



**ТОО «КазТрансНефть»
ТОО «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»**

**УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
«КазТрансНефть»**

_____ 2023 г.
“ ” _____

**Проект разведочных работ по поиску залежей
углеводородного сырья на участке Нурманов
договор №15-SE-AD-23 от 13.07.23**

Директор

Майлыбаев Р.М.

г. Алматы 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

Государственная лицензия №0000280 от 28 июля 2011 года

Ответственный исполнитель

Главный геолог, к.г-м.н

Нурсултанова С. Г.

Инженер геолог

Туреханов Н. Т.

Инженер геолог

Ерболат А. Б.

Начальник отдела экологии

Тлеугожина М.С.

Ведущий эколог

Калманова Г.Т.

Авторы проекта: Нурсултанова С.Г., Ерболат А.Б. и др.

Проект разведочных работ по поиску залежей углеводородного сырья на участке Нурманов.

Текст на 128 страницах, содержит 14 рисунков, 31 таблицы, 7 графических приложений, на 7 листах, Республика Казахстан, Алматы, 2023 г. (ЦКРР, ТОО «КазТрансНефть», ТОО «СМАРТ Инжиниринг»), Мангистауская область.

РЕФЕРАТ. ТОО «КазТрансНефть» проводит разведочные работы на участке «Нурманов» Тупкараганского района Мангистауской области на основании контракта №5036-УВС МЭ от 11.03.2022г.

Контрактная территория ТОО «КазТрансНефть» участок Нурманов находится в пределах Бозашинского свода Северо-Устюртско-Бозашинской системы прогибов и поднятий. Промышленная нефтегазоносность района связана с юрским и нижнемеловым продуктивными комплексами, в отложениях которых открыты и разрабатываются такие известные месторождения, как Жалгызтобе, Каражанбас, Северные Бозаши, Северный Каражанбас, Каламкас.

На исследуемой территории была выполнена переобработка части профилей 2Д и отработана дополнительная сеть профилей 2Д.

Проектом разведочных работ предусматривается провести переобработку данных 2Д сейсморазведки и на основании ее результатов пробурить поисковые скважины.

В отчете приведены данные о геолого-геофизической изученности, тектонике, нефтегазоносности, результаты ранее проведенных сейсморазведочных и других геолого-геофизических работ.

Ключевые слова: участок Нурманов, юрско-меловые отложения, тектоника, перспективы нефтегазоносности, оценка ресурсов, бурение скважин, исследовательские работы.

СОДЕРЖАНИЕ

| № п/п | Название раздела | Стр. |
|-----------|--|------|
| 1 | 2 | 3 |
| | РЕФЕРАТ | |
| 1. | ВВЕДЕНИЕ | |
| 2. | ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ | |
| 3. | ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ | |
| 3.1 | Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр | |
| 3.2. | Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований | |
| 3.3 | Геофизические и геохимические исследования | |
| 3.4 | Лабораторные исследования | |
| 4. | ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ | |
| 4.1. | Проектный литолого-стратиграфический разрез | |
| 4.2. | Тектоника | |
| 4.3. | Нефтегазоносность | |
| 4.4. | Гидрогеологическая характеристика разреза | |
| 5. | МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ | |
| 5.1 | Цели и задачи поисковых работ | |
| 5.2 | Система расположения поисковых скважин | |
| 5.3 | Геологические условия проводки скважин | |
| 5.4 | Характеристика промывочной жидкости | |
| 5.5 | Обоснование типовой конструкции скважин | |
| 5.6 | Оборудование устья скважин | |
| 5.8 | Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах | |
| 5.7.1 | <i>Отбор керна и шлама в проектных скважинах</i> | |
| 5.7.2 | <i>Геофизические и геохимические исследования</i> | |
| 5.7.3 | <i>Опробование и испытание перспективных горизонтов</i> | |
| 5.7.4 | <i>Лабораторные исследования</i> | |
| 6. | ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ | |
| 7. | ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ | |
| 8. | ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ | |
| 9. | МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ | |

| № п/п | Название раздела | Стр. |
|--------------|--|-------------|
| | НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ | |
| 10. | ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ | |
| 11. | ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ | |
| 12. | ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ | |
| 12.1 | Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа | |
| 13. | ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ | |
| | ЗАКЛЮЧЕНИЕ | |
| | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ | |

СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ

| № п/п | № рис. | Наименование рисунка | Стр. |
|--------------|---------------|----------------------------------|-------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. | 1.1 | Обзорная карта | |
| 2. | 1.2 | Геологический отвод | |
| 3. | 1.3 | Картограмма | |
| 4. | 4.2.1 | Тектоническая схема района работ | |
| 5. | 4.2.2 | | |
| 6. | 4.2.3 | | |
| 7. | 4.2.4 | | |
| 8. | 4.2.5 | | |
| 9. | 4.3.1 | | |
| 10. | 4.3.2 | | |
| 11. | 4.3.3 | | |
| 12. | 4.3.4 | | |
| 13. | 4.3.5 | | |
| 14. | 4.3.6 | | |

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

| № п/п | № табл. | Наименование таблицы | Стр. |
|----------|------------|---|------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. | 2.1. | Географо-экономические условия | 19 |
| 2. | 3.1.1 | Геолого-геофизическая изученность района работ | 25 |
| 3. | 3.1.2 | Изученность территории глубоким бурением | 27 |
| 4. | 3.1.3. | Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды | 28 |
| 5. | 3.3.1. | | 29 |
| 6. | 3.4.1 | | 31 |
| 7. | 3.4.2 | | 33 |
| 8. | 4.1.1 | | 44 |
| 9. | 4.3.1 | | 62 |
| 10. | 5.3.1 | | 70 |
| 11. | 5.3.2 | | 70 |
| 12. | 5.4.1 | | 71 |
| 13. | 5.5.1. | | 71 |
| 14. | 5.6.1 | | 72 |
| 15. | 5.7.1 | | 72 |
| 16. | 5.7.2.1 | | 73 |
| 17. | 5.7.3.1 | | 76 |
| 18. | 5.7.3.2 | | 76 |
| 19. | 5.7.4.1 | | 77 |
| 20. | 7.1 | | 79 |
| 21. | 8.1 | | 81 |
| 22. | 8.2 | | 82 |
| 23. | 8.3 | | 82 |
| 24. | 8.4 | | 83 |
| 25. | 8.5 | | 83 |
| 26. | 8.6 | | 83 |

| № п/п | № табл. | Наименование таблицы | Стр. |
|------------------|--------------------|-----------------------------|-------------|
| 27. | 10.1 | | 101 |
| 28. | 11.1 | | 102 |
| 29. | 12.1.1 | | 103 |
| 30. | 12.1.2 | | 104 |
| 31. | 13.1 | | 105 |

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

| № п/п | Наименование приложения | Стр. |
|--------------|---|-------------|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Заключение метрологической экспертизы | 109 |
| 2 | Протокол НТС ТОО «Смарт Инжиниринг» | 110 |
| 3 | Протокол СТС ТОО «Смарт Инжиниринг» и ТОО «КазТрансНефть» | 112 |
| 4 | СПРАВКА о рассылке отчета | 114 |
| 5 | Заключение государственной экологической экспертизы | 115 |
| 6 | Экспертное заключение независимого эксперта ЦКРР РК | 120 |
| 7 | Копия лицензии на право проектирования горных работ. | 126 |

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

| № п/п | название приложения | номер прил. | номер листа прил. | масштаб | степень секрет. |
|------------------|----------------------------|------------------------|----------------------------------|----------------|----------------------------|
| 1 | | | | | н/с |
| 2 | | | | | н/с |
| 3 | | | | | н/с |
| 4 | | | | | н/с |
| 5 | | | | | н/с |
| 6 | | | | | н/с |
| 7 | | | | | н/с |

1.ВВЕДЕНИЕ

Участок «Нурманов» в административном отношении расположен на территории Тупкараганского района Мангистауской области Республики Казахстан.

ТОО «КазТрансНефть» (далее – Недропользователь) проводит операции по недропользованию на участке «Нурманов» (далее – Участок) в соответствии с Контрактом на разведку и добычу №5036-УВС МЭ от 11.03.2022г (далее – Контракт 5036-УВС МЭ).

В 2022 году получен геологический отвод на основании решения Министерства Энергетики РК (Протокол №2022.ОК-356720 от 02.08.2022 г.).

Площадь геологического отвода участка составляет 522,09 кв. км за исключением площади горного отвода месторождения Жалгызтобе. Глубина геологического отвода – до кристаллического фундамента.

На участке «Нурманов» ранее были пробурены структурно-поисковые скважины за пределами соседних месторождений, таких, как Каражанбас, Северные Бузачи, Жалгызтобе, проведены сейсморазведочные работы 2Д, по которым установлено наращивание мезозойских и кайнозойских отложений с севера на юг. В пределах участка «Нурманов» не выявлены сероцветные отложения среднего-верхнего триаса. В разрезе под среднеюрскими отложениями установлены красноцветные верхнепермско- нижнетриасовые отложения, что характерно для Бузачинского свода, где полностью отсутствуют отложения раннеюрского, позднеюрского, поздне мелового и палеогенового возраста.

По данным сейсморазведки 2Д, проведенной в 1974- 1998 году, в пределах участка по всем отражающим горизонтам (V, III) отчетливо выделяется лишь структура Жалгызтобе, по горизонту Па западнее этой структуры появляется структура Жалгызтобе Западная, где пробурены скважины К-51 и К-108 и К-26. Залежь нефти выявлена лишь в нижнемеловых отложениях на структуре Жалгызтобе. Другие какие-либо объекты для постановки поискового бурения не обнаружены. На месторождении Жалгызтобе триасовые отложения вскрыты разведочными

(скв. R-1, R-2 и R-20) и эксплуатационными скважинами (скв. 236 и 327). Признаки нефти и газа в них и в среднеюрских отложениях не отмечены. Район исследований характеризуется высокой тектонической активностью, способствовавшей образованию широкой сети тектонических нарушений. Жалгызтобинская антиклиналь, расположенная на территории исследований, в структурном плане представляет собой приразломную антиклиналь, прилегающую к субширотному региональному разлому.

В 2007 г на месторождении Жалгызтобе проведены детальные сейсморазведочные работы МОГТ 3Д на площади 26,35 км². Обработка и интерпретация сейсмических материалов 3Д были проведены в ТОО «PGD Services» в 2007 - 2008 гг. Уточнено геологическое строение мезозойского комплекса. В пределах контрактной территории в 2006 году «СНПС Итернешнл Барс Б.В.» были проведены сейсморазведочные работы 2Д, также были обработаны и переработаны старые данные 2Д сейсморазведки, выполненной на исследуемой территории ранее. В результате геологической интерпретации ранее проведенных сейсморазведочных работ в волновом поле прокоррелированы отражающие горизонты и выполнены структурные построения по юрско-меловому и доюрскому комплексам. Также было предложено деление исследуемой территории по юрско-меловому комплексу на блоки, связанные с наличием непроницаемых литологических барьеров, что может позволить выявить новые перспективные зоны в нефтегазоносном отношении.

На исследуемой территории наиболее перспективные объекты в нефтегазоносном отношении расположены в приразломной зоне, где могут быть обнаружены структурно- литологические ловушки, экранированные субширотным региональным сбросом.

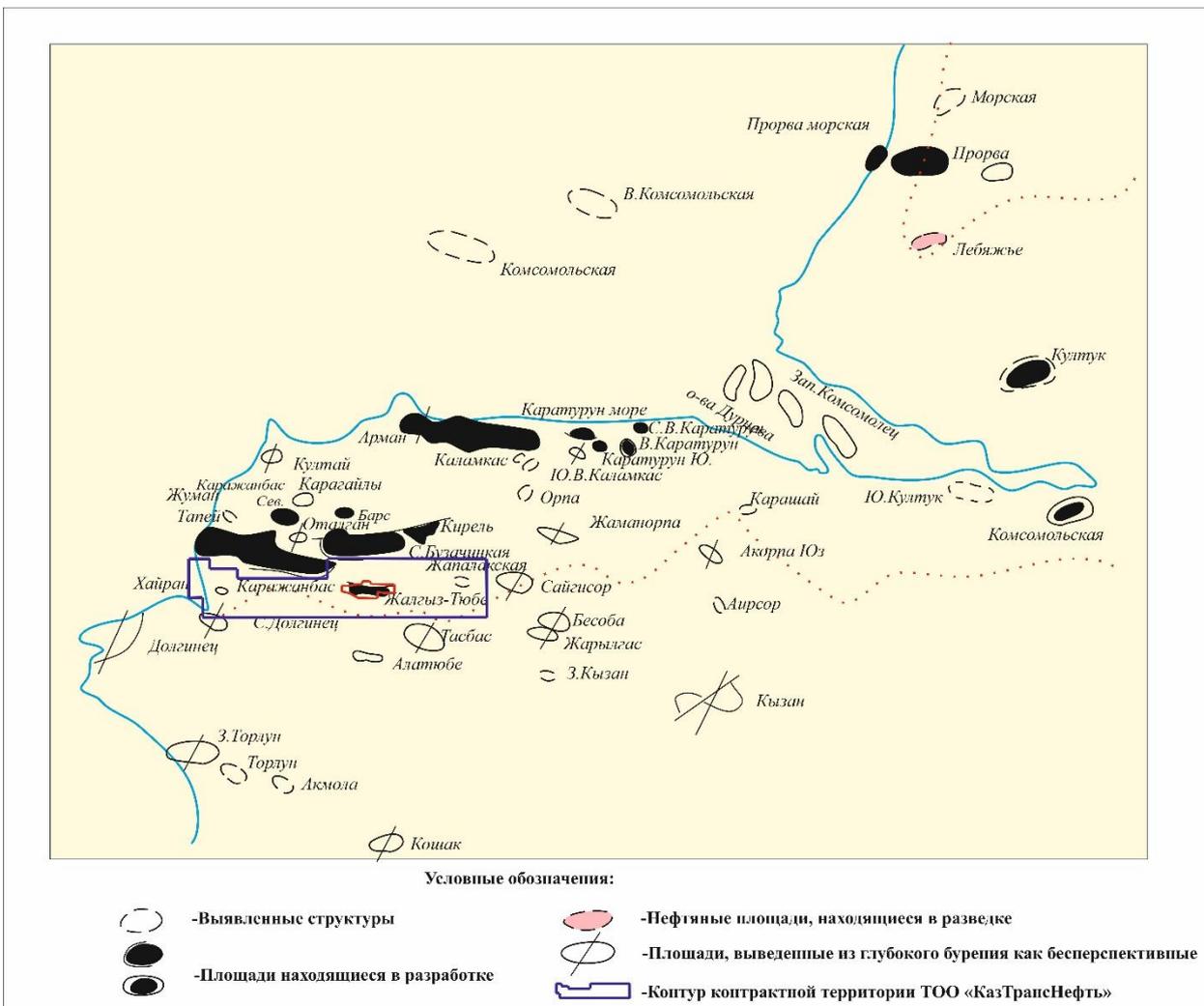


Рис.1.1. Обзорная карта

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «КазТрансНефть», который проводит операции по недропользованию на участке «Нурманов» в соответствии с Контрактом на разведку и добычу №5036-УВС МЭ от 11.03.2022г. Срок действия Контракта до 11.03. 2028 года.

Проектом запланировано проведение переобработки и переинтерпретации ранее проведенных сейсморазведочных работ для уточнения геологического строения и выявления новых объектов для поискового бурения и бурение двух поисковых скважин.



29

Приложение № 2
к Контракту № от № 5036 от 11.03.2022г.
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)
от Пер. № 456-Р -УВ

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

УЧАСТОК НЕДР (ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «КазТрансНефть» для осуществления операций по недропользованию на участке **Нурманов** на основании решения компетентного органа Министерства энергетики Республики Казахстан по предоставлению права на недропользования (Протокола № 220248 от 19 ноября 2021 года).
Геологический отвод расположен в Мангистауской области.
Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 12.

| Угловые Точки № | Координаты угловых точек | | | | | | Угловые Точки № | Координаты угловых точек | | | | | |
|--------------------|--------------------------|------|------|-------------------|------|------|--------------------|--------------------------|------|------|-------------------|------|------|
| | северная широта | | | восточная долгота | | | | северная широта | | | восточная долгота | | |
| | гр. | мин. | сек. | гр. | мин. | сек. | | гр. | мин. | сек. | гр. | мин. | сек. |
| 1 | 45 | 01 | 00 | 51 | 19 | 00 | 7 | 45 | 06 | 00 | 51 | 24 | 00 |
| 2 | 45 | 03 | 00 | 51 | 19 | 00 | 8 | 45 | 05 | 00 | 51 | 24 | 00 |
| 3 | 45 | 03 | 00 | 51 | 17 | 00 | 9 | 45 | 05 | 00 | 51 | 37 | 00 |
| 4 | 45 | 07 | 00 | 51 | 17 | 00 | 10 | 45 | 07 | 00 | 51 | 37 | 00 |
| 5 | 45 | 07 | 00 | 51 | 20 | 00 | 11 | 45 | 07 | 00 | 52 | 00 | 00 |
| 6 | 45 | 06 | 00 | 51 | 20 | 00 | 12 | 45 | 01 | 00 | 52 | 00 | 00 |

543,06 кв.км

Из участка недр исключается площадь горного отвода месторождения Жалгизтобе.

| Угловые Точки № | Координаты угловых точек | | | | | | Угловые Точки № | Координаты угловых точек | | | | | |
|--------------------|--------------------------|------|------|-------------------|------|------|--------------------|--------------------------|------|------|-------------------|------|------|
| | северная широта | | | восточная долгота | | | | северная широта | | | восточная долгота | | |
| | гр. | мин. | сек. | гр. | мин. | сек. | | гр. | мин. | сек. | гр. | мин. | сек. |
| 1 | 45 | 04 | 23 | 51 | 41 | 59 | 9 | 45 | 03 | 34 | 51 | 44 | 16 |
| 2 | 45 | 04 | 43 | 51 | 42 | 09 | 10 | 45 | 02 | 57 | 51 | 44 | 15 |
| 3 | 45 | 04 | 42 | 51 | 43 | 10 | 11 | 45 | 02 | 58 | 51 | 41 | 33 |
| 4 | 45 | 04 | 23 | 51 | 43 | 24 | 12 | 45 | 03 | 28 | 51 | 40 | 10 |
| 5 | 45 | 04 | 24 | 51 | 44 | 22 | 13 | 45 | 03 | 38 | 51 | 39 | 08 |
| 6 | 45 | 04 | 22 | 51 | 46 | 43 | 14 | 45 | 04 | 15 | 51 | 39 | 09 |
| 7 | 45 | 03 | 30 | 51 | 46 | 42 | 15 | 45 | 04 | 14 | 51 | 40 | 12 |
| 8 | 45 | 03 | 30 | 51 | 45 | 28 | 16 | 45 | 04 | 23 | 51 | 41 | 16 |

Площадь – 20,97 кв.км

Площадь геологического отвода с учетом исключенного участка составляет – 522,09 (пятьсот двадцать два целых девять сотых) кв. км.
Глубина – до кристаллического фундамента.

Заместитель председателя

г. Нур-Султан,
ноябрь, 2021 г.

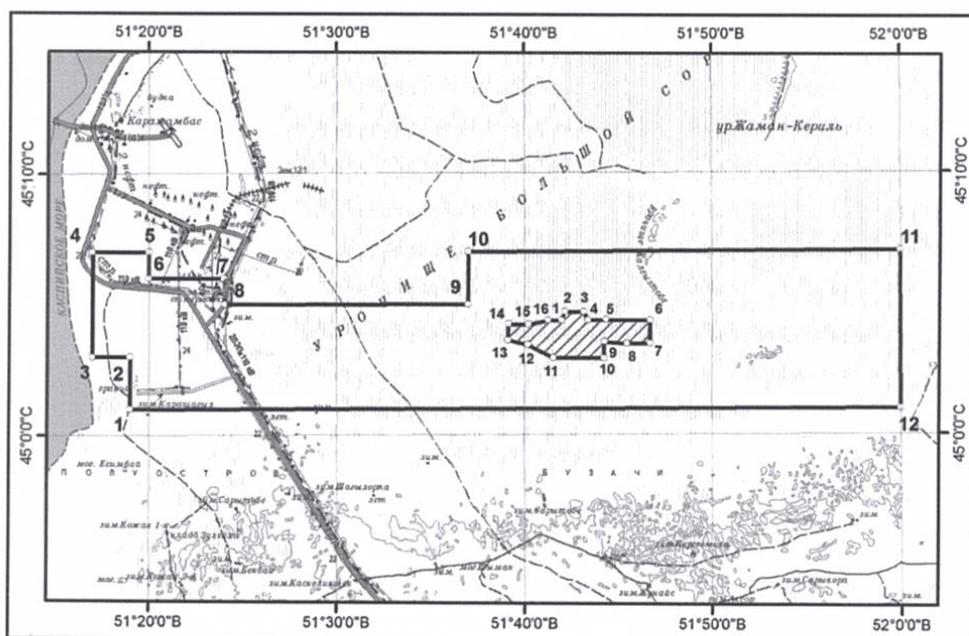
А. Абдикешов

Рис.1.2. Геологический отвод

Приложение № 2
 по Контракту № 036 от 11.02.21 г.
 на право недропользования
 углеводороды
 (вид полезного ископаемого)
 разведка и добыча
 (вид недропользования)

от 29 ноября 2021 г. Рег. № ____ Д-УВ

Картограмма расположения участка недр Нурманов
 Масштаб 1: 380 000



Условные обозначения

- | | |
|--|--|
| контур участка недр Нурманов | нефтепроводы подземные |
| контур исключаемого месторождения Жалгызтобе | ЛЭП на металлических или железобетонных опорах |
| аэродром | дамбы двухсторонние непроеэжие |
| нефтяные и газовые промыслы | водопроводы подземные |
| склады горючего и газгольдеры | береговые линии (непостоянные) |
| автодороги с покрытием (шоссе) | населенный пункт |
| улучшенные грунтовые дороги | горизонтали основные |
| грунтовые проселочные дороги | моря |
| полевые дороги | солончаки непроходимые |
| | солончаки проходимые |

г. Нур-Султан
 ноябрь, 2021 г.

Рис.1.3. Картограмма

2.ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Таблица 2.1 - Географо-экономические условия

| № № пп | Наименование | Географо-экономические условия |
|--------------|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Географическое положение района работ | Восточное побережье Каспийского моря, в центральной части полуострова Бозаши |
| 2 | Место базирования НГРЭ | Тупкараганский район Мангистауской области РК. |
| 3 | Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района | Полуостров Бозаши представляет собой плоскую прибрежную равнину с перепадом абсолютных отметок минус 19-28 м. Характерной чертой ландшафта является наличие многочисленных соров. |
| 4 | Характеристика гидросети и источников питье вой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ | Постоянная гидрогеологическая сеть отсутствует. Источником питьевой воды может служить водовод Киякты-Каламкас, проходящий в 25 км от участка, кроме того, снабжение питьевой водой может осуществляться автоцистернами из расположенного в 120 км от месторождения поселка Тушикудук. Для технического водоснабжения могут быть использованы воды Каспийского моря (30 км) или подземные воды альбского водоносного горизонта. |
| 5 | Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур | Климат района характеризуется резкими колебаниями температуры от минус 30 ⁰ С до плюс 45 ⁰ С. Среднегодовая температура – плюс 10,4 ⁰ С. |
| 6 | Количество осадков | Среднегодовое количество атмосферных осадков редко превышает 100 мм. Осадки приходятся в основном на осенне-зимний период. Максимальная глубина промерзания грунта достигает 50 см. |
| 7 | Преобладающее направление ветров и их сила | Преобладающим направлением ветра является северо-восточное, наибольшая скорость ветра - 30 м/сек. |
| 8 | Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий | Растительность на территории месторождения представлена не большим количеством характерных для полупустынь видов: полынь, изредка тростник и мелкие полукустарники высотой до полуметра. Животный мир относительно разнообразен: большая песчанка, |

| № № пп | Наименование | Географо-экономические условия |
|--------------|--|--|
| | | ушастый ёж – эндемик региона, сайгаки, лисы, волки, зайцы, тушканчики, пресмыкающиеся, а также не менее 40 видов птиц, большая часть которых являются перелётными. |
| 9 | Населенные пункты и расстояния до них | Непосредственно на площади исследований населенных пунктов и железнодорожных станций нет. Ближайшим крупным населенным пунктом является поселок Шетпе, где имеется железнодорожная станция, расположен в 120 км. от центра площади. Расстояние до города Актау - 180 км. |
| 10 | Состав населения | В основном казахи |
| 11 | Ведущие отрасли народного хозяйства | Нефтегазодобывающая промышленность, животноводство |
| 12 | Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы | В непосредственной близости от участка расположены разрабатываемые м-я. Жалгызтобе, Арман и т.д. с достаточно развитой инфраструктурой (нефтепровод, водовод, ЛЭП, грунтовые и шоссейные дороги). |
| 13 | Источник теплоснабжения, электроснабжения | Автономное обеспечение. |
| 14 | Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ | Аэропорт в г. Актау расположен в 180 км на юго-запад от участка, ж/станция Шетпе - в 120 км |

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Систематическое планомерное изучение геологического строения полуострова Бузачи начато в 50-годах нашего столетия. К этому времени относятся проведение комплекса рекогносцировочных маршрутов, средне- и мелкомасштабных геологических съемок и региональных геолого-геофизических исследований. Работы проводились ВНИГРИ, ВАГТ, трестами «Спецгеофизика», «Казнефтегеофизика». На основании материалов этих исследований Н.В. Неволиным, В.Ф. Дьяковым и другими исследователями были составлены первые схемы тектонического районирования фундамента и намечены структурно-формационные зоны, различающиеся составом и степенью дислоцированности доюрского комплекса отложений Северного Устюрта и полуострова Бузачи.

