

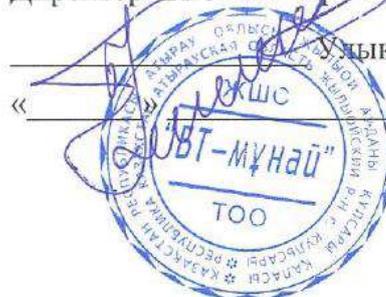
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РК
ТОО «БТ-МУНАЙ»
ТОО «КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ ИНСТИТУТ» (ТОО «КазНИГРИ»)

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор ТОО «БТ-мунай»

«_____» _____ 2025 г. Юсыкпанов Т.С.

«_____» _____ 2025 г.



ДОПОЛНЕНИЕ №1
К ПРОЕКТУ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР НА УЧАСТКЕ «АТЫРАУ»

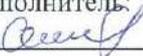
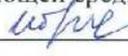
Директор ТОО «КазНИГРИ»

Юсубалиев Р.А.



Атырау-2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

Нормоконтролер: _____  Сейткалиева Г.К.

Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К., Сейкалиева Г. и др. «Дополнение №1 к Проекту разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау».

Текст на 210 стр., 45 рис., 50 таблиц, 12 текстовых приложений.

Папка – 13 графических приложений на 13 листах.

Организация-составитель: ТОО «КазНИГРИ».

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

Дата составления проекта: 2025 г.

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

Организация-заказчик проекта - ТОО «БТ-мұнай».

Контракт №1077 от 28 декабря 2002 года на разведку углеводородного сырья на участке Атырау.

Границы участка недр: XXII-11-Е (частично), F (частично); XXII-12-D (частично), E (частично), F (частично); XXII-13-D, E; XXIII-11-B, C, E, F; XXIII-12; XXIII-13-A, B, D, E, F (частично); XXIV-11-B, C, E, F; XXIV-12-A (частично), B, C, D, E (частично), F (частично); XXIV-13-A, B, C, D, E, F (частично); XXV-11-B (частично), C (частично), F (частично); XXV-12-A, B (частично), C (частично), D, E, F; XXV-13-A (частично), D (частично).

РЕФЕРАТ. Перспективы нефтегазоносности контрактной территории участка «Атырау» связаны с оценкой нефтегазоносного потенциала подсолевых, а также надсолевых - триасовых, юрских и меловых отложений.

Дополнением №1 «Проектом разведочных работ по оценке...» проектируется бурение 14 (четырнадцати) разведочных скважин с целью оценки залежей углеводородов в среднеюрских и триасовых отложениях структур Байменке-Байменке Южный, Жынгылды Северо-Западный, Бекшибай, Егиз Южный, Тасым (надсолевой) и 1 (одной) глубокой скважины ТЮВ-2 на карбонатной платформе Тасым. Основой для постановки буровых работ послужили новые данные, полученные в результате анализа ранее выполненных сейсморазведочных работ в комплексе с бурением, переобработкой и переинтерпретацией сейсмических данных МОГТ-2Д/3Д на современном уровне с использованием данных бурения на участке «Атырау».

Для уточнения геологического строения на структурах Акша и Байменке проектируется проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3Д общей площадью 270 кв. км.

В проектном документе обоснованы: методика и объем проектируемых работ, цели и задачи этих работ, условия проводки и испытания перспективных горизонтов, объемы промыслово-геофизических исследований и отбора керн и шлама, пластовых флюидов, виды аналитических исследований, основные технико-экономические показатели.

Ключевые слова. Юго-восточная часть Прикаспийской впадины, карбонатная платформа Тасым, надсолевые структуры участка «Атырау», юрские и триасовые отложения Южной Эмбы, нижнепермские, каменноугольные продуктивные горизонты юго-востока Прикаспийской впадины.

Составитель реферата

Бришева К.Е.

Приложение №1

к Договору №10/01-25 от 30.01.2025 г.
на Разработку Дополнения №1
«Проекта разведочных работ по оценке
перспектив нефтегазоносности локальных структур
на участке «Атырау»

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор



ОО «БТ-Мунай»

Уликпанов Т.С.

2025г

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку Дополнения №1 «Проекта разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау» и проекта ОВОС (под ключ).

1. Целевое назначение работ

Разработка Дополнения №1 к «Проекту разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау» и проекта ОВОС (под ключ).

2. Основание для проведения работ

Разработка проектного документа на проведение геологоразведочных работ ТОО «БТ-Мунай», связана с оценкой перспектив нефтегазоносности участка «Атырау».

С начала геологоразведочных работ в пределах контрактной территории выполнены сейсморазведочные работы 2Д протяженностью 2603,2 пог.км и 3Д общей площадью 1026,85 кв.км. По состоянию на 01.01.2024 года пробурены 36 поисково-разведочных скважин на надсолевых структурах Кажигали, Егиз Южный, Жира-Бериш, Бекшибай, Жынгылды Западный, Дараймола Западная и Дараймола Восточная и скважина ТЮВ-1 на карбонатной платформе Тасым.

В результате проведенных работ были открыты небольшие по запасам УВ месторождения Дараймола Западная и Дараймола Восточная. В подсолевом комплексе имеется карбонатная платформа Тасым, подтвержденная бурением скважины ТЮВ-1 достигнутой глубиной 7050 метров.

С целью уточнения геологической модели залежей месторождений Дараймола Западное и Дараймола Восточное, для более эффективного планирования дальнейших разведочных работ по оценке УВС, в начале 2020 года специалистами ТОО «Geophysical Support Services» (Геофизикал Саппорт Сервисез) выполнена работа по переинтерпретации сейсмических данных МОГТ 3Д/2Д, отработанных в 2013 году в районе солянокупольного поднятия Дараймола.

Результатом работ стала дальнейшая детализация геологического строения залежей месторождений Дараймола Западная и Дараймола Восточная, в отложениях средней юры поднятия Дараймола Западная выявлены перспективные на нефть и газ ловушки.

В 2021 году ТОО «Geophysical Support Services» (Геофизикал Саппорт Сервисес) была выполнена комплексная интерпретация сейсмических материалов МОГТ-3Д/2Д с использованием скважинных данных на участках Егиз Южный – Жира-Бериш, Жынгылды Юго-Западный, Жынгылды- Жынгылды Западный. В результате выявлены перспективные объекты, оценены их прогнозные ресурсы и даны рекомендации на постановку буровых работ.

На основании решения Министерства энергетики РК от 11 ноября 2023 г. (письмо № 04-12/6621-И, протокол от 06 ноября 2023 года № 38/4 МЭ РК) Комитетом геологии Министерства промышленности и строительства РК ТОО «БТ-Мұнай» выдан геологический отвод на участок «Атырау» от 04 декабря 2023 года № 623 – Р – УВ).

23 января 2024 года между Министерством Энергетики Республики Казахстан и ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент», ТОО «БТ - Мұнай» было заключено Дополнение №15 государственный регистрационный № 5306 – УВС от 23 января 2024 года к контракту № 1077 от 28 декабря 2002 г. о приобретении у ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» 100% права недропользования на разведку углеводородного сырья на участке «Атырау» (надсолевые и подсолевые блоки) в пределах блоков «XXII-11-Е (частично), F (частично); XXII-12-D (частично), E (частично), F (частично); XXII-13-D, E; XXIII-11-B, C, E, F; XXIII-12; XXIII-13-A, B, D, E, F (частично); XXIV-11-B, C, E, F; XXIV-12-A (частично), B, C, D, E (частично), F (частично); XXIV-13-A, B, C, D, E, F (частично); XXV-11 B (частично), C (частично), F (частично); XXV-12-A, B (частично), C (частично), D, E, F; XXV-13-A (частично), D (частично), в Атырауской области Республики Казахстан.

Весной 2024 года в Атырауской области начались сильные паводки, вызвавшие затопление ряда населенных пунктов и объектов инфраструктуры. Вследствие этого, 7 апреля 2024 года решением акима Атырауской области № 3 было введено чрезвычайное положение природного характера.

На основании вышеизложенного Недропользователь обратился в Компетентный орган с просьбой о продлении срока действия Контракта в связи с наступлением обстоятельств непреодолимой силы (форс-мажор).

Письмом Министерства Энергетики РК за №17-1-12/29120-ЕО от 13 декабря 2024 года ТОО «БТ-мұнай» было предоставлено разрешение на продление срока действия Контракта на 183 дня в соответствии с Протоколом №49/7 МЭ РК к заседанию экспертной комиссии по вопросам недропользования.

В этой связи возникла необходимость ускорить актуализацию Проектного документа с целью выполнения взятых обязательств.

Недропользователем было принято решение о составлении «Дополнения №1 к Проекту разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке Атырау», в котором будет рассмотрен частичный перенос объема работ с Информационного отчёта «Авторский надзор за реализацией Проекта разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау (по состоянию на 01.03.2024 г.).

3. Краткая характеристика изученности и геологического строения района работ

Прежний недропользователь ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» (далее НКОД) проводил геологоразведочные работы согласно Контракту № 1077 от 28.12.2002 г. на разведку углеводородного сырья на участке Атырау в Атырауской области Республики Казахстан и Дополнений №№ 1-14 к нему.

Комитетом геологии и недропользования МИИР РК были утверждены:

1. «Дополнение № 2 к «Проекту оценочных работ на надсолевые отложения участка Атырау» (протокол ЦКРР № 5/13 от 16.05.2018г., письмо КГН МИИР РК № 27-5-899-И от 06.06.2018г.);

2. «Дополнение № 1 к Проекту оценочных работ на карбонатной платформе Тасым участка Атырау» (протокол ЦКРР № 5 от 16.05.2018 г., письмо КГН МИИР РК № 27-5-898-И от 06.06.2018г., письмо КГН МИИР РК № 27-5-1070-И от 04.07.2018 о согласии с изменениями по объему работ и утвержденным протоколом ЦКРР № 8 от 25.07.2018г.).

За 2005-2014 годы на участке «Атырау» проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в объеме 1026,85 кв. км, МОГТ-2Д протяженностью 2603 пог. км. Пробурены 36 скважин.

2008-2021 годы были проведены обработка и интерпретация, переработка, переинтерпретация сейсмических данных 2Д и 3Д МОГТ по площадям Дараймола, Тасым, Тасым ЮВ, Кажигали, Кошак, Бекшибай, Жира-Бериш, Егиз, Егиз Южный, Жынгылды Западный, Жынгылды Юго-Западный.

Из-за сложной солянокупольной тектоники по некоторым площадям интерпретация проведена несколько раз для уточнения моделей структур.

Имеется достаточное количество исторических материалов в виде 2Д данных 1974-1993 гг. в формате SEG Y, в сканированном формате, данные по старым скважинам.

2007-2018 годы составлено 7 проектов поисковых и 6 проектов оценочных работ по надсолевому и подсолевому комплексам.

Проведен «Оперативный подсчет запасов по месторождениям Дараймола Западная и Дараймола Восточная» и по ним же составлены проекты пробных эксплуатаций.

В 2021 г. НКОД согласно условиям Дополнения № 12 к Контракту № 1077 от 28.12.2002 г. выполнил возврат части контрактной территории, не охваченной разведочными работами по оценке. Площадь возвращенной части контрактной территории составила 1019,536 кв. км. Площадь оставленной части контрактной территории - 9 498,788 кв. км с учетом исключаемых месторождений. На участке Атырау находятся разрабатываемые месторождения Дараймола, Бакланий Северный, Каратал, Жынгылды.

На сегодняшний день, посчитаны и поставлены на государственный баланс запасы УВ месторождений Дараймола Западная, Дараймола Восточная, ведутся работы по составлению Проектов разработки.

В 2022 году ТОО «КазНИГРИ» был составлен «Проект разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке Атырау». Данным Проектом предусмотрено бурение 18 скважин на структурах Дараймола Западная, Дараймола Восточная, Жира-Бериш, Егиз Южный, Жынгылды Юго-Западный, Тасым (надсолевой) и Тасым (подсолевой) (Протокол ЦКРР РК №29/1 от 28.07.2022 г).

В 2024 году новым недропользователем ТОО «БТ-мұнай» были проанализированы результаты всех ранее выполненных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д и 3Д. В результате пересмотрена перспективность структуры Жира-Бериш, Жынгылды Юго-Западный, Егиз

Южный в отношении нефтегазоносности и принято решение о корректировке местоположения и графика бурения проектных скважин.

Связи с этим, в 2024 году ТОО «КазНИГРИ» был составлен Информационный отчет «Авторский надзор...» к Проекту, в рамках которого был рекомендован перенос объема работ с малоперспективных объектов на более перспективные объекты, расположенных на структурах Байменке-Байменке Южный, Жынгылды Юго-Западный, Бекшибай, Егиз Южный, Тасым и Тасым Ю-В без уменьшения общего количества скважин.

В том же году согласно действующему проекту и Авторскому надзору к нему, на структуре Жынгылды Юго-Западный пробурены 3 скважины (ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-2, ЖЮЗ-4).

4. Задачи, стоящие перед исполнителями Проекта

4.1. В рамках Дополнения №1 к проекту рассмотреть частичный перенос объема работ с Информационного отчёта «Авторский надзор за реализацией Проекта разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау (по состоянию на 01.03.2024 г.)». Ввиду сжатых сроков исключить из проектируемых ранее работе бурение 5 проектных скважин, восстановление 2-х скважин и проведение сейсморазведочных работ.

- изменение графика бурения проектируемых 10 скважин;
- корректировка местоположения рекомендуемых 10 скважин, объектов испытания и их количество;
- рекомендация с обоснованием по переносу объемов бурения на наиболее эффективные структуры в нефтегазоносном отношении.

4.2. Объемы и интервалы отборов керна.

4.2.1 Комплекс промыслово-геофизических исследований;

4.2.2 Оптимальные методы вскрытия объектов и вызова притоков при испытании скважин, а также методов воздействия на объекты при получении низких дебитов в процессе испытания, вывод скважин на оптимальный режим;

4.2.3 Комплекс гидродинамические исследований скважин, объёмы - виды работ.

4.2.4 Комплекс лабораторных исследований для изучения литологических и физических свойств пород-коллекторов, получения петрофизических зависимостей, определения возраста отложений. Лабораторных исследований физико-химических свойств отобранных проб в пластовых и поверхностных условиях.

4.1. Выполнить оценку прогнозных ресурсов на перспективных объектах и геолого-экономическую оценку проектируемых работ.

4.4. Рекомендовать конструкцию скважин и технологию бурения.

4.5. Обосновать мероприятия по охране труда, недр и окружающей среды.

4.6. Исполнитель должен еженедельно (в четверг, до конца рабочего дня) представлять Заказчику информационный отчёт о выполненных работах.

5. Ожидаемые результаты:

6.1. Дополнение №1 к «Проекту разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау» и ОВОС» (под ключ), разработанный в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан и с существующими типовыми инструкциями, правилами и стандартами РК, а также с учетом требований, предъявляемых Заказчиком;

- 6.2. При необходимости организация и проведение общественных слушаний, учёт общественного мнения, согласно действующего законодательства Республики Казахстан;
- 6.3. Согласование Дополнения №1 к «Проекту разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау» и ОВОС» (под ключ), (далее ПРОЕКТ) с уполномоченными и компетентными органами Республики Казахстан в соответствии с порядком, установленным Кодексом «О недрах и недропользовании» от 22.07.2024 г. и «Экологическим кодексом» от 13.12.2024 г. № 400- VI ЗРК;
- 6.4. Согласование ПРОЕКТА с независимыми экспертами ЦКРР РК;
- 6.5. Защита ПРОЕКТА на заседании ЦКРР РК и сдача в геологические фонды РК.
- 6. Сроки выполнения работ:**
- 7.1. Срок разработки Проектов и их предоставление на согласование Заказчику составляет 15 календарных дней с даты получения необходимых данных от Заказчика.
- 7.2. Срок согласования ПРОЕКТА и ОВОС к нему, с уполномоченными и компетентными органами Республики Казахстан 57 календарных дней.
- 7.3. Готовый проект, согласованный с государственными контролирующими органами Республики Казахстан Заказчику предоставить – июнь 2025 г.
- 7.4. Завершение договора 31 декабря 2025 г.

