальные структуры - «Центральная» (Каратурун Морской) «Западная» (Каратурун Западный) и «Северный».

На структуре «Западная» участка Каратурун Морской пробурена скважина PZ-2, в разрезе которой палеозойские, предположительно, ассельско-артинские отложения вскрыты в интервале глубин 2700-4360 м (забой).

Структура «Центральная», по замкнутой изогипсе минус 3000 м представляет собой полуантиклиналь субширотного простирания, экранированную с севера тектоническим нарушением. Эта структура имеет две вершины (юго-западную и северо-восточную), оконтуривающиеся изогипсой минус 2700 м каждая.

В присводовой части юго-западной вершины структуры «Центральная» с целью поисков залежей УВ в палеозойских отложениях проектируется бурение поисковой скважины Pz-1 проектной глубиной 2800 м с вскрытием палеозойских отложений.

В процессе бурения предусмотрен отбор образцов шлама и керна, испытание двух объектов в отложениях палеозоя отбор пластовых проб нефти, газа, воды, исследование их в лабораториях.

Семь скважины КМ-10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 проектируются глубинами 1250 и 1520 м в пределах прогнозируемых литологических и структурных залежей в среднеюрской и триасовой толщах на «Центральном» и «Северном» участках, выделенных при структурной и динамической интерпретациях данных сейсморазведки 2Д и 3Д.

Геологические перспективные ресурсы нефти палеозойской структуры на участке «Западный» равны 24,4 млн. т, на участках «Центральном» и «Северном» в среднеюрских отложениях - 9828,8 тыс. т.

Бурение поисковой скважины PZ-1 позволит получить новые сведения о строении, литологии, геологическом возрасте палеозойских пород, их нефтегазоносности.

Бурение скважин КМ-10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 позволит уточнить строение контрактной территории по мезозойскому комплексу, прирастить запасы нефти и газа месторождения Каратурун Морской. **Ход совещания:**

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

После обмена мнениями НТС **постановил:**

1. «Дополнение №3 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001- принять;
2. Направить Проект на согласование в контролирующие органы с последующим рассмотрением в ЦКРР РК и утверждением Компетентным органом в установленном порядке.

Председатель НТС:

Юсубалиев Р.А.

Секретарь НТС:

Сейткалиева Г.К.



Протокол № 3
Совместного заседания Геолого-технического совещания
ТОО «Бузачи Нефть» и ТОО «КазНИГРИ»
(тип собрания)

г Актау

« ____ » _____ 2024 г.

Присутствовали:

От ТОО «Бузачи Нефть»

Асанова С.Е. - Генеральный директор, председатель;
Касьяненко А.А. - Заместитель генерального директора;
Бисенкенов Т.Ж. - Главный геолог;
Кужаков И. - Геолог;
Кожакова Г. - Директор по недропользованию, секретарь

От ТОО «КазНИГРИ»

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

Рассмотрение «Дополнение №3 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001 г.».

Слушали Сейткалиеву Г.К. – ведущего инженера отдела проектирования поиска и разведки углеводородного сырья

ТОО «Бузачи Нефть» проводит операции по недропользованию на контрактной территории – месторождение Каратурун Морской в соответствии с Контрактом на разведку и добычу №793 от 02.11.2001 г.

Контрактная территория ТОО «Бузачи Нефть» в административном отношении расположена на территории Мангистауского района Мангистауской области Республики Казахстан.

С целью изучения перспектив нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений в пределах остальной части контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть», в 2020 г. были выполнены проекты разведочных работ в пределах перспективных участков Каратурун Морской и Каратурун Западный (Протокол ЦКРР № 2/10 от 25.06.2020 г. и № 2/13 от 25.06.2020 г.). Всего в Проекте было запроектировано бурение пяти проектных скважин. Целью проектируемых работ являлось изучение перспектив нефтегазоносности и обнаружение залежей УВ в палеозойских, триасовых и юрских отложениях в пределах контрактной территории.

Дополнением №6 (рег.№4881-УВС-МЭ РК) от 15.12.2020г. к Контракту №793 от 02.11.2001г. внесены изменения в части проведения операций по разведке на контрактной территории, определенной геологическим отводом и закреплена период разведки на 6 лет с 15 декабря 2020 г.

С 2020 г. по 2021 г. на контрактной территории пробурены скважины КМ-3, КМ-4, КМ-5, КМ-6, РЗ-2. В этих скважинах по результатам обработки ГИС выделены нефтенасыщенные пласты.

В 2022 г. компанией ТОО «Сейсмические Геофизические Услуги» выполнен «Отчет о результатах переобработки и динамической интерпретации сейсмических данных 2Д (683,4 пог. км) и 3Д (86,659 кв. км) по контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть». По результатам выполненных работ были построены структурные построения по целевым отражающим горизонтам и представлена современная структурно-тектоническая модель продуктивных горизонтов в юрских и палеозойских отложениях.

Поверхность палеозойских отложений характеризует структурная карта по отражающему горизонту В (Б). В плане выделяются тектонические нарушения субширотного простирания и примыкающие к ним с юга локальные структуры - «Центральная» (Каратурун Морской) «Западная» (Каратурун Западный) и «Северный».

На структуре «Западная» участка Каратурун Морской пробурена скважина PZ-2, в разрезе которой палеозойские, предположительно, ассельско-артинские отложения вскрыты в интервале глубин 2700-4360 м (забой).

Структура «Центральная», по замкнутой изогипсе минус 3000 м представляет собой полуантиклиналь субширотного простирания, экранированную с севера тектоническим нарушением. Эта структура имеет две вершины (юго-западную и северо-восточную), оконтуривающиеся изогипсой минус 2700 м каждая.

В присводовой части юго-западной вершины структуры «Центральная» с целью поисков залежей УВ в палеозойских отложениях проектируется бурение поисковой скважины Pz-1 проектной глубиной 2800 м с вскрытием (нижнепермских) палеозойских отложений.

В процессе бурения предусмотрен отбор образцов шлама и керна, испытание двух объектов в нижнепермских (палеозойских) отложениях, отбор пластовых проб нефти, газа, воды, исследование их в лабораториях.

Скважины КМ-10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 глубинами 1250 и 1520 м проектируются в пределах прогнозируемых литологических и структурных залежей в среднеюрской и триасовой толщах на «Центральном» и «Северном» участках, выделенных при структурной и динамической интерпретациях данных сейсморазведки 2Д и 3Д.

Геологические перспективные ресурсы нефти палеозойской структуры на участке «Западный» равны 24,4 млн. т, на участках «Центральном» и «Северном» в среднеюрских отложениях - 9828,8 тыс. т.

Бурение поисковой скважины PZ-1 позволит получить новые сведения о строении, литологии, геологическом возрасте палеозойских пород, их нефтегазоносности.

Бурение скважин КМ-10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 позволит уточнить строение контрактной территории по мезозойскому комплексу, прирастить запасы нефти и газа месторождения Каратурун Морской.

После обмена мнениями ГТС постановил:

1. «Дополнение №3 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001 г.» - **принять**;
2. Направить Проект на согласование в контролирующие органы с последующим утверждением Компетентным органом в установленном порядке;
3. Направить Проект в уведомительном порядке в Компетентный орган в соответствии с пунктом 2, статьи 139 «Кодекса о недрах и недропользовании Республики Казахстан».

Председатель:

Асанова С.Е.

Секретарь:

Кожаква Г.