Анализ геолого-геофизических материалов по территории полуострова Бузачи показал, что в 1947-1960 г.г здесь проводились маршрутные рекогносцировочные геологические исследования: гравиметрическая съемка; сейсмические съемки МОВ и КМПВ по региональным профилям с последующим их сгущением на структурах Кошак, Долгинец, Кызан и др.; структурно-картировочное бурение, геологическая съемка масштаба 1:200 000 и 1:100 000; глубокое бурение, в том числе на структуре Кызан, расположенной на юго-восточном склоне Бузачинского поднятия.

Первые гравиметрические работы на полуострове Бузачи проведены в 1958 г. в масштабе 1:100000. Установлены ряд гравитационных максимумов. Среди них - Северо-Бузачинский, центральная часть которого совпадает с большим сором и два- безымянных, названных впоследствии Каражанбасским и Жуманским.

Таким образом, в 1958-1960 г.г площадь исследований покрыта гравиметрической съемкой масштаба 1:100000 и 1:200000 и масштаба 1:50000 сечением 0,5 мгл, выполненной в 1975-76г.г. Этими работами выявлены положительные остаточные аномалии, обусловленные поднятиями в мезозойской толще.

Высокоточная гравиметрическая съемка была начата Илийской ГФЭ в 1975 году в составе комплекса геофизических работ на «прямые» поиски месторождений нефти и газа. За период с 1975 года по 1988 г.г. этими работами занята вся северо-восточная часть п-ва Бузачи от месторождения Каламкас, Каражанбас до сора Кайдак. В результате проведенных работ выявлены положительные аномалии, объединенные в протяженные зоны, отображающие тектонические поднятия в мезозойской толще, «вторичные» гравиметрические минимумы приурочены к ослабленным тектоническим зонам, благоприятным на улучшение коллекторских свойств и для формирования залежей УВ. Выявленные локальные положительные

аномалии использовались для обоснования постановки сейсморазведки МОГТ и нашли отражение в ее результатах в виде антиклинальных поднятий в юрско-меловом комплексе или относительных поднятий на фоне регионального погружения платформенных отложений.

В эти годы вся территория полуострова Бузачи была покрыта аэромагнитной съемкой масштаба 1:200 000, а также высокоточной аэромагнитной съемкой масштаба 1:50000, выполненной в 1974-76г.г. Аэрогеофизической экспедицией. В результате проведенных работ построены карты Т с сечением 2 НТЛ, однако, для поисков структур в платформенном комплексе эти данные оказались малоинформативными.

Непосредственно на площади южного склона Бузачинского поднятия из планомерных исследований следует отметить сейсморазведочные работы МОВ в 1967-68 г.г., проведенные Турланской ГФЭ (Гуденко В.В. и др.), в результате которых выявлены локальные антиклинали в юрско-меловых отложениях Торлун, Зап. Торлун, Акмолан, Долгинец, Долгинец Сев., даны рекомендации на поисковое бурение. На некоторых из них (структуры Торлун, Торлун Зап., Кызан, Коша) в период с 1969 по 1974 годы были завершены буровые работы с отрицательными результатами, что обусловило уменьшение объемов поисковых работ. Однако, после пересмотра имеющихся материалов и составления комплексной программы исследований, работы были возобновлены.

В 1978-79 г.г на описываемой территории сейсмические исследования МОГТ проводила Гурьевская ГФЭ, по результатам которых подготовлены к бурению структуры Алатобе, Тасбас, Бесоба. В пределах этих структур пробурено 10 поисковых скважин с забоем в верхнетриасовых отложениях (1981-1982г.г). В разрезах скважин выделены пласты-коллекторы в отложениях мела и юры. В отобранном керне, пробах пластового флюида в процессе бурения признаков нефти и газа не обнаружено.

Восьмидесятые годы в истории изучения геологического строения полуострова Бузачи характеризуются применением более современных методик полевых наблюдений, качественно новой цифровой аппаратуры и программ динамической обработки сейсмической информации, комплексирования геофизических (сейсморазведка, грави-, электроразведка) и геохимических исследований с целью поисков залежей нефти и газа. Исследования включали: структурно-картировочное и глубокое бурение, сейсморазведку МОГТ, электро-, магнито-, гравиразведку, геохимию.

В 1983-85 г.г. силами Илийской ГФЭ, в опытным порядке, выполнен комплекс геолого-геофизических исследований на выявленных месторождениях Каламкас и Каратурун Восточный и ряда других объектов (Каратурун, Оралбай, Абрай и др.). Эти объекты были рекомендованы к бурению, но оказались «пустыми». После корректировки методики комплексных исследований были выявлены аномалии волновых электрических, гравиметрических и газогеохимических полей, связанные с продуктивными толщами на известных месторождениях - эталонах. Были

подготовлены и переданы под глубокое поисковое бурение ряд структур и аномалий АТЗ - Каратурун Южный, Приморская, Актан, Тырсымазар, Карасаран и др. На структуре Каратурун Южный открыто газовое месторождение.

В юго-восточной части площади исследований в 1985-1989 г.г. проводились сейсмические исследования МОГТ Алматинской ГФЭ с применением вибраторов СВ-5-150. В результате подготовлена к бурению крупная структура Актау площадью 126 кв. км.

В 1984-86 г.г. на полуострове также проводилась высокоточная аэромагнитная съемка масштаба 1:50 000 с целью тектонического районирования и выявления нефтеперспективных структур.

В 1982-84 г.г. трестом МНГФ проведены региональные работы МОГТ на п-ве Бузачи, на отчетную площадь попадают фрагменты трех региональных профилей МНГФ 37, 38, 39, начальные участки которых пересекаются на скважине Г-1 (Торлун Зап.). Следует отметить, что проведенные в 1967-68г.г. поисковые работы МОВ имеют недостаточное качество структурных построений. Постановка поисковых и детализационных работ МОГТ 1989-93 г.г. позволили выявить новые объекты - локальные антиклинали, выклинивания, палеоврезы. Локальные поднятия хорошо увязываются с результатами гравirazведки (ИГФЭ, 1983-85г.г.). На картах остаточных аномалий этим объектам соответствуют положительные аномалии [7,12].

В 1991-1993 г.г. Восточно-Бузачинской партией 9/91-93 Алматинской ГЭ НПО «Казгеофизика» проведены сейсморазведочные работы МОГТ в юго-западной части полуострова Бузачи [12]. Поисковые и детализационные работы проведены на структурах Аксуат, Кошак, Алатобе-Бесоба. В результате построены структурные карты в масштабах 1:100 000 и 50 000 по следующим отражающим горизонтам: IIa (подошва апта), III (подошва неокома), III' и IIIa - внутри верхнеюрские, IV- внутри среднеюрский, V- подошва юры. Верхнеюрские отложения к своду выклиниваются. Судя по временным разрезам, эта толща характеризуется 3-4 фазами, которые выклиниваются поочередно в северном направлении. К этому моменту на структурах, выявленных ранее (Бесоба, Бесоба Сев., Торлун, Торлун Западный, Акмулан, Алатобе, Тасбас), проведено поисковое бурение. Залежи нефти и газа не выявлены, структуры выведены из бурения с отрицательными результатами. По данным высокочастотной гравirazведки и сейсмических работ МОГТ 1989-1992 г.г. был сделан вывод о существовании большой дислоцированности осадочного чехла, чем это предполагалось по данным МОВ и возможном существовании здесь неантиклинальных ловушек (Аксуат, Акжол, Шарым).

В 2005-2006 г.г. Компанией «БГР Интернациональ Казахстан» по договору с Недропользователем - Компанией ФК «СНПС Интернэшнел Барс Б.В.» проведены сейсморазведочные работы МОГТ 2Д на отдельных структурах и участках западной территории Бузачинского поднятия.

Интерпретация новых и переинтерпретацию ранее выполненных сейсморазведочных данных выполнило ТОО «PGSKазахстан» [7,8].

В результате по западной части Буачинского поднятия построена структурная карта по сейсмическому горизонту Па, соответствующему кровле неокомских отложений, с которыми на месторождениях Каражанбас, Северные Бузачи, Жалгызтобе связаны залежи нефти. Для структур Торлун, Сев. Каражанбас, Бесоба построены структурные карты по кровле и подошве меловых отложений в масштабе 1:50000.

По отражающим горизонтам Па, III, V в структурном плане участка «Нурманов» отмечено моноклиналиное погружение мезозойских отложений с севера на юг, на фоне которого выделяются лишь приразломные структуры Жалгызтобе и Жалгызтобе Западный. К структуре Жалгызтобе приурочено одноименное месторождение, а локальная структура Жалгызтобе Западный находится западнее данного месторождения. В своде этой структуры в прошлые годы пробурены структурно-поисковая скважина № 51, в разрезе которой продуктивные горизонты не вскрыты.

В таблице 3.1.1 приводится краткая сводка по выполненным геологическим и геофизическим работам.

3.2. Изученность глубоким бурением контрактной и прилегающих территорий

В связи со сложными географическими условиями полуострова Бузачи и военным полигоном, расположенным здесь в послевоенные годы, геолого-геофизическое изучение территории, где расположен участок «Нурманов» практически началось только в 60-х годах XX века. Геологоразведочные работы в западной части Буачинского свода можно условно разделить на 2 этапа.

На первом этапе здесь была проведена геологическая съемка, которая сопровождалась бурением структурных скважин глубиной до 300-400 м. Основным итогом работ периода 1947-1960 годов является расширение представлений об особенностях геологии доступных участков Буачинского полуострова, выявление ряда локальных структур, а также получение первых данных о геологическом разрезе по материалам структурно-картировочного и глубокого бурения.

По результатам их бурения были установлены залежи очень тяжелой нефти, но для технологий того периода было нецелесообразно вести дальнейшие работы по извлечению нефти.

Второй этап поисковых работ начался в 70-е годы, когда для изучения глубинного строения территории наряду с бурением были привлечены сейсмические методы исследований и была разработана новая технология добычи вязких нефтей.

Подготовка площади для постановки поискового бурения осуществлялась геолого-поисковой партией Комплексной экспедиции

«Мангышлакнефтегазразведка» (МНГР) с картированием кровли неокомских отложений. В январе 1974 года многолетние поисково-разведочные работы на Бузачи увенчались большим успехом - получением из отложений баррема с глубины 303 м первого фонтана нефти дебитом до 100 т/сут из скважины К-12, пробуренной в западной части Каражанбасской структуры. Нефтепоисковые работы на п-ве Бузачи были усилены. В результате открыты месторождения Каражанбас, Сев.Бузачи, Жалгызтобе, Каламкас, Восточный Каратурун, Каражанбас Северный.

Одновременно в период с 1969 по 1974 годы были завершены буровые работы на южном склоне Бузачинского свода -на площадях Торлун, Западный Торлун, Кызан, Кошак с отрицательными результатами.

С целью поисков залежей нефти и газа в отложениях мела, юры и триаса, а также оценки перспектив нефтегазоносности палеозойского комплекса и изучения литологической характеристики разреза в 1976 г на северном крыле Северо-Бузачинской структуры была пробурена поисковая скважина Г-7 глубиной 3500 м.

В 80-е годы геологоразведочные работы на южном склоне Бузачинского поднятия возобновились. Так, в результате поискового бурения скважин Г-1, Г-2, Г-3 на структуре Долгинец в 1980 году вскрыты отложения мела, юры и триаса. В скважине Г-2 в интервале 907-914 м поднят керн, представленный рыхлым песком, пропитанным нефтью. Структура Сев. Долгинец опоискована двумя глубокими скважинами, нефтепроявления в разрезе и продуктивные горизонты не отмечены. На площадях Торлун, Зап. Торлун, Акмолинская в 1981-82 гг. объединением «Мангышлакнефть» (Гриченко Е., Нурманов А., Джарлыганов Ш. и др.) проведено структурно-поисковое бурение 34 скважин общим метражом 17675м. Ими вскрыт разрез отложений от четвертичного до альб-сеноманского возраста. По подошве туронского горизонта (470-500м) построены структурные карты, на которых указанные объекты нашли отображение. На основании этих данных были пробурены глубокие скважины Г-1 (Торлун), Г-3(Акмолинская), признаки нефти и газа не обнаружены [7-12].

Значительный объем структурно-поискового и глубокого бурения сосредоточен на месторождении Жалгызтобе (таблица 3.2.1). По данным, имеющимся у авторов настоящего отчета, на участке «Нурманов» ранее были пробурены структурно-поисковые скважины за пределами месторождения Жалгызтобе. Из них, как отмечено, скважины пробурены в пределах структуры Жалгызтобе Западный, некоторые из них - на моноклиналином склоне Бузачинского свода с целью поисков литологических ловушек. Западная и восточная части контрактной территории не изучены бурением.

Структурно-поисковые и картировочные скважины, пробуренные непосредственно на участке «Нурманов», после выполнения своих задач были ликвидированы.

Таблица 3.1.1 - Перечень сейсмических и геологических исследований, выполненных на участке «Нурманов» и соседних площадях

| №№ п/п | Автор, название отчета, организация, проводившая работу, год издания отчета | Вид и масштаб работ | Краткие результаты исследований |
|-----------|--|-------------------------------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. | А.А. Савельев, Н.Ф. Кузнецова. Рекогносцировочная съемка. ВНИГРИ 1947-1950гг. | Сейсморазведка МОГТ | Выявлено пологое воздымание меловых отложений в районе Жаман-Орпа, а также высказано предположение о наличии Северо-Бузачинской антиклинали. Дана положительная оценка в отношении нефтегазоносности. |
| 2. | Т.П. Маркова «Комплексная аэрогеологическая съемка с применением картировочного бурения», ВАГТ, экспедиция №10, 1952-1954гг. | Аэрогеологическая съемка | Составлены геоморфологическая, гидрогеологическая карты и геологическая карта дочетвертичных отложений, а также тектоническая схема п-ва Бузачи. |
| 3. | Г.В. Шведов. «Геологические исследования с применением структурно-картировочного бурения». ВНИГРИ, 1956г. | Бурение картировочных скважин | Освещено геологическое строение Кызанского поднятия, построены структурные карты по 2-м маркирующим горизонтам: по подошве датского яруса и подошве Шорымской свиты верхнего эоцена. Рассмотрены стратиграфия, нефтеносность, дан анализ толщин и рекомендованы места для заложения поисково-разведочных скважин. |
| 4. | К.В. Кручин, В.Н. Винюко и др. «Структурно-геологическая съемка с применением картировочного бурения». ВНИГРИ, 1957-1958гг | Структурно- геологическая съемка | Составлены кондиционные геологическая, структурная карты м-ба 1:200000, тектоническая схема и пояснительные записки к ним. Выявлен ряд локальных объектов, даны рекомендации для дальнейшего изучения района и постановки поисково-разведочного бурения на нефть и газ. |
| 5. | В.П. Токарев, В.В. Козмодемьянский. Бурение на площади Кызан. КЭМНГР, 1958-1959гг | Поисковое бурение | Пробурено 4 глубоких скважин на поднятии Кызан, вскрывших разрез пермотриаса включительно. Составлены структурные карты, изучены толщины отложений. Результаты бурения в отношении нефтегазоносности оценены как отрицательные. |
| 6. | Г.В. Шведов и др. Структурно-поисковое бурение. ВНИГРИ | Структурно-поисковое бурение | На западной переклинали Каражанбасской структуры пробурены структурно-поисковые скважины. В баррмских отложениях на глубине 361м скважины №7 отмечено слабое газирование и интенсивные нефтепроявления в интервале 316-385м. |
| 7. | В.П. Токарев и др. Глубокое поисковое бурение. КЭМНГР | Поисковых бурение | Проведено глубокое поисковое бурение на Кошакской (2 скв.), Тумсыкской (1скв.), Западно-Торлунской (1скв.), Мурынсорской (1скв.) локальных структурах. Признаки нефти и газа не выявлены. Уточнено геологическое строение. |
| 8. | В.П. Токарев и др. Структурно-поисковое бурение. КЭМНГР, 1974г. | Структурно-поисковое бурение | В западной части Каражанбасской структуры пробурена скв К-12, давшая первый фонтан нефти на п-ве Бузачи из отложений нижнего мела. |
| 9. | О. Ф. Донисенко, В. Ф. Згурская и др. Отчет о поисковых сейсморазведочных работах ОГТ и детальными гравиразведочных исследованиях | | В пределах исследуемой площади выявлен ряд положительных локальных аномалий, соответствующих антиклинальным поднятиям (Каражанбас, Северо-Бузачинское и др.), которые являются первоочередным объектом для постановки |

| | | | |
|-----|---|--|---|
| | на площади Северо-Бузачинского поднятия Бузачинской партии 21-74/76 за 1974-1975 гг. Турланская геофизическая экспедиция, 1976 г. | | сейсмических работ ОГТ. Элементы разрывной тектоники выделены гравиразведкой как в платформенном мезокайнозойском чехле, так и в палеозое. Четко прослежены по высоким значениям градиента Каражанбасский, Северо-Бузачинский, Токтубайский (Бузачинский) и другие разломы субширотного простирания. Кроме того, выделены меридиональные разломы, еще более осложняющие тектоническое строение Северо-Бузачинского поднятия. Таким образом, полученные геофизические данные значительно уточнили геологическое строение западного борта Северо-Бузачинского поднятия. |
| 10. | В.П. Токарев и др. Бурение глубоких скважин. КЭМНГР, 1974-1979гг. | Поисковых бурение | Поисковое и разведочное бурение на площадях Каражанбас, Каламкас, Северо-Бузачинская и др. Вскрыты отложения пермотриаса. На площадях Каражанбас, Каламкас, Северо-Бузачинское, Жалгызтобинское открыты и разведаны месторождения нефти. |
| | В.И. Гусев, И.И. Борисов и др. «Аэрогеология», НПС 1975-1981гг. | Геологическая съемка п-ва Бузачи, масштаб 1:50000 | Составлена геологическая карта масштаба 1:50000 |
| 11 | А.Гринченко, Е. Нурманов и др. «Отчет о результатах структурного бурения в 1981-1992г.» | Структурное бурение | Изложены результаты структурно-картировочного бурения по 34 скважинам на площадях Зап.Торлунская, Торлунская, Акмуланская. Построена структурная карта в масштабе 1:50000 по подошве турона. Рекомендовано бурение 3-х независимых глубоких поисковых скважин. |
| 12 | А.И. Шаховой, Ш. Джарылгапов. «Обобщение результатов геологоразведочных работ на Сев. Устюрте и п-ве Бузачи за 1976-1980гг.». КазНИГРИ, 1981г. | Тематические работы | В отчете по теме 18-13/201 проведен анализ геологоразведочных работ по 23 площадям т.ч. по площадям Долгинец, Сев.Бузачинская, Сев.Каражанбас. |
| 13 | Турмагамбетов Р.К. и др. «Проведение высокоточной гравиметрической съемки м-ба 1:50000 в пределах Бузачинского прогиба в1988-1990гг». с/п 4/88-90, ИГФЭ. 1992 г. | Высокоточная гравиметрическая съемка, м-б 1:50000. | Построены гравиметрические карты м-ба 1:50000 с сечением изаномал 0,2 мгл, карты остаточных аномалий. Получены новые данные о геологическом строении площади от структуры Сев.Долгинец на западе до Дузбай, Жарылгас на востоке. Рекомендованы поисковые сейсморазведочные работы МОГТ на зоны предполагаемых антиклинальных поднятий. |
| 14 | Б.К. Мухитов. «Сейсморазведка МОГТ-ВСМ в пределах Кошак-Кискудукской зоны поднятий. ААГФЭ, 1985-1990гг. | Сейсморазведка МОГТ | Проведены работы по оптимизации методики проведения работ МГТ ВСМ. Построены структурные карты по площади работ по III и V ОГ. Уточнено геологическое строение площади выявлена структура на участке Актау. Даны методические рекомендации. |
| 15 | А.Ю. Гаджиев и др. «Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, выполненных на контрактной территории ФК «СНПС Интернэшнел Барс Б.В.» в Мангистауской области». ТОО «НКЦ «Прогноз», 2011 г. | Сейсморазведка МОГТ-2Д | Результаты проведенной высокоразрешающей сейсморазведки показали высокую эффективность изучения сложно-построенной площади. Изучено геологическое строение мезозойских верхнепалеозойских отложений на Бузачинско-Байчагырской зоны поднятия. Построены структурные карты по юрско-меловым и нижнепермским отложениям. Выявлены нефтеперспективные объекты в этих отложениях. Авторами отчета рекомендовано бурение трех скважин на юрско-меловые отложения на площадях Торлун и Бесоба и одной – на нижнепермские |

| | | | |
|--|--|--|---|
| | | | отложения на площади Каражанбас Северный. |
|--|--|--|---|

Таблица 3. 2 .1 - Изученность структурно-поисковым бурением месторождения Жалгызтобе

| № № п/п | № скважины | Категория скважины | Фактическая глубина (м) | Альтитуда земли или колонны (альтитуда ст. ротора), м | Дата окончания бурения | Состояние скважины |
|---------------|---------------|-----------------------|---------------------------------|--|------------------------|--------------------|
| | | | Фактический горизонт (м) | | | |
| 1. | К-37 | струк.поиск. | <u>577</u> К ₁ ne | -24,6 | 1976г. | ликвидирована |
| 2. | К-53 | струк.поиск. | <u>570</u> К ₁ ne | -23,8 | 1976г. | ликвидирована |
| 3. | К-88 | струк.поиск. | <u>565</u> J ₂ | -24,2 | 1976г. | ликвидирована |
| 4. | К-113 | струк.поиск. | <u>535</u> К ₁ ne | -24,3 | 1976г. | ликвидирована |
| 5. | К-115 | струк.поиск. | <u>520</u> К ₁ ne | -24,5 | 1976г. | ликвидирована |
| 6. | К-119 | струк.поиск. | <u>572</u> К ₁ ne | -24,7 | 1976г. | ликвидирована |
| 7. | К-120 | струк.поиск. | <u>530</u> J ₂ | -24,6 | 1976г. | ликвидирована |
| 8. | К-121 | струк.поиск. | <u>550</u> J ₂ | -24,7 | 1976г. | ликвидирована |
| 9. | К-122 | струк.поиск. | <u>560</u> J ₂ | -24,6 | 1976г. | ликвидирована |
| 10. | К-123 | струк.поиск. | <u>566</u> J ₂ | -24,1 | 1976г. | ликвидирована |
| 11. | К-124 | струк.поиск. | <u>575</u> К ₁ ne | -24,6 | 1976г. | ликвидирована |
| 12. | К-125 | струк.поиск. | <u>560</u> J ₂ | -23,9 | 1976г. | ликвидирована |
| 13. | К-137 | струк.поиск. | <u>535</u> J ₂ | -24,4 | 1976г. | ликвидирована |
| 14. | К-138 | струк.поиск. | <u>452</u> К ₁ ne | -23,9 | 1976г. | ликвидирована |
| 15. | К-139 | струк.поиск. | <u>480</u> К ₁ ne | -24,5 | 1976г. | ликвидирована |
| 16. | 163 | поисковая | <u>452</u> К ₁ ne | -22,7 | 10.07.1976 г. | ликв.по геол.прич. |

Таблица 3.2.2 – Толщина мезозойских отложений по скважинам, пробуренным на исследуемой площади

| Возраст | Долгинец Г-1 | Зап.Торлун Г-1 | Торлун Г-1 | Кошак Г-1 | Алатобе Г-4 | Алатобе Г-1 | Тасбас Г-2 | Тасбас Г-3 | Бесоба Г-2 | Сев Бесоба Г-2 |
|------------------|--------------|----------------|------------|-----------|-------------|-------------|------------|------------|------------|----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| K ₁ | 635 | 580 | 630 | 733 | 630 | 641 | 700 | 718 | 704 | 707 |
| J ₃ | 236 | 84 | 82 | 127 | 67 | 78 | 60 | 42 | - | - |
| J ₂ | - | 244 | 207 | 182 | 254 | 288 | 300 | 326 | 338 | 298 |
| T ₃ | - | 640 | 474 | 364 | 84 | - | 45 | 59 | - | - |
| T ₁₊₂ | 69 | 1082 | | | | 43 | | | 46 | 28 |

Таблица 3.2.3 - Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды

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

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «КазТрансНефть», который проводит операции по недропользованию на участке «Нурманов» в соответствии с Контрактом на разведку и добычу №5036-УВС МЭ от 11.03.2022г. Срок действия Контракта до 11.03. 2028 года.