7. Количество экземпляров:

Передача Заказчику 3-х (трех) экземпляров Проекта с графическими приложениями на бумажных носителях в твердом переплете, Проект ОВОС - в количестве 3 (трех) экземпляров на бумажных носителях в твердом переплете и их полную электронную копию в 4 (четыре) экземплярах на CD (диске) в формате Word, Excel, PDF, Jpeg на русском языке.

Главный геолог



Искужиев А.Д.

Начальник
геологического отдела



Шудабаева Б.К.

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	3
ВВЕДЕНИЕ	15
2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	19
3. ОБОСНОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ГРАНИЦ УЧАСТКА НЕДР В ЦЕЛЯХ ОЦЕНКИ	22
4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ	24
4.1 Литолого-стратиграфический разрез	24
4.2 Тектоника	26
4.3 Нефтегазоносность	40
4.4 Гидрогеологические условия	52
5. ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ВЫПОЛНЕННЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА УЧАСТКЕ «АТЫРАУ»	55
5.1 Объемы и результаты полевых и геологических и геофизических исследований	55
5.2 Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых и разведочных работ	63
5.3 Изученность глубоким бурением	69
5.4 Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации данных ГИС и их достоверность	79
5.5 Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования скважин	97
5.6 Физико-литологическая характеристика коллекторов и покрышек, изученность подсчетных параметров по керну	105
6. МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И ЦЕЛИ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	115
6.1 Цели и задачи проектируемых работ	115
6.2 Обоснование этажей оценочных работ	118
6.3 Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов исследований	118
6.4 Порядок размещения проектируемых скважин	121
6.5 Геологические условия проводки скважин	131
6.6 Характеристика промывочной жидкости	132
6.7 Обоснование типовой конструкции скважин	136
6.8 Оборудование устья скважины	138
6.9 Комплекс геолого-геофизических исследований	138
6.9.1 Отбор керна и шлама	138
6.9.2 Геофизические и геохимические исследования	140
6.9.3 Опробование, испытание и исследование скважин	142
6.9.4 Лабораторные исследования	145
7. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ	146
8. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ	147
9. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ	151
10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	152
11. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	157
12. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	160
13. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ	162
14. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ	166
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	167
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	169

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 2.1 - Обзорная карта района проектируемых работ	19
Рис. 3.1 - Картограмма геологического отвода контрактного участка «Атырау»	23
Рис. 4.2.1-Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской НГП [5]	26
Рис. 4.2.2 - Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса...30	
Рис. 4.2.3 - Структурная карта по отражающему горизонту VI (из отчета ТОО «RES», 2017 г.) [17].....	31
Рис. 4.2.4 - Межкупольная зона Дараймола Восточная-Байменке. Структурная карта по условной кровле разновозрастных триасовых горизонтов T_1 и T_1^1	32
Рис. 4.2.8 - Структура Жынғылды Юго-Западный. Структурная карта по VI ОГ	34
Рис.4.2.9 – Структура Женгельды Ю-З. Структурная карта по кровле (разновозрастных) триасовых отложений T_0 и T_0^1	35
Рис.4.2.10 – Структура Жынғылды Северо-Западный. Структурная карта по V ОГ	36
Рис. 4.2.11 - Структура Жынғылды Северо-Западный. Структурная карта по III ОГ	36
Рис. 4.2.12 - Структура Бекшибай. Фрагмент структурной карты по VI ОГ.....	37
Рис.4.2.13 – Структура Бекшибай. Структурная карта по среднетриасовому горизонту (T_2)	37
Рис. 4.2.14 - Структура Егиз Южный. Фрагмент структурной карты по VI ОГ	38
Рис. 4.2.15 - Структура Егиз Южный. Карта изохрон по условному отражающему горизонту T_2^1 (внутритриасовый в условиях купола)	39
Рис. 4.2.16 - Структура Егиз Южный. Структурная карта по ОГ V.....	39
Рис. 4.2.17 - Структура Егиз Южный. Структурная карта по ОГ IV (подошва среднеюрских отложений).....	40
Рис. 4.2.18 - Структура Егиз Южный. Структурная карта по ОГ Шб (внутриюрский)	40
Рис. 4.3.1 - Схема нефтегазоносности подсолевого комплекса южной части Прикаспийской впадины.....	41
Рис. 4.3.2 - Фрагмент карты нефтегазоносности надсолевого комплекса Прикаспийской впадины	42
Рис. 4.3.3 - Месторождение Дараймола Западная. Структурные карты кровли продуктивных горизонтов	46
Рис.4.3.4 - Месторождение Дараймола Западная. Геологический разрез по линии скважин ДЗ-15-ДЗ-14- ДЗ-7-ДЗ-2-ДЗ-11-ДЗ-10-ДЗ-1-ДЗ-6-ДЗ-15	46
Рис. 4.3.5- Месторождение Дараймола Восточная. Структурные карты кровли продуктивных горизонтов	48
Рис.4.3.6 - Месторождение Дараймола Восточная.	49
Геологический разрез по линии скважин ДВ-22-ДВ-3-ДВ-21-ДВ-4.....	49
Рис.4.3.7 - Месторождение Дараймола Восточная.	49
Геологический разрез через скважину ДВ-9.....	49
Рис. 4.3.8 - Месторождение Жынғылды.....	52
Рис. 5.6.1 - Сопоставление плотности зерен от пористости.....	105
Рис. 5.6.2 - Соотношение проницаемости от пористости.....	105
Рис. 5.6.3 - Сопоставление пористости от минералогической плотности	108
Рис.5.6.4 - Зависимость коэффициента пористости от коэффициента проницаемости	108
Рис. 5.6.5 - Образцы кернa скв. ТЮВ-1. Типы пористости в шлифах	111

Рис 6.3.1 –Фрагмент структурной карты по III отражающему горизонту с контуром проектируемой сейсмической съемки МОГТ-3Д.....	118
Рис. 6.4.1 – Структура Байменке- Байменке Южный.	122
Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бай-1 и Бай-4.....	122
Рис. 6.4.2 – Структура Байменке- Байменке Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бай-2 и Бай-3.....	123
Рис. 6.4.3 – Структура Байменке- Байменке Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бай-5 и Бай-3.....	123
Рис. 6.4.4 – Структура Жынғылды Северо-Западный.	124
Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину ЖСЗ-3.....	124
Рис. 6.4.5 – Структура Жынғылды Северо-Западный.	124
Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину ЖСЗ-5.....	124
Рис. 6.4.6 – Структура Егиз Южный	125
Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину ЕЮ-3	125
Рис. 6.4.7 – Структура Егиз Южный	125
Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину ЕЮ-2	125
Рис. 6.4.8 – Структура Бекшибай. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бек-2 и Бек-3	126
Рис. 6.4.9 - Структура Тасым. Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину Тас-3.....	126
Рис.6.4.10 - Структура Тасым. Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину Тас-5.....	127
Рис. 6.4.11 – Структура Тасцым подсолевой. Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину ТЮВ-2	127
Рис. 6.4.12 - Прогнозный литолого-стратиграфический разрез скважин с проектной глубиной	129
1500+/-250 м.....	129
Рис. 6.4.13 - Прогнозный литолого-стратиграфический разрез скважин проектной глубиной	130
600+/-250 м.....	130
Рис 6.4.15 - Прогнозный литолого-стратиграфический разрез проектируемой скважины ТЮВ-2.....	131

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 - Географо-экономические условия.....	20
Таблица 3.1 - Координаты угловых точек геологического отвода участка «Атырау».....	22
Таблица 5.3.1 Изученность глубоким бурением до 2006 г.....	74
Таблица 5.3.2- Изученность Недропользователем территории глубоким бурением.....	77
Таблица 5.4.1 - Результаты интерпретации материалов ГИС	82
Таблица 5.5.1 - Результаты опробования, испытания и исследования скважин	100
Таблица 5.6.1 - Данные определения карбонатности пород скважины ДВ-3	106
Таблица 5.6.2 - Сведения о литолого-физических свойствах пород продуктивных пластов и покрышек	107
Таблица 5.6.3 - Освещенность керном разреза скважины ТЮВ-1 на структуре Тасым	109
Таблица 5.6.4 - Освещенность керном эффективных нефтенасыщенных толщин.....	109

Таблица 5.6.5 - Объем исследований образцов керна и шлама	109
Таблица 5.6.6 – Скважина Тасым ЮВ-1. Фильтрационно-ёмкостные свойства пород-коллекторов (по данным ГИС и петрофизического изучения керна)	112
Таблица 5.6.7 – Скважина ТЮВ-1. Физико-химическая характеристика пластового флюида.....	113
Таблица 5.6.8 - Компонентный состав пробы пластового флюида	114
Таблица 6.3.1 - Рекомендуемые параметры систем наблюдений МОГТ-3Д.....	119
Таблица 6.3.2 - Рекомендуемые параметры регистрации сейсмических данных МОГТ-3Д	120
Таблица 6.3.3 - Ориентировочные параметры свип-сигнала	120
Таблица 6.3.4 - Параметры взрывного источника возбуждения.....	121
Таблица 6.4.1 – Рекомендуемые местоположения проектируемых скважин.....	128
Таблица 6.4.2 - Координаты проектируемых скважин (Пулково, 1942).....	128
Таблица 6.6.1 - Типы и параметры бурового раствора	133
Таблица 6.6.2 - Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения по надсолевым отложениям.....	134
Таблица 6.6.3 - Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения проектируемой скважины ТЮВ-2	135
Таблица 6.7.1 - Рекомендуемая конструкция проектных скважин в пределах глубин 600+250	136
Таблица 6.7.2 - Рекомендуемая конструкция проектных скважин в пределах глубин 1350+250	136
Таблица 6.7.3 - Рекомендуемая конструкция скважины ТЮВ-2 с проектной глубиной 7500 м.....	137
Таблица 6.8.1 – Оборудование устья скважин.....	138
Таблица 6.9.1 - Проектные интервалы отбора керна и шлама	139
Таблица 6.9.2 – Проектные интервалы отбора керна и шлама скважины ТЮВ-2.....	140
Таблица 6.9.3 - Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах с глубинами в пределах 600+250 м.....	141
Таблица 6.9.4 - Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах с глубинами в пределах 1350+250 м.....	141
Таблица 6.9.5 - Планируемый комплекс ГИС в проектируемый скважине ТЮВ-2 глубиной 7500 м.....	142
Таблица 6.9.6 - Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне.....	143
Таблица 6.9.7 - Проектные интервалы опробования скважины на карбонатной платформе Тасым	144
Таблица 6.9.8 - Прогнозируемые дебиты УВ, плотности и газосодержание нефти	144
Таблица 6.9.9 - Прогнозируемые дебиты УВ, плотности и газосодержания	145
Таблица 6.9.4 – Виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов.....	145
Таблица 8.1 - Стоимость бригады при ликвидации скважин.....	148
Таблица 8.2 - Расчет стоимости ликвидации одной скважины и продолжительность ликвидационных работ	148
Таблица 8.3 - Затраты на материалы при ликвидации скважины.....	149
Таблица 8.4– Затраты на техническую рекультивацию 1 м ³ рекультивируемого грунта ..	149
Таблица 8.5 - Затраты на техническую рекультивацию нарушенных земель	150
Таблица 8.6 - Сводная таблица затрат на ликвидацию	150

Таблица 9.1- Основные показатели проектируемых работ	151
Таблица 11.1 - Календарный план бурения проектируемых скважин	158
Таблица 11.2 - Календарный план по испытанию объектов в эксплуатационной колонне проектируемых скважин	158
Таблица 12.1 - Планируемые финансовые затраты на период проведения разведочных работ по оценке.....	160
Таблица 13.1- Количество ожидаемых ресурсов в пределах перспективных участков структур по категории С ₃	163
Таблица 13. 2 - Количество ожидаемых ресурсов свободного газа и конденсата перспективной структуры Тасым Ю-В по категории С ₃	165
Таблица 14.1 - Основные технико-экономические показатели оценочных работ	166

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование приложения	Стр.
1	2	3
1	Государственная лицензия ТОО «КазНИГРИ»	117
2	Дополнение №12 к Контракту	122
3	Дополнение №13 к Контракту	126
4	Дополнение №14 к Контракту	131
5	Дополнение №15 к Контракту	135
6	Дополнение №16 к Контракту	140
7	Акт ликвидации последствий недропользования (о приемке) №9-УВС от 05.11.2021г.	147
8	Геологический отвод (участок недр) с картограммой	151
9	Протокол № 13/2 МЭ РК к заседанию экспертной комиссии по вопросам недропользования	210

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование	Номер прил.	Кол-во листов	Масштаб
1	2	3	4	5
1.	Блок «Атырау» Схема геолого-геофизической изученности	1	1	1: 200 000
2.	Площадь Тасым-Егиз-Кажигали Структурная карта по отражающему горизонту П ₂ (кровля отложений башкирского яруса среднего карбона С _{2b}). Временной составной разрез по линии А-А ₁ через перспективные структуры подсолевого комплекса. Геолого-сейсмический профиль через пробуренные и проектные скважины.	2	1	гор: 1:100 000 вер: 1 см-20мс
3.	Площадь Байменке-Байменке Южный Структурные карты по отражающим горизонтам V, III и карта по условной кровле разновозрастных триасовых горизонтов Т ₁ и Т ₁ ¹ Временные разрезы по линиям ПЛ 2070 и СЛ10330.	3	1	1: 100 000 1: 20 000 гор: 1:10 000 вер: 1 см-20мс
4.	Структура Жынгылды Северо-Западный. Структурные карты по отражающим горизонтам VI, Т ₂ , V, III	4	1	1: 40 000
5.	Структура Жынгылды Северо-Западный Мигрированные временные разрезы через проектные скважины ЖСЗ-3 и ЖСЗ-5	5	1	1: 25 000 вер: 1 см-20см
6.	Структура Бекшибай Структурная карта по отражающему горизонту Т ₂ ; Временные разрезы через линии ЛТ_2006_09, ЛТ 2006 10, ЛТ 2006 14, НС 0759.	6	1	1: 25 000
7.	Структура Егиз Южный Структурные карты по отражающим горизонтам V, IV, IIIб; Мигрированные временные разрезы по линиям СЛ-665 (через проектную скважину ЕЮ-3), СЛ-762 (через проектную скважину ЕЮ-2).	7	1	1: 20 000 гор 1:10 000 вер:1см-20мс
8.	Структура Тасым Структурные карты по отражающим горизонтам Т ₂ , VI, V, IV; Временные разрезы по профилям Т39, Т26	8	1	1: 25 000
9.	Блок Атырау. Геолого-технические наряды на скважины глубиной 600 (±250) м.	9	1	1: 5 000
10.	Блок Атырау. Геолого-технические наряды на скважины глубиной 1350 (±250) м	10	1	1: 5 000
11.	Блок «Атырау» Геолого-технический наряд на скважину глубиной 7500 м	11	1	1: 5 000
12.	Прогнозные литолого-стратиграфический разрезы проектных скважин глубиной 600, 1500 (±250) м	12	1	1: 5 000
13.	Прогнозные литолого-стратиграфический разрезы проектных скважин глубиной 7500 (±250) м	13	1	1: 5 000

Всего 13 графических приложений на 13 листах

ВВЕДЕНИЕ

ТОО «БТ-мұнай» является недропользователем по Контракту № 1077 от 28.12.2002 г. на разведку углеводородного сырья на участке Атырау XXII-11-Е (частично), F (частично); XXII-12-D (частично), E (частично), F (частично); XXII-13-D, E; XXIII-11-B, C, E, F; XXIII-12; XXIII-13-A, B, D, E, F (частично); XXIV-11-B, C, E, F; XXIV-12-A (частично), B, C, D, E (частично), F (частично); XXIV-13-A, B, C, D, E, F (частично); XXV-11-B (частично), C (частично), F (частично); XXV-12-A, B (частично), C (частично), D, E, F; XXV-13-A (частично), D (частично) в Атырауской области Республики Казахстан.

На основании решения Министерства энергетики Республики Казахстан (далее - МЭ РК) от 11 ноября 2023 г. (письмо № 04-12/6621-И, протокол № 38/4 МЭ РК от 06 ноября 2023 г.) Комитетом геологии Министерства промышленности и строительства РК ТОО «БТ-мұнай» выдан геологический участок «Атырау» от 04 декабря 2023 года № 623-Р-УВ.

23 января 2024 года между МЭ РК и ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент», ТОО «БТ-мұнай» было заключено Дополнение №15 государственный регистрационный № 5306 – УВС от 23 января 2024 года к контракту № 1077 от 28 декабря 2002 г. о приобретении у ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» 100% права недропользования на разведку углеводородного сырья на участке «Атырау».

Участок «Атырау» находится в пределах Индерского, Махамбетского, Макатского и Кызылкогинского районов Атырауской области Республики Казахстан. На участке «Атырау» расположено месторождение Дараймола, разработку которого проводит ТОО «Атыраумұнай».

Прежний недропользователь ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» проводил геологоразведочные работы согласно Контракту № 1077 от 28.12.2002 г. на разведку углеводородного сырья на участке Атырау в Атырауской области Республики Казахстан и Дополнений №№ 1-14 к нему.

Дополнением №12 (рег.№ 4622-УВС-МЭ от 28.06.2018 г.) к Контракту, Компетентный орган принял решение разрешить продление периода разведки для оценки сроком на 6 (шесть) лет до 31.12.2024 г. при условии представления Компетентному органу Рабочей программы, на основании утвержденного проектного документа в срок не позднее 28.12.2018 г., принятия дополнительных обязательств на период продления.

Дополнением №13 (рег.№ 4680-УВС-МЭ от 21.12.2018 г.) к Контракту утверждена рабочая программа на период продления Контракта для оценки обнаружений на 2018-2024 г.г, разработанные на основании утвержденных проектных документов.

За 2005-2024 годы на участке «Атырау» проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в объеме 1026,85 кв. км, МОГТ-2Д протяженностью 2603 пог. км. Пробурено 39 скважин из них скважина (ТЮВ-1) глубиной 7050 м - самая глубокая скважина Прикаспийской впадины на подсолевые отложения. 2008-2021 годы были проведены обработка и интерпретация, переобработка, переинтерпретация сейсмических данных 2Д и 3Д МОГТ по площадям Дараймола, Тасым, Тасым ЮВ, Кажигали, Кошак, Бекшибай, Жира-Бериш, Егиз, Егиз Южный, Жынгылды Западный, Жынгылды Юго-Западный.

По результатам обработки и интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 2Д и 3Д, выполненных на контрактной территории в период 2006-2009 г.г, выявлены подсолевые структуры Тасым Юго-Восточный и Кажигали, приуроченные к нижнепермским, каменноугольным и, предположительно, девонским отложениям. По результатам работ пересмотрено геологическое строение подсолевого комплекса отложений и предложена модель нефтегазоносной карбонатной платформы и в 2009 году на основании этих материалов с целью изучения геологического строения выявленных структур и оценки их нефтегазоносности был составлен «Проект геологоразведочных работ на участке Атырау, расположенном в Атырауской области РК». И в 2010 году согласно данному Проекту в свде подсолевой структуры пробурена скважина ТЮВ-1. По результатам выполненных исследований ГИС, ГТИ, анализу шлама и керна в скважине ТЮВ-1 выделены нефтегазонасыщенные интервалы, которые были разделены на два объекта опробования -

с преимущественно карбонатными породами (6300-6782 м) и, с преимущественно, терригенными породами (6872-6982 м). При опробовании первого объекта (6872-6982 м) получен кратковременный приток газа и конденсата, но из-за смятия колонны опробовать и изучить весь интервал не удалось. Анализ отобранных устьевых проб газожидкостной смеси, выполненный в ТОО «Каспиймунайгаз», показал на преимущественное наличие конденсата плотностью 0,6628 г/см³, в составе которого преобладают пентаны, гексаны, гептаны и октаны при низком содержании серы (0,004%) и сероводорода (0,281ppm).

В 2012 году ТОО «АктюбНИГРИ» составлен «Проект оценочных работ на карбонатной платформе Тасым участка Атырау» с целью уточнения геологического строения всей карбонатной платформы, а также получения дополнительной информации, необходимой для полной и комплексной оценки запасов УВ. Проектом предусматривалось проведение сейсморазведочных работ 3Д на площади 480 кв. км и бурение трех скважин: одной независимой Тасым-2 и двух зависимых - Тасым-3 и Тасым-4 [23].

В 2013 году компанией АО «Азимут Энерджи Сервисез» проведены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 135 пог. км и 3Д в объеме 509,21 кв. км на структурах Дараймола Западная, Дараймола Восточная, Егиз Южный и Кажигали».

В 2014 году компанией АО «Геостан» проведена обработка и интерпретация данных работ [26]. Строение триасового и юрско-мелового комплексов отложений характеризуется поведением отражающих горизонтов: Т₂ (кровля коллектора в среднем триасе), V (кровля триаса), IV (кровля горизонта в средней юре), III (подошва неокома). По ним в целом подтверждены ранее представленные структурные построения, произведен ряд уточнений и выявлены новые перспективные объекты. Сейсмогеологическая модель соляного купола Дараймола была представлена пятью структурными картами по надсолевым отражающим горизонтам - III, IV, V, Т₂, кровле соли (ОГVI) и тремя структурными картами по подсолевым - П₁, П₂, П₃. В результате выявлено четыре структурных объекта по ОГ IV в толще нижней и средней юры и один объект – по ОГ Т₂ в отложениях среднего триаса. Первооткрывательницей месторождения Дараймола Западная является скважина ДЗ-1, пробуренная на центральном своде западного крыла, где в 2013 году из среднеюрских отложений получен промышленный приток нефти дебитом 5,6 м³/сут.

В 2013-2014 гг. на месторождении Дараймола Западная, согласно «Проекту оценочных работ на надсолевые отложения участка Атырау» (ТОО «КазНИГРИ», 2013 г), было пробурено 14 оценочных скважин: ДЗ-2, ДЗ-3, ДЗ-4, ДЗ-5, ДЗ-6, ДЗ-7, ДЗ-8, ДЗ-9, ДЗ-10, ДЗ-11, ДЗ-12, ДЗ-13, ДЗ-14, ДЗ-15 [34].

В 2014 г специалисты ТОО «Болашак Мунай» выполнили оперативный подсчет запасов месторождения Дараймола Западная по состоянию на 01.09.2014 г. Отчет составлен на основе геологической модели, полученной в результате комплексной интерпретации геолого-геофизических данных скважин и сейсмических работ МОГТ-2Д/3Д [13].

На структуре Дараймола Восточная, согласно «Проекту оценочных работ на надсолевые отложения...» [34], пробурены оценочные скважины ДВ-2, ДВ-3, ДВ-4. В разрезе скважин ДВ-3 и ДВ-4 в триасовых отложениях были выделены продуктивные горизонты Т-I, Т-II, Т-III. Скважиной-первооткрывательницей стала скважина ДВ-3, где в 2014 году из триасовых отложений был получен промышленный приток нефти дебитом 23 м³/сут на 5-мм штуцере. Запасы нефти и растворенного газа месторождения Дараймола Восточная по состоянию на 01.11.2014г. по результатам бурения трех указанных скважин и данных сейсмических работ МОГТ-2Д/3Д были в оперативном порядке оценены ТОО «СМАРТ Инжиниринг» [17].

В 2015 году было составлено «Дополнение № 3 к Проекту оценочных работ...», где рассмотрен небольшой объем работ, связанный с доразведкой месторождения Дараймола Восточная [36].

Поскольку задачи изучения строения коллекторов месторождений, а также поиски перспективных ловушек в других частях соляного массива Дараймола стали весьма актуальными на контрактной территории, то возникла необходимость переобработки

данных МОГТ-3Д на современном уровне и проведение интерпретации, интегрированной со скважинными данными. И в 2017 году специалистами ТОО «ReservoirEvaluationServices» переобработаны данные сейсморазведки МОГТ-3Д (2013 г), проведенные на поднятии Дараймола (месторождения Дараймола Западная и Дараймола Восточная), по результатам которых на восточном крыле поднятия Дараймола над вторыми крутыми уступами соли в юго-восточной и южной частях структуры Дараймола в отложения триаса выявлены две потенциальные ловушки. Перспективные объекты также выделены в нижне- и среднеюрской толще. Авторами отчета подсчитаны перспективные ресурсы, выделены первоочередные объекты для постановки буровых работ [25].

В 2016 г ТОО «G.A.S.KCO» на площади надсолевой структуры Тасым выполнены работы по обработке и структурной интерпретации геолого-геофизических материалов сейсморазведки МОГТ 2Д с использованием данных бурения [29].

В 2018 году на основании полученных новых данных геологического строения перспективных объектов на участке «Атырау» ТОО «КазНИГРИ» было составлено Дополнение № 2 к «Проекту оценочных работ на надсолевые отложения участка «Атырау» [37]. В том же году ТОО АктюбНИГРИ составлено «Дополнение № 1 к Проекту оценочных работ на карбонатной платформе Тасым участка Атырау» [24]. Данные Проекты были рассмотрены на заседании ЦКРР РК 16 мая 2018 г. и утверждены Комитетом геологии и недропользования.

В начале 2020 года специалистами ТОО «Geophysical Support Services» (Геофизикал Саппорт Сервисез) выполнена работа по переинтерпретации сейсмических данных МОГТ 3Д/2Д, отработанных в 2013 году на поднятии Дараймола [27]. Работа проведена с целью уточнения геологической модели залежей месторождений Дараймола Западная Дараймола Восточная для более эффективного планирования дальнейших разведочных работ по оценке ресурсов УВ в надсолевом комплексе отложений поднятия Дараймола. По результатам выполненных работ уточнено геологическое строение залежей месторождений Дараймола Западная и Дараймола Восточная, выявлены перспективные ловушки на северном и южном крыльях поднятия Дараймола в отложениях средней юры. Перспективные объекты также выделены на восточном крыле поднятия в районе скважины ДВ-9, пробуренной в 2019 году.

В начале 2021 года специалистами ТОО «Geophysical Support Services» (Геофизикал Саппорт Сервисез) выполнена работа по переинтерпретации сейсмических данных МОГТ-3Д/2Д с использованием скважинных данных на структурах Егиз Южный-Жира-Бериш, Жынғылды Юго-Западный, Жынғылды-Жынғылды Западный. В результате выявлены перспективные объекты, оценены их прогнозные ресурсы и даны рекомендации на постановку буровых работ [28].

В 2021 г. Недропользователем согласно условиям Дополнения №12 к Контракту № 1077 от 28.12.2002 г. выполнен возврат части контрактной территории, не охваченной разведочными работами.

Площадь возвращенной части контрактной территории составляет 1019,536 кв. км. Площадь оставленной части контрактной территории - 9 498,788 кв.км.

В апреле 2022 г. на основании решения Министерства энергетики РК от 22 февраля 2022 г. (письмо №04-12/2261) Комитетом геологии МЭГ и ПР РК выдан геологический отвод (текстовое приложение 8).

В 2022 году ТОО «КазНИГРИ» был составлен «Проект разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке Атырау». Данным Проектом предусмотрено бурение 18 скважин на структурах Дараймола Западная, Дараймола Восточная, Жира-Бериш, Егиз Южный, Жынғылды Юго-Западный, Бекшибай, Тасым (надсолевой) и Тасым (подсолевой) (Протокол ЦКРР РК №29/1 от 28.07.2022 г) [38].

Недропользователем на участке Атырау по результатам выполненных работ открыты месторождения Дараймола Западная и Дараймола Восточная.

В 2024 году Недропользователем выполнены «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Дараймола Западная, расположенной в Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.08.2024 г» [15] и «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Дараймола Восточная, Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.07.2024 г.» [16].

В 2024 году недропользователем ТОО «БТ-мұнай» были проанализированы результаты всех ранее выполненных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д и 3Д. В результате пересмотрена перспективность структуры Жира-Бериш, Жынғылды Юго-Западный, Егиз Южный в отношении нефтегазоносности и принято решение о корректировке местоположения и графика бурения проектных скважин, предусмотренных в действующем Проекте [38].

И в том же году ТОО «КазНИГРИ» был составлен Информационный отчет «Авторский надзор к Проекту разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке Атырау» [39], в рамках которого был рекомендован перенос объема работ с малоперспективных объектов на более перспективные объекты, расположенных на структурах Байменке-Байменке Южный, Жынғылды Юго-Западный, Бекшибай, Егиз Южный, Тасым и Тасым Ю-В без уменьшения общего количества скважин.

В 2024 году согласно действующему Проекту и Авторскому надзору к нему, на структуре Жынғылды Юго-Западный пробурены 3 скважины (ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-2, ЖЮЗ-4).

Весной 2024 года в Атырауской области начались сильные паводки, вызвавшие затопление ряда населенных пунктов и объектов инфраструктуры. Вследствие этого, 7 апреля 2024 года решением акима Атырауской области №3 было введено чрезвычайное положение природного характера.

На основании вышеизложенного Недропользователь обратился в Компетентный орган с просьбой о продлении срока действия Контракта в связи с наступлением обстоятельств непреодолимой силы (форс-мажор).

Письмом Министерства Энергетики РК за №17-1-12/29120-ЕО от 13 декабря 2024 года. Дополнением №16 (рег.№ 5449-УВС-МЭ от 19.03.2025 г.) к Контракту ТОО «БТ-мұнай» было предоставлено разрешение на продление срока действия Контракта на 183 дня до 29.06.2025 г в соответствии с Протоколом №49/7 МЭ РК к заседанию экспертной комиссии по вопросам недропользования (текстовое приложение 6).

В апреле 2025 года Протоколом № 13/2 МЭ РК, Компетентным органом выдано разрешение ТОО «БТ-Мұнай» на продление периода разведки по Контракту №1077 от 28.12.2002 года на 185 календарных дней, до 31.12.2025 г (текстовое приложение 9).

В этой связи Недропользователем было принято решение о составлении «Дополнения №1 к Проекту разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке Атырау», в котором будет рассмотрен объема работ с Информационного отчёта «Авторский надзор за реализацией Проекта разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке Атырау (по состоянию на 01.03.2024 г.).

В настоящем Дополнении к «Проекту разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке Атырау» обосновано бурение 14 разведочных скважин на надсолевой комплекс и одной скважины - на подсолевой комплекс, проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3Д.

Дополнение к «Проекту разведочных работ по оценке...» составлен ТОО «КазНИГРИ» согласно геологическому заданию к договору №10/01-25 от 30.01.2025 г. и в соответствии с «Методическими указаниями по составлению проектов разведочных работ углеводородов (приложение к приказу МЭ РК от 24.05.2018 г)» [4].

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Площадь проектируемых работ находится на контрактной территории ТОО «БТ-мұнай», расположенной в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

В административном отношении участок «Атырау» находится в пределах Индерского, Махамбетского, Макатского и Кызылкогинского районов Атырауской области Республики Казахстан, в 40 км северо-восточнее г. Атырау (рис. 2.1).