3.3. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

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

1. На участке «Нурманов» ранее были пробурены структурно-поисковые скважины за пределами территорий соседних месторождений, которые возможно были пробурены в неоптимальных условиях.

2. По данным сейсморазведки 2Д, проведенной в 1974- 1998 году, в пределах участка по всем отражающим горизонтам (V, III) отчетливо выделяется лишь структура Жалгызтобе, по горизонту IIa западнее этой структуры появляется структура Жалгызтобе Западная, где пробурены скважины К-51 и К-56. На месторождении Жалгызтобе триасовые отложения вскрыты разведочными (скв. R-1, R-2 и R-20) и эксплуатационными скважинами (скв. 236 и 327). Признаки нефти и газа в них и в среднеюрских отложениях не отмечены. Район структуры Жалгызтобе и непосредственно участка Нурманов характеризуется высокой тектонической активностью, способствовавшей образованию широкой сети тектонических нарушений.

3. В 2007 г на соседнем месторождении Жалгызтобе проведены детальные сейсморазведочные работы МОГТ 3Д на площади 26,35 км². Обработка и интерпретация сейсмических материалов 3Д были проведены в ТОО «PGD Services» в 2007 - 2008 гг. Уточнено геологическое строение мезозойского комплекса. В пределах контрактной территории в 2006 году «СНПС Итернешнл Барс Б.В.» были проведены сейсморазведочные работы 2Д, также были обработаны и переработаны старые данные 2Д сейсморазведки, выполненной на исследуемой территории ранее. В результате геологической интерпретации ранее проведенных сейсморазведочных работ в волновом поле прокоррелированы отражающие горизонты и выполнены структурные построения по юрско-меловому и доюрскому комплексам. Также было предложено деление исследуемой территории по юрско-меловому комплексу на блоки, связанные с наличием непроницаемых литологических барьеров, что может позволить выявить новые перспективные зоны в нефтегазоносном отношении.

4. На исследуемой территории наиболее перспективные объекты в нефтегазоносном отношении расположены в приразломной зоне, где могут быть обнаружены структурно- литологические ловушки, экранированные субширотным региональным сбросом.

3.4. Геофизические исследования

Сведений о комплексе ГИС, проведенных в структурно-поисковых скважинах на контрактной территории «Нурманов» нет, поэтому, в главе описаны промыслово-геофизические исследования, проведенные на месторождении Жалгызтобе.

В поисковых скважинах, пробуренных на месторождении Жалгызтобе, комплекс общих геофизических исследований по всему стволу включал запись в открытом стволе следующих методов: стандартный каротаж - кровельным (N0.5M2A) и подошвенным градиент-зондами (M2A0.5B) с

одновременной записью кривой потенциалов собственной поляризации (СП), кавернометрия (ДС), радиоактивный каротаж (РК) включал кривые записи естественной радиоактивности (ГК) и вторичного гамма-излучения (НГК).

Комплекс детальных исследований, помимо перечисленных методов, включал боковое каротажное зондирование (БКЗ) зондами А0.4М0.1N, А1М0.1N, А4М0.5N, А8М1N, индукционный каротаж (ИК), боковой фокусированный каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК).

Качество цементирования колонн и определение высоты подъема цемента определялось методом акустической цементометрии (АКЦ).

В эксплуатационных скважинах по всему стволу проводились следующие виды каротажа: СП, ДС, ГК, НГК, НК (2-х зондовый), БК, МБК, ИК, МКЗ, БКЗ и/или высочастотное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), акустический (АК), плотностной (ГГКп). Для определения кривизны ствола скважины и положения его в пространстве во всех скважинах проводилась инклинометрия с замерах азимута и угла искривления ствола на точках через 20 м. Качество цементирования эксплуатационных колонн оценивалось по диаграммам акустического цементомера (АКЦ, СВЛ).

Комплекс дополнен плотностным каротажом (ГГКп), который в условиях месторождения Жалгызтобе является наиболее информативным методом для выделения эффективных толщин и оценки пористости пород. Боковое каротажное зондирование (БКЗ) проводили приборами КЗ-723, КЗ-741. Запись бокового каротажа осуществлялась аппаратурой КЗ-741, ЭК-1, ЭК-2, индукционный каротаж - прибором АИК-5. ГГКп проводили прибором СГП2-АГАТ. Диаграммы РК были записаны приборами СРК-01, ДРСТ-3-90. Запись ГК осуществлялась в мкР/ч, а НГК в условных единицах. При выполнении акустического каротажа в необсаженных скважинах применялись приборы типа АКВ-1, МАК-6.

В большинстве скважин выполненные комплексы ГИС позволяют решать геологические задачи в условиях песчано-глинистого разреза месторождения Жалгызтобе: проводить литологическое расчленение разреза, выделять пласты-коллекторы; проводить качественную и количественную интерпретацию: определять эффективные толщины, оценивать фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), характер насыщения выделенных в разрезе пластов-коллекторов.

В таблице 3.4.1 показаны виды и методы ранее проведенных на месторождении Жалгызтобе геофизических исследований скважин и интервалы исследования.

Таблица 3.4.1 - Геофизические исследования скважин на месторождении Жалгызтобе

| №№ | Год проведения | Забой скважины | Виды исследований, их целевое назначение | Масштаб записи | Интервалы исследований, м | Примечание |
|-------------------|----------------|----------------|--|----------------|---------------------------|------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Жалгызтобе | | | | | | |

| | | | | | | |
|------|-------------|---|--|---|--------------|--|
| 137a | 07-08.08.09 | - | БКЗ, ИК, БК, ВИКИЗ, КВ, ГК, 2ННК-Т, ГГКп, АК, Рез., Инкл | - | 159.0-450.0 | |
| 139 | 13.01.78 | - | БКЗ, ИК, ПС, БК, МБК, КВ, ГК, НГК, | - | 363.0-450.0 | |
| 143 | 06.05.78 | - | БКЗ, КС, ИК, ПС, КВ, ГК, НГК | - | 384.6- 449.0 | |
| 155 | 17.04.78 | - | БКЗ, ИК, ПС, КВ, ГК, НГК, | - | 362.0-447.0 | |
| 163 | 31.05.78 | - | БКЗ, ИК, ПС, БК, МБК, КВ, ГК, НГК | - | 355.6-445.0 | |
| 200 | 03.06.2003 | - | БКЗ, ИК, ПС, БК, МБК, МКВ, КВ, ГК, НГК | - | 108.0-457.0 | |
| 201 | 06.07.03 | - | БКЗ, ИК, ПС, БК, МБК, МКВ, КВ, ГК, НГК, ГГКп, АК, Профилеметрия | - | 5.0-455.0 | |
| 202 | 29.07.03 | - | ИК, ПС, БК, МБК, МКВ, КВ, ГК, НГК, ГГКп, АК, Профилеметрия | - | 0.0-456.0 | |
| 203 | 14.07.08 | - | КС, БК, МБК, МКЗ ВИКИЗ, МКВ, КВ, ГК, 2ННК-Т, ГГКп, АК, Профилеметрия | - | 163.7- 450.0 | |
| 204 | 19.10.06 | - | БКЗ, КС, ПС, БК, КВ, ГК, Профилеметрия, Рез. | - | 2.0-433.0 | |
| 205 | 22.07.08 | - | КС, ПС, БК, МБК, МКЗ, ВИКИЗ, МКВ, КВ, ГК, 2ННК-Т, ГГКп, АК, Профилеметрия | - | 0.0-453.0 | |
| 206 | 25-26.11.03 | - | БКЗ, ИК, ПС, БК, МБК, МКВ, КВ, ГК, НГК, ГГКп, АК, Профилеметрия | - | 0.0-437.0 | |
| 207 | 24.10.03 | - | БКЗ, ИК, ПС, БК, МБК, МКВ, КВ, ГК, НГК, ГГКп, АК | - | 0.0-436.5 | |
| 208 | 25.09.03 | - | БКЗ, ИК, ПС, БК, МБК, МКВ, КВ, ГК, НГК, ГГКп, АК, Профилеметрия | - | 0.0-451.0 | |
| 210 | 16.08.03 | - | БКЗ, ИК, ПС, БК, МБК, МКВ, КВ, ГК, НГК, ГГКп, АК, | - | 128.0-465.0 | |
| 211 | 02.09.03 | - | БКЗ, ИК, ПС, БК, МБК, МКВ, КВ, ГК, НГК, ГГКп, АК, | - | 141.0-459.0 | |
| 212 | 03.07.08 | - | КС, ПС, БК, МКЗ ВИКИЗ, МКВ, КВ, ГК, 2ННК-Т, ГГКп, АК, | - | 0.0-456.2 | |
| 213 | 02.10.07 | - | БКЗ, ИК, ПС, БК, МКЗ ВИКИЗ, МКВ, КВ, ГК, ГГКп, АК, 2ННК-Т, Профилеметрия | - | 0.0-456.2 | |
| 214 | 28.02.04 | - | БКЗ, БК, КВ, ГК, | - | 350.0-439.7 | |
| 215 | 15.05.08 | - | КС, ПС, БК, МКЗ, МБК, ВИКИЗ, МКВ, КВ, ГК, АК | - | 0.0-459.3 | |

| | | | | | | |
|-------|-------------|---|--|---|-------------|--|
| 216 | 18-19.05.04 | - | БКЗ, ПС, БК, МКЗ, МБК, МКВ, ГК, НГК, АК | - | 0.0-437.0 | |
| 217 | 22.10.07 | - | КС, ПС, БК, МБК, ВИКИЗ, МКВ, КВ, ГК, 2ННК-Т, ГГКп, Профилеметрия | - | 0.0-450.0 | |
| 218 | 26.05.08 | - | КС, ПС, БК, МКЗ ВИКИЗ, МБК, МКВ, КВ, ГК, ГГКп, АК, 2ННК-Т, АК, Профилеметрия | - | 0.0-454.5 | |
| 219 | 20.06.08 | - | КС, ПС, БК, МКЗ ВИКИЗ, МБК, МКВ, КВ, ГК, 2ННК-Т, ГГКп, Профилеметрия | - | 0.0-450.0 | |
| 220 | 24.04.08 | - | КС, ПС, БК, МКЗ ВИКИЗ, МБК, МКВ, КВ, ГК, 2ННК-Т, ГГКп, Профилеметрия | - | 0.0-453.0 | |
| 220-1 | 21.03.08 | - | КС, ПС, БК, ВИКИЗ, МБК, КВ, ГК, 2ННК-Т, Профилеметрия | - | 0.0-452.7 | |
| 221 | 15.10.04 | - | БКЗ, ИК, ПС, БК, МКЗ, КВ, ГК, 2ННК-Т, | - | 2.6-437.0 | |
| 222 | 19.08.04 | - | БКЗ, ИК, БК, МБК, МБЗ, КВ, ГК, 2ННК-Т, Профилеметрия, Рез. | - | 0.0-437.4 | |
| 223 | 08.07.04 | - | БКЗ, ИК, ПС, БК МКЗ, КВ, ГК, 2ННК-Т, Профилеметрия, Рез. | - | 3.6-451.9 | |
| 224 | 12.04.08 | - | КС, ПС, БК, МКЗ, ВИКИЗ, ГК, 2ННК, ГГКп, Профилеметрия | - | 0.0-455.6 | |
| 225 | 03.04.08 | - | КС, ПС, БК, МБК, МКЗ, КВ, ВИКИЗ, ГК, 2ННК-Т, АК Профилеметрия | - | 130.0-446.6 | |
| 226 | 08.10.09 | - | БКЗ, ИК, БК, МБК, МКЗ, ВИКИЗ, КВ, ГК, 2ННК-Т Профилеметрия, Инкл. | - | 163.0-450.0 | |
| 229 | 14.08.09 | - | КС, ИК, ПС, БК, МБК, МКЗ, КВ, ГК, ВИКИЗ, ГГКп, АК, Рез. Инкл | - | 155.0-454.0 | |
| 230 | 01.10.09 | - | БКЗ, ИК, БК, МБК, МКЗ, ВИКИЗ, КВ, ГК, ГГКп, 2ННК-Т Профилеметрия, Рез. Инкл. | - | 158.0-451.0 | |
| 233 | 14.09.09 | - | БКЗ, ИК, БК, МБК, МКЗ, ВИКИЗ, КВ, ГК, ГГКп. 2ННК-Т, АК, Рез. Инкл. | - | 153.0-453.0 | |
| 234 | 28.08.09 | - | БКЗ, ИК, БК, ВИКИЗ, КВ, ГК, 2ННК-Т, АК, Рез. Инкл. | - | 158.0-448.0 | |
| 235 | 23.09.09 | - | БКЗ, ИК, ПС, БК, ВИКИЗ, КВ, ГК, ГГКп, 2ННК-Т, АК, Рез. Инкл | - | 159.0-450.0 | |

| | | | | | | |
|-----|----------|---|---|---|--------------|--|
| 236 | 11.09.09 | - | БКЗ, ИК, БК, МБК, ВИКИЗ, МКЗ, КВ, ГК, 2ННК-Т, АК Рез. Инкл. | - | 151.0-700.0 | |
| 237 | 22.01.08 | - | КС, ПС, БК, МБК, ВИКИЗ. КВ, ГК, 2ННК- Т, ГГКп, АК | - | 0.0-430.8 | |
| 238 | 28.12.07 | - | КС, ПС, БК, МБК, ВИКИЗ, КВ, ГК, ГГКп, 2ННК-Т, АК | - | 0.0-436.8 | |
| 239 | 11.02.08 | - | КС, ПС, БК, МБК, ВИКИЗ. КВ, ГК, 2ННК- Т, ГГКп, АК Профилеметрия, | - | 0.0-451.8 | |
| 240 | 04.03.08 | - | КС, ПС, БК, МБК, ВИКИЗ. МКВ, КВ, ГК, НГК, АК Профилеметрия, | - | 0.0-453.8 | |
| 241 | 22.09.09 | - | БКЗ, КС, ПС, БК, МБК, ВИКИЗ. МКВ, КВ, ГК, НГК, АК, Рез. Инкл. | - | 159.0- 450.5 | |
| 247 | 30.08.09 | - | БКЗ, ИК, БК, ВИКИЗ КВ, ГК, ГГКп, 2ННК-Т, АК, Инкл. | - | 162.0-450.7 | |
| 277 | 24.10.09 | - | БКЗ, ИК, КС, ПС, БК ВИКИЗ, МКВ, КВ, ГК, 2ННК-Т, ГГКп, АК, Рез. Инкл. | - | 158.5-450.0 | |
| 278 | 23.10.09 | - | БКЗ, ИК, КС, ПС, БК ВИКИЗ, МКВ, КВ, ГК, 2ННК-Т, ГГКп, АК, Рез. Инкл. | - | 157.0-452.0 | |
| 280 | 08.10.09 | - | БКЗ, ИК, КС, ПС, БК ВИКИЗ, МКВ, КВ, ГК, 2ННК-Т, ГГКп, АК, Рез. Инкл. | - | 155.0-450.7 | |
| 281 | 15.10.09 | - | БКЗ, ИК, КС, ПС, БК ВИКИЗ, МКВ, КВ, ГК, 2ННК-Т, ГГКп, АК, Рез. Инкл. | - | 158.0-452.0 | |
| 282 | 16.10.09 | - | БКЗ, ИК, КС, ПС, БК ВИКИЗ, МКВ, КВ, ГК, 2ННК-Т, ГГКп, АК, Рез. Инкл. | - | 158.0-453.0 | |
| 283 | 29.09.09 | - | БКЗ, ИК, КС, ПС, БК ВИКИЗ, МКВ, КВ, ГК, 2ННК-Т, ГГКп, АК, Рез. Инкл. | - | 162.0-452.0 | |

3.5. Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования скважин

В процессе геолого-разведочных работ, проведенных в 1976-1977 гг на месторождении Жалгызтобе, в скважинах 142, 139, 143, 155 были проведены опробования, по результатам которых установлена нефтеносность неокомских отложений пласта А₁.

В период пробной эксплуатации по продуктивному пласту A_1 в 27 эксплуатационных скважинах были проведены опробования и в 19 скважинах было проведено освоение.

Вскрытие пластов осуществлялось кумулятивными типами перфораторов ПК-103, ПК-105, ПЛ-70, RDX, ПР-43, ПКС-89, ЗПКО-89DN01. Плотность прострела принималась в зависимости от характеристики коллекторских свойств намеченных к испытанию пластов - от 10 до 20 отверстий на 1 погонный метр.

Вскрытие продуктивных горизонтов перфорацией производилось в герметичной скважине, заполненной глинистым раствором удельным весом 1300-1320 кг/м³.

Определение герметичности колонны и переходного изоляционного цементного моста во всех случаях производилось методами снижения уровня и опрессовкой, при этом основным методом являлся метод снижения уровня.

Подъемным лифтом в скважинах служили 2½" и 2⅞" насосно-компрессорные трубы, спущенные до верхних отверстий фильтра (или на 10-20 м не доходя до них).

Вызов притока пластового флюида осуществлялся заменой глинистого раствора на воду (уд. вес воды 1050 кг/м³) с последующей продувкой компрессором. После получения качественной характеристики результатов испытания производились исследования объектов опробования.

В зависимости от характера и интенсивности притока применялись различные методы опробования:

- фонтанный,
- компрессорный
- прослеживание уровня.

Опробование объектов фонтанным методом заключалось в создании различных депрессий на пласт путем последовательной смены штуцеров от 3,2 мм до 26 мм. Время работы на режиме колеблется от 3 до 6 суток.

В процессе опробования скважин производился следующий комплекс работ:

- замер дебитов нефти на каждом режиме;
- замер забойного, буферного и затрубного давления;
- замер пластового давления;
- определение температуры;
- отбор поверхностных и глубинных проб нефти, воды.

Замер дебитов нефти при компрессорном способе осуществлялся при постоянной продувке после срезки столба нефти в скважине через замерные емкости, при этом велся непрерывный учет количества выходящей из скважины продукции.

В случае отсутствия фонтанных притоков нефти исследование проводилось методом прослеживания уровня.

Уровень снижался до максимально возможной глубины и затем проводилось наблюдение за восстановлением уровня до статического. В

результате исследования расчетным путем определялся дебит жидкости при различных динамических уровнях и коэффициент продуктивности.

По результатам ГИС и опробования в отложениях неокома были выявлены 4 продуктивных пласта (А₁, Б, В, Г).

В пласте А₁ в результате опробования были получены притоки нефти дебитами от 0,7 м³/сут (скв.211) до 6,7 м³/сут (скв.235) и воды от 0,7 м³/сут (скв. 226) до 36 м³/сут (скв. 210). В остальных эксплуатационных скважинах в которых проводились освоение были получены притоки нефти и воды. Дебит нефти составляет от 1,9 м³/сут (скв. 206) до 12,7 м³/сут (скв. 214) и воды от 0,9 м³/сут (скв.220-1) до 4,7 м³/сут (скв. 214).

В пласте Б в 5 скважинах были проведены опробования. Дебит нефти составляет от 1,3 м³/сут (скв.236, 278) до 3,4 м³/сут (скв. 277) и воды от 0,6 м³/сут (скв. 277) до 5,7 м³/сут (скв. 278).

В пласте В освоение проводилась в скважине скв. 215. При этом получена нефть с водой. Дебит нефти составляет 1 м³/сут и воды 4 м³/сут. В скважине 283 пласт В был опробован совместно с пластом Г. В результате опробования получена нефть с дебитом 1,6 м³/сут.

В пласте Г освоены 2 скважины (241, 280), где дебит нефти составляет 1,6 м³/сут (скв. 241) и 0,8 м³/сут (скв. 280).

3.6. Лабораторные исследования

Данные по исследованиям приведены по месторождению Жалгызтобе, расположенному в пределах исследуемой территории.

Наиболее изучены породы юры и мела месторождения Жалгызтобе. Первые исследования коллекторских свойств пород месторождения Жалгызтобе проводились в лабораторных условиях КазНИГРИ и АктюбНИГРИ. На первом этапе было изучено 32 образца пород, по которым определены емкостно-фильтрационные свойства. По керну из скважин 213, 217, 237, 238, исследованному в АО «АктюбНИГРИ», выполнены следующие анализы: определение возраста отложений, петрографическое изучение, макроописание пород, петрографическое описание (изучено 50 шлифов, изготовленных по стандартной методике из сцементированных пород). В процессе исследований определены плотность пород и зерен, пористость и проницаемость, фракционный состав и карбонатность. Кроме этого, определена нефте- и водонасыщенность пород методом Дина-Старка на незаконсервированных образцах керна, отобранных из скважин, пробуренных на буровых растворах на водной основе.

Специалистами АО «НИПИнефтегаз» по кернам, отобранным из скважин (137а, 229 и 234), были определены плотность пород и зерен, пористость и проницаемость, фракционный состав и карбонатность. На коллекции из 20 образцов определены кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность, для трех образцов песчаников с карбонатным цементом определено электрическое сопротивление при 100% и изменяющейся методом центрифугирования водонасыщенности.

Гранулометрический состав пород определялся седиментационно-ситовым методом, предусматривающим дезинтеграцию породы, отмучивание частиц размером меньше 0,01 мм, определение размеров зерен рассевом пробы на ситах с отверстиями соответствующих размеров и определение массы полученных фракций.

Карбонатность пород определялась по объему газа, выделившегося при взаимодействии соляной кислоты с навеской породы.

Литолого-петрографическая характеристика пород продуктивных отложений

На месторождении Жалгызтобе, который находится на участке «Нурманов», продуктивные меловые отложения представлены неравномерным чередованием слабосцементированных песчаников и алевролитов (песков и алевроитов), карбонатных песчаников и алевролитов, глин и единичных тонких прослоев мергеля и карбонатных пород.

В разрезе встречены следующие породы:

- слабосцементированные песчаники (пески) - темно-коричневые, коричневые, в основном мелкозернистые, реже средне-мелкозернистые, отчасти - алевроитовые, массивные или с редкими, миллиметровыми,

прерывистыми слойками глинистого, глинисто-карбонатного светлоокрашенного материала, нефтенасыщенные;

- микроскопически песчаники - полимиктовые. Форма зерен - окатанная и полуокатанная, сортировка - плохая. Цемент - глинистый, контактово-порового типа;

- слабосцементированные алевролиты (алевриты) -коричневые, светло-коричневые, в основном, крупнозернистые, часто песчанистые, неравномерно нефтенасыщенные, массивные или с прерывистыми слойками и линзами глинисто-карбонатных светлоокрашенных разностей. Минералогический состав кластического материала, тип и состав цемента - аналогичен песчаникам слабосцементированным;

-карбонатные песчаники и алевролиты - серые, зеленовато-серые, песчаники - чаще мелкозернистые, реже - среднезернистые, мелко-среднезернистые;

- алевролиты крупнозернистые глинистые и мелко-крупнозернистые, полимиктовые, крепкосцементированные карбонатным, глинисто-карбонатным цементом базального, базально-порового типа, с прослоями, в которых отмечаются целые крупные раковины пелеципод и их обломки, а также обломки аммонитов;

- глины - темно-серые до черных, зеленовато-серые, красновато-коричневые, неравномерно алевритистые, уплотненные или пластичные, прослоями в различной степени известковистые, слоистые, слюдистые, с неровным чешуйчатым и ступенчатым изломом, иногда содержат обломки фауны и ОРО.

Карбонатные породы - светло-зеленовато-серые, тонкозернистые, с примесью песчаного и глинистого материала.

Имеющийся комплекс исследований позволил доказать аналогичность литолого-петрофизической характеристики продуктивных меловых отложений на месторождениях Жалгызтобе и Каражанбас.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

Первыми скважинами, вскрывшими палеозойские отложения в Бузачинской зоне, были Северный Каражанбас П-1 (интервал 1770-4128 м), Северные Бузачи Г-7 (интервал 1954-3500 м) и Култай Г-4 (интервал 1950-2705 м).