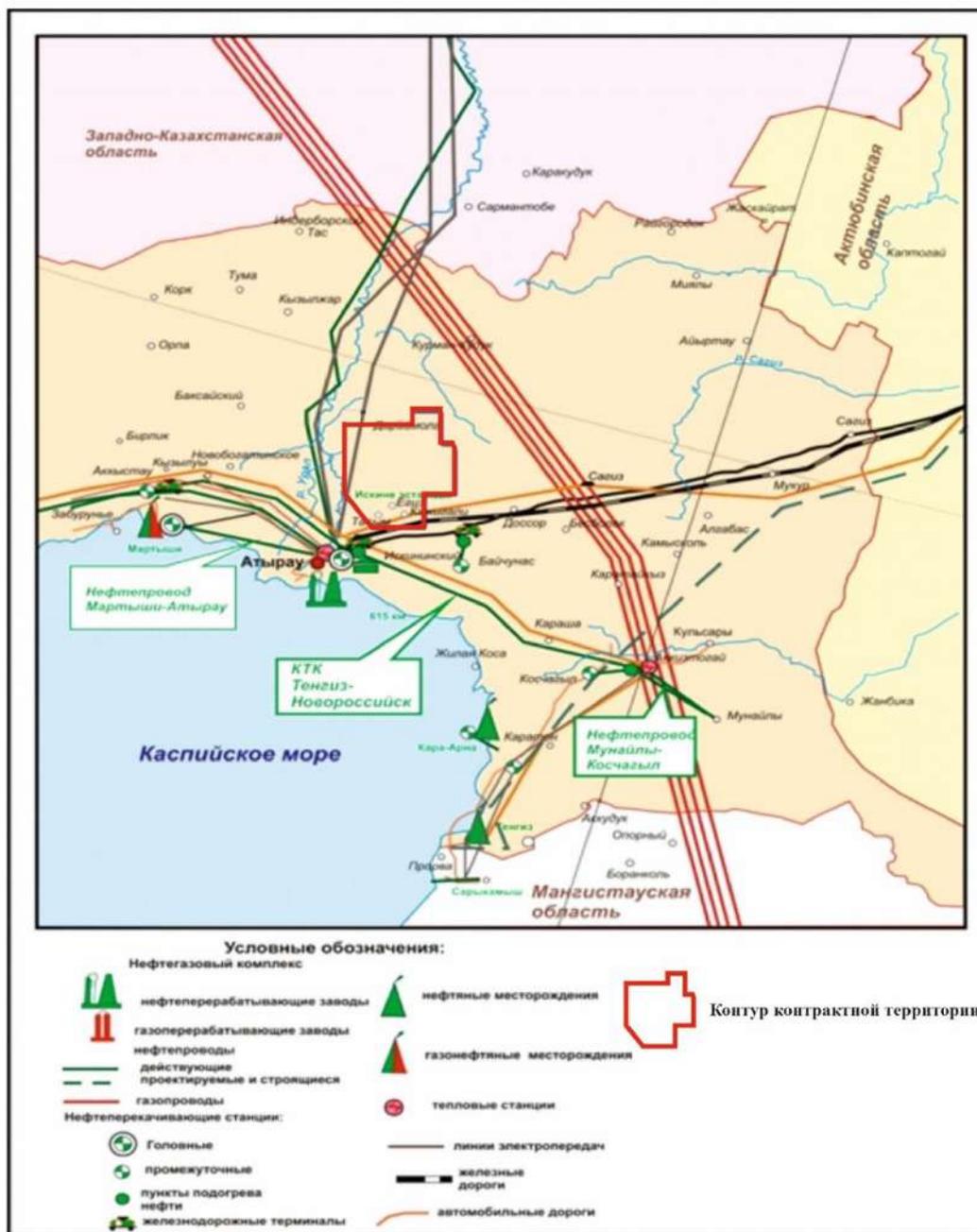


Рис. 2.1 - Обзорная карта района проектируемых работ

Общая площадь геологического отвода участка Атырау составляет 9 498,78 кв. км. Из территории геологического отвода исключены месторождения Дараймола (геологический отвод), Дараймола (горный отвод) Бакланий Северный, Жынгылды, Каратал (геологический отвод), Каратал участок 1, Каратал участок 2.

Ближайшее нефтяное месторождение Бакланий Северный от площади работ находится на расстоянии 35 км к юго-западу. Непосредственно на соляном поднятии Дараймола находится одноименное месторождение, разработку которого проводит ТОО «Атыраумұнай».

Таблица 2.1 - Географо-экономические условия

№№ п/п	Наименование	Географо-экономические условия
1	Географическое положение района работ.	Атырауская область.
2	Место базирования участка недр Атырау.	Контрактная территория находится в пределах Индерского, Махамбетского, Макатского и Кызылкогинского районов. На участке «Атырау» расположено месторождение Дараймола, разработку которого проводит ТОО «Атыраумунай». Группа месторождений - Дараймола, Дараймола Западная и Дараймола Восточная находятся в 130 км северо-восточнее г. Атырау.
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района.	Территория работ представляет собой слабо всхолмленную равнину с отметками абсолютных высот от -9,0 до -24 м. Характерно наличие крупных замкнутых бессточных котловин с пологими склонами. Склоны имеют крутизну до 3° и местами расчленены промоинами. Дно котловин - плоское и, обычно, занято солончаками. Толщина покрова неоген - четвертичных образований составляет от 40м до 120м.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ.	Гидрографическая сеть в районе развита крайне слабо, за исключением реки Урал, расположенной за пределами площади работ, в 25-30 км к западу и оросительного канала. Постоянные источники пресной воды отсутствуют. Встречаются мелкие речушки, иногда до 3-х метров глубиной и шириной от 2-х до 250м. В весеннее и дождливое времена года они образуют единую гидрографическую сеть с основным руслом реки Урал. В летнее время, когда часть воды испаряется, образуются небольшие озера – сая с пресной, но непригодной для питья водой. На площади встречаются колодцы, вырытые чабанами для водопоя скота; они оборудованы цементными кольцами и имеют глубину 4-6 м. Глубина залегания водоносных горизонтов, приуроченных к четвертичным отложениям - 1.5-6,0 м. Дебит колодцев - около 250 литров в сутки.
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников).	Отсутствуют
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур.	Климат – резко континентальный. Температура воздуха колеблется от -30° зимой до +40° летом. Осадки - редки, в основном, связаны с осенне-зимним периодом. Растительный покров в районе свойственен полупустынным, сухостойным зонам. Животный мир сравнительно небогат и представлен мелкими животными, пернатыми и пресмыкающимися.
7	Количество осадков.	Среднее годовое количество осадков не превышает 140-200 мм. Максимум осадков приходится на теплый период года 85-120 мм.
8	Преобладающее направление ветров и их сила.	Характерны сильные ветры и бури. На большей части территории средняя годовая скорость ветра составляет 4-5 м/с. В северной части области в течение года наблюдаются одинаково часто ветры всех восьми основных направлений.
9	Толщина снежного покрова и его распределение.	Средняя многолетняя наибольшая высота снежного покрова 1-5 см.
10	Геокриологические условия.	-
11	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона.	Октябрь-март
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий.	Растительный и животный мир характерен для зоны полупустынь.
13	Населенные пункты и расстояния до них.	г. Атырау находится в 40 км от района работ

14	Состав населения.	Казахи
15	Ведущие отрасли народного хозяйства.	Сельское хозяйство
16	Наличие материально-технических баз.	отсутствуют
17	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы.	Южнее от контрактной территории проходит нефтепровод Кенкияк-Атырау
18	Источники: - теплоснабжения, электроснабжения.	Автономное обеспечение.
19	Виды связи.	Радиосвязь, радиостанция, мобильная связь
20	Пути сообщения.	Связь с месторождением из г. Атырау осуществляется автотранспортом по магистральной трассе Атырау – Индер, проходящей в 45км к западу от него, а далее по грунтовым дорогам. Имеющаяся сеть грунтовых и полевых дорог, в сухое время года пригодна для движения автотранспорта со скоростью до 30 км/ч. Во время снеготаяния и дождей, дороги сильно размокают и становятся труднопроходимыми. Движение автотранспорта вне дорог, возможно, в сухое время года повсюду, кроме сорových участков, по которым возможно движение только автотранспорта повышенной проходимости.
21	Условия перевозки вахт.	Автомшины
22	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ.	Южнее от участка находится железнодорожная станция Карабатан, проходит железная дорога Атырау-Актобе.
23	Наличие зимников, срок их действия	-
24	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения).	-
25	Речные пути и период навигации по ним.	-
26	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	Не имеются

3. ОБОСНОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ГРАНИЦ УЧАСТКА НЕДР В ЦЕЛЯХ ОЦЕНКИ

По результатам проведенных геологоразведочных работ перспективы нефтегазоносности на участке «Атырау» связываются, преимущественно, триасовым и юрско-меловым отложениями.

Данным Дополнением на участке «Атырау» с целью разведки по оценке залежей нефти и газа в юрских, триасовых отложениях проектируется:

- бурение 6-х разведочных скважин на структуре Байменке-Байменке Южный проектными глубинами 600,1100 и 1350 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Бекшибай проектными глубинами 1250 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Егиз Южный проектными глубинами 1350 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Жынгылды Северо-Западный проектными глубинами 1500 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Тасым проектными глубинами 450 и 500 м;
- бурение разведочной скважины ТЮВ-2 на карбонатной платформе Тасым проектной глубиной 7500 м;
- сейсморазведочные работы МОГТ-3Д на площади 270 кв. км на структурах Акша и Байменке;

В 2021 году Недропользователь, во исполнение решения Компетентного органа, вернул государству часть контрактной территории неохваченную разведочными работами.

В апреле 2022 г. на основании решения Министерства энергетики РК от 22 февраля 2022 г. (письмо № 04-12/2261) Комитетом геологии МЭГ и ПР РК выдан геологический отвод (текстовое приложение 8).

Общая площадь геологического отвода с учетом исключаемых месторождений составляет **9498,788** (девять тысяч четыреста девяносто восемь целых семьсот восемьдесят восемь тысячных) кв. км.

Из территории геологического отвода исключены площади месторождений Дараймола, Бакланий Северный, Женгельды, Каратал.

В таблице 3.1 приведены координаты угловых точек геологического отвода участка «Атырау».

Таблица 3.1 - Координаты угловых точек геологического отвода участка «Атырау»

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	48° 30' 00"	52° 28' 38"
2	48°30'00"	52°50'00"
3	48°10'00"	52°50'00"
4	48°10'00"	52°58'30"
5	48°07'00"	53°00'00"
6	47°40'00"	53°00'00"
7	47°40'00"	52°38'00"
8	47°20'00"	52°38'00"
9	47°20'00"	52°00'00"
10	47°40'00"	51°40'00"
11	48° 20' 32,5"	51° 40' 00"
12	48° 20' 32,5"	52° 28' 38"

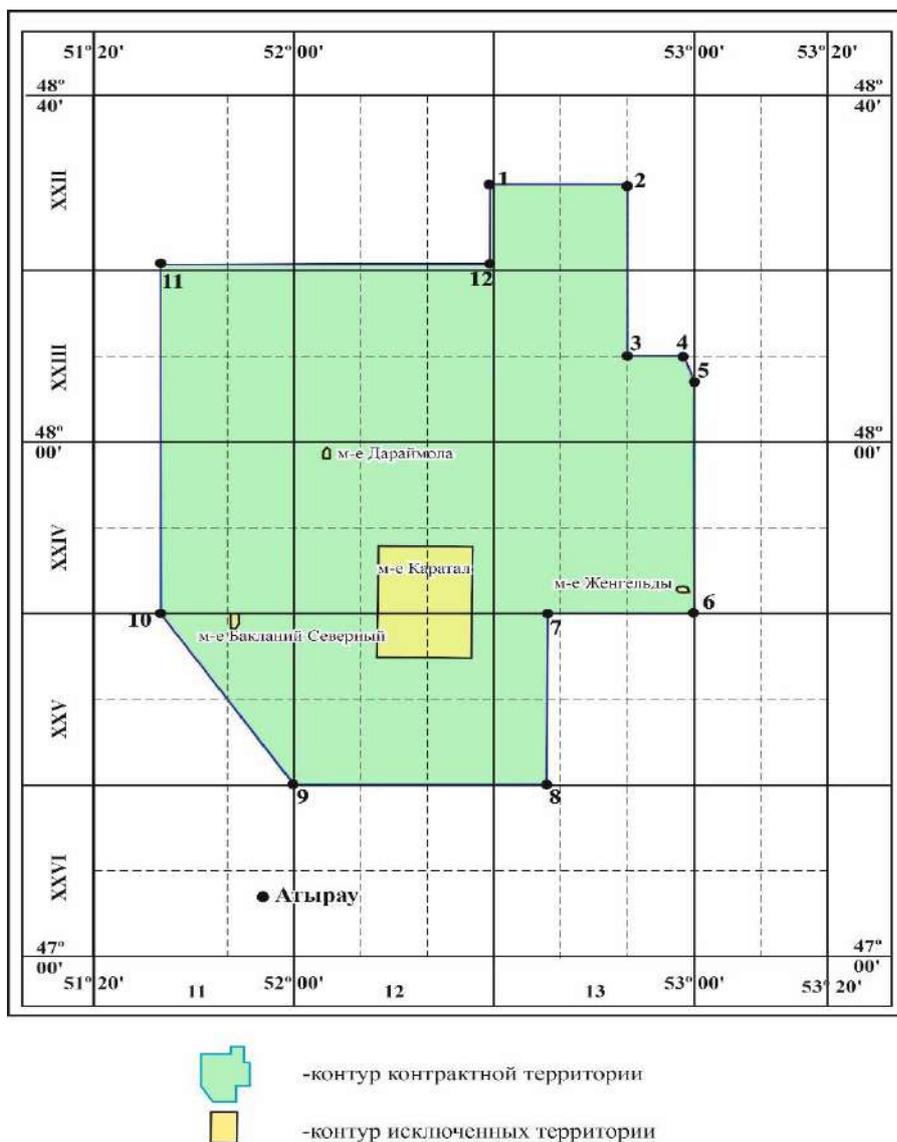


Рис. 3.1 - Картограмма геологического отвода контрактного участка «Атырау»

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

4.1 Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении надсолевого и подсолевого комплексах участка Атырау принимают участие отложения от палеозоя (ТЮВ-1) до современных осадков четвертичной системы включительно. Изучены они в результате проведенного геокартирования, структурно-поискового и глубокого бурения.

Характеристика разреза подсолевой скважины ТЮВ-1 составлена на основании интерпретации данных ГИС, микрофаунистического и палинологического анализа керна и шлама, отобранных из скважины при бурении.

Ниже описание разреза, вскрытого подсолевой скважиной ТЮВ-1 и скважинами на мезозойский комплекс, приведено в краткой форме. Подробное описание приведено в проектных документах [19, 22-24, 31-38].

Палеозойская группа – PZ

Каменноугольная система – C

В разрезе каменноугольной системы породы *нижнего отдела* по аналогии с восточным бортом Прикаспийской впадины, предположительно, сложены карбонатными породами толщиной 1000 метров и более. На площади Тасым эти отложения скважиной ТЮВ-1 не вскрыты.

Отложения среднего *карбона* предствалены башкирским и московским ярусами, которые составляют сланцево-песчаниковую толщу. Данная толща выделена в разрезе скважины ТЮВ-1 по данным интерпретации материалов ГИС.

Разрез *башкирский яруса* по описанию керна, поднятого из интервала 7035-7045 м, представляет собой неравномерное тонкое чередование маломощных слоев аргиллитов (преобладают) с редкими прослойками известняка доломитистого глинистого (толщиной 1-2 см) и доломита.

Вскрытая толщина пород яруса составляет 170 м.

Отложения *верхнего карбона* в казахстанской части Прикаспийской впадины встречается редко. В северной и восточной бортовых частях впадины породы предствалены доломитами серыми, иногда темно-серыми, мелкокристаллическими толщиной до 250 м.

Разрез *московский яруса* по описанию керна, поднятого из интервала 6822-6830 м, представляет собой чередование аргиллитов и песчаников и реже доломитов.

Вскрытая толщина яруса в скважине ТЮВ-1 составляет 100 м.

По данным изучения палеонтологических остатков самые верхи карбона (гжельский и касимовский ярусы) не были обнаружены в разрезе скважины, и можно предположить существование зонального перерыва в осадконакоплении.

Пермская система (P) состоит из двух отделов: нижнего и верхнего. В нижний отдел входят ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы.

Нижний отдел (P₁). Докунгурские пермские отложения в составе ассельского, сакмарского и артинского ярусов составляют карбонатно-сланцево-эвапоритовую толщу, выделенную в разрезе скважины ТЮВ-1 интерпретации данных по ГИС. Толща сложена, в основном, известняками и доломитами, а также эвапаритами и глинистыми сланцами.

Толщина докунгурских отложений перми, по материалам ГИС, составляет 587 м.

Кунгурский ярус (P_{1k}). В разрезе скважины ТЮВ-1 кунгур литологически представлен каменной солью, беловато-серой, серой, темно-серой, средне- и крупнокристаллической, массивной, плотной, крепкой, с прослойками серых глин, темно-серых аргиллитов, серых, мелкозернистых ангидритов и песчаников плотных, крепких.

В верхней части соленосной толщи залегает сульфатно-терригенная толща, представленная чередующимися прослоями гипсов, глин, ангидритов и песчаников. Ближе к подошве яруса часто отмечаются значительное увеличение толщины ангидритовых

прослоев, частое присутствие прослоев терригенных пород. В этой части разреза ангидриты преобладают над каменной солью.

В разрезе скважин надсолевого комплекса соленосная толща сложена гидрохимическими отложениями (каменной солью) с нечастыми прослоями ангидритов и терригенных пород. Кепрок представлен ангидритами и гипсами с прослоями терригенных пород. Скважинами соленосные отложения вскрыты на глубине 772 м (R-1, Женгельды Зап.) - 1500 м (Б-1, Бекшибай).

Вскрытая максимальная толщина пород в скважине Г-3 (Дараймола) составляет 842 м.

Триасовая система (Т) представлена породами нижнего и среднего отделов. В литологическом отношении отложения сложены глинами с прослоями известняков, песчаниками и аржиллитами. Толщины этих отложений колеблются от нескольких десятков метров в сводах соляных куполов, возрастают до нескольких сотен метров в периферийных частях куполов и могут достигать нескольких тысяч метров в аномально активных мульдах. В скважинах, пробуренных на контрактной территории, толщина нерасчлененных триасовых отложений варьирует в пределах 68 м (Кж-4, Кажигали) - 196 м (Б-1, Бекшибай). Максимальная вскрытая толщина отложений 807 м установлена в разрезе скважины Г-3 (Дараймола).

Юрская система. Отложения юры с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на породах триаса и представлены всеми тремя отделами – нижним, средним и верхним.

Отложения *нижнего отдела (J₁)* сложены глинами, песчаниками, песками светло-серого цвета, плотными, известковистыми. Толщина пород составляет 54 м (R-1, Жынгылды Зап.) - 100 м (Кж-3, Кажигали).

Отложения *среднего отдела (J₂)* представлены глинами светло-серыми, плотными, с включением растительных остатков и песчаниками серого цвета. Толщина пород колеблется в пределах 220 м (ДВ-1, Дараймола Восточное крыло) - 369 м (Кж-3, Кажигали).

Отложения *верхнего отдела* присутствуют не на всех структурах, в присводовых их частях они размыты. Они представлены глинами, мергелями, известняками с прослоями песчаников.

Толщина пород изменяется от 62 (скв. Кж-3, Кажигали) до 150 м (ДВ-1, Дараймола).

Отложения **меловой системы (К)** распространены повсеместно и представлены породами нижнего и среднего отделов.

В нижнем отделе выделяются породы неокома. Толщина их изменяется от 66 (R-1) до 546 м (Б-1, Бекшибай). Во всех скважинах установлены также отложения апта и альба толщиной 80-370 м. Породы верхнего отдела сложены мергелистым глинами, мергелями, писчим мелом. Толщина их составляет 62 (R-1)–175 м (Ж-Б-1, Жыра-Бериш).

Неоген-четвертичная система. Отложения неогеновой системы совместно с породами четвертичного возраста трансгрессивно сплошным чехлом перекрывают более древние отложения мезозоя по всей площади и представлены двумя ярусами: акчагылским и апшеронским и вскрыты всеми скважинами. Литологически эти отложения представлены в основном светло-серыми, зеленовато-серыми, песчанистыми карбонатными глинами с включениями песка серого с прослоями известняка – ракушечника (акчагылский ярус).

Возраст пород установлен по микрофауне и каротажным диаграммам. Максимальная вскрытая толщина отложений - 147 м установлена в разрезе скважины Г-3 структуры Егиз.

Отложения бакинского яруса четвертичной системы имеют повсеместное распространение и представлены серовато-коричневыми песчанистыми, карбонатными глинами. Встречаются прослой и линзы желтовато-серого мелкозернистого песка.

Толщина пород бакинского яруса колеблется в пределах 20-25 м на структуре Егиз и 20-30 м – на структуре Тасым.

4.2 Тектоника

В районе расположения контрактной территории фундамент следует на глубине от $-8,0$ км до -14 км. (рис. 4.2.1). В среднепалеозойской толще здесь выделяется крупное Гурьевское палеоподнятие [5].



Рис. 4.2.1-Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской НГП [5]

В тектоническом отношении исследуемая территория находится в южной части Прикаспийской впадины в пределах северной окраины Северо-Каспийского поднятия, входящего в состав Астраханско-Актюбинской системы поднятий консолидированного фундамента. В среднепалеозойской толще здесь выделяется крупное Гурьевское палеоподнятие [5].

Сейсмогеологическая модель осадочной толщи подсолевого комплекса пород Прикаспийской впадины представлена региональными опорными отражающими горизонтами: P_1 , P_2 , P_3 , которые характеризуют её внутреннее строение.

Особенности внутренней структуры подсолевой части осадочного чехла отражены на картах поверхности эйфельско-франского и верхнефранско-московского комплексов (отражающие горизонты P_3 и P_2). По поверхности P_3 лицензионный участок находится большей частью в пределах Северо-Атырауской системы моноклиналей и, частично (самая южная часть) – в зоне Астраханско-Актюбинской системы поднятий. По верхней части подсолевых отложений Атырауский блок полностью находится в зоне Северо-Атырауской системы моноклиналей. Глубины залегания отражающих поверхностей подсолевых отложений на участке Атырау увеличивается с юга на север от отметок минус $6,2$ км (ОГ P_1) до минус $10,4$ км (ОГ P_3).

По данным сейсморазведки МОГТ-3Д (2014 г) [26], положительные локальные структуры по кровле подсолевых отложений имеют различные формы, размеры и амплитуду. В южной части блока Атырау, в подсолевых отложениях палеозоя в зоне Северо-Атырауской системы моноклиналей выделяются восемь положительных унаследованных локальных структур (рис. 4.2.2).

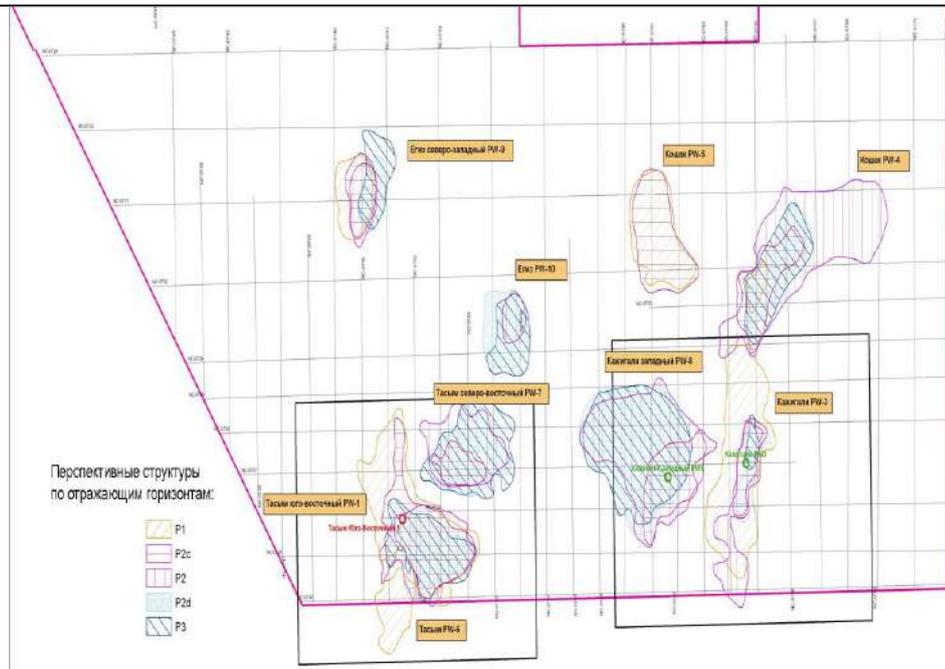


Рис. 4.2.2 - Схема площадей подсолевых структур по отражающим горизонтам палеозоя и контура съёмки 3Д в южной части участка Атырау

Сейсмогеологическая модель строения подсолевой толщи пород площади Тасым-Егиз-Кажигали характеризуется структурными картами по целевым отражающим горизонтам P_1 , P_2^c , P_2 , P_3 , отображающими поверхности опорных стратиграфических границ палеозойских структурных комплексов отложений Северо-Атырауской системы моноклиналей [26]. Опорные отражающие горизонты P_1 , P_2^c , P_2 привязаны к стратиграфическим границам в разрезе глубокой скважины ТЮВ-1, вскрывшей подсолевую толщу отложений, разбитую на блоки системой корневых дизъюнктивных нарушений.

Ниже представлено описание строения локальных структур по отражающим горизонтам P_1 , P_2^c , P_2 .

Линиями разрывных нарушений территория исследования делится на три части: западную – относительно погруженную, центральную – относительно приподнятую часть, состоящую в основном из поднятий, и восточную – относительно погруженную, осложненную сетью разнонаправленных разломов. Отражающий горизонт P_3 прослежен на глубине 8100-8700 м, по мнению авторов отчета Пантюшева Ю.А. и др. (2014 г), приурочен к кровле среднедевонских (D_{2ef}) отложений [26].

В кровле нижнего КССК $P_3 - P_2$ исследуемой территории прослежен отражающий горизонт P_2 , характеризующий строение башкирских терригенно-карбонатных пород среднего карбона S_2b (Граф. прил. 2, рис.4.2.3). Рельеф поверхности ОГ P_2 , в основном, повторяет формы рельефа нижележащей поверхности ОГ P_3 . По этому горизонту выделяются семь относительно крупных структур антиклинального типа. Вершины структур оконтуриваются изогипсами минус 6750-6900 м. Положительные структуры отделяются друг от друга прогибами, прослеженными на глубине минус 7100-7450 м.

На западе площади находятся три значимых унаследованных структур: Тасым Юго-Восточный, Тасым Северо-Восточный и Егиз, изометричной и брахиантиклинальной формы, которые ограничены сбросами - корневыми разломами.

Среди этой группы поднятий выделяется Тасым Юго-Восточный, сводовая часть которого по ОГ P_2 расположена на отметке минус 6800 м, амплитуда структуры - 150 м. Эта структура прослежена и по нижележащему горизонту P_3 на абсолютной отметке 8200 м.

Скважина ТЮВ-1, пробуренная до абсолютной отметки 7050 м, вскрыла башкирские отложения на глубине минус 6820 м.



Рис. 4.2.3 - Структура Тасым. Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту P_2 (кровля отложений башкирского яруса среднего карбона S_2b)

ОГ P_2^C характеризует строение терригенно-карбонатных пород, вероятно, внутри нижнепермского комплекса пород. По особенностям форм рельефа поверхность площади ОГ P_2^C наследует в общих чертах рельеф нижележащей поверхности ОГ P_2 . Судя по структурной карте, положительные структуры расположены на абсолютных отметках от 6700 до 6900 м, прогибы - от 7300 до 7450 м (рис.4.2.4).

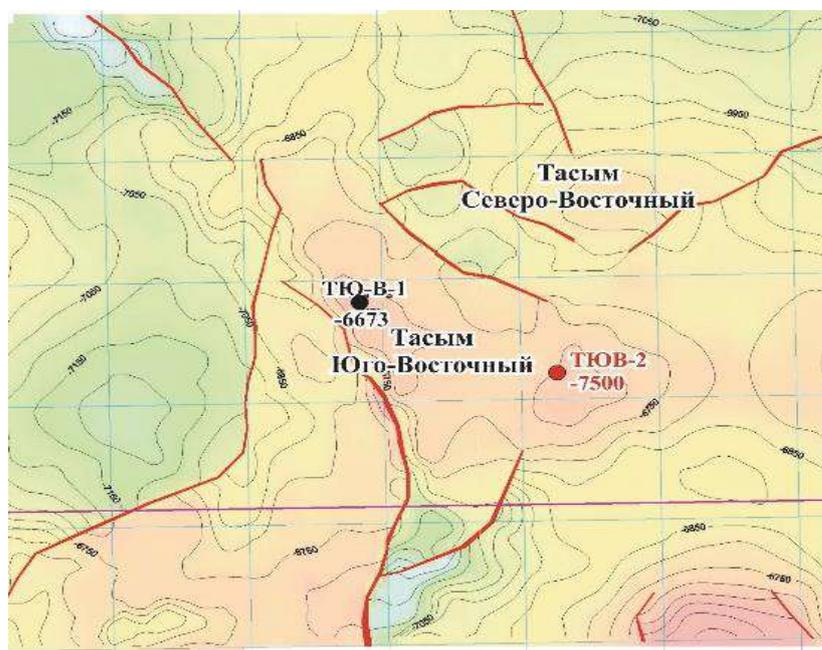


Рис. 4.2.4 – Структура Тасым. Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту P_2^c (кровля карбонатных отложений внутри нижнепермской толщи)

Поднятия Тасым Юго-Восточный по внутри нижнепермским отложениям оконтурено изогипсой 6750 м, свод находится на отметке минус 6700 м, скважина Тасым Юго-Восточный-1 (ТЮВ-1) отложения нижней перми вскрыла на абсолютных отметках 6245-6895 (каротажные 6234-6884) м.

Отражающий горизонт P_3 приурочен к поверхности размытых карбонатно-эвапоритовых подсолевых отложений нижнепермского (докунгурского) возраста и

отображает рельеф поверхности подсолевых отложений верхнего КССК P_2^C - P_1 , который относительно сглажен и только в общих чертах повторяет рельеф поверхности ОГ P_2^C нижележащей толщи отложений. Диапазон изменения абсолютных значений глубин залегания ОГ P_1 - от минус 6200 м у южной границы площади до минус 7250 м - у северо-западной границы (Рис.4.2.5).

Поднятие Тасым Юго-Восточный оконтурено изогипсой минус 6450 м, вершина выделена на отметке минус 6200 м. Амплитуда поднятия - 250 м.

Скважина ТЮВ-1 подсолевые отложения вскрыла на глубине -6232 м.

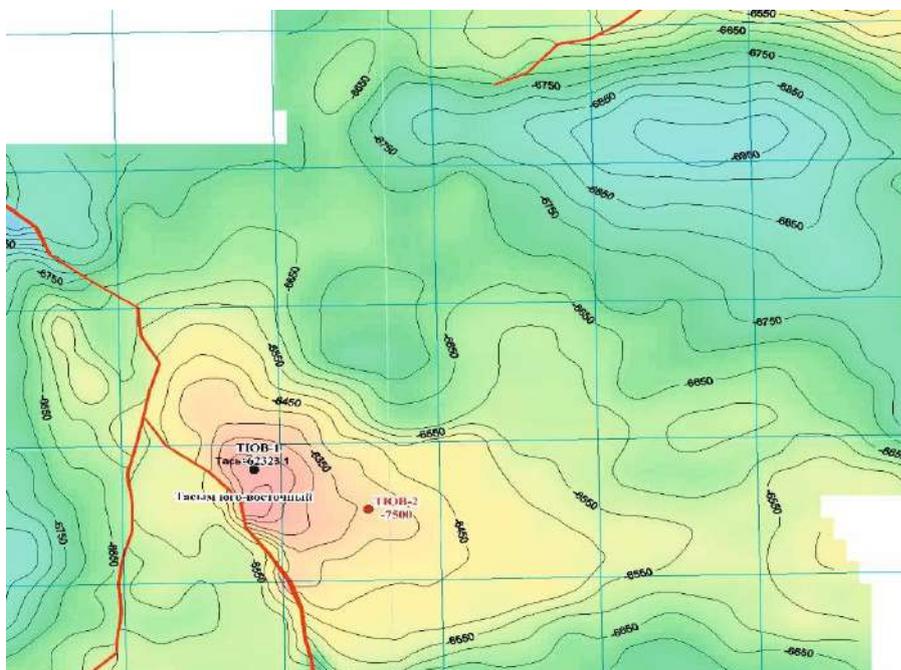


Рис. 4.2.5 – Структура Тасым. Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту P_1 (кровля карбонатно-эвапоритовых отложений нижней перми P_1)

Строение соляных куполов участка «Атырау» характеризует сейсмический горизонт VI, в надсолевой толще прослежены отражающие горизонты III и V (Граф. прил. 4, 5).