В конце 80-х были пробурены параметрические скважины Арман П-1 (интервал 3200-5432м) и Восточный Каратурун П-1 (интервал 3010-5200м), которые вскрыли также разрез палеозойских отложений (рисунок 3.1).

Общим для разрезов этих скважин было отсутствие пород-коллекторов и нефтегазопроявлений. В связи с этим, палеозойские отложения в районе полуострова Бузачи считались малоперспективными для обнаружения

месторождений нефти и газа и вследствие этого были неполно освещены биостратиграфическими и литологическими исследованиями [5,12,13].

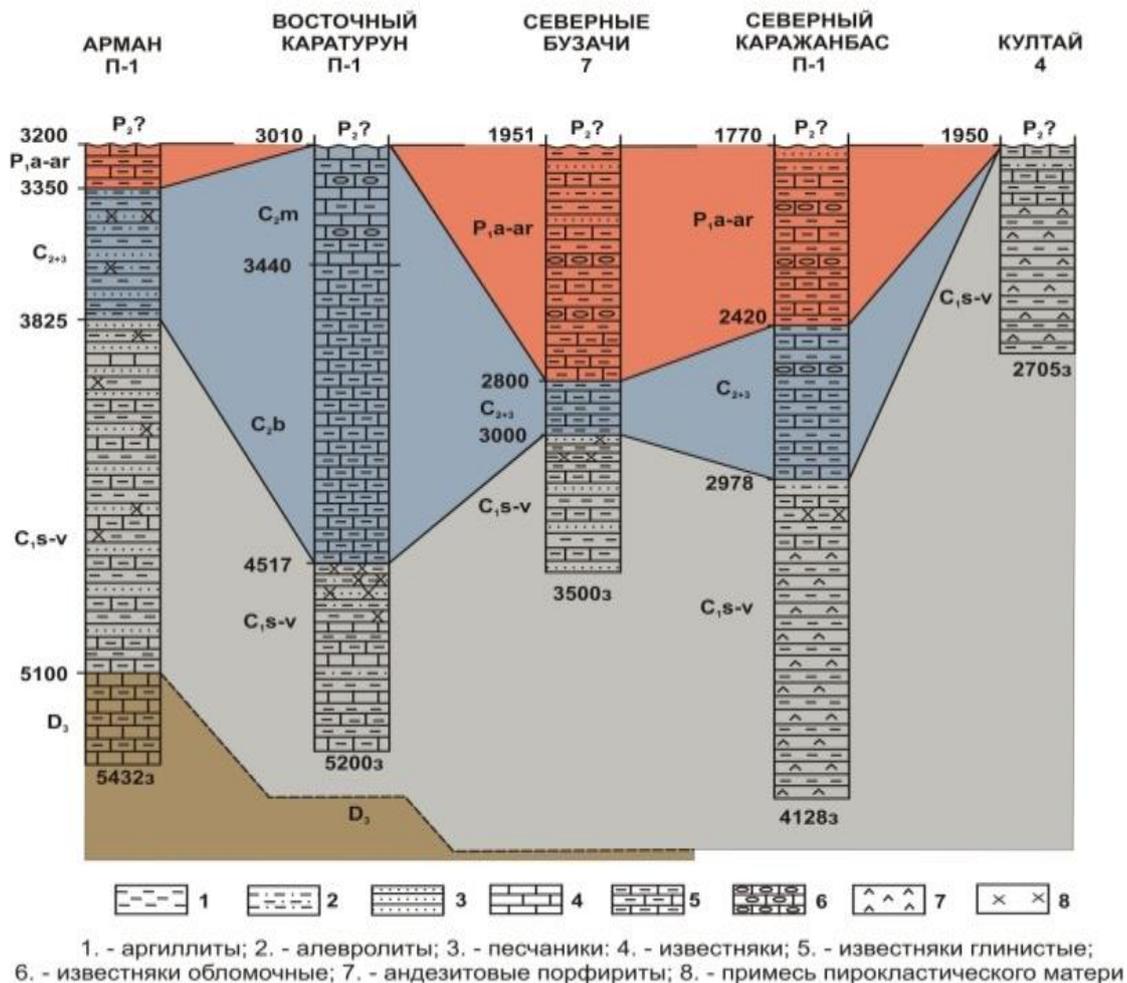


Рисунок 4.1.1 - Сопоставление палеозойских отложений, вскрытых скважинами на Бузачинском поднятии

Одной из характеристик пермо-триасовых отложений Бузачинской зоны является «неглубокая» глубина кровли триасовых отложений, по данным скважин - не более 1500 м, в разрезах Северо-Устюртской впадины кровля триасовых отложений встречена уже на глубине 3000м и более [5,13]. Минимальная толщина пермтриасовых отложений в северо-западной части п-ва Бузачи по данным КМПВ равны 2-3 км, увеличиваясь в юго-восточном направлении.

По стратиграфической схеме верхней перми и триаса В.В. Липатовой и др. (1985г) [13] в составе верхней перми и триаса Северного Устюрта, Южного Мангышлака и полуострова Бузачи выделены три литолого-стратиграфических комплекса (снизу-вверх): красноцветный (верхнепермско-нижнетриасовый), пестроцветный (среднетриасовый) и сероцветный (верхнетриасовый).

Красноцветный литолого-стратиграфический верхнепермско-нижнетриасовый комплекс имеет широкое распространение и залегает на породах нижней перми и карбона, перекрывается породами среднего триаса или средней юры. Строение отложений демонстрируют скважины Каламкас П-1, Северные Бузачи П-1, Каражанбас Г-1, в которых красноцветный комплекс расчленяется на две части: нижняя - каражанбасская свита, условно сопоставлена с верхней пермью, верхняя - северо-бузачинская и бузачинская свиты, отнесены к нижнему триасу. Вскрытая толщина пород в скв. Г-3 Кызан равна 940 м, плотность - 2,65-2,75 г/см³ [12].

В скв.1 Зап. Торлун отложения пермтриаса вскрыты в интервале 1480-3110 м, не пройдены на всю мощность. В интервале 1480-2105 м залегают плотные, крепкие аргиллиты от серого до черных плотностью 2,7 г/см³. Ниже вскрыт прослой светло-серого песчаника с карбонатным цементом (инт.2105-2120 м). До глубины 2555 м залегают аргиллиты известковистые, крепкие, плотные, с редкими прослоями алевролитов и персчаников темно-бурых, реже - сероцветных.

Мезозойская группа – MZ

Триасовая система (Т)

На месторождении Жалгызтобе триасовые отложения вскрыты скважиной 236. Поскольку керн в отложениях триасовой системы не отбирался, литолого-стратиграфическая характеристика приведена по аналогии с соседним месторождением Каражанбас (7).. Биостратиграфические определения указывают на континентальную - флювиодельтовую среду осадконакопления. В литологическом отношении триасовые отложения представлены толщей аргиллитоподобных глин и аргиллитов коричнево-бурого, реже зеленовато-серого цвета и мелкозернистыми песчаниками с подчиненными прослоями известняков, мергелей и алевролитов. В составе органических остатков, выделенных по анализам керна разведочных скважин, определены остракоды: *gerdalia Vetlugensis* Bel., *G. Clara* Mich., *G. Defecta* Schl., *Darwinula* sp.; миоспоры: *Punctatisporites* sp., *Verrucosisporites* sp., *Cycloverrutriletes presselensis* Schulz, *Platysaccus* sp., *Cucloverrutriletes triassicus* Maid, *Florinites* sp.; микрофитопланктон, возраст которых датируется как раннетриасовый (индско-оленекский).

Юрская система – J

На месторождении в разрезе юрской системы присутствует только средний отдел, представленный двумя ярусами (байосским и батским).

Среднеюрские (J₂) отложения вскрыты полностью только в скв. 236, где их толщина составляет 135 м. Залегают они на размытой и выветренной поверхности триасовых образований.

Байосский ярус (J_{2b}). Отложения этого возраста представлены песками темно-серыми с буроватым оттенком мелкозернистыми с прослоями глин, включениями угля и обугленных растительных остатков; алевролитами

крупно-среднезернистыми, глинистыми. Среди органических остатков преобладают миоспоры *Cyathidites Minor Coup*, *Converrucosisporites crocinus Bolch*, *Araucariacidites sp.*, *Pinuspollenites sp.*, *Neoraisfrikia rodundiforma (K-M) Tarass*, *Klukisporites*, *Cyathidites sp.*, пресноводные водоросли и микрофитопланктон.

По данным изучения органических остатков отложения совпадают с Карадирменской свитой Горного Мангышлака байосского возраста.

Батский ярус (J_{2bt}). Батские отложения представлены песками темно-серыми с буроватым оттенком, мелкозернистыми, кварцевыми, битуминозными, с прослоями глин темно-серых, с обломками остракод, фораминифер и микрофоссилий: *Cyathidites sp.*, *Tripartina Variabilis Mal.*, *Piceapollenites sp.*, *Neoraistikia rotundiforma (K-M) Tarass*, *Lycopodiumsporites sp.*, *Classopollis sp.*, микрофитопланктон *Schizosporis sprigi Cooks* и другие.

По видимому составу микрофоссилий вмещающие отложения сопоставляются с базарлинской свитой Горного Мангышлака, где определены батские палинокомплексы и байосско-батская фауна двустворок и аммонитов.

Меловая система – К

Меловые отложения на рассматриваемой территории представлены нижним отделом, в составе неокомского надъяруса (берриас-валанжинского, готеривского ярусов, кугусемской свиты – верхний готерив-баррем), аптского и альбского ярусов.

Нижний отдел (K₁)

Неокомский надъярус (K_{1nc})

Неокомский надъярус наиболее полно вскрыт в структурно-поисковых скважинах. Отложения с размывом залегают на породах средней юры и литологически сложены неравномерным переслаиванием песков, песчаников, алевролитов и глин.

Отложения *берриас-валанжинского (K_{1b-v})* и *нижней части готеривского яруса (K_{1g1})* литологически представлены переслаиванием сероватых песчаников мелкозернистых, слабосцементированных с глинами серыми, зеленовато-серыми и кирпично-красными, уплотненными, неслоистыми, известковистыми, переходящими в верхней части в карбонатные; алевроитовыми слюдястыми; песками серо-бурыми, мелкозернистыми, некарбонатными, глинистыми; алевролитами слабосцементированными; с редкими обломками зеленовато-серых мелкозернистых известняков.

Глины серые, уплотненные, алевропелитовые, слюдястые, известковые, с включениями, обломками обуглившихся растительных остатков, тонкими вкраплениями и реже мелкими конкрециями сульфидов. В отложениях отмечены фораминиферы: *Glomospirella multivoluta*, *Lagenomina bartensteini Mjatl.*, *Recurvoides ex gr. princeps*, *Triplasia sp.*, *Lenticulina andromeda Esp. et Sig.*, *L. espitaliei Dieni et Massari* и палиноморфы: *Classopollis spp.*, *Piceapollenites mesozoicus*, *Pinuspollenites divulgatus*,

Cedripites spp., *Araucariacidites australis*, *Cycadopites* spp., *Gleicheniidites senonicus*, *Plicifera delicate* и др.

Формирование данных отложений происходило в условиях мелководного морского и слабоопресненного бассейнов при жарком и достаточно влажном климате.

Отложения верхнего готерива–баррема (K_{1g2-br}) (кугусемской свиты) представлены переслаиванием песков, песчаников, алевролитов и глин.

Пески серые, темно-серые, буро-серые, черные, мелкозернистые, кварцевые, с запахом углеводородов.

Песчаники зеленовато-серые, зеленовато-коричневые, черные, разнозернистые, кремнисто-кварцевые с примесью слюд, с карбонатным цементом контактово-порового, участками сгусткового типа, с многочисленными включениями и прослойками глин.

Алевролиты светло-серые, полимиктовые, слабосцементированные глинисто-карбонатным цементом, с многочисленными линзочками и включениями глин.

Глины пестроцветные, алевропитовые, восковидные, уплотненные, с неровным раковистым изломом, тонкими вкраплениями и реже мелкими конкрециями сульфидов, а также обломков макрофауны.

К началу баррема происходит трансгрессия моря с формированием морских, мелководных образований преимущественно глин с редкими прослоями алевролитов и песчаников.

К кровельной части разреза приурочен продуктивный пласт А₁.

Толщина надъяруса колеблется в пределах 112-119 м.

Отложения *аптского яруса (K_{1a})* со стратиграфическим несогласием залегают на нижележащих породах неокомского надъяруса. Верхняя часть сложена глинами темно-серыми до черных, известковистыми, с редкими включениями обломков моллюсков и раковинок пелеципод, с прослоями мергелей. В основании яруса залегает базальный песчано-алевролитовый горизонт толщиной от 1 до 19 м, представленный серым алевролитом и песчаником алевролитистым с примесью гравийно-галечного материала.

Толщина аптского яруса изменяется от 90 до 103 м.

Породы альбского яруса (K_{1al}) залегают на аптских отложениях с размывом. В литологическом отношении отложения альбского яруса представлены переслаиванием глин, алевролитов и песчаников.

Глины темно-серые, серые, известковистые, алевролитистые, чаще всего микротонкослоистые, средней и слабой плотности, с включениями редких обломков пелеципод, аммонитов, гастропод, белемнитов и раковинок фораминифер.

Алевролиты тонкослоистые, полимиктовые и полевошпатово-кварцевые с глауконитом, глинистые, пористые, иногда чередуются с прослоями мелкозернистых песчаников.

Толщина яруса варьирует от 223 м до 399 м.

Аптские и альбские осадки формировались при морской трансгрессии в мелководном бассейне.

Отложения верхнемелового и палеогенового возраста в пределах рассматриваемой площади отсутствуют.

Кайнозойская группа – KZ

Четвертичная система (Q) - породы с размывом залегают на нижнемеловых отложениях и сложены песками, супесями и галечниками. Толщина отложений достигает 20 м.

Таблица 4.1 – Месторождение Жалгызтобе. Стратиграфические отбивки по скважинам

| скв. | Альт. ротора | К ₁ al (альб) | | | К ₁ a (апт) | | | К ₁ nc (неоком) | | | J ₂ | | | Т | | | Забой скв. |
|-------|--------------|--------------------------|-----------|-------|------------------------|-----------|-------|----------------------------|-----------|-------|----------------|-----------|-------|-----------|-----------|-------|------------|
| | | подошва | | толщ. | подошва | | толщ. | подошва | | толщ. | подошва | | толщ. | подошва | | толщ. | |
| | | по карот. | абс. отм. | | по карот. | абс. отм. | | по карот. | абс. отм. | | по карот. | абс. отм. | | по карот. | абс. отм. | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| К-37 | -24,6 | 294 | -318,6 | 274 | 390 | -414,6 | 96 | 506 | -530,6 | 116 | | | 71* | | | | 577 |
| К-53 | -23,8 | 293 | -316,8 | 273 | 386 | -409,8 | 93 | 498 | -521,8 | 112 | | | 72* | | | | 570 |
| К-88 | -24,2 | 306 | -330,2 | 286 | 403 | -427,2 | 97 | 522 | -546,2 | 119 | | | 43* | | | | 565 |
| К-113 | -24,3 | 316 | -340,3 | 296 | 415 | -439,3 | 99 | | | 20* | | | | | | | 535 |
| К-115 | -24,5 | 358 | -382,5 | 338 | 459 | -483,5 | 101 | | | 61* | | | | | | | 520 |
| К-119 | -24,7 | 419 | -443,7 | 399 | 521 | -545,7 | 102 | | | 51* | | | | | | | 572 |
| К-120 | -24,6 | 278 | -302,6 | 258 | 374 | -398,6 | 96 | 492 | -516,6 | 118 | | | 38* | | | | 530 |
| К-121 | -24,7 | 298 | -322,7 | 278 | 391 | -415,7 | 93 | 510 | -534,7 | 119 | | | 40* | | | | 550 |
| К-122 | -24,6 | 282 | -306,6 | 262 | 380 | -404,6 | 98 | 499 | -523,6 | 119 | | | 61* | | | | 560 |
| К-123 | -24,1 | 301 | -325,1 | 281 | 397 | -421,1 | 96 | 512 | -536,1 | 115 | | | 54* | | | | 566 |
| К-124 | -24,6 | 368 | -392,6 | 348 | 471 | -495,6 | 103 | | | 104* | | | | | | | 575 |
| К-125 | -23,9 | 280 | -303,9 | 260 | 377 | -400,9 | 97 | 491 | -514,9 | 114 | | | 69* | | | | 560 |
| К-137 | -24,4 | 273 | -297,4 | 253 | 372 | -396,4 | 99 | 488 | -512,4 | 116 | | | 47* | | | | 535 |
| К-138 | -23,9 | 287 | -310,9 | 267 | 384 | -407,9 | 97 | | | 68* | | | | | | | 452 |
| К-139 | -24,5 | 335 | -359,5 | 315 | 427 | -451,5 | 92 | | | 53* | | | | | | | 480 |
| 137А | -19,1 | 281 | -300,1 | 261 | 379 | -398,1 | 99 | | | 72* | | | | | | | 451 |
| 139 | -24,5 | 309 | -333,5 | 289 | 399 | -423,5 | 90 | | | 56* | | | | | | | 455 |
| 142 | -24,3 | 243 | -267,3 | 223 | 333 | -357,3 | 90 | | | 52* | | | | | | | 385 |
| 143 | -24,2 | 311 | -335,2 | 291 | 402 | -426,2 | 91 | | | 58* | | | | | | | 460 |
| 155 | -24,3 | 311 | -335,3 | 291 | 401 | -425,3 | 90 | | | 55* | | | | | | | 456 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------|-------|-----|--------|-----|-----|--------|----|--|--|-----|--|--|--|--|--|--|-----|
| 163 | -22,7 | 287 | -309,7 | 267 | 386 | -408,7 | 99 | | | 66* | | | | | | | 452 |
| 200 | -18,7 | 307 | -325,7 | 287 | 407 | -425,7 | 99 | | | 43* | | | | | | | 450 |
| 201 | -18,9 | 304 | -322,9 | 284 | 401 | -419,9 | 97 | | | 54* | | | | | | | 455 |

Продолжение таблицы 3.1.

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|--------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 202 | -18,5 | 300 | -318,5 | 280 | 399 | -417,5 | 99 | | | 58* | | | | | | | 457 |
| 203 | -20,3 | 310 | -330,3 | 290 | 409 | -429,3 | 98 | | | 41* | | | | | | | 450 |
| 204 | -22,8 | 308 | -330,8 | 288 | 404 | -426,8 | 96 | | | 28* | | | | | | | 432 |
| 205 | -20,4 | 307 | -327,4 | 287 | 404 | -424,4 | 96 | | | 46* | | | | | | | 450 |
| 206 | -18,5 | 309 | -327,5 | 289 | 409 | -427,5 | 100 | | | 26* | | | | | | | 435 |
| 207 | -19,2 | 308 | -327,2 | 288 | 408 | -427,2 | 99 | | | 25* | | | | | | | 433 |
| 208 | -19,0 | 306 | -325,0 | 286 | 405 | -424,0 | 99 | | | 45* | | | | | | | 450 |
| 210 | -18,6 | 305 | -323,6 | 285 | 404 | -422,6 | 99 | | | 53* | | | | | | | 457 |
| 211 | -18,7 | 304 | -322,7 | 284 | 405 | -423,7 | 101 | | | 50* | | | | | | | 455 |
| 212 | -20,6 | 300 | -320,6 | 280 | 400 | -420,6 | 99 | | | 50* | | | | | | | 450 |
| 213 | -20,5 | 296 | -316,5 | 276 | 395 | -415,5 | 99 | | | 55* | | | | | | | 450 |
| 214 | -21,8 | 295 | -316,8 | 275 | 393 | -414,8 | 99 | | | 44* | | | | | | | 437 |
| 215 | -20,7 | 300 | -320,7 | 280 | 398 | -418,7 | 99 | | | 51* | | | | | | | 449 |
| 216 | -22,1 | 298 | -320,1 | 278 | 390 | -412,1 | 92 | | | 47* | | | | | | | 437 |
| 217 | -20,4 | 294 | -314,4 | 274 | 394 | -414,4 | 100 | | | 56* | | | | | | | 450 |
| 218 | -20,5 | 298 | -318,5 | 278 | 398 | -418,5 | 99 | | | 52* | | | | | | | 450 |
| 219 | -20,3 | 302 | -322,3 | 282 | 401 | -421,3 | 98 | | | 49* | | | | | | | 450 |
| 220 | -20,4 | 298 | -318,4 | 278 | 399 | -419,4 | 100 | | | 51* | | | | | | | 450 |
| 220-1 | -21,0 | 296 | -317,0 | 276 | 394 | -415,0 | 98 | | | 56* | | | | | | | 450 |
| 221 | -21,7 | 293 | -314,7 | 273 | 394 | -415,7 | 101 | | | 43* | | | | | | | 437 |
| 222 | -22,1 | 291 | -313,1 | 271 | 391 | -413,1 | 100 | | | 44* | | | | | | | 435 |
| 223 | -21,9 | 298 | -319,9 | 278 | 395 | -416,9 | 97 | | | 55* | | | | | | | 450 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----|-------|-----|--------|-----|-----|--------|-----|--|--|-----|--|--|--|--|--|--|-----|
| 224 | -20,5 | 297 | -317,5 | 277 | 398 | -418,5 | 101 | | | 52* | | | | | | | 450 |
| 225 | -21,1 | 296 | -317,1 | 276 | 397 | -418,1 | 101 | | | 53* | | | | | | | 450 |
| 226 | -20,0 | 293 | -321,0 | 273 | 392 | -412,0 | 99 | | | 58* | | | | | | | 450 |
| 229 | -21,0 | 300 | -321,0 | 280 | 395 | -416,0 | 95 | | | 56* | | | | | | | 451 |
| 230 | -20,5 | 296 | -316,5 | 276 | 396 | -416,5 | 100 | | | 55* | | | | | | | 451 |

Продолжение таблицы 3.1.

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|-----|-------|-----|--------|-----|-----|--------|-----|-----|--------|-----|-----|--------|-----|----|----|-----|-----|
| 233 | -20,2 | 294 | -314,2 | 274 | 395 | -415,2 | 101 | | | 58* | | | | | | | 453 |
| 234 | -19,2 | 295 | -314,2 | 275 | 395 | -414,2 | 100 | | | 53* | | | | | | | 448 |
| 235 | -20,3 | 295 | -315,3 | 275 | 393 | -413,3 | 98 | | | 48* | | | | | | | 441 |
| 236 | -18,8 | 278 | -296,8 | 258 | 378 | -396,8 | 100 | 492 | -510,8 | 114 | 627 | -645,8 | 135 | | | 72* | 699 |
| 237 | -19,4 | 279 | -298,4 | 259 | 379 | -398,4 | 99 | | | 46* | | | | | | | 425 |
| 238 | -19,6 | 282 | -301,6 | 262 | 382 | -401,6 | 99 | | | 47* | | | | | | | 429 |
| 239 | -20,2 | 284 | -304,2 | 264 | 384 | -404,2 | 99 | | | 66* | | | | | | | 450 |
| 240 | -20,6 | 283 | -303,6 | 263 | 383 | -403,6 | 100 | | | 67* | | | | | | | 450 |
| 241 | -18,0 | 284 | -302,0 | 264 | 385 | -403,0 | 101 | | | 65* | | | | | | | 450 |
| 247 | -21,0 | 294 | -315,0 | 274 | 394 | -415,0 | 100 | | | 57* | | | | | | | 451 |
| 277 | -20,2 | 277 | -297,2 | 257 | 377 | -397,2 | 100 | | | 72* | | | | | | | 449 |
| 278 | -18,8 | 279 | -297,8 | 259 | 379 | -397,8 | 100 | | | 72* | | | | | | | 451 |
| 280 | -18,8 | 280 | -298,8 | 260 | 379 | -397,8 | 99 | | | 71* | | | | | | | 450 |
| 281 | -18,9 | 279 | -297,9 | 259 | 378 | -396,9 | 99 | | | 74* | | | | | | | 452 |
| 282 | -20,1 | 276 | -296,1 | 256 | 373 | -393,1 | 97 | | | 79* | | | | | | | 452 |
| 283 | -18,9 | 277 | -295,9 | 257 | 378 | -396,9 | 101 | | | 74* | | | | | | | 452 |

* вскрытая толщина

Второй комплекс включает отложения палеозоя и триаса, который на Туранской плите является промежуточным, а на Русской платформе относится к нижнему этажу платформенного чехла. С кровлей промежуточного комплекса отождествляется V отражающий горизонт.

Верхний третий комплекс, включающий отложения от юрских до четвертичных включительно, относится к платформенным образованиям. Отложения верхнего комплекса в общих чертах отражают структурный план промежуточного комплекса и фундамента.