В структурно-тектоническом отношении по мезозойскому комплексу, район исследований расположен на западном склоне Сагизской относительно приподнятой зоны, выделяемой по надсолевому комплексу (рис. 4.2.2) [5]. Как известно, в этом районе развиты, преимущественно, скрыто-прорванные соляные купола, которые характеризуются тем, что на их сводах и склонах залегают породы верхнего триаса и по их периферии залегают останцы пород среднего триаса. Как правило, на участках, где соль прорывает вышележащие породы, на кунгурские отложения ложатся, примыкая к уступам, размывые и дислоцированные отложения юры, выходящие на дневную поверхность. На образования юры со стратиграфическим несогласием залегают породы мела.

Надсолевые отложения имеют сложное строение, в сводах соляных куполов они осложнены тектоническими нарушениями, разделяющими структуру на крылья. Каждое крыло сбросами делится на блоки, сопряжено с одной из межкупольных мульд. Вместе с тем, вследствие высокой тектонической активности куполов, на сводах куполов отложения мела, верхней юры, и значительная часть среднеюрского разреза подвергнуты денудации. В результате вышеупомянутые отложения на сводах куполов выведены под подошву неоген-четвертичных отложений. Верхнепермско-триасовые отложения, в основном, залегают в пределах межкупольных зон, и толщина их составляет не менее $\frac{3}{4}$ от общей толщины надсолевого комплекса данного региона.

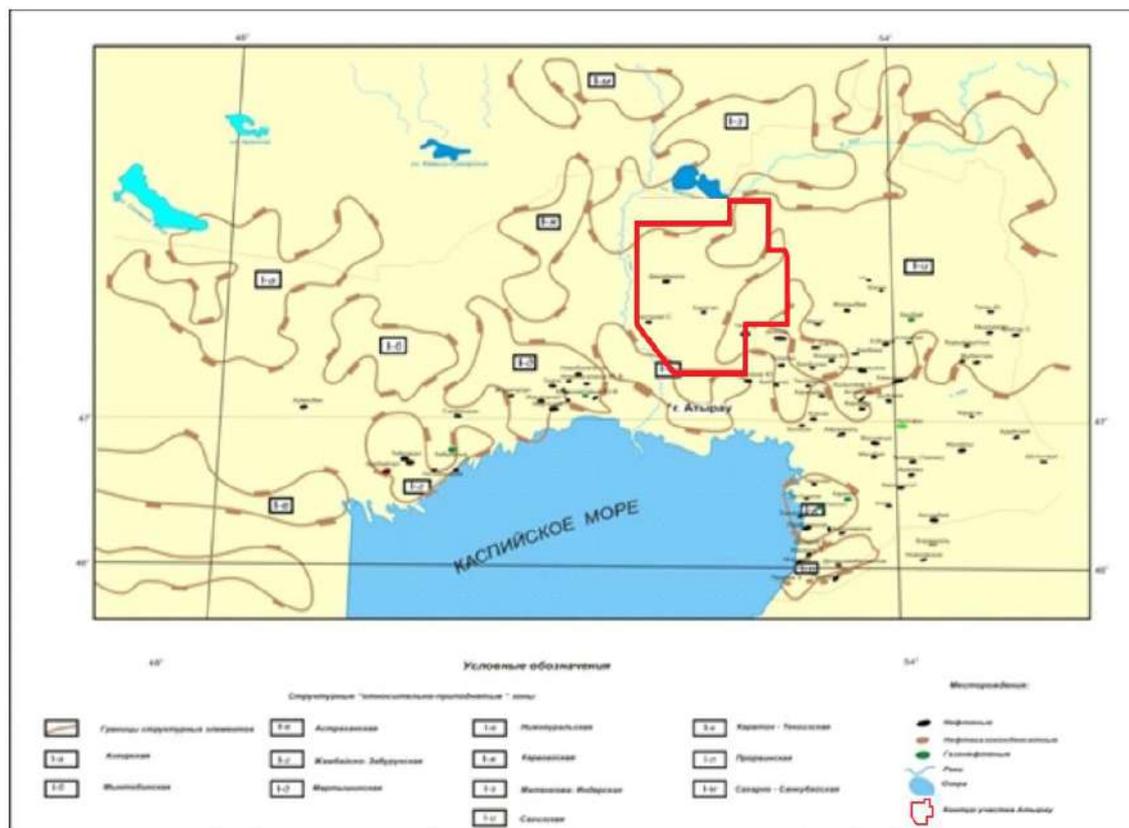


Рис. 4.2.2 - Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса

Согласно проведенным сейсмическим исследованиям, внутри толщи верхнепермско-триасовых отложений прослежена серия отражающих горизонтов, которые, как правило, характеризуются моноклинальным залеганием в пределах межкупольной зоны. Таким образом, эти горизонты образуют зону развития ловушек примыкания по пермотриасу с крутым склоном одного из куполов, окружающих межкупольную мульду. Исходя из результатов бурения по южной части Прикаспийской впадины, наибольшие перспективы связаны со среднетриасовыми отложениями котыртасского типа, характеризующимися, преимущественно, терригенным составом (прослой карбонатных пород редки и маломощны) и широким развитием песчаных тел речного, барового или дельтового генезиса. Анализ известных триасовых залежей показывает, что продуктивные горизонты в большинстве своем приурочены к сероцветным отложениям среднего триаса и расположены они не на своде, а на периферии солянокупольной структуры.

Нефтяные месторождения, выявленные и разведанные на территории участка Атырау, в основном, связаны с ловушками, развитыми на сводах куполов.

По результатам выполненных геологоразведочных работ прежним Недропользователем на участке Атырау, выявлены месторождения Дараймола Западная, Дараймола Восточная, где залежи нефти связаны юрско-меловыми триасовыми отложениями.

Ниже дается описание перспективных структур по результатам выполненного анализа сейсморазведочных работ МОГТ, проведенных на участке «Атырау» Недропользователем [18, 20, 21, 25-29] и Гурьевской геофизической экспедицией в прошлом столетии [30].

Площадь Байменке-Байменке Южный. Изучение триасовых отложений на границе «купол-мульда» по сейсмическим данным всегда представляет непростую задачу. До сих пор вопрос генезиса периферийных ловушек научно надежно не обоснован, не сформулированы и критерии их выделения. Практика геологических региональных работ показывает, что подобные ловушки формируются вблизи границы начала

погружения соли, условно совпадающей с направлением береговой линии в среднетриасовом бассейне. В первом приближении, ловушки можно разделить на внешние и внутренние, разделенные границей тектонического контакта разновозрастных триасовых отложений, приуроченной к началу крутого погружения соли. Внутренние ловушки, сформированные на периферии соляного склона, как правило, образованы клиновидными фациями, сформированные в ближней зоне осадконакопления по отношению к находящимся в зоне эрозии и интенсивно разрушающихся дислоцированных триасовых отложений [11]. Ярким примером таких ловушек может служить месторождение Котыртас Северный. Внешние ловушки образованы воздымающимися со стороны мульды горизонтами-коллекторами. Месторождение Дараймола Восточная относится к этому типу ловушек.

В сейсмическом отчете ТОО «ReservoirEvaluationServices» (ТОО «RES») [25] в юго-восточной части поднятия Дараймола закартирован соляной перешеек, соединяющий соляные купола Дараймола и Байменке. Соленосные породы здесь расположены на глубине 1200-1300 м. Соляной перешеек имеет склоны – северо-восточный и юго-западный, погружающиеся в мульды (рис. 4.2.3).

Авторами отчета ТОО «RES» на соляном перешейке Дараймола–Байменке выделяются «Северный» и «Южный» блоки «Южного поля». Блок «Южный» выделен на юге перешейка, в зоне сочленения со структурой Байменке, где авторами было рекомендовано бурение скважины ДВ-5.

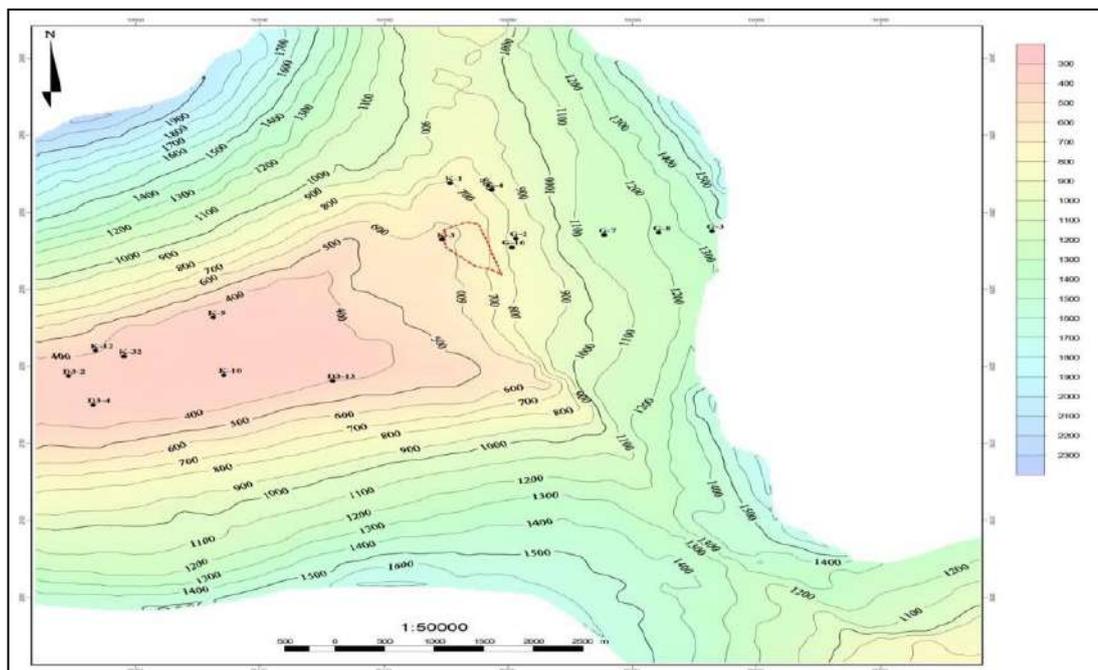


Рис. 4.2.3 - Структурная карта по отражающему горизонту VI (из отчета ТОО «RES», 2017 г.) [17]

В конце 2020 - начале 2021 годов специалистами ТОО «Geophysical Support Services» (ТОО «GSS») выполнена интегрированная интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д по площади Дараймола для изучения строения ловушек углеводородов и связанных с ними залежей в надсолевом комплексе отложений [27]. При структурных построениях триасовых горизонтов основными задачами являлись установление морфологии триасовых разновозрастных горизонтов на участках как внешней (T_1), так и внутренней зоны (T_1^1), а также установление зоны тектонического контакта этих разновозрастных горизонтов (рис. 4.2.4).

На юге соляного перешейка Дараймола–Байменке, в зоне сочленения со структурой Байменке выделяется триасовая ловушка, образованная в присводовой зоне породами триасовых отложений. Ловушка оконтурена изогипсой минус 1300 м, свод поднятия находится на отметке минус 1250 м, амплитуда - 50 м.

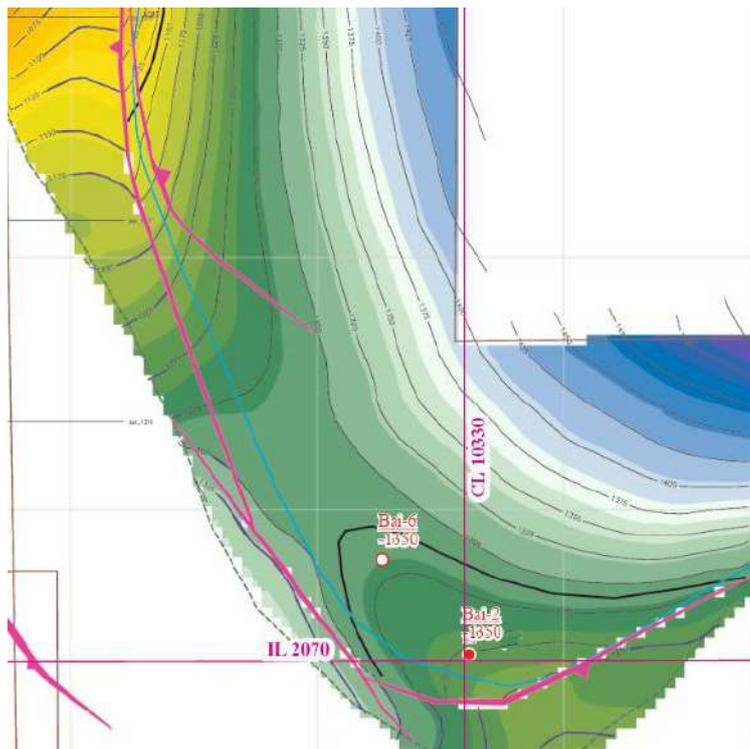


Рис. 4.2.4 - Межкупольная зона Дараймола Восточная-Байменке. Структурная карта по условной кровле разновозрастных триасовых горизонтов T_1 и T_1^1

Площадь Байменке-Байменке Южный изучена сейсморазведочными работами, выполненными в 80-90 годы прошлого столетия [30].

Отражающий горизонт V (ОГ V) в своде структуры Байменке не закартирован. Структура – трехкрылая. Северо-восточное крыло ее осложнено сбросом, за которым наблюдается резкое погружение пород в мульду до отметки минус 1400 м. Юго-восточное крыло погружается на юго-восток от отметки минус 600 до минус 1500 м в прогибе. По изогипсе минус 1100 м выделяется структура в виде полуантиклинали, ограниченной склоном соли и сбросом. Размеры ее равны 6,0x0,9 км, амплитуда - 500. Западное крыло погружается на запад от отметки минус 600 м до 1000 м, сбросом делится на блоки - северный и южный. На северном блоке, более приподнятом относительно южного, выделяется структура в виде полусвода, ограниченная изогипсой минус 900 м. Размеры ее составляют 3,2 x3,0 км, амплитуда - 300 м. Южный блок замыкается изогипсой минус 1000 м. Размеры ее равны 6,0x3,2 км, амплитуда - 400 м. В северо-западной части структуры Байменке горизонт ОГ V через уступ погружается в сторону соляного перешейка Байменке-Дараймола (Рис.4.2.5, Граф. прил. 3).

III отражающий горизонт в своде структуры не прослежен. Здесь при геологической съемке под неогеновой толщей выявлены породы средней юры (Рис.4.2.6). Структура осложнена сбросами. Северо-восточное крыло погружается на северо-восток до глубины минус 800 м, в его своде по изогипсе минус 600 м выделяется небольшая структура примыкания к сбросу, простирающемуся вдоль соляного перешейка Дараймола-Байменке. Юго-восточное крыло по ОГ III погружается на юго-восток от отметки минус 300 м до 800 м в прогибе.

Западное крыло, также, как и по ОГ V, субширотным сбросом делится на блоки, где по замкнутым изолиниям -600 м выделяются северная и южная структуры в виде полусводов. Северная структура имеет размеры 3,2x3,0 км, южная - 4,0x2,8 км. Амплитуда структур равна 300 м.