Платформенный комплекс по наличию региональных стратиграфических и угловых несогласий делится на юрско-нижнеплиоценовый, среднемиоцен-нижнеплиоценовый и среднеплиоцен-современный структурные ярусы.

Строение меловых и юрских отложений может быть в общих чертах охарактеризовано поведением III отражающего горизонта.

Южно-Бузачинский прогиб представляет собой крупную синклиналь, вытянутую почти в субширотном направлении и выполненную юрскими, меловыми и палеогеновыми отложениями. Прогиб расположен между Северо-Бузачинским поднятием на севере, Каратауским и Тюбкараганским валами области Центрально-Мангышлакских дислокаций на юге. Ширина прогиба составляет 60-70 км. Он осложнен системой впадин. В этой системе впадин выделяются Северо-Каратауская на севере и Южно-Бузачинская на юге, разделенные Торлун-Кошакским валом, образующие цепочку поднятий, простирающихся в субширотном направлении.

По III отражающему горизонту на Торлун-Кошакском валу выделяются с северо-запада на юго-восток Западно-Торлунская, Торлунская и Аксаутская, Кошакская структуры. Вдоль оси валообразного поднятия проходит субширотный Торлун-Кошакский разлом, являющийся шарнирным сбросом, северное крыло вала - опущенное, южное - приподнятое, плоскость сбрасывателя наклонена к северу.

Характерной особенностью локальных структур, выявленных в районе исследований, является:

- унаследованность структур мезо-кайнозоя, залегающих с угловым несогласием на доюрском комплексе от элементов тектоники, как фундамента, так и доюрского комплекса пород;

- общее снижение дислоцированности снизу вверх пород мезо-кайнозоя и выполаживание локальных поднятий мезокайнозоя с уменьшением глубины залегания.

- выклинивание верхнеюрских горизонтов к северу в сторону Северо-Бузачинского поднятия и к югу в сторону Торлун-Кошакского вала и появление неантиклинальных ловушек.

По данным сейсморазведочных работ МОВ 2Д Турланской ГЭ (с.п. № 21-74/76 г), в мезозой-кайнозойской толще прослежены сейсмические отражающие горизонты (ОГ): II-подошва альбских отложений, III-подошва неокома, V-кровля пермтриаса, VI (условный ОГ) - внутрипалеозойский .

По этим отражающим горизонтам выявлен ряд локальных поднятий: Северо-Бузачинское, Каражанбасское, Жалгызтобинское. Структура Каражанбас является наиболее приподнятой на Бузачинском своде.

Судя по ОГ V, пермтриасовая толща плавно поднимается с севера на юг от отметок минус 1200-1400 м на структуре Каражанбас Северный до 450 м на структуре Каражанбас, от которой наблюдается погружение горизонта на юг. В пределах участка Нурманов глубина залегания кровли триасовых(пермтриасовых) отложений - от 650 м на структуре Жалгызтобе до 1000 м в его южной части. Строение толщи осложнено субширотными разломами сбросового характера, к которым примыкают вышеуказанные структуры.

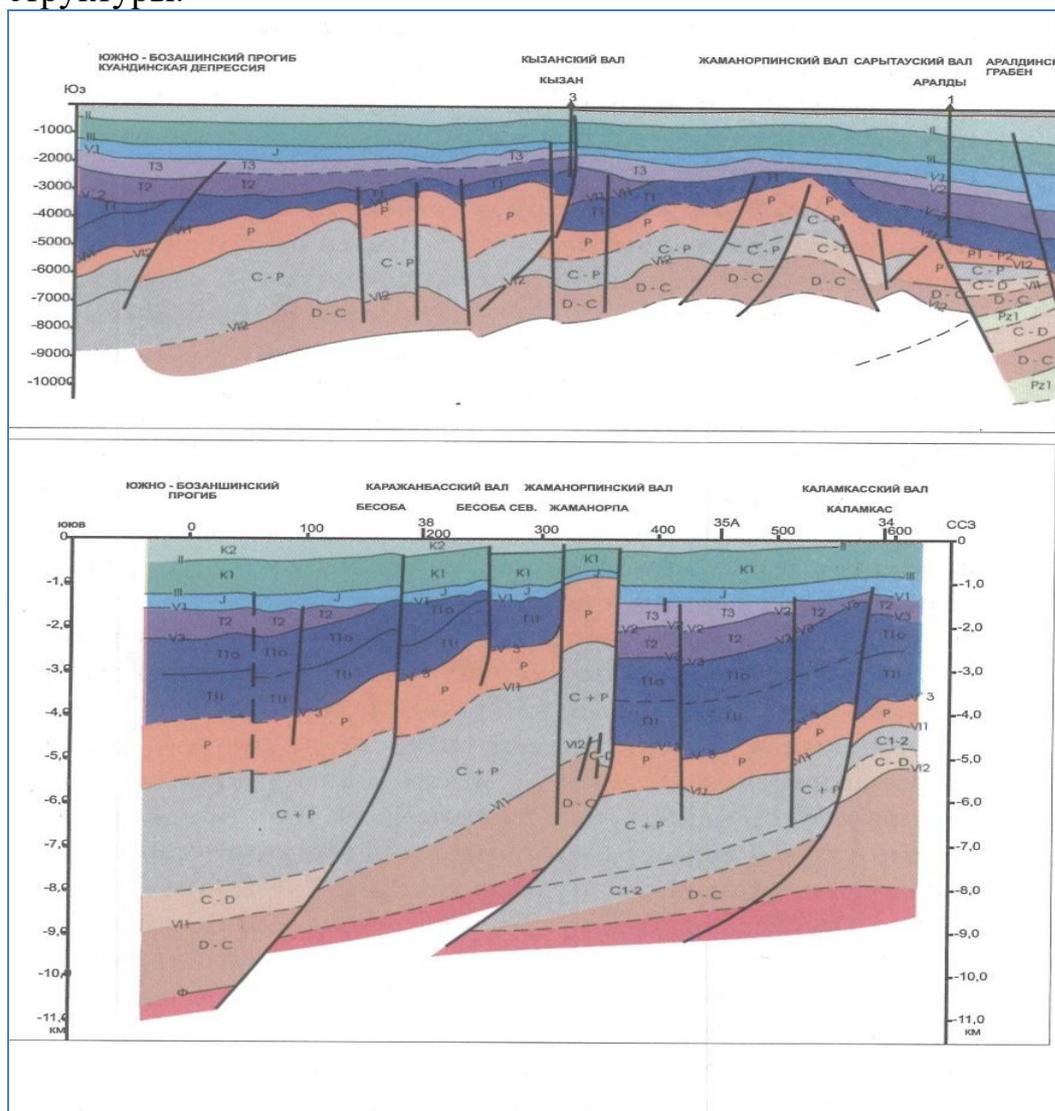


Рис. 4.2.2. Региональные профили через Южно-Бозашинский прогиб-Северо-Бозашинское поднятие.

Структура Жалгызтобе сбросом, амплитуда которого достигает 150 м, делится на два крыла-южное и северное. На южном крыле по изогипсе минус 675м выделяется полуантиклиналь, свод которой находится в районе скважин К-51 и К-163 и ограничен изогипсой -650 м. Этими скважинами

отложения триаса не вскрыты, а выявлены в разрезах скважин, пробуренных на месторождении Жалгызтобе.

В южном и юго-восточном направлениях по ОГ V наблюдается резкое погружение поверхности пермтриаса до глубин 1300-1400 м.

На южном и северном склонах Северо-Бузачинского поднятия зафиксирована протяженная внутрипермтриасовая гораница, выделенная в качестве VI условного ОГ [12]. Из-за отсутствия непрерывной корреляции между южным и северным участками, не исключено, что ОГ VI на северном и южном склонах связан с различными по возрасту горизонтами в палеозое.

В плане повышения нефтяных запасов на исследуемой площади значительный интерес представляет изучение структурного строения промежуточного пермтриасового комплекса. Все отражающие площадки в пермтриасовой толще залегают с резким угловым несогласием к ее размытой поверхности.

На карте по III отражающему горизонту свод Северо-Бузачинского поднятия выделяется более рельефно. Как и по ОГ V, вершина его находится в районе структур Каражанбас и Северные Бузачи, где кровля юрских отложений отмечена на абсолютных отметках 400-450 м. Строение юрской толщи осложнено субширотными сбросами. Как известно, с юрско-меловыми отложениями этих структур, экранированных разломами, связаны крупные одноименные месторождения нефти. От этой гряды кровля юрских отложений погружается на север и юг до отметок минус 1100 м и глубже.

На участке Нурманов горизонт моноклинально погружается на юг, структура Жалгызтобе оконтурена изогипсой 5500 м и в плане представляет собой полуантиклиналь, ограниченную с севера субширотным сбросом. В скважине К-51 кровля юрских отложений - подошва неокотских вскрыта на отметке минус 525 м.

Район структуры Жалгызтобе характеризуется высокой тектонической активностью, способствовавшей образованию широкой сети тектонических нарушений.

На представленной структурной карте по ОГ II в центральной части площади исследований, как и по ОГ V и ОГ III, четко вырисовывается сводовая часть Северо-Бузачинского поднятия, осложнённая серией тектонических нарушений и локальными поднятиями.

К северу и к югу от свода поднятия наблюдается моноклинальное погружение альбских отложений от глубин – 200 м (в своде локального Каражанбасского поднятия) до глубин -700 м на окраине северной и южной частей изученной площади.

Все выделенные тектонические нарушения, осложняющие своды локальных поднятий, имеют субширотное простирание. Наиболее крупный из них - Каражанбасский разлом, который имеет амплитуду от 150 до 200м, затухающий в восточном направлении. К западу разлом уходит в пределы акватории моря.

Северо-Бузачинский и Жалгызтобинский разломы имеют несколько меньшую амплитуду сброса- до 50-100м, уменьшающуюся к западу. В восточном направлении разломы продолжают и за пределы исследуемой площади.

Наиболее крупное локальное поднятие Каражанбасское приурочено к одноименному разлому и вытянуто в субширотном направлении, имеет амплитуду 75м. Два других локальных поднятия- Жалгызтобинское и Северо-Бузачинское также приурочены к разломам. Оба поднятия уступают Каражанбасскому по размеру в плане, так и по амплитуде, не превышающей- 50м.

Структура Жалгызтобе, в отличие от ОГ V и ОГ III, по подошве альбских отложений разделена на две самостоятельные локальные структуры, названные авторами настоящего отчета для удобства описания как Жалгызтобе и Западная . Структура Жалгызтобе - наиболее обширная, с ней связано одноименное месторождение, где продуктивные горизонты связаны с неокомскими отложениями.

Западная - малоамплитудная структура, расположенная на контрактном участке Нурманов , имеет меньшие размеры, продуктивный горизонт в ее пределах пока не выявлен. Скважина К-51 вскрыла кровлю аптских отложений на абсолютной отметке 325 м.

В 2007 году на месторождении была проведена сейсмическая съемка 3Д, материалы которой подтвердили нарушенность Жалгызтобинской структуры как доюрского, так и юрско-мелового комплекса отложений. Уточненная геологическая модель мелового комплекса, выполненная по результатам переинтерпретации сейсмических данных 3Д в комплексе с данными бурения новых 46 скважин, была представлена ТОО «Меридиан Петролеум» в 2009 г. Тектоническая нарушенность также характерна для участка Нурманов.

По отражающему горизонту V (размытая поверхность доюрских отложений, кровля триасовых отложений) триасовые отложения в южной части площади работ выклиниваются, южнее от линии выклинивания лишь в отдельных участках выделяются фрагментарно в виде островков. Помимо основного нарушения, выделяемого как «северный сброс», картируются нарушения сбросового типа, частично контролируемые крутые стенки триасового выступа.

На рисунке 4.2.3 представлена структурная карта по отражающему горизонту III (поверхность юрско-мелового несогласия). По данному горизонту наблюдается моноклинальное строение, погружение в южной части горизонта. Исследуемая территория контролируется тектоническими нарушениями. Выделяются небольшие локальные структуры, представляющие интерес в нефтегазоносном отношении.

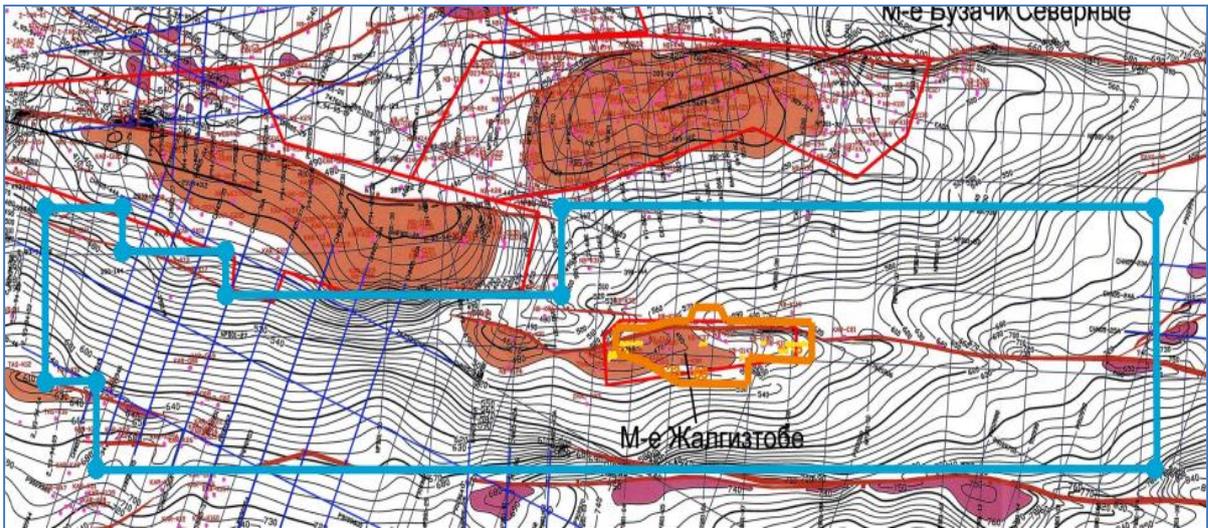


Рисунок 4.2.3 - Структурная карта по отражающему горизонту III (поверхность юрско-мелового несогласия)

4.3. Нефтегазоносность

На полуострове Бузачи перспективы нефтегазоносности в основном связываются с отложениями юрского и мелового возраста, к которым приурочены разведанные промышленные запасы нефти и газа. Продуктивные горизонты на известных месторождениях Каражанбас, Каламкас, Жалгызтобе, Каратурун, Северо-Бузчинское приурочены к песчаным или песчано-алевролитовым породам, имеющим пористость от 18 до 34% при мощности горизонтов от 2,0 до 20м. Нефти месторождения Каражанбас являются тяжелыми, их плотность равна 0,928-0,947 г/см³, высокосмолистыми (смола - до 24%), сернистыми и высокосернистыми (содержание серы составляет 0,86-1,95%) с низкой температурой застывания. На месторождении Каламкас нефть - более легкая 0,88-0,9 г/см³, с меньшим содержанием смол. Характерной особенностью бузачинских нефтей является наличие в них ванадия и никеля.

На полуострове Бузачи впервые признаки нефтегазоносности получены в 1974г. при бурении структурных скважин на Каражанбасской структуре, где с глубины 303м и толщи неокома в скважине №12 получен фонтан высококачественной легкой беспарафинистой нефти. Дебит скважины при 28-мм штуцере составил 75-100м³/сутки, давление на устье -7 атмосфер. В настоящее время на структуре Каражанбас структурно-поисковыми скважинами вскрыт и изучен весь разрез мезозойских отложений. В скважине К-55 на южном блоке при глубине 481м из горизонта Ю-I во время подъема инструмента произошел нефтяной выброс, задавленный утяжеленными глинистыми растворами.



Рис.4.3.1 – Обзорная карта месторождений Бузачинского свода

Структурно-поисковым бурением доказана нефтеносность верхней части юрских (горизонт Ю-1) и неокомских (горизонт А) отложений как в пределах Северо-Бузачинского, так и Жалгызтобинского локальных поднятий.

В результате бурения получены данные о промышленной нефтеносности мезозойских отложений по всей площади Каражанбасского и Северо-Бузачинского поднятий.

При небольшой глубине залегания продуктивных горизонтов от 250 до 400 м здесь имеется достаточно мощная надежная покрышка нижнеальбского-аптских глин с выдержанной по простиранию мощностью до 200 м. Ориентировочные запасы по трем структурам: Каражанбас, Северо-Бузачинская и Жалгызтобинская оцениваются в 150 млн. тонн нефти. По мнению некоторых исследователей, легкие метановые нефти, вероятно, мигрировали в платформенный мезозойский чехол из подстилающих палеозойских отложений. Поэтому, в последнее время уделяется большое внимание поискам нефти и пермотриаса.

В настоящее время толща пермотриаса на значительную мощность до 1,0-3,25 км вскрыта глубокими скважинами на структуре Каражанбас и по одной - на структурах Западный Торлун, Северный Долгинец и Кызан.

Таким образом, по приведенным данным Северо-Бузачинское поднятие является весьма перспективным на поиски месторождения нефти и газа в мезозойском платформенном чехле. В настоящее время разведуются только антиклинальные ловушки. Значительным резервом могут оказаться

стратиграфические, литологические и тектонически экранированные ловушки. Значительных нефтегазопроявлений в промежуточном этаже пермотриаса на п-ве Бузачи еще не установлено, по существу, пробурены только первые глубокие скважины с целью изучения разреза пермотриаса.

Непосредственно на участке Нурманов расположено разрабатываемое месторождение Жалгызтобе, где продуктивными являются терригенные отложения неокомского возраста. Ниже дано описание месторождений, открытых на Бузачинском поднятии.

Газонефтяное месторождение Каражанбас расположено в центральной части полуострова Бозаши. В структурном отношении месторождение приурочено к крупной асимметричной брахиантиклинали субширотного простирания амплитудой 100м. Серией разломов поднятие разбито на ряд блоков, из которых 8 блоков вмещают залежи углеводородов. Продуктивность связана с терригенными породами юрского и нижнемелового возраста (рис.4.3.2). Нефтяные залежи, выявленные на территории месторождения Каражанбас приурочены к нижнемеловым и среднеюрским отложениям. Сравнивая с месторождением Каламкас, на Каражанбасе количество залежей в юре меньше. Газовые шапки практически не обнаружены и данное месторождение Каражанбас относится к нефтяным по характеру насыщения. Из 100 % разведанных запасов углеводородов полуострова Бузачи около 23% приходится на Каражанбас. В формировании продуктивной части разреза играют роль среднеюрские и нижнемеловые отложения, граница между ними обуславливаются перерывами в осадконакоплении и угловыми несогласиями. Проницаемость юрских коллекторов варьируется от десятых долей мДарси до нескольких Дарси, в свою очередь пористость зафиксирована на диапазоне 18-40%. Содержание глинистого вещества в порах не более 15-20 %. Между некоторыми продуктивными горизонтами присутствуют глинистые перемычки.

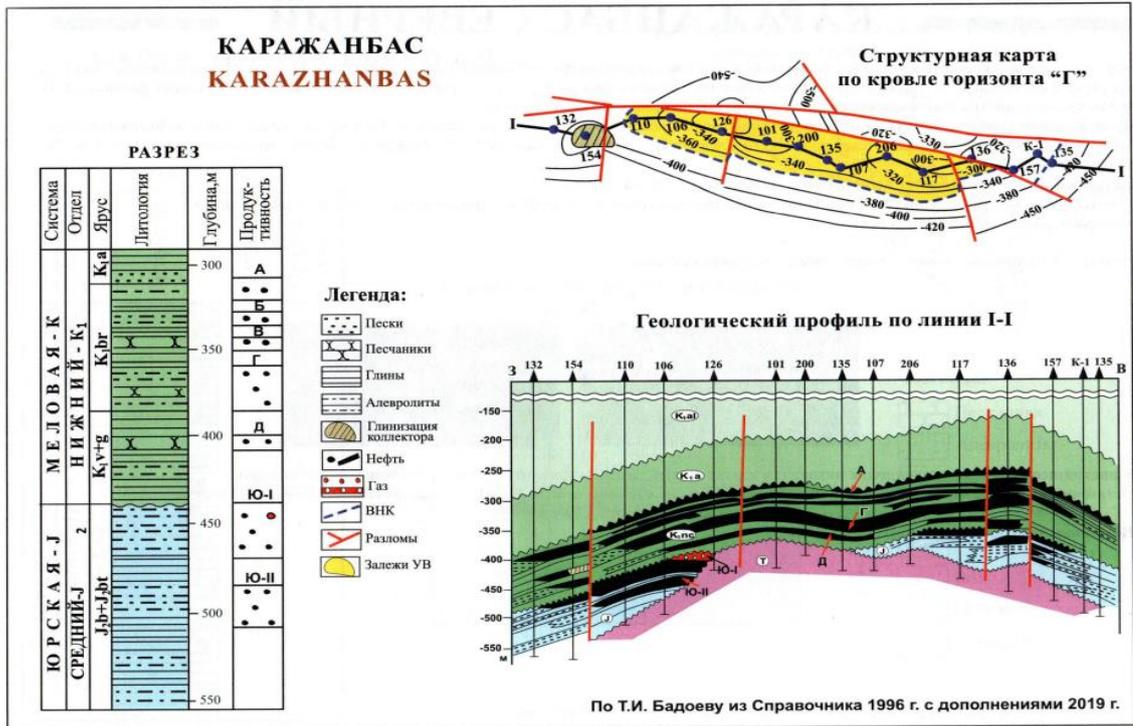


Рисунок 4.3.2 – Месторождение Каражанбас [6]

Нефтяное месторождение Каражанбас Северный открыто в 1984 году, расположено в 10 км севернее основного месторождения. В структурном отношении оно приурочено к небольшому по площади поднятию, нарушенному малоамплитудными разломами. На северо-восточном крыле поднятия в отложениях средней юры разведан один нефтяной горизонт (рис.4.3.3).

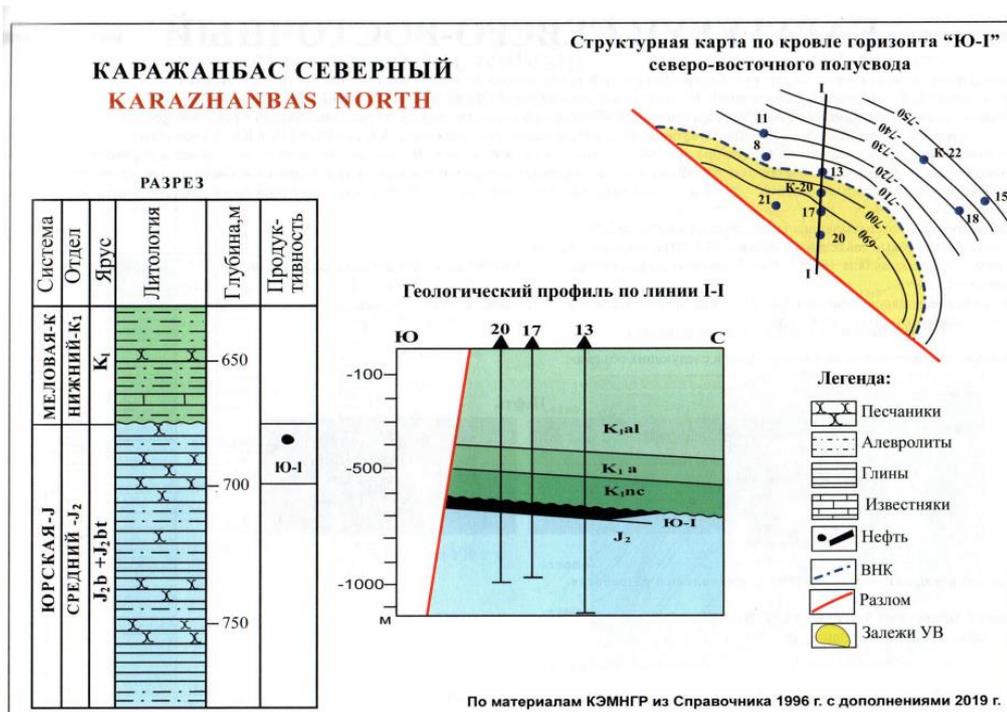


Рисунок 4.3.3 - Месторождение Каражанбас Северный, северное крыло

Продуктивный горизонт Ю-I залегает в кровельной части юрского разреза и вскрывается на глубине 675 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина достигает 6 м. Коллекторами являются песчаники и алевролиты с пористостью до 27%. Коэффициент нефтенасыщения равняется 68%. КИН не превышает 20%.

Начальное пластовое давление составляло 7,4 Мпа, температура пласта -30°C.

Дебиты нефти не превышали 5,5 м³/сут. Плотность нефти равна 940 кг/м³, содержание серы - до 2,0%, смол - до 25,5%.

Нефтяное месторождение Жалгызтобе расположено южнее месторождения Каражанбас. Ловушка представляет собой небольшую антиклиналь, нарушенную разноориентированными сбросами (рис.4.3.4).

Продуктивность месторождения связана с терригенными отложениями неокомского разреза, в кровле которого выявлен нефтяной горизонт «А», глубина залегания – 400 м, толщина – 20-30 м. Пласт А разделяется разломом на восточную и западную часть. Следует отметить, что данного разлома по сейсмике нет, в то время как спектральная декомпозиция указывает на седиментологическое разделение восточной и западной части массивным русловым телом, врез которого мог повлиять на гидродинамическую связанность данных участков.

Основная продуктивная зона пласта А имеет отличные петрофизические свойства, связанные с распространением массивных песчаных русловых баров, по данным спектральной декомпозиции (Гл. «Тектоника»). Однако, следует отметить, что западная часть имеет более узкую распространённость коллекторов песчаных баров, в то время как по данным ПЗ 2018 г., большая эта часть расположена в зоне запасов С2.

Коллекторами являются песчаники и алевролиты, пористость – до 28%. Внутри горизонта имеются линзы заглинизированных коллекторов. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 6,5 м. Коэффициент нефтенасыщенности достигает 69%. Коэффициент извлечения нефти 0,36.

Начальное пластовое давление составляло 3,5 МПа., пластовая температура 28°C. Дебиты нефти не превышали 8,0 м³/сут. Плотность нефти составляет 940 кг/м³, содержание серы 2,0%, парафина 1,5%, смол и асфальтенов – до 22%. Залежь нефти - пластовая, тектонически экранированная. Месторождение открыто в 1976 году.

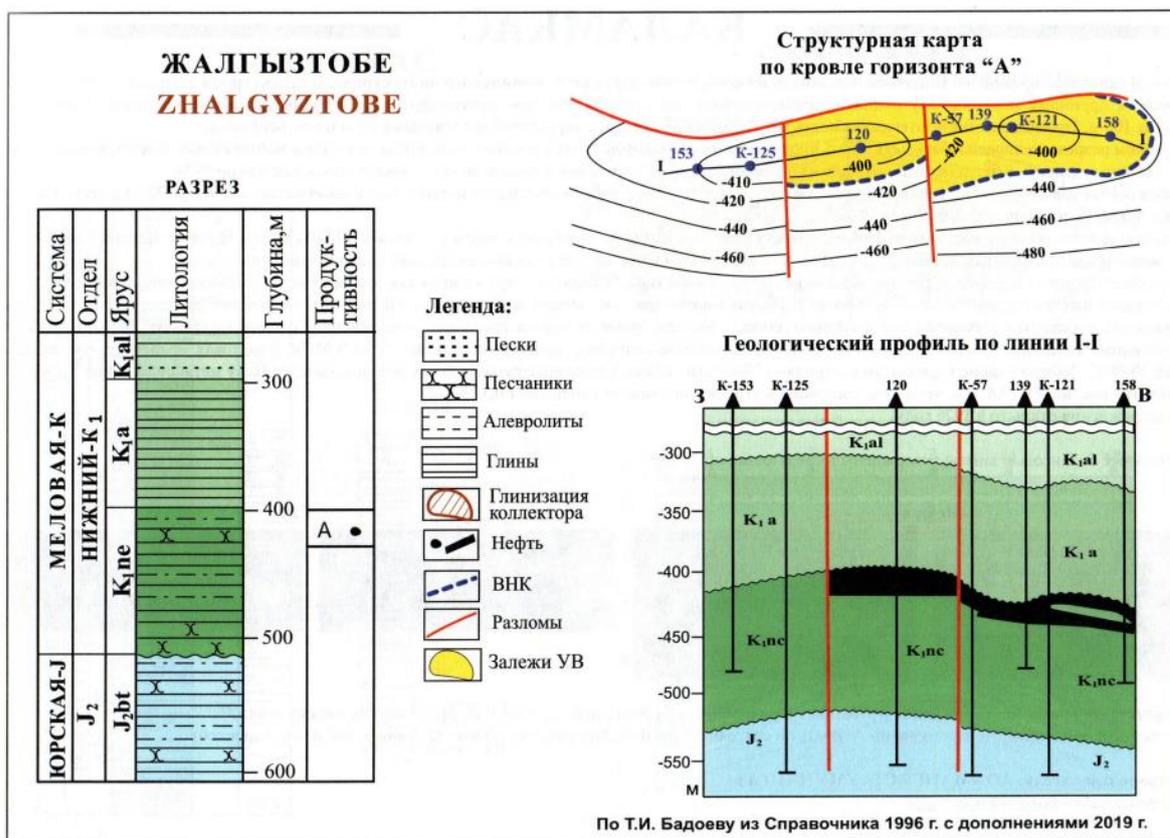


Рисунок 4.3.4 - Месторождение Жалгызтобе

Газонефтяное месторождение Бозашы Северный. Месторождение открыто в 1975 году, в структурном отношении приурочено к крупному мезозойскому поднятию субширотного простирания, осложненному многочисленными разломами. Продуктивными являются юрские и нижнемеловые терригенные отложения, содержащие нефтяные и нефтегазовые залежи. На их размещение, наряду со структурным фактором, существенное влияние оказывают зоны глинизации коллекторов.

В юрском разрезе (бат-байос) выявлено два продуктивных горизонта. Нижний горизонт Ю-II содержит чисто нефтяную, верхний горизонт (Ю-I) – нефтегазовую залежи. Высота газовой шапки не превышает 3,0 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины в отдельных зонах достигают 24 м. Коллекторами являются песчаники и алевриты пористостью до 34%. Коэффициент нефтенасыщенности составляет 64%, КИН определен в 0,31%.

Начальное пластовое давления составляет 4,2-4,4 МПа, температура достигала 29⁰С.

Дебиты нефти не превышали 48м³/сут. Нефти - тяжелые, плотность составляет – 937 кг/м³, содержание серы-2,0%, смол и асфальтенов - до 22,9%. В нефти в повышенных концентрациях встречены ванадий и никель.

В разрезе нижнего мела разведаны 1 нефтегазовый и 4 чисто нефтяных горизонта. Как и в юрском комплексе, меловые газовые скопления занимают гипсометрически наиболее высокую часть нижнемелового резервуара и

сконцентрировались под региональной аптской глинистой покрывкой. Высота газовой части достигает 16,9 м. Залегающие ниже нефтяные горизонты имеют эффективные толщины 2,8-3,2 м. Характеристика мелового резервуара по физическим параметрам (коллекторам, пластовым температурам) сходна с данными по юрскому комплексу. Пластовое давление - 3,5-4,0 МПа.

Дебиты нефти из меловых горизонтов редко превышали 10,0 м³/сут. Плотность нефти составляет 940 кг/м³. По своему составу нефть меловых горизонтов аналогична юрским. Однако вязкость выше 240 сП. В связи с этим, КИН определен на уровне 0,21. Газы юрского и мелового горизонтов относятся к «сухим», содержание метана – до 95,5%.

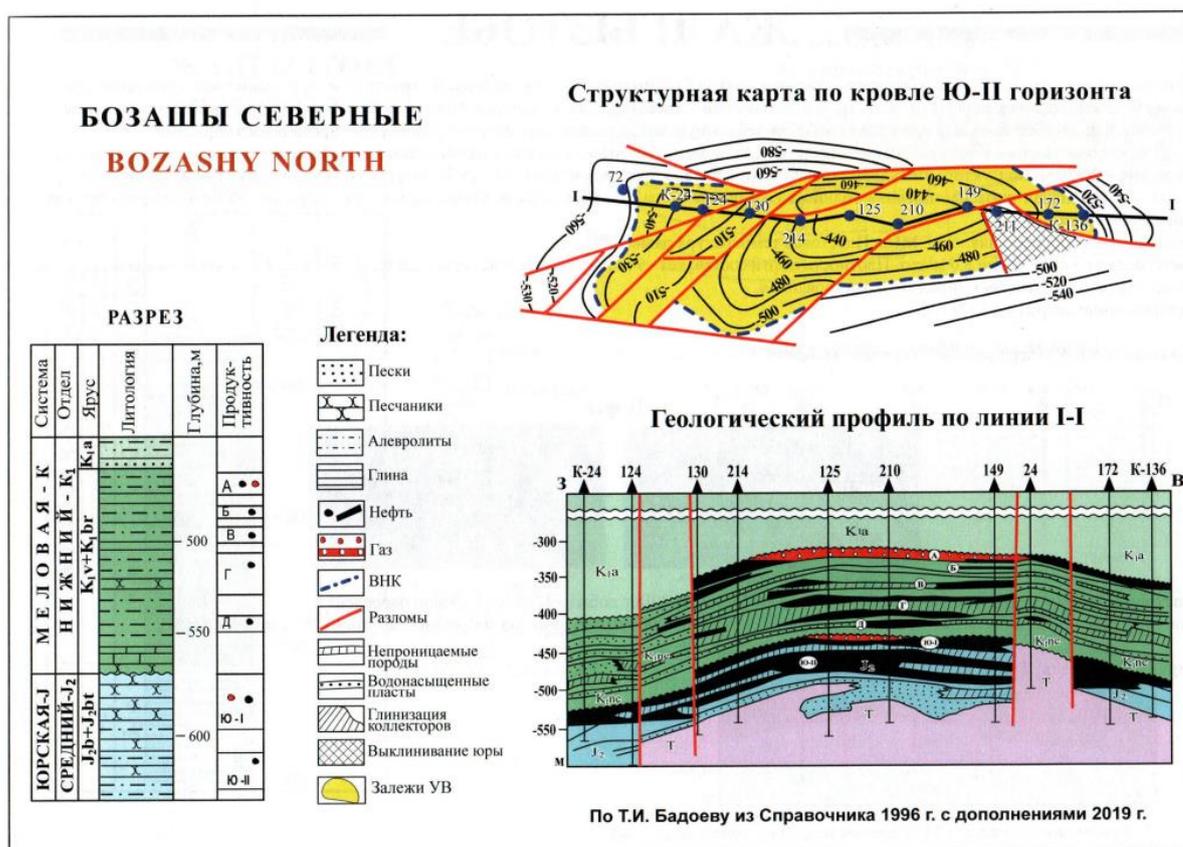


Рисунок 4.3.5 - Газонефтяное месторождение Бозашы Северный

Описание физико-химических свойств нефти приведено по данным месторождения Жалгызтобе.

Свойства и состав дегазированной нефти

Свойства дегазированной нефти неоконской залежи месторождения Жалгызтобе, изучены по 35 пробам, отобраным на устье скважин, в пунктах сбора и подготовки товарной нефти и полученным при разгазировании глубинных проб нефти (табл.4.3.1). Исследования выполнялись тремя организациями – ЖШС “ЦЭСН Стандарт” г. Алматы в 2001 г, ЦНИПХЛ, ЦНИПР в 2003 г. и АО ”НИПИнефтегаз” в 2007-2009 гг. (11-31).

Основной объем исследований физико-химических свойств дегазированной нефти выполнен в 2008-2009 гг. В таблице 4.3.4 приведены средние параметры дегазированной нефти и диапазоны их изменения отдельно по Западному и Восточному блокам по состоянию изученности на 01.01.2010 г.

Свойства пластовой нефти

По неокомской залежи месторождения Жалгызтобе свойства пластовой нефти определены по пробам, отобраным из скважин 200, 212, 213, 215, 217, 223, 225, 229, 236, 237, 239 и 280.

В таблице 4.3.1 приведены диапазоны изменения и средние параметры пластовой нефти отдельно по пластам для Восточного и Западного блоков, полученные по состоянию изученности на 01.01.2010. Нефть неокомской залежи пластов А₁, Б и Г на обоих участках тяжелая, высоковязкая, слабо насыщена газом. Как видно, диапазоны изменения параметров пластовой нефти Восточного блока (пласт А₁) значительно шире, чем Западного блока (пласты А₁, Б и Г) и средние параметры заметно отличаются. Нефть Западного блока, как пласта А₁, так и пластов Б и Г, характеризуется меньшими значениями $R_{нас.}$, газосодержания, объемного коэффициента, большими значениями плотности и вязкости (таблица 4.3.2).

Таблица 4.3.1. Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти неокомской залежи. Месторождение Жалгызтобе

| Наименование | Количество исследованных | | Диапазон изменения | Среднее значение |
|---|--------------------------|------|--------------------|------------------|
| | скважин | проб | | |
| Восточный блок (пласт А₁) | | | | |
| Плотность, кг/м ³ при температуре 20 °С | 10 | 25 | 934,2-949,8 | 943,3 |
| Вязкость кинематическая, мм ² /с при температуре 50 °С | 9 | 12 | 148,1-225,3 | 187,7 |
| Температура застывания, °С | 8 | 10 | (-12) – (-15) | -12 |
| Массовое содержание, % | 9 | 11 | 2,15-2,29 | 2,23 |
| -серы | 8 | 10 | 97-139 | 133 |
| -меркаптановой серы, ppm | 8 | 10 | 1,5-2,3 | 2,1 |
| -парафинов | 8 | 10 | 21,0-30,4 | 28,3 |
| -асфальто-смолистых веществ | | | | |
| Объемный выход фракций, % | 3 | 3 | 0,5-2 | 1,3 |
| до 200 °С | 8 | 10 | 4-7,5 | 5,7 |
| до 250 °С | 8 | 10 | 14,5-18,5 | 16,6 |
| до 300 °С | | | | |
| Западный блок (пласт А₁) | | | | |
| Плотность, кг/м ³ при температуре 20 °С | 2 | 6 | 939,1-944,3 | 941,5 |
| Вязкость кинематическая, мм ² /с при температуре 50 °С | 2 | 3 | 132,8-193,7 | 159,9 |
| Температура застывания, °С | 2 | 3 | (-12) – (-15) | -14 |

| | | | | |
|-----------------------------|---|---|-----------|-------------|
| Массовое содержание, % | 2 | 3 | 2,14-2,24 | 2,20 |
| -серы | 2 | 3 | 102-157 | 133 |
| -меркаптановой серы, ppm | 2 | 3 | 2,4-2,6 | 2,5 |
| -парафинов | 2 | 3 | 23,2-30,7 | 26,9 |
| -асфальто-смолистых веществ | | | | |
| Объемный выход фракций, % | 1 | 1 | - | 1,5 |
| до 200 °С | 2 | 3 | 4-7,5 | 5,3 |
| до 250 °С | 2 | 3 | 15,5-19 | 17 |
| до 300 °С | | | | |

**Таблица 4.3.2 – Свойства пластовой нефти неокомской залежи.
Месторождение Жалгызтобе**

| Наименование | Кол-во исследованных | | Диапазон изменения | Среднее значение |
|--|----------------------|------|-----------------------|---------------------|
| | скважин | проб | | |
| Восточный блок (пласт А1) | | | | |
| Давление насыщения, МПа | 7 | 18 | 0,80-2,89 | 1,25 |
| Газосодержание, м ³ /т | 7 | 18 | 2,22-8,57 | 3,93 |
| Объемный коэффициент при Рпл, доли ед. | 7 | 18 | 1,009-1,037 | 1,018 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа*с | 7 | 18 | 459-975 | 809 |
| Плотность пластовой нефти, г/см ³ | 7 | 18 | 0,9166- 0,9371 | 0,9275 |
| Плотность дегазированной нефти, г/см ³ | 7 | 18 | 0,9342- 0,9475 | 0,9426 |
| Коэффициент сжимаемости пластовой нефти при Рпл, 1/МПа*10 ⁻⁴ | 7 | 18 | 19,52-37,76 | 27,23 |
| Западный блок (пласт А1) | | | | |
| Давление насыщения, МПа | 2 | 6 | 0,29-0,45 | 0,38 |
| Газосодержание, м ³ /т | 2 | 6 | 0,46-1,00 | 0,81 |
| Объемный коэффициент при Рпл, доли ед. | 2 | 6 | 1,004-1,010 | 1,007 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа*с | 2 | 6 | 948-1005 | 973 |
| Плотность пластовой нефти, г/см ³ | 2 | 6 | 0,9367- 0,9404 | 0,9388 |
| Плотность дегазированной нефти, г/см ³ | 2 | 6 | 0,9380- 0,94,23 | 0,9406 |
| Коэффициент сжимаемости пластовой нефти при Рпл, 1/МПа*10 ⁻⁴ | 2 | 6 | 15,74-18,93 | 17,68 |
| Западный блок (пласт Б) | | | | |
| Давление насыщения, МПа | 1 | 3 | 0,39-0,42 | 0,42 |
| Газосодержание, м ³ /т | 1 | 3 | 0,77-0,89 | 0,83 |
| Объемный коэффициент при Рпл, доли ед. | 1 | 3 | 1,007-1,009 | 1,008 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа*с | 1 | 3 | 992-997 | 994 |
| Плотность пластовой нефти, г/см ³ | 1 | 3 | 0,9330- 0,9344 | 0,9337 |
| Плотность дегазированной нефти, г/см ³ | 1 | 3 | 0,9371- 0,9377 | 0,9374 |
| Коэффициент сжимаемости пластовой нефти при Рпл, 1/МПа*10 ⁻⁴ | 1 | 3 | 17,29-19,89 | 18,71 |

Компонентный состав газа

Компонентный состав нефтяного газа неокомской залежи месторождения Жалгызтобе, представленный в таблице 4.3.3, получен по результатам исследования 29 проб газа, выделенного при однократном разгазировании глубинных проб пластовой нефти. В таблице 4.3.6 представлены средние составы нефтяного газа отдельно по пластам для Восточного (пласт А₁) и Западного (пласт А₁, Б и Г) блоков, полученные по состоянию изученности на 01.01.2010 г.

Нефтяной газ неокомской залежи «сухой», основным его компонентом является метан. В газе Восточного блока содержание гомологов метана и углеводородных компонентов несколько выше, чем в газе обоих пластов Западного блока.

Таблица 4.3.3 – Компонентный состав нефтяного газа неоконской залежи. Месторождение Жалгызтобе

| Скважина | Дата отбора | Интервал перфорации, м | № пробы | Содержание компонентов, % мольные | | | | | | | | | | Плотность газа при 20°C, г/л |
|--|-------------|------------------------|---------|-----------------------------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------------------|
| | | | | Углекислый газ | азот | метан | этан | пропан | изо-бутан | н-бутан | изо-пентан | н-пентан | гексаны | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| Восточный блок (неоконская залежь) пласт А1 | | | | | | | | | | | | | | |
| 200 | 23.06.03 | 411,5-422,5 | 2 | 0,11 | 3,80 | 94,74 | 0,44 | 0,38 | 0,25 | 0,13 | 0,05 | 0,03 | 0,07 | 0,707 |
| | | | 3* | 0,16 | 9,85 | 88,86 | 0,29 | 0,30 | 0,29 | 0,12 | 0,05 | 0,02 | 0,06 | 0,735 |
| Среднее по скв. 200 | | | | 0,11 | 3,80 | 94,74 | 0,44 | 0,38 | 0,25 | 0,13 | 0,05 | 0,03 | 0,07 | 0,707 |
| 213 | 26.10.07 | 401-403, 406-408 | 1 | 0,03 | 2,54 | 96,68 | 0,31 | 0,15 | 0,11 | 0,06 | 0,02 | 0,01 | 0,09 | 0,691 |
| | | | 2 | 0,06 | 1,36 | 97,87 | 0,34 | 0,12 | 0,09 | 0,05 | 0,03 | 0,02 | 0,06 | 0,687 |
| | | | 3 | 0,04 | 1,96 | 97,27 | 0,33 | 0,14 | 0,10 | 0,06 | 0,02 | 0,01 | 0,07 | 0,688 |
| Среднее по скв. 213 | | | | 0,04 | 1,95 | 97,27 | 0,33 | 0,14 | 0,10 | 0,06 | 0,02 | 0,01 | 0,07 | 0,689 |
| 217 | 03.03.08 | 397-399, 402-404 | 1 | 0,05 | 2,90 | 96,39 | 0,28 | 0,12 | 0,10 | 0,05 | 0,02 | 0,01 | 0,08 | 0,692 |
| | | | 2 | 0,12 | 2,56 | 96,58 | 0,30 | 0,11 | 0,13 | 0,06 | 0,03 | 0,02 | 0,09 | 0,693 |
| | | | 3 | 0,09 | 2,31 | 97,01 | 0,23 | 0,10 | 0,11 | 0,05 | 0,02 | 0,01 | 0,07 | 0,689 |
| Среднее по скв. 217 | | | | 0,09 | 2,59 | 96,66 | 0,27 | 0,11 | 0,11 | 0,05 | 0,02 | 0,01 | 0,08 | 0,691 |
| 212 | 10.09.08 | 407-409 | 1 | 2,72 | 14,59 | 80,55 | 1,73 | 0,15 | 0,10 | 0,08 | 0,03 | 0,05 | 0,00 | 0,790 |
| | | | 2 | 2,70 | 13,74 | 81,73 | 1,41 | 0,14 | 0,11 | 0,09 | 0,04 | 0,04 | 0,00 | 0,784 |
| | | | 3 | 2,67 | 13,78 | 81,60 | 1,52 | 0,16 | 0,10 | 0,07 | 0,05 | 0,05 | 0,00 | 0,784 |
| Среднее по скв. 212 | | | | 2,70 | 14,04 | 81,29 | 1,55 | 0,15 | 0,10 | 0,08 | 0,04 | 0,05 | 0,00 | 0,786 |
| 215 | 22.12.08 | 430,5-432,5 | 1 | 0,18 | 6,39 | 91,70 | 0,92 | 0,42 | 0,27 | 0,06 | 0,03 | 0,03 | 0,00 | 0,720 |
| | | | 2 | 0,17 | 6,41 | 91,63 | 0,95 | 0,43 | 0,26 | 0,08 | 0,03 | 0,04 | 0,00 | 0,721 |
| | | | 3 | 0,17 | 6,30 | 91,72 | 0,86 | 0,44 | 0,28 | 0,10 | 0,07 | 0,06 | 0,00 | 0,722 |
| Среднее по скв. 215 | | | | 0,17 | 6,37 | 91,68 | 0,91 | 0,43 | 0,27 | 0,08 | 0,04 | 0,04 | 0,00 | 0,721 |

Продолжение таблицы 4.3.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|---|----------|------------------|---|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| 225 | 24.10.09 | 403-405 | 1 | 1,41 | 5,37 | 88,75 | 3,85 | 0,21 | 0,20 | 0,15 | 0,05 | 0,01 | 0,00 | 0,744 |
| | | | 2 | 1,21 | 6,01 | 89,70 | 2,17 | 0,38 | 0,27 | 0,11 | 0,07 | 0,03 | 0,05 | 0,740 |
| | | | 3 | 1,68 | 4,13 | 91,11 | 2,00 | 0,42 | 0,30 | 0,18 | 0,09 | 0,06 | 0,03 | 0,739 |
| Среднее по скв. 225 | | | | 1,43 | 5,17 | 89,85 | 2,67 | 0,34 | 0,26 | 0,15 | 0,07 | 0,03 | 0,03 | 0,741 |
| 229 | 28.10.09 | 393,5-395 | 1 | 0,51 | 3,14 | 94,01 | 1,54 | 0,42 | 0,25 | 0,06 | 0,03 | 0,03 | 0,01 | 0,711 |
| Среднее по пласту А1 (вост. уч.) | | | | 0,72 | 5,29 | 92,22 | 1,10 | 0,28 | 0,19 | 0,09 | 0,04 | 0,03 | 0,04 | 0,721 |
| Западный блок (неокомская залежь) пласт А1 | | | | | | | | | | | | | | |
| 239 | 06.03.08 | 389-391 | 1 | 0,09 | 2,41 | 97,02 | 0,22 | 0,10 | 0,01 | 0,04 | 0,01 | 0,01 | 0,09 | 0,688 |
| | | | 2 | 0,10 | 2,22 | 97,24 | 0,20 | 0,09 | 0,02 | 0,03 | 0,01 | 0,02 | 0,07 | 0,686 |
| | | | 3 | 0,15 | 2,31 | 96,98 | 0,28 | 0,08 | 0,02 | 0,05 | 0,02 | 0,01 | 0,10 | 0,689 |
| Среднее по скв. 239 | | | | 0,11 | 2,31 | 97,08 | 0,23 | 0,09 | 0,02 | 0,04 | 0,01 | 0,01 | 0,09 | 0,688 |
| 237 | 29.02.08 | 383-385, 387-389 | 1 | 0,06 | 2,95 | 96,41 | 0,26 | 0,12 | 0,01 | 0,06 | 0,02 | 0,01 | 0,10 | 0,691 |
| | | | 2 | 0,09 | 3,00 | 96,22 | 0,30 | 0,14 | 0,02 | 0,07 | 0,03 | 0,02 | 0,11 | 0,694 |
| | | | 3 | 0,07 | 2,74 | 96,50 | 0,28 | 0,16 | 0,02 | 0,07 | 0,02 | 0,02 | 0,12 | 0,692 |
| Среднее по скв. 237 | | | | 0,07 | 2,90 | 96,38 | 0,28 | 0,14 | 0,02 | 0,07 | 0,02 | 0,02 | 0,11 | 0,692 |
| Среднее по пласту А1 (запад. уч.) | | | | 0,09 | 2,61 | 96,73 | 0,26 | 0,12 | 0,02 | 0,06 | 0,02 | 0,02 | 0,10 | 0,690 |
| Западный блок (неокомская залежь) пласт Б | | | | | | | | | | | | | | |
| 236 | 03.11.09 | 395,5-399,5 | 1 | 0,35 | 2,86 | 95,98 | 0,42 | 0,18 | 0,03 | 0,05 | 0,02 | 0,02 | 0,09 | 0,697 |
| | | | 2 | 0,28 | 2,79 | 96,11 | 0,38 | 0,21 | 0,06 | 0,04 | 0,03 | 0,03 | 0,07 | 0,695 |
| | | | 3 | 0,23 | 2,74 | 96,23 | 0,41 | 0,15 | 0,06 | 0,03 | 0,02 | 0,03 | 0,10 | 0,694 |
| Среднее по скв. 236 | | | | 0,29 | 2,80 | 96,11 | 0,40 | 0,18 | 0,05 | 0,04 | 0,02 | 0,03 | 0,09 | 0,695 |
| Западный блок (неокомская залежь) пласт Г | | | | | | | | | | | | | | |
| 280 | 07.11.09 | 422-424 | 1 | 0,11 | 3,05 | 96,24 | 0,25 | 0,12 | 0,03 | 0,05 | 0,03 | 0,01 | 0,11 | 0,693 |
| | | | 2 | 0,14 | 2,14 | 97,10 | 0,21 | 0,16 | 0,02 | 0,07 | 0,02 | 0,02 | 0,12 | 0,690 |
| Среднее по скв. 280 | | | | 0,13 | 2,60 | 96,67 | 0,23 | 0,14 | 0,03 | 0,06 | 0,03 | 0,02 | 0,12 | 0,692 |

4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

Исходя из анализа литолого-фациальных особенностей мезо-кайнозойского разреза осадочных пород и гидрогеологических данных в пределах Северо-Бузачинского поднятия, водовмещающими толщами артезианского бассейна являются: юрские, готеривские, барремские, альбские, сеноманские и четвертичные отложения.