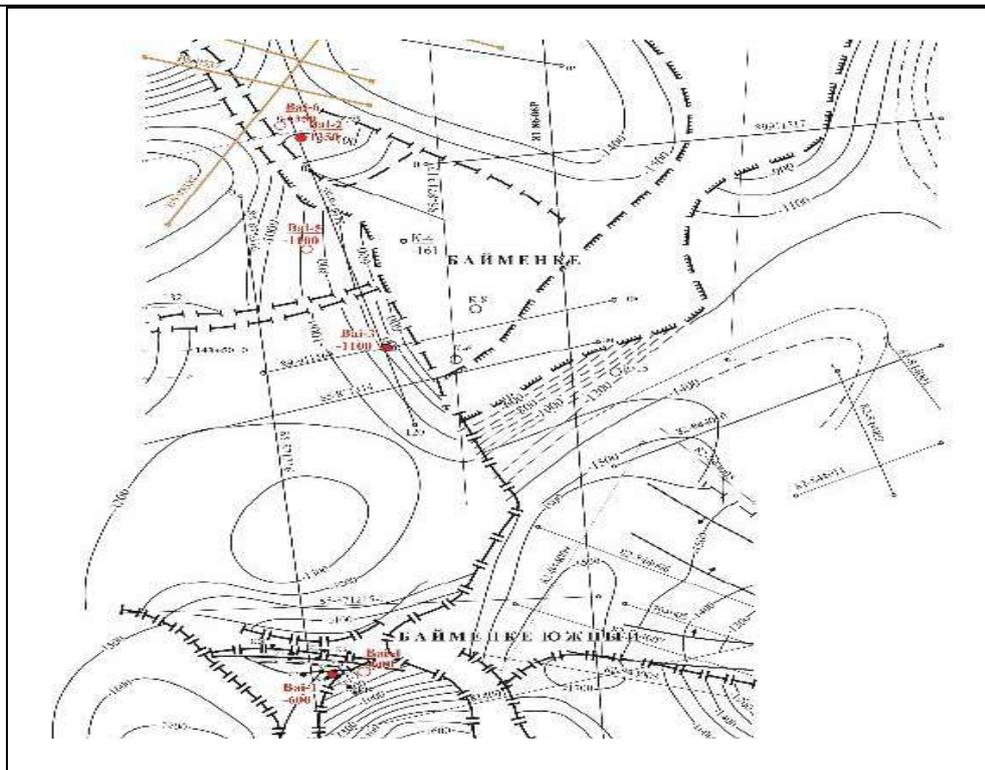


Рис. 4.2.5 - Структура Байменке-Байменке Южный. Структурная карта по V ОГ

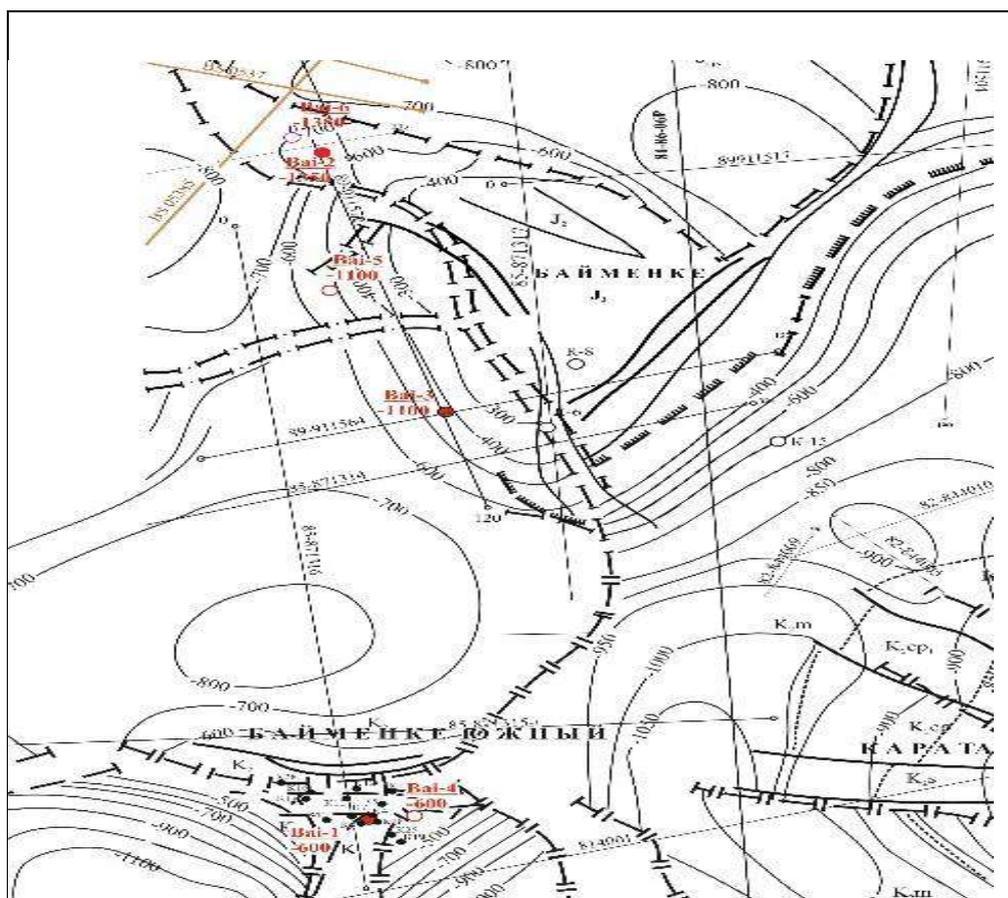


Рис. 4.2.6 - Структура Байменке-Байменке Южный. Структурная карта по III ОГ

Структура **Жынгылды Юго-Западный** выявлена впервые Панкратовым В.Ф. и др. (ТОО «GSS») при переинтерпретации материалов съемки 3Д в южной периклинальной части купола Жынгылды [28]. Сейсмическое отображение особенностей строения участка

и номенклатура горизонтов, участвующих в построении модели его строения, представлено на рисунке 4.2.7.

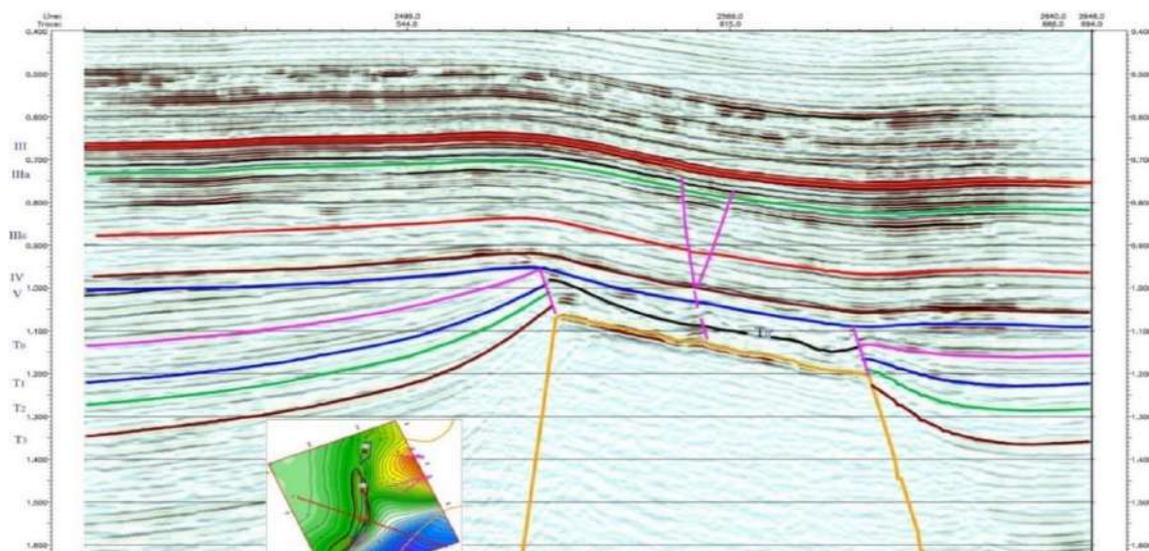


Рис.4.2.7 - Структура Жынгылды Юго-Западный. Мигрированный временной разрез по произвольной линии

По VI отражающему горизонту структура Жынгылды Юго-Западный расположена на склоне соляного перешейка. Кровля кунгурских отложений прослежена здесь от отметки -1400 м до -1700 м и глубже. Соленосные отложения вскрыты только скважиной на ЖЮЗ-1 на отметке -1468 м (Рис. 4.2.8).

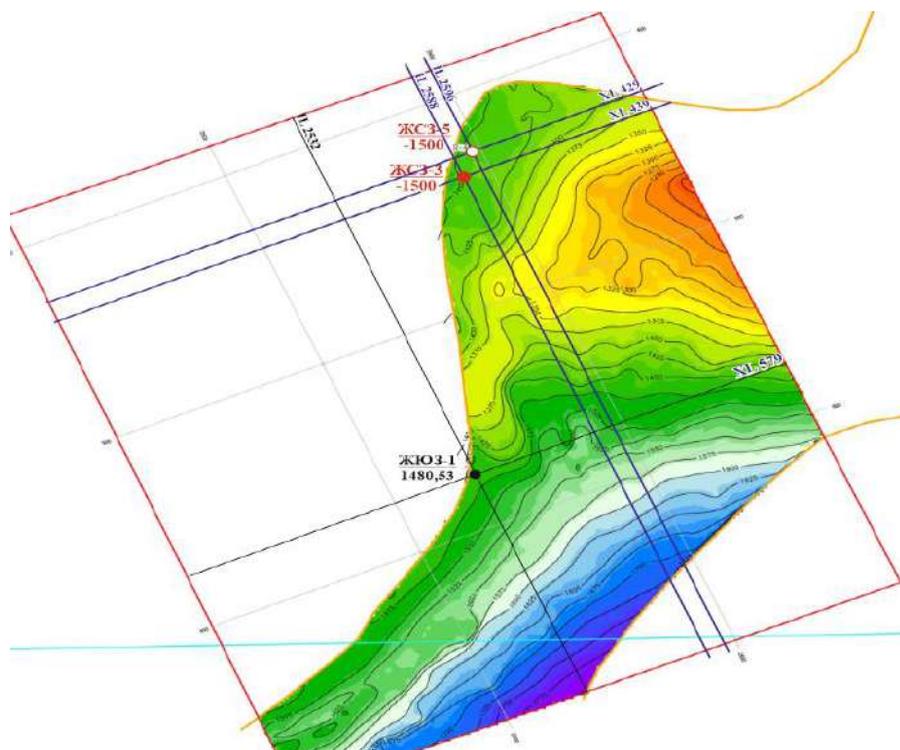


Рис. 4.2.8 - Структура Жынгылды Юго-Западный. Структурная карта по VI ОГ

По геологическому строению триасовые горизонты, воздымающиеся в сторону купола Жынгылды, на его границе образуют обширное надкупольное структурное поднятие (горизонты V, IV), затухающее вверх по разрезу в среднеюрской секции разреза. На уровне горизонта IIIa поднятие нивелируется, отображаясь в виде «структурного носа».

Авторами отчета [28] по волновой картине в триасовой толще, для более полного понимания структурных особенностей потенциальных «внешних» триасовых ловушек,

были выделены 4 горизонта – T_0 , T_1 , T_2 , T_3 (рис.3.2.7). Структурное положение горизонта T_0 определяет самый верхний триасовый горизонт-коллектор, возможно образующий залежь УВ.

Как видно из представленной разновозрастной структурной карты по горизонтам T_0 и T_0^1 (рис.4.2.9), условия структурно-тектонической ловушки для горизонта T_0 возникают на «заливообразном» участке вдоль линии начала крутого погружения поверхности соли. Ловушка представляет достаточно узкую (250 м) и протяженную (3800 м) зону, опосредованное которой требует особой точности при проектировании положения скважин. Было выполнено моделирование и для более глубоких триасовых горизонтов, которое показало, что при увеличении глубины их залегания основные изменения в конфигурации ловушек происходят, главным образом, за счет их постепенного сужения и, как следствие, уменьшения площади.

Таким образом, на структуре Жынгылды Юго-Западный выявлены потенциально перспективные структурно-тектонические ловушки по горизонтам T_0 (условный триасовый горизонт в мульдовой зоне), T_0^1 (условный триасовый горизонт в надкупальной зоне), структурные ловушки по горизонтам V, IV, IIIб, где ранее авторами отчета [28] предполагалось возможность обнаружения залежей нефти и газа в юрско-триасовой части надсолевого разреза.

В 2024 году на этом участке пробурены скважины ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-2 и ЖЮЗ-4, которыми вскрыты юрско-меловые и триасовые отложения, только скважиной ЖЮЗ-1 вскрыты соленосные отложения нижней перьми.

В разрезе скважины ЖЮЗ-1 при опробовании интервала 1403-1414 м (Т) получен приток безводной нефти дебитом 15 м³/сут. Из скважины ЖЮЗ-4 с инт. 1411-1419 м (Т) - получен приток нефти дебитом 8 м³/сутки.

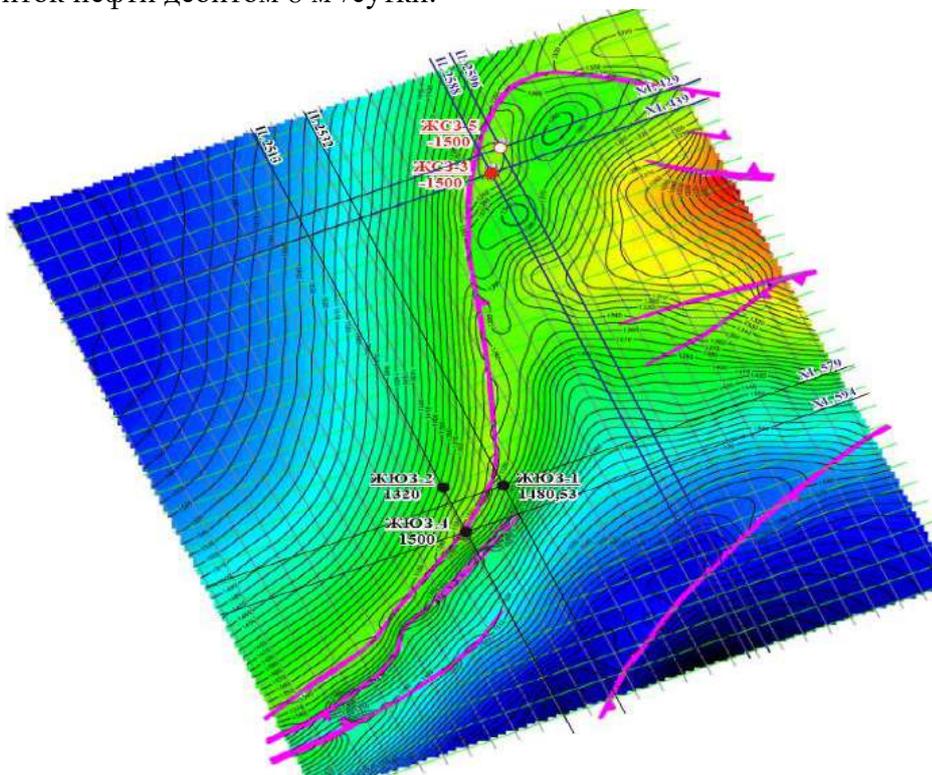


Рис.4.2.9 – Структура Женгельды Ю-3. Структурная карта по кровле (разновозрастных) триасовых отложений T_0 и T_0^1

По V отражающему горизонту по изогипсе -1160 м структура Жынгылды Юго-Западный представляет собой антиклиналь, вытянутую с юго-запада на северо-восток. Она простирается вдоль соляного перешейка, соединяющего соляные структуры Жынгылды и Доссор. Сводовая часть структуры находится на отметке -1150 м, амплитуда – 10 м. С юго-

востока структура ограничена тектоническим нарушением, который делит свод на два блока – северо-западный и юго-восточный. Северо-западный блок по площади – более обширный. В его пределах горизонт ОГВ плавно погружается на северо-запад (Рис.4.2.10).

ОГВ скважиной ЖЮ3-1 вскрыт на отметке минус 1330 м, скв. ЖЮ3-2 на отметке минус 1310 м и скв. ЖЮ3-4 на отметке минус 1330 м.

Структура Жынгылды Юго-Западный по III отражающему горизонту не выделяется, горизонт плавно погружается на северо-запад и более круто – на юго-восток (Рис.4.2.11).