Воды баррем-готеривских и юрских отложений

По имеющимся материалам месторождений Каражанбас, Северо-Бузачинское и Каламкас, отмечается весьма близкое сходство пластовых вод баррем-готерива и юры, как по степени минерализации, так и по химическому составу вод. Степень минерализации вод изменяется от 40 до 76 г/л, а по химическому составу относятся к хлоркальциевому типу.

Вышеуказанные воды характеризуются большим дебитом самоизлива и очень быстрым ростом динамических уровней во времени, из чего следует сделать вывод о наличии упруго- водоупорного режима на выявленных месторождениях Северо- Бузачинского поднятия.

Динамика подземных вод баррем-готерива и юры в пределах территории полуострова Бузачи изучена слабо. Из анализа гидродинамических исследований можно предположить, что сектор регионального водного потока имеет юго-западную ориентацию и характеризуется, преимущественно, развитием в упруговодонапорной системе - элизионной.

Воды альбских и сеноманских отложений

В разрезе альбских и сеноманских отложений отмечается сравнительно большое количество мощных пачек песков и песчаников, имеющих хорошие коллекторские свойства, которые переслаиваются с песчанистыми глинами. Эти маломощные прослой песчанистых глин не могут служить надёжным водоупором, поэтому, альбские водоносные горизонты сообщаются как между собой, так и сеноманскими водами и рассматриваются как единый альб-сеноманский водоносный горизонт. По химическому составу альб-сеноманские воды относятся к хлоркальциевому типу и имеют минерализацию 60-80 г/л.

Ввиду высокой минерализации воды альб-сеномана на полуострове Бузачи могут быть использованы только в технических целях.

Воды четвертичных отложений вскрыты шурфами и скважинами ВНИГРИ и объединения «Аэрогеология».

По солевому составу относятся к хлоридно-натриевому типу и имеют минерализацию от 0,4г/л до 375 г/л. Пресные и слабосоленоватые воды в виде отдельных линз приурочены к песчаным грядам, расположенным вдоль берега Каспийского моря. Дебит колодцев составляет 0,014-1,12м/сек. Соляные рассолы приурочены к илам и песчанистым глинам, на поверхности которых обычно наблюдается тонкая корочка или прослой соли. Из-за

малодобитности и высокой минерализации, воды четвертичных отложений в большинстве случаев не имеют практического применения.

Таблица 4.4.1 - Месторождение Жалгызтобе. Химический состав и физические свойства пластовых вод неокотских отложений

| Скважина | Плотность, г/см ³ | рН | Компонентный состав, мг/л / мг-экв/л | | | | | | | | Минерализация, г/л | Кэф. метаморфизации $\frac{r_{Na}}{r_{Cl}}$ | Тип по В.А. Сулину | Жесткость, мг-экв/л |
|----------|---------------------------------|-----|--------------------------------------|---------------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------|-----------------------|--|--------------------|---------------------|
| | | | Сумма | Na ⁺ +K ⁺ | Ca ²⁺ | Mg ²⁺ | Cl ⁻ | SO ₄ ²⁻ | HCO ₃ ⁻ | CO ₂ | | | | |
| 204 | 1,0353 | 6,7 | $\frac{47364,8}{1642,2}$ | $\frac{16465,9}{715,9}$ | $\frac{1365,2}{68,3}$ | $\frac{478,8}{39,9}$ | $\frac{29005,7}{817,1}$ | $\frac{49,2}{1,0}$ | | | 47,4 | <1 | ХК | 108,2 |
| 211 | 1,0307 | 5,9 | $\frac{45283,2}{1554,7}$ | $\frac{15984,4}{695,0}$ | $\frac{1012,0}{50,6}$ | $\frac{395,2}{32,9}$ | $\frac{27540,1}{775,8}$ | $\frac{17,1}{0,4}$ | 334,4 | | 44,9 | <1 | ХК | 83,5 |
| 214 | 1,0357 | 7,3 | $\frac{52524,4}{1819,3}$ | $\frac{18392,8}{799,7}$ | $\frac{1432,9}{71,6}$ | $\frac{489,4}{40,8}$ | $\frac{32196,6}{906,9}$ | $\frac{12,7}{0,3}$ | | - | 52,5 | <1 | ХК | 112,4 |

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

5.1. Цели и задачи проектируемых работ

Структура Нурманов в тектоническом отношении приурочена к Северо-Бозашинскому поднятию. Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие полусводов, примыкающих к региональному разлому, выявленных сейсморазведочными работами МОГТ. Структура представляет интерес в нефтегазоносном отношении.

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

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

- проведение переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ;
- По результатам вышеприведенных геологоразведочных работ, предусматривается бурение двух поисковых скважин, глубиной 550м (+/- 250м).

Перед переобработкой и переинтерпретацией сейсморазведочных работ ставятся следующие задачи:

- Поиски ловушек углеводородов в мезозойских отложениях.
- Получение немигрированных и мигрированных сейсмических материалов с сохранением истинных амплитуд для детальной геологической интерпретации.
- Составление модели изучаемых природных резервуаров;
- Оценка углеводородного потенциала участка исследований;
- Определение оптимальных мест заложения поисковых скважин.

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

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

В случае, если по данным переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведочных работ будет рекомендовано бурение скважин, проводка проектных скважин будет предусматриваться исходя из предполагаемого разреза и опыта бурения скважин на соседнем месторождении Жалгызтобе. При этом вид буровых работ, скорректированная проектная глубина или точки заложения проектных скважин, также будут определены по результатам переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведочных работ.

5.2 Система расположения поисковых скважин

На структуре Нурманов проектируется заложение двух поисковых скважин Н-1 и Н-2, глубиной 550м, местоположение которых будет уточнено в зависимости от результатов переобработки и переинтерпретации ранее проведенных сейсморазведочных работ.

Скважина Н-1- независимая, поисковая, условно располагается в центральной части структуры, примыкающей к месторождению Жалгызтобе с запада. Цель бурения – поиски залежей в меловых и возможно юрских отложениях. Проектный горизонт – средняя юра, проектная глубина – 550м. Местоположение и глубина проектной скважины будет уточняться по результатам переобработки и переинтерпретации данных ранее проведенной сейсморазведки.

Скважина Н-2 – независимая, поисковая, условно располагается в западной части участка Нурманов, примыкающей к тектоническому разлому с севера. Цель бурения – поиски залежей в меловых и возможно юрских отложениях. Проектный горизонт – средняя юра, проектная глубина – 550м. Местоположение и глубина проектной скважины будет уточняться по результатам переобработки и переинтерпретации данных ранее проведенной сейсморазведки.

5.3. Геологические условия проводки скважин

При строительстве скважин на площади Нурманов предусматривается вскрытие мезозойских отложений.

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

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

Исходя из геологического разреза скважин, пробуренных на соседнем месторождении Жалгызтобе, при проводке скважин могут быть следующие осложнения:

В интервале 0 - 386 м - возможны поглощения бурового раствора и обвалы и осыпи стенок скважины

В интервале 386- 550 - в отложениях нижнего мела, юры возможны нефтегазопроявления.

5.4. Геологические условия проводки скважин

Таблица 5.4.1. Геологические условия проводки скважин

| №№ пп | Интервалы разреза с различными геолого- техническими условиями, м | | | Стратиграфическая приуроченность | Литологические особенности и характеристика разреза | Категории пород | | Ожидаемые пластовые | | |
|----------|---|-----|---------|-------------------------------------|--|--------------------|--------------------|------------------------|--------------------|---|
| | от | до | толщина | | | по твердости | по абразивности | давления, атм | температуры, °С | углы и направления падения пластов |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1 | 50 | 386 | 336 | K _{1a-al} | Песчано-алевритово-глинистые породы | Мягкие средние | | 33,0 | 20-31 | 2-3 |
| 2 | 386 | 485 | 99 | K _{1пс} | Пески, алевриты, песчаники, глины | среднетвердые | | 33-53 | 31-38 | 2-3 |
| 3 | 485 | 550 | 65 | J _{2bt-b} | пески | средние | | 53-70 | 38-45 | 2-3 |

Таблица 5.4.2. Ожидаемые осложнения при бурении

| №№ пп | Интервалы глубин | Возраст | Вид осложнений, интервал осложнений | Причины, вызывающие осложнения |
|----------|---------------------|--------------------|--|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | 50-386 м | K _{1a-al} | Прихватопасная зона | при проходке меловых отложений возможны сужения ствола скважины вследствие набухания глинистых частиц при воздействии фильтра бурового раствора |

| | | | | |
|---|-----------|---------------------------------------|--------------------------------|--|
| 2 | 50-386 м | K _{1 a-al} | Осыпи и обвалы стенок скважины | Снижение предела прочности уплотненных глинистых пород |
| 3 | 386-550 м | K _{1пс} , J _{2bt-b} | Нефтегазопроявления | В возможно продуктивных интервалах при снижении уровня бурового раствора |

5.5. Характеристика промывочной жидкости

Таблица 5.5.1

Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения скважин

| Интервал бурения, м | Плотность бурового раствора, г/см ³ | Вязкость, сек. | Фильтрация, см ³ /30мин | Толщина корки, мм | Содерж. песка, % не более | Наименование бурового раствора и химических реагентов |
|---------------------|--|----------------|------------------------------------|-------------------|---------------------------|---|
| 0-50 | 1.10-1.12 | 45-55 | 10-12 | 2-2.5 | 4 | Бентонитовый – Бентонит СК, Na ₂ CO ₃ |
| 50-210 | 1.14-1.16 | 40-45 | 5-6 | 1.0 | 1.5-2.0 | Полимерный – Бентонит СК, СМС LV, ЕСОРАС-R, Na ₂ CO ₃ |
| 210- 550 | 1.16-1.18 | 40-50 | 5-6 | 1.0 | 1.5-2.0 | Полимерный – Бентонит СК, СМС LV, POLY-РАС, KCL, NaOH, ЕСОРАС-R Na ₂ CO ₃ |

5.5. Обоснование типовой конструкции скважин

Для проектируемой поисковой скважины предусматривается следующая конструкция:

Направление диаметром 324 мм спускается на глубину до 30 м с целью предохранения устья скважины от размыва. Цементируется до устья.

Техническая колонна диаметром 244.5мм спускается на глубину 200 м с целью перекрытия неустойчивых альб-аптских меловых отложений. Цементируется до устья. Эксплуатационная колонна диаметром 178мм спускается на проектную глубину 550 м с целью разобщения продуктивных горизонтов и испытания скважины на продуктивность. Цементируется до устья.

Таблица 5.5.1

Сводные данные по типовой конструкции проектной скважины 550м (+/- 250м)

| № п/п | Наименование колонны | Диаметр колонны, мм | Марка стали | Глубина спуска, м | Высота подъема цемента за колонной, м |
|-------|----------------------|---------------------|-------------|-------------------|---------------------------------------|
| 1 | Направление | 324 | Д | 30 | До устья |
| 2 | Кондуктор | 245 | Д | 200 | До устья |
| 4 | Эксплуатационная | 178 | Д | 550 | До устья |

5.6. Оборудование устья скважин

В процессе проводки скважин для предотвращения водонефтегазопроявлений и герметизации устья скважин предусматривается установить:

- диверторную систему после спуска направления;
- на кондукторе противовыбросовое оборудование ОП5-350х35;
- на технической колонне противовыбросовое оборудование ОП5-280х70.

После спуска эксплуатационной колонны на устье устанавливается фонтанная арматура АФК-65х35

Перед каждой перфорацией эксплуатационной колонны необходимо спускать шаблон до искусственного забоя.

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

5.7. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах

5.7.1. Отбор керна и шлама в проектных скважинах

Геологические исследования в процессе бурения сводятся к отбору керна по нефтегазоперспективным горизонтам и отбору образцов на анализы параметров коллекторов, наблюдениям за поглощениями промывочной жидкости и нефтепроявлениями, соблюдением параметров глинистого раствора.

Предусматривается поинтервальный отбор керна по перспективному разрезу с переходом на сплошной при проявлении признаков нефтегазонасности. Указанные проектные интервалы отбора керна могут быть изменены в процессе бурения скважины по указанию геологической службы в зависимости от отклонения фактического разреза скважины от проектного и других факторов. С целью уточнения стратиграфических границ и определения литолого-петрографической характеристики пород в интервалах, недостаточно охарактеризованных керном, которые по данным электрометрических работ и проявлений в процессе бурения могут содержать продуктивные горизонты, производится отбор шлама.

В таблице 5.7.1.1 даны ориентировочные интервалы отбора. Отбор керна производится в соответствии с геолого-техническим нарядом из перспективных участков разреза, а также при проявлениях прямых признаков нефти и газа по данным газового каротажа и по шламу в процессе бурения.

Рекомендуется производить отбор керна в герметичных пластиковых керноотборниках с последующим разрезанием их на три части для хранения и проведения анализов. Образцы пород, поднятые при бурении скважин, являются первичным фактическим документом, характеризующим разрез скважины.

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 лабораторные анализы. В случае нефтегазопроявлений предполагается отбор грунтов со стенок скважины. Глубина и число отбора устанавливается геологической службой Компании.

В процессе бурения скважин в случае необходимости специалистами Заказчика могут быть внесены соответствующие изменения в программу отбора керна и шлама.

Таблица 5.7.1.1 - Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скв Н-1,2

| № скважины | Возраст отложений | Интервал отбора керна, м | Проходка, м | Отбор шлама |
|--------------------|-------------------|--------------------------|-------------|--|
| Н-1,2 | К | 390-420(2) | 60 | по всему разрезу скважины, с глубины 200 м до проектной глубины через 5 м. |
| | | 440-470(2) | 60 | |
| Всего: 120м | | | | |

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

5.7.2. Геофизические и геохимические исследования

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

Таблица 5.7.2.1 –Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах

| №№ | Наименование работ | Масштаб записи | Интервал записи, м |
|----|---|----------------|--------------------|
| 1 | 1.Каротаж: ГК, СГК, ПС, Кавернометрия, КНК, ГГК-П, АК, БК многозондовый, МБК, Термометрия, Инклинометрия, Резистивиметрия | 1: 500 | 50-550 |
| 2 | 3. Каротаж ГК, НГК, Кавернометрия; СГК, КНК; ГГК-П, АКШ, ПС, БК многозондовый, ИК, МБК, КС, МКЗ, Профилеметрия, Термометрия, Инклинометрия, Резистивиметрия | 1:500 1:200 | 50-550 |
| 3 | 6. Замеры пластового давления и отборы глубинных проб (приборами RFT/MDT или аналогичными) боковой отбор керна в интервалах продуктивных пластов | | 50-550 |
| 4 | 7.Геолого-технологические исследования, газовый каротаж | 1:200 | 50-550 |
| 5 | 8. ГК, АКЦ-ФКД, термометрия при ОЦК | 1:500 1:200 | 0-550 |

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

5.7.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов

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

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

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

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

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

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

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

Комплекс исследований включает:

- замер начального пластового давления;
- определение забойного давления (депрессии) и температуры;
- определение продуктивности скважины методом установившихся отборов;
- замеры дебитов нефти, газа и воды;
- отбор глубинных и поверхностных проб.

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

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

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

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

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

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

Таблица 5.7.3.1 - Опробование и испытание перспективных горизонтов в скв.Н-1,2

| Геологический возраст | № скважины | Интервал опробования и количество объектов | |
|------------------------|------------|--|----------------------------|
| | | в открытом стволе | в эксплуатационной колонне |
| К | Н-1,2 | 390-420 (2) | 390-420 (2) |
| | | 440-470 (2) | 440-470 (2) |
| Итого объектов: | | 4 | 4 |
| ВСЕГО: | | 4 | 4 |

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

Таблица 5.7.3.2.

Прогнозные объемы добычи нефти и газа

| Скважины | Количество объектов испытания | Горизонт | Дебит нефти, м ³ /сут | Период испытания, сутки | Плотность нефти, кг/м ³ | Газовый фактор, м ³ /т | Добыча нефти, тн. |
|--------------|-------------------------------|----------|----------------------------------|-------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|-------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 объект | 1 | К | 8 | 90 | 940 | 0,83 | 676,8 тн |
| Н-1,2 | 4 | К | 8 | 360 | 940 | 0,83 | 2 707,2тн |
| Всего | | | | | | | 2 707,2тн. нефти |

5.7.4. Лабораторные исследования

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

Для этого предусматриваются следующие исследования: определение удельного веса, пористости, проницаемости, карбонатности, гранулометрического состава, удельного электрического сопротивления горных пород, производство палеонтологического и петрографо-минералогического исследований.

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

Сведения по лабораторным исследованиям керн, шлама, пластовых флюидов для каждой скважины приводятся в таблице 5.7.4.1, анализы будут производиться в научно-исследовательских лабораториях, результаты должны предоставляться Заказчику в виде отчетов и заключений.

Таблица 5.7.4.1. Лабораторные исследования

| № п/п | Наименование исследований, анализа | Единица измерения | Количество образцов |
|-------|---|-------------------|---------------------|
| 1 | Стратиграфические исследования | Образец | 10 |
| 2 | Полный минералогический анализ пород | Образец | 10 |
| 3 | Определение гранулометрического состава | Образец | 10 |
| 4 | Микроскопический анализ шлифов | Проба | 10 |
| 5 | Определение пористости и плотности | Образец | 10 |
| 6 | Определение проницаемости | Образец | 10 |
| 7 | Определение нефтегазонасыщенности | Образец | 10 |
| 8 | Комплексное исследование глубинных проб пластового флюида | Проба | 3 |
| 9 | Анализ пластовой воды | Проба | 2 |
| 10 | Полный анализ газа и поверхностных проб нефти | Проба | 3 |

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

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

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

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

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

1. Гамма-каротаж -550м
2. Контрольный каротаж в объеме 10 %
3. Отбор проб воды (по 1 л) - ориентировочно по 1 пробе из каждого объекта испытания.

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

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

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

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

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

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

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

В процессе проводки скважин геологической службе недропользователя необходимо проводить систематическое описание шлама, керна и специальные наблюдения за газопоказаниями, нефтегазопроявлениями и поглощением промывочной жидкости и т.д. По

результатам оперативной обработки материалов ГИС и всей получаемой геолого-геофизической информации определяется порядок отбора и анализа образцов керна и пластовых флюидов, глубина спуска колонн, готовятся программы операций и исследований. Конечным результатом поисково-разведочных работ является подготовка базы данных для подсчета запасов углеводородов и апробация отчета в ГКЗ Республики Казахстан. Апробированные в отчете по подсчету запасов данные будут основой для составления проекта пробной эксплуатации месторождения и других проектов по освоению месторождения.

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

Важнейшими задачами оперативного анализа являются:

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

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

Таблица 7.1- Виды и объемы геологоразведочных работ

| №№ п.п. | Виды работ | Ед. изм. | Объем работ |
|----------------|-------------------------------|-----------------|--------------------|
| 1. | Количество скважин | скв. | 2 |
| 2. | Объем бурения | пог.м | 1100 |
| 4. | Отбор керна | пог.м | 120 |
| 5. | Исследования ГИС | пог.м | 1100 |
| 6. | Опробование в открытом стволе | объект | 4 |
| 7. | Опробование в колонне | объект | 4 |
| 8. | Лабораторные исследования: | образец | 78 |

8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации скважин на площади Нурманов направлена на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей.

Структура и состав проектной документации определены в соответствии с действующими нормативными требованиями, предусмотренными Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, утвержденными МЭ РК за №200 от 22.05.2018г (далее Правила).

Решение о ликвидации скважины будет приниматься по результатам бурения, в случае обнаружении промышленных запасов углеводородов по решению НТС недропользователя.

Пользователь недр обязан обеспечить ликвидацию скважины, не подлежащей использованию в установленном порядке.

Рабочий проект предусматривает, что после достижения проектных глубин в скважину спускается и цементируется колонна диаметром 168,3 мм с последующим проведением работ по перфорации и испытанию перспективных горизонтов. После испытания всех перспективных горизонтов, скважина ликвидируется как выполнившая свое назначение. Предусматривается также вариант ликвидации скважины без спуска эксплуатационной колонны.

В соответствии с пунктом 2 статьи 126 Кодекса РК, 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](#) Кодекса РК;

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

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

Согласно п. 6, 7 статьи 126, 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 вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разведочных 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 недропользователь .

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 возвратить 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 по видам работ при ликвидации. Все произведенные экономические расчеты являются плановыми.

Таблица 8.1

Сметная стоимость ликвидации скважины Н-1

| № п/п | Наименование работ и затрат | Ед. изм. | Количество | Тыс.тенге | Тыс.тенге |
|-------|---|----------|------------|-----------|-----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 2 | Монтаж и демонтаж передвижного агрегата грузоподъемностью 60 тонн | комп | 1 | 242,00 | 242,00 |
| 3 | Оплата труда бригады КРС | сутки | 2 | 148,00 | 296,00 |
| 4 | Амортизация оборудования | сутки | 4 | 85,00 | 340,00 |
| 5 | Дизтопливо и ГСМ комплекта главного привода агрегата | сутки | 5 | 44,10 | 220,50 |
| 6 | Затраты ЦА на изоляционные и опресовочные работы | опер | 2 | 55,00 | 110,00 |
| | Материалы: | | | | 0,00 |
| 7 | Цемент класса "G" | тн. | 6,2 | 29,00 | 179,80 |
| 8 | Ингибитор коррозии | литр | 0,5 | 1,00 | 0,50 |
| 9 | Ингибитор H2S | 25 кг. | 0,1 | 12,00 | 1,20 |
| | Итого затраты на ликвидацию одной скважины глубиной 550 м. | | | | 1 390,00 |

Также в эту группу затрат входят укладка на спецтехнику и вывоз подземного и наземного оборудования: НКТ, пакеров, НДГ, УЭЦН, срезанной Ф.А.

Таблица 8.2

Используемые расходные материалы

| Материал | Количество, баллон | Сумма, тг | Итого, тг |
|--------------|--------------------|-----------|----------------|
| Кислород | 50 | 3 000 | 150 000 |
| Пропан | 16 | 5 000 | 50 000 |
| Итого | | | 200 000 |

Таблица 8.3

Вспомогательная техника

| Наименование техники | Кол-во | Стоимость, в час | Количество часов | Всего в тенге |
|---------------------------------|----------|------------------|------------------|----------------|
| <i>1</i> | <i>2</i> | <i>3</i> | <i>4</i> | <i>5</i> |
| Цементировочный агрегат, ЦА-320 | 1 | 15 000 | 30 | 450 000 |
| Цементосмесительная машина, СМН | 1 | 15 000 | 30 | 450 000 |
| Автокран | 1 | 10 000 | 45 | 150 000 |
| Автомашина "Камаз" | 3 | 10 000 | 45 | 450 000 |
| Автобус | 1 | 10 000 | 20 | 200 000 |
| Трактор | 1 | 10 000 | 30 | 300 000 |
| Итого | | | | 2000000 |

Затраты на рекультивацию земли

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

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после ликвидации скважины, определяется размерами земельного отвода скважины.

Общее время рекультивации 36 часов на 1 скважину.

Работы по **технической рекультивации** земель 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 8.4.

Объемы и виды работ по технической рекультивации земель

| № пп | Наименование и характеристика | Ед. изм. | Стоимость, в тысячах тенге | Объем работ | Общая стоимость, в тысячах тенге |
|-------------|--|-----------------|-----------------------------------|--------------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами | м ³ | 93,062 | 2 | 186,124 |
| 2 | Вывоз загрязненного грунта, мусора | т | 84 | 2 | 168 |
| 3 | Планировка площадки | га | 95 | 1,05 | 99,75 |
| 4 | Сбор, резка и вывоз металлолома | т | 25 | 4,5 | 112,5 |
| | Итого | | | | 550000 |

Таблица 8.5

Сводная таблица затрат на установку тумбы с репером

| № п/п | Наименование | Ед. изм. | Сумма в тенге |
|--------------|---|-----------------|----------------------|
| 1 | Тумба с репером | тенге | 500 000 |
| | Итого на установку тумбы с репером | тенге | 500 000 |

Общая стоимость ликвидационных работ

Таблица 8.6

Сводная таблица затрат на ликвидацию скважин

| № п/п | Наименование | Ед. изм. | Сумма в тенге |
|--------------|--|-----------------|----------------------|
| 1 | Ликвидация скважин | тенге | 2780 000 |
| 2 | Работа спецтехники и вывоз наземного и подземного оборудования | тенге | 2 000 000 |
| 3 | Рекультивация земли | тенге | 550 000 |
| 4 | Расходные материалы | тенге | 200 000 |
| 5 | Экологические платежи | тенге | 600 000 |
| 6 | Установка тумбы с репером | тенге | 1000 000 |
| | ИТОГО | тенге | 7130000 |
| 5 | Комиссия по технической ликвидации (5%) | тенге | 356500 |
| | Итого на скважину | тенге | 7 486 500 |

Стоимость ликвидационных работ

Таким образом, затраты по ликвидации на период реализации данного проекта по рассматриваемой территории составляют **7 486 500** тенге.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

это уместно и предъявляться по первому требованию. Соответствующие надписи относительно опасного места работ и оборудования должны быть установлены на хорошо обозреваемой позиции.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Санитарно-бытовое обслуживание

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

Обслуживание и эксплуатация электрооборудования

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

Противопожарные мероприятия

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

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

Обеспечение пожарной безопасности и пожаротушения возлагается на руководителя предприятия.

На разведочной площади будут предприняты все меры к:

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

Санитарные нормы и правила

Необходимо учитывать санитарные правила и нормы при проведении следующих работ:

- Строительно-монтажные и подготовительные работы.

- Бурение разведочных скважин.
- Испытание скважин.
- Консервация и ликвидация скважин.

Согласно Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2, минимальный размер СЗЗ предусматривается размером 500 м.

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

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

Экологическая оценка воздействия на окружающую среду

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

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

При бурении скважин отдается предпочтение буровому раствору со следующими качествами:

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

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

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

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

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

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

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

- передвижные и стационарные двигатели внутреннего сгорания;
- горюче-смазочные материалы;

- технологическое оборудование;
- вещества и материалы, используемые для приготовления и кондиционирования буровых технологических жидкостей (бурового и тампонажного растворов, буферных жидкостей);
- отходы бурения;
- твердые бытовые отходы;
- пластовые флюиды, в том числе углеводородные с сероводородом (в случае нефтегазоводопроявления).

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

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

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

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

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

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

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

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

путем солянокислотной обработки пласта, либо по решению Заказчика может использоваться ГРП (гидроразрыв пласта).

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

В скважинах выполняются следующие виды исследований:

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

В случае герметичности приступают к испытанию следующего объекта.

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

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

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

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

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

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

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

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

Водоснабжение и водоотведение

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

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

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

Питьевая вода на буровой будет храниться в резервуарах питьевой воды ($V=5$ м³), отвечающих требованиям СЭС. Доступ посторонних лиц к резервуарам запрещен. Буровые бригады и обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником, туалетом. Имеется столовая и прачечная.

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

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

Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м³

Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септик с насосной установкой, где происходит грубая механическая очистка стоков. По мере его наполнения стоки будут

окачиваться, и вывозиться автоцистернами на очистные сооружения близлежащего населенного пункта по договору.

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

Отходы производства и потребления

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

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

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

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

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

Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Производится расчет надежности оборудования, сертификация рабочих мест.

Мероприятия по снижению загрязнения

Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

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

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

Буровая установка комплектуется системой контроля воздушной среды. Порядок контроля определяется «Методическими рекомендациями по контролю воздушной среды» (согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от 4 ноября 2010 года № 39). Для контроля на объекте будут находиться не менее 2 переносных газоанализаторов.

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

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

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Предусматривается укрытие мест хранения пылящих материалов и емкостей хранения ГСМ.

Предусматривается постоянное проведение контроля качества соединений и материала.

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

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

Обслуживающий персонал будут оснащены индивидуальными средствами защиты.

При выполнении мероприятий по сокращению выбросов рекомендуется:

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

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

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;
- строгое соблюдение технологии;
- запрещение кормления и приманки диких животных;

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

Охрана недр

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

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

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

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

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

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

При бурении часть промывочной жидкости поступает из ствола скважины в водоносные горизонты, загрязняя их. Иногда поглощение

буровых растворов имеет катастрофический характер. Основные изменения происходят в самих нефтесодержащих пластах.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Изменение химического состава и режима глубоких водоносных горизонтов маловероятно, так как строительство скважин осуществляется с применением передовых технологий и материалов, что сводит к минимуму

риск возникновения нештатных ситуаций, при которых возможно нарушение герметичности цементирования или иных заколонных проявлений. По данному критерию воздействие оценивается как незначительное.

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

С учётом природоохранных мероприятий воздействие на геологическую среду будет незначительным.

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

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

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин.

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

Ликвидация скважины будет выполнена в соответствии с требованиями Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утвержденных приказом Министра Энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018 г № 239. На устье скважины устанавливается бетонная тумба с репером и металлической таблицей с нанесенными сваркой номером скважины, названием месторождения, наименованием владельца скважины и датой ее ликвидации.

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

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

- Рациональное и комплексное использование полезного ископаемого.
- Использование оптимальных способов обработки продуктивных пластов.
- Охрана земной поверхности от техногенного (антропогенного) изменения.
- Предотвращение техногенного опустынивания,
- Сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель связанных с бурением скважин.

- Предотвращение загрязнения подземных вод при бурении скважин.
- Использование в производстве нетоксичных материалов.
- Экологически безопасная утилизация, захоронение остатков отходов бурения.
- Очистка и использование промышленных и хоз-бытовых стоков в повторных циклах.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ

Продолжительность строительства типовых скважин приняты исходя из опыта бурения ранее пробуренных разведочных скважин на соседних площадях, рядом с контрактной территорией ТОО «КазТрансНефть».

Продолжительность цикла бурения и испытания скважин Н-1,2 проектной глубиной 550м (+-250м), составит 430 суток и состоит из 3-х этапов по каждой скважине :

- строительно-монтажные работы – 10 суток;
- бурение и крепление скважины – 20 суток;

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

Календарный план работ на контрактной территории приведен в таблице 10.1

Таблица 10.1-Календарный план работ на период разведки по поиску

| №№ п/п | Виды проектных работ | Период проведения работ |
|-----------|--|-------------------------|
| 1 | Переобработка и переинтерпретация результатов сейсморазведочных работ 2Д. | 2022 -2023 гг. |
| 2 | Бурение скважины Н-1, проведение обработки и интерпретации материалов ГИС. | 2024- 2025 гг. |
| 3 | Испытание скважины Н-1 | 2024- 2025 гг. |
| 4 | Бурение скважины Н-2, проведение обработки и интерпретации материалов ГИС. Испытание скважины Н-2 | 2025-2026гг. |
| 4 | Переинтерпретация сейсмических материалов, с учетом полученных фактических данных по скважинам Н-1,2 | 2026-2027 гг. |
| 5 | Корректировка дальнейших направлений разведочных работ | 2026-2027гг |
| 6 | Оперативный подсчет запасов нефти и газа | 2027-2028 гг. |

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

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

Объем капитальных вложений включает в себя:

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

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

Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на контрактном участке на период 2022 – 2028г.г. представлены в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на период 2022 -2028 гг

| № ПП | Наименование работ | Объем работ | Стоимость работ, тенге |
|--------------|--|----------------|---------------------------|
| 1 | Сбор геолого-геофизической информации. Переобработка и переинтерпретация данных 2Д сейсморазведки. | Отчет | 10 000 000 |
| 2 | Проект разведки, включая ОВОС | Проект | 10 000 000 |
| 3 | Проект ликвидации, включая ОВОС | Проект | 7 000 000 |
| 4 | Групповой технический проект на строительство скважин, включая ОВОС | Проект | 10 000 000 |
| 5 | Бурение скважин и комплексные работы: | 2 ед. | 249 600 000 |
| 6 | Оперативный подсчет запасов | отчет | 12 000 000 |
| ИТОГО | | | 298 600 000 |

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1 Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти

В результате выполнения проектируемых поисковых работ ожидается получения геологической информации о строении мезозойского комплекса отложений участка Нурманов, опираясь на которые недропользователь сможет планировать дальнейшие виды геологоразведочных работ. Хотелось бы также отметить, что данным проектом разведочных работ предусматривается проведение переобработки и переинтерпретации данных 2Дсейсморазведки, по результатам которых будет проведено бурение двух скважин глубиной 550 м (+/-250м), при этом глубина, местоположение проектных скважин будут уточнены и определены по результатам переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных работ. После разбуривания структуры, ожидается открытие залежей углеводородов в разрезе мезозойского комплекса отложений. После получения притоков нефти и газа, в проектируемых скважин будет проводиться оценка запасов нефти и газа с целью определения емкостно-фильтрационных свойств коллекторов, физико-химических свойств флюидов и гидродинамических условий разработки выявленных залежей.

Для количественной оценки ресурсов углеводородного сырья нами принят объемный метод подсчета запасов нефти. Подсчетные параметры приняты по данным соседних месторождений.

Результаты количественной оценки по тектоническим зонам перспективных ресурсов углеводородов приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1.1- Количественная оценка перспективных ресурсов

| Объект | S , Площадь нефтен-ти, тыс.м ² | h , Эффектив.нефтенасыщ. толщина, м | $Kл$, Открытая пористость, доли ед. | ρ , Плотность нефти, г/м ³ | $Kиg$, Нефтегазонасыщенность, доли ед. | K пер., Пересчетный коэффициент, доли ед. | $Q_{геол.}$, перспективные геологические ресурсы, тыс.т |
|--------|---|---------------------------------------|--------------------------------------|--|---|---|--|
| К | 7500 | 2,0 | 0,3 | 0,94 | 0,65 | 0,992 | 2727,5 |

Перспективные ресурсы углеводородов по категории C_3 на участке Нурманов составляют 2727,5 тыс.т нефти.

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

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

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

| № п/п | Показатели | Единица измерения | Объем всего проекта |
|-------|---|-------------------|---------------------|
| 1 | Общие затраты на период разведки по поиску | тыс. тенге | 298 600 |
| 2 | Количество скважин, бурение | шт | 2 |
| 3 | Суммарный метраж | пог.м | 1100 |
| 5 | Геологические ресурсы (нефть) | тыс.тонн | 2 727,5 |
| 6 | Затраты на открытие: 1 тонны условного топлива | Тенге/т | 109,5 |
| 7 | Прирост геологических ресурсов на 1м проходки | тыс. тонн | 2,5 |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

На участке «Нурманов» ранее были пробурены структурно-поисковые скважины за пределами территорий соседних месторождений, которые возможно были пробурены в неоптимальных условиях.

По данным сейсморазведки 2Д, проведенной в 1974- 1998 году, в пределах участка по всем отражающим горизонтам (V, III) отчетливо выделяется лишь структура Жалгызтобе, по горизонту Па западнее этой структуры появляется структура Жалгызтобе Западная, где пробурены скважины К-51 и К-56. На месторождении Жалгызтобе триасовые отложения вскрыты разведочными (скв. R-1, R-2 и R-20) и эксплуатационными скважинами (скв. 236 и 327). Признаки нефти и газа в них и в среднеюрских отложениях не отмечены. Район структуры Жалгызтобе и непосредственно участка Нурманов характеризуется высокой тектонической активностью, способствовавшей образованию широкой сети тектонических нарушений.

В 2007 г на соседнем месторождении Жалгызтобе проведены детальные сейсморазведочные работы МОГТ 3Д на площади 26,35 км². Обработка и интерпретация сейсмических материалов 3Д были проведены в ТОО «PGD Services» в 2007 - 2008 гг. Уточнено геологическое строение мезозойского комплекса. В пределах контрактной территории в 2006 году «СНПС Итернешнл Барс Б.В.» были проведены сейсморазведочные работы 2Д, также были обработаны и переработаны старые данные 2Д сейсморазведки, выполненной на исследуемой территории ранее. В результате геологической интерпретации ранее проведенных сейсморазведочных работ в волновом поле прокоррелированы отражающие горизонты и выполнены структурные построения по юрско-меловому и доюрскому комплексам. Также было предложено деление исследуемой территории по юрско-меловому комплексу на блоки, связанные с наличием непроницаемых литологических барьеров, что может позволить выявить новые перспективные зоны в нефтегазоносном отношении.

На исследуемой территории наиболее перспективные объекты в нефтегазоносном отношении расположены в приразломной зоне, где могут быть обнаружены структурно- литологические ловушки, экранированные субширотным региональным сбросом.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «КазТрансНефть», который проводит операции по недропользованию на участке «Нурманов» в соответствии с Контрактом на

разведку и добычу №5036-УВС МЭ от 11.03.2022г. Срок действия Контракта до 11.03. 2028 года.

Проектом запланировано проведение переобработки и переинтерпретации ранее проведенных сейсморазведочных работ для уточнения геологического строения и выявления новых объектов для поискового бурения и бурение двух поисковых скважин.

Перспективные ресурсы углеводородов по категории С₃ на участке Нурманов составляют 2727,5 тыс.т нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

а) Опубликованные

1. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные Министром энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
2. Кодекс о недрах и недропользовании от 27.12.2017 г.
3. Экологический кодекс РК от 02.01.2021 г №400-VI ЗРК
4. 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. Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С. «Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана». Нефть и газ. Том третий. 169 с. г. Алматы, 2002 г.

б) Фондовые

6. Гаджиев А. Ю., Шкондин М.А. и др. «Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, выполненных на контрактной территории ФК «СНПС Интернешнл Барс Б.В.» в Мангистауской области». г. Актау 2008 г. ТОО «НКЦ Прогноз». Фонды МД «Запказнедра».
7. Гаджиев А. Ю., Шкондин М.А. и др. «Отчет о результатах геологоразведочных работ, выполненных на контрактной территории в северо-западной части полуостровов Бузачи в пределах разведочных блоков XXXI-11-D (частично), Е (частично), F(частично); XXXI-12-D (частично); XXXII-10-B (частично), С(частично),Е(частично),F(частично); XXXII-11-A (частично),В(частично),С(частично),D(частично),Е (частично), F(частично); XXXIII-10-A (частично),В (частично), С,Е (частично), F; XXXIII-11-A,В,С.D.E.F; XXXIII -12-A,D в Мангистауской области РК за период с 29.03.1999г. по 28.03.2010г. по контракту № 304 от 29 марта 1999г. ТОО «НКЦ Прогноз». г. Актау, 2011г. Фонды МД «Запказнедра».
8. Денисенко О.Ф., Згурская В.Ф. и др. «Отчет о поисковых сейсморазведочных работах ОГТ и детальными гравиразведочных исследованиях на площади Северо-Бузачинского поднятия Бузачинской партии 21-74/76 за 1974-75гг.». Том I. «Турланская геофизическая экспедиция». пос. Новотурланский, 1976г. Фонды МД «Запказнедра».
9. Ешбаева Л.У. Синакулкызы А. «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Жалгызтобе (Мангистауская область Республики Казахстан) по состоянию изученности на 01.01.2010 г.». г. Актау-2009 г. Фонды МД «Запказнедра».
10. Туремуратов Ж, Левковская В., Гречкина И. «Отчет о сейсмических исследованиях МОГТ на площади структуры Тасбас, расположенной

Мангистауском районе Мангышлакской области Каз ССР.» с/п 39/76 г. Гурьев 1977г.

11. Шималин А.В. Отчет «Поисковые сейсморазведочные работы МОГТ в юго-западной части полуострова Бузачи в 1991-1993гг.», с/п 9/91-93, Алматинская геофизическая экспедиция, НПО «Казгеофизика». г. Алматы, 1993г. Фонды МД «Запказнедра».

12. Пронин А.П., Шестоперова Л.В. и др. Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений северного склона Бузачинского поднятия. Нефть и газ. №5. 2021 г. с.34-45.

| Геологическая часть | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------|------------------|------------------------|----------------------|---|--|---|--|--|--------------------------|--|-----|-------------------|--|--|--|--|----------------|
| Масштаб | Стратиграфия | Литологическая колонка | Угол падения пластов | Температура, градиент пластового давления | Интервалы возможных осложнений | Конструкция скважины, высота подъема цементного раствора. | Геофизические исследования | Параметры промысловочной жидкости | Проектная крепость пород | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | | | | | | | | |
| 25 | Альб К1а1 | | 0 | 20°C | 290-310; 315-320; 325-330; 335-345; 350-385; 410-450; 460-550 м. | | 1. КС, ПС, ДС, АК, ГК, НК, ГГК(п), ИС (точка замера через 25м), термометрия: масштаб 1:500, в интервале 0-165м, 165-550м; 2. КС, ПС, ДС, АК, ГК, НК, МБК, БКЗ, БК, ГГК(п). Масштаб: 1:200, в интервале 165-550; 3. АКЦ, ЛМ, ГГК-Ц. Масштаб: 1:500, 1:200 в интервале 0-165м, 0-350м. | Капий хлор - BARADRIL-N: р=1,35-1,45 т/см3; Т=40-50сек/В64(по API 10-8)К=1-0,5 мм; СНС=20-30/40-60 мг/см2 (по API 5-10/15-30 ф/100ф); рН=8,5-9,5 | Средние породы | | | | | | | | |
| 50 | | | | 0,0105МПа/м | | | | | | | | | | | | | |
| 75 | | | | 0,0116-0,0125МПа/м | | | | | | | | | | | | | |
| 100 | | | | 0,01103МПа/м | | | | | | | | | | | | | |
| 125 | | | | 27°C 0,01103МПа/м | | | | | | | | | | | | | |
| 150 | | | | 31°C 0,0125МПа/м | | | | | | | | | | | | | |
| 175 | | | | 38°C 0,0125МПа/м | | | | | | | | | | | | | |
| 200 | | | | Апт К1ар | | | | | | | 1,5 | 21°C | 185 - 290 м. 3. Нефтегазоводопровление: 290-310; 315-320; 325-330; 335-345; 350-385; 410-450; 460-550 м. | | 1. КС, ПС, ДС, АК, ГК, НК, МБК, БКЗ, БК, ГГК(п). Масштаб: 1:200, в интервале 165-550; 2. КС, ПС, ДС, АК, ГК, НК, ГГК(п), ИС (точка замера через 25м), термометрия: масштаб 1:500, в интервале 0-165м, 165-550м; 3. АКЦ, ЛМ, ГГК-Ц. Масштаб: 1:500, 1:200 в интервале 0-165м, 0-350м. | Капий хлор - BARADRIL-N: р=1,35-1,45 т/см3; Т=40-50сек/В64(по API 10-8)К=1-0,5 мм; СНС=20-30/40-60 мг/см2 (по API 5-10/15-30 ф/100ф); рН=8,5-9,5 | Средние породы |
| 225 | | | | | | | | | | | | 0,01103МПа/м | | | | | |
| 250 | | | | | | | | | | | | 27°C 0,01103МПа/м | | | | | |
| 275 | 31°C 0,0125МПа/м | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 300 | Неоком К1пс | | 2 | 27°C | 185 - 290 м. 3. Нефтегазоводопровление: 290-310; 315-320; 325-330; 335-345; 350-385; 410-450; 460-550 м. | | 1. КС, ПС, ДС, АК, ГК, НК, МБК, БКЗ, БК, ГГК(п). Масштаб: 1:200, в интервале 165-550; 2. КС, ПС, ДС, АК, ГК, НК, ГГК(п), ИС (точка замера через 25м), термометрия: масштаб 1:500, в интервале 0-165м, 165-550м; 3. АКЦ, ЛМ, ГГК-Ц. Масштаб: 1:500, 1:200 в интервале 0-165м, 0-350м. | Капий хлор - BARADRIL-N: р=1,35-1,45 т/см3; Т=40-50сек/В64(по API 10-8)К=1-0,5 мм; СНС=20-30/40-60 мг/см2 (по API 5-10/15-30 ф/100ф); рН=8,5-9,5 | Средне-твердые породы | | | | | | | | |
| 325 | | | | 0,0125МПа/м | | | | | | | | | | | | | |
| 350 | | | | 31°C 0,0125МПа/м | | | | | | | | | | | | | |
| 375 | | | | 38°C 0,0125МПа/м | | | | | | | | | | | | | |
| 400 | Средняя юра J2 | | 2 | 31°C | 185 - 290 м. 3. Нефтегазоводопровление: 290-310; 315-320; 325-330; 335-345; 350-385; 410-450; 460-550 м. | | 1. КС, ПС, ДС, АК, ГК, НК, МБК, БКЗ, БК, ГГК(п). Масштаб: 1:200, в интервале 165-550; 2. КС, ПС, ДС, АК, ГК, НК, ГГК(п), ИС (точка замера через 25м), термометрия: масштаб 1:500, в интервале 0-165м, 165-550м; 3. АКЦ, ЛМ, ГГК-Ц. Масштаб: 1:500, 1:200 в интервале 0-165м, 0-350м. | Капий хлор - BARADRIL-N: р=1,35-1,45 т/см3; Т=40-50сек/В64(по API 10-8)К=1-0,5 мм; СНС=20-30/40-60 мг/см2 (по API 5-10/15-30 ф/100ф); рН=8,5-9,5 | Средние породы | | | | | | | | |
| 425 | | | | 0,0125МПа/м | | | | | | | | | | | | | |
| 450 | | | | 31°C 0,0125МПа/м | | | | | | | | | | | | | |
| 475 | | | | 38°C 0,0125МПа/м | | | | | | | | | | | | | |
| 500 | Средняя юра J2 | | 2 | 38°C | 185 - 290 м. 3. Нефтегазоводопровление: 290-310; 315-320; 325-330; 335-345; 350-385; 410-450; 460-550 м. | | 1. КС, ПС, ДС, АК, ГК, НК, МБК, БКЗ, БК, ГГК(п). Масштаб: 1:200, в интервале 165-550; 2. КС, ПС, ДС, АК, ГК, НК, ГГК(п), ИС (точка замера через 25м), термометрия: масштаб 1:500, в интервале 0-165м, 165-550м; 3. АКЦ, ЛМ, ГГК-Ц. Масштаб: 1:500, 1:200 в интервале 0-165м, 0-350м. | Капий хлор - BARADRIL-N: р=1,35-1,45 т/см3; Т=40-50сек/В64(по API 10-8)К=1-0,5 мм; СНС=20-30/40-60 мг/см2 (по API 5-10/15-30 ф/100ф); рН=8,5-9,5 | Средние породы | | | | | | | | |
| 525 | | | | 0,0125МПа/м | | | | | | | | | | | | | |
| 550 | | | | 38°C 0,0125МПа/м | | | | | | | | | | | | | |