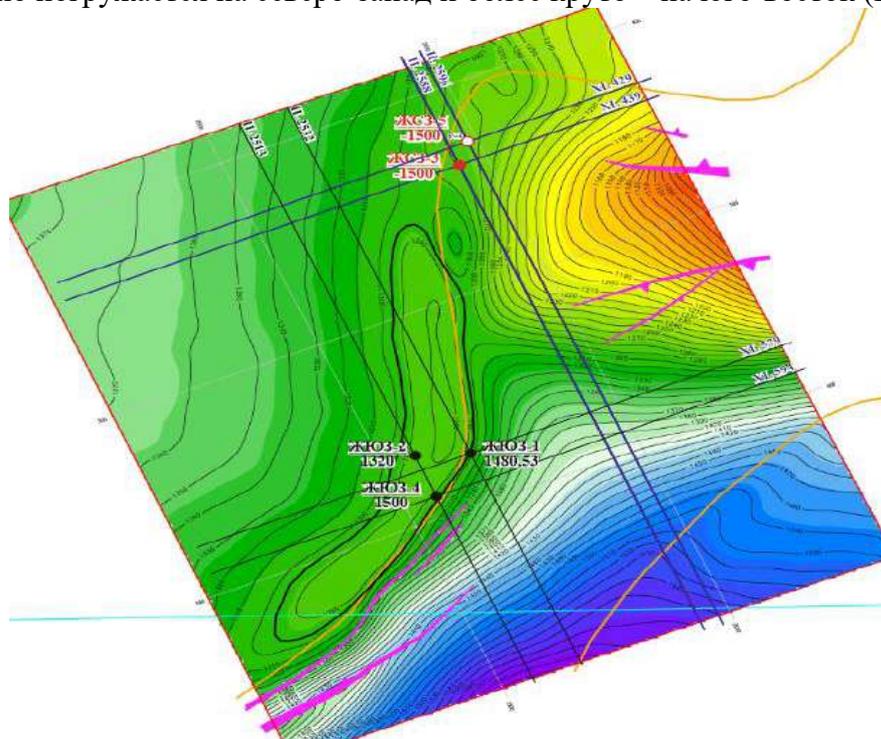


Рис.4.2.10 – Структура Жынгылды Северо-Западный. Структурная карта по V ОГ

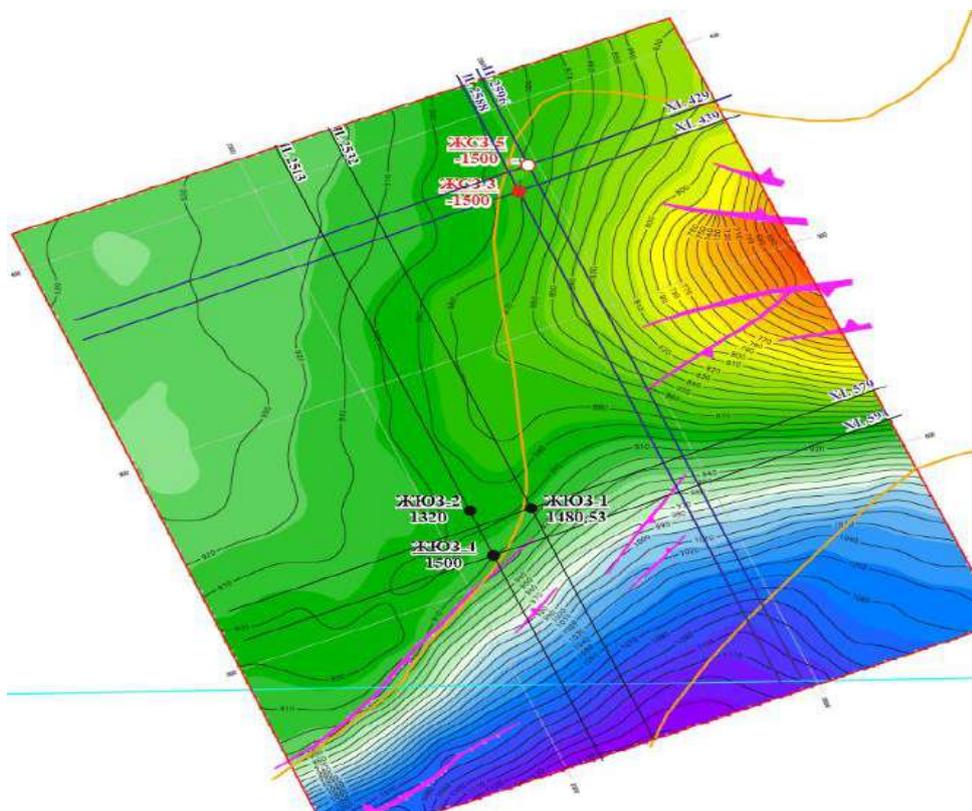


Рис. 4.2.11 - Структура Жынгылды Северо-Западный. Структурная карта по III ОГ

Структура Бекшибай. Соляная структура Бекшибай по VI отражающему горизонту представляет собой валообразное поднятие, сводовая часть которого находится на отметке -300 м. На контрактной территории Недропользователя расположена только северо-западная часть соляного массива, где поверхность соленосных отложений моноклиально погружается на северо-запад от минус 300 до -1000 м и глубже (Рис. 4.2.12).

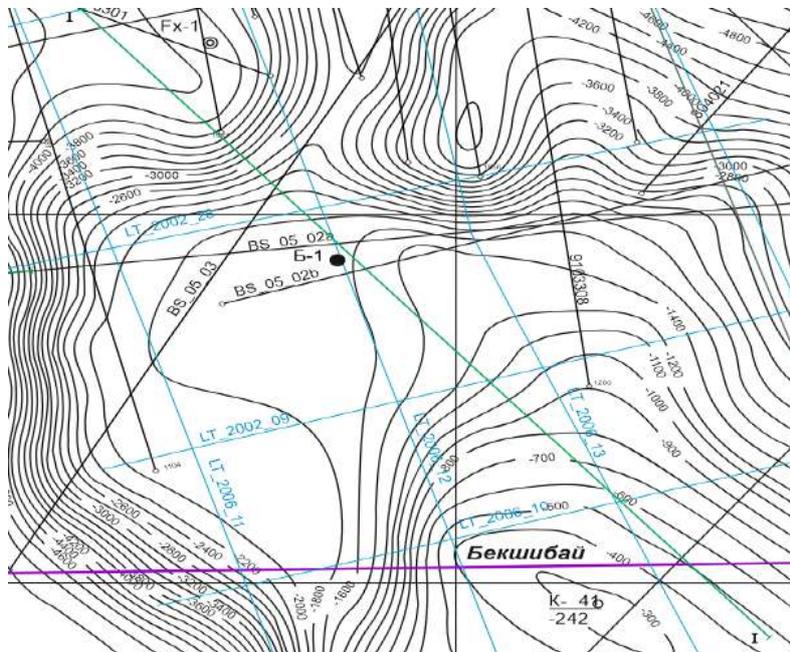


Рис. 4.2.12 - Структура Бекшибай. Фрагмент структурной карты по VI ОГ

На фоне погружения периферийной части поднятия Бекшибай в триасовой толще по среднетриасовому горизонту T_1 выделяется внутритриасовая ловушка, экранированная с северо-востока сбросом, а с юго-запада - толщей фациального замещения. Ловушка оконтурена изогипсой минус 1140 м, свод ее находится на отметке минус 1080 м, амплитуда равна - 60 м (Рис.4.2.13, Граф. прил. 7).

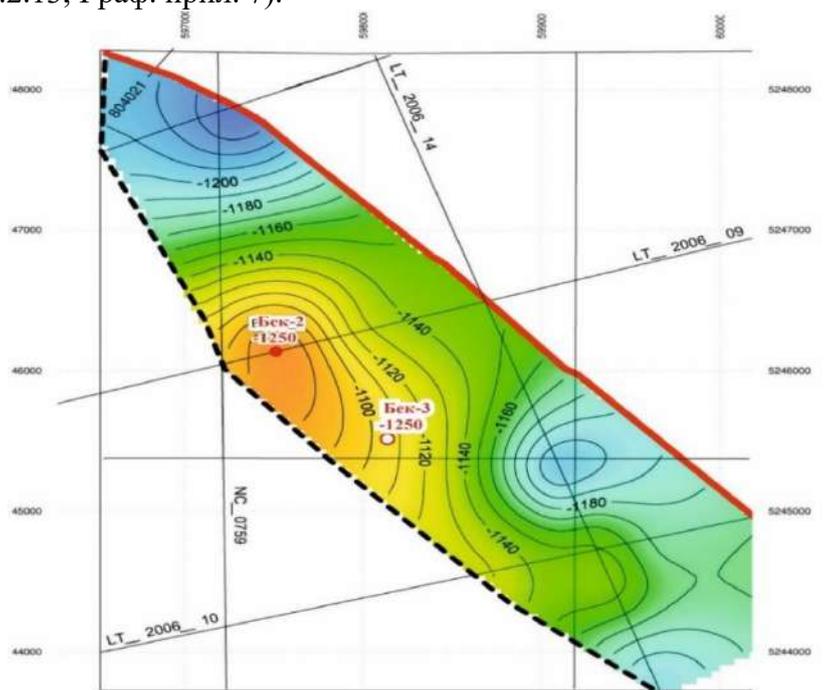


Рис.4.2.13 – Структура Бекшибай. Структурная карта по среднетриасовому горизонту (T_2)

Структура Егиз Южный приурочена к южному склону соляного перешейка Тасым и Кажигали, который осложняется небольшим вздутием – Егиз. Кровля кунгурских отложений по геолого-сейсмическим данным находится на отметке -1100 м (Рис. 4.2.14).

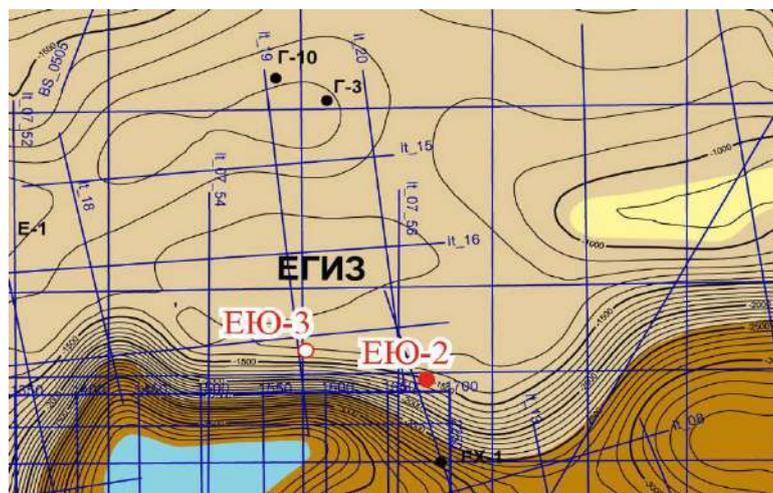


Рис. 4.2.14 - Структура Егиз Южный. Фрагмент структурной карты по VI ОГ

Южный склон соляного перешейка погружается моноклинально до отметки -1500 м, затем наблюдается крутое погружение в мульду. На фоне этого погружения выявлена структура Егиз Южный, которая связана со ступенью соли. В 1999 году Компанией ФИОК пробурена скважина FX-1. Согласно проекту, соль должна была быть вскрыта на глубине 1400 м. Однако, с глубины 1425 м скважиной были вскрыты красноцветные отложения нижнего триаса. С целью изучения триасовых отложений было проведено углубление скважины до 1523 м (-1538 м в абс. отметках), однако, она не вышла из этой толщи. По результатам интерпретации ГИС в интервале 1074-1079,5 м (нижняя юра) выделен, возможно, продуктивный пласт. В качестве объектов для оценки характера насыщения были выделены пласты в отложениях среднего и нижнего триаса в интервалах 1390,8-1399 м, 1424,6-1427 м, 1433-1444,6 м. Для проверки продуктивности выделенных пластов из этих интервалов был произведен отбор проб флюидов и образцов кернов боковым грунтоносом. С глубин 1075 м и 1078 м получен углеводородный газ, из других интервалов – вода. Скважина была ликвидирована по геологическим причинам как выполнившая свое назначение [14].

В надсолевой толще отложений структуры Егиз Южный уверенно выделяется сброс падением в сторону соляного перешейка, пересекающий толщу триаса и затухающий примерно в середине юрской части разреза. Этот разлом делит толщу на два блока – северный и южный. Кроме этого, разлом делит контактирующие толщи триаса на 2 зоны:

- воздымающаяся со стороны мульды (внешняя), которая может образовывать внешние (со стороны мульды) структурно-тектонические ловушки;
- субгоризонтальная надкупольная (внутренняя), которая также может образовывать внутренние (со стороны купола) структурно-тектонические ловушки [26].

Тектоническое нарушение, выявленное на границе «купол-мульда», приурочено к началу крутого погружения соли. Плоскость этого нарушения может выступать в качестве экрана (покрышки) структурно-тектонической ловушки.

Результаты структурной интерпретации показали также возможность существования обширных ловушек в толще надкупольной части триасовых отложений, развитых вдоль линии начала крутого погружения соли (рис. 4.2.13) [26]. По сейсмическим данным 3Д в триасовой толще прослежен ОГ T_2^1 . Согласно структурным построениям, по этому горизонту выделяются ловушки, экранированные с юга тектоническим нарушением.

Южнее этого разлома ОГ T_2^1 эти отложения скважиной FX-1 не вскрыты. Ловушки, выявленные севернее разлома, представляют собой структуры примыкания к сбросу.

Восточная ловушка – обширная, вытянута вдоль сброса. Западная ловушка – меньшая по площади, представляет собой полусвод, экранированный сбросом (Рис. 4.2.15).

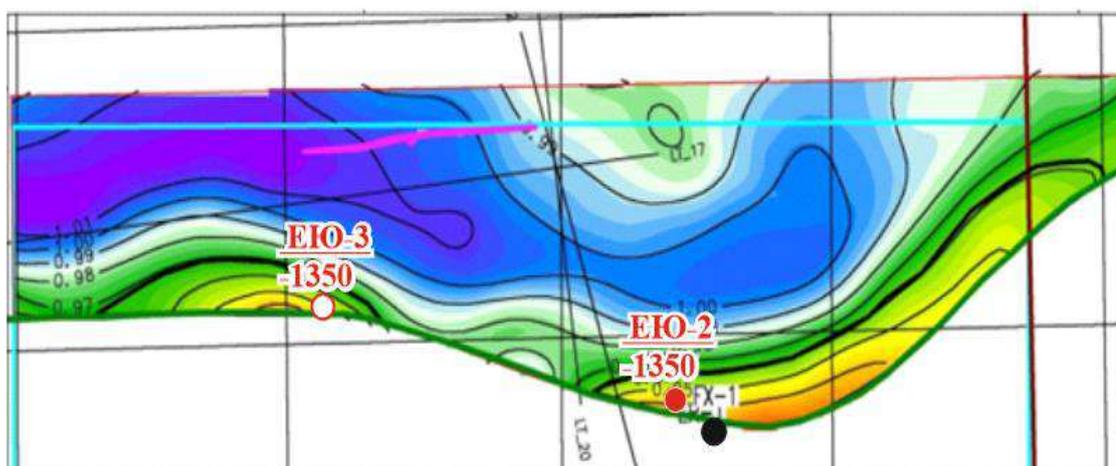


Рис. 4.2.15 - Структура Егиз Южный. Карта изохрон по условному отражающему горизонту T_2^1 (внутритриасовый в условиях купола)

Выделенные ловушки прослежены и по вышележащим горизонтам.

По ОГ V структура на южном блоке выделяется более рельефно и представляет собой полуантиклиналь, экранированную с севера сбросом. Свод структуры, где пробурена скважина FX-1, находится на отметке минус 1150 м. Выделенная на северном блоке по ОГ T_2^1 ловушка по кровле триасовых отложений - малоамплитудная, по изогипсе минус 1190 м в плане представляет собой полуантиклиналь, экранированную с юга сбросом. Западная ловушка по изогипсе минус 1180 м представляет собой антиклиналь, частично нарушенную сбросом. (Рис.4.2.16).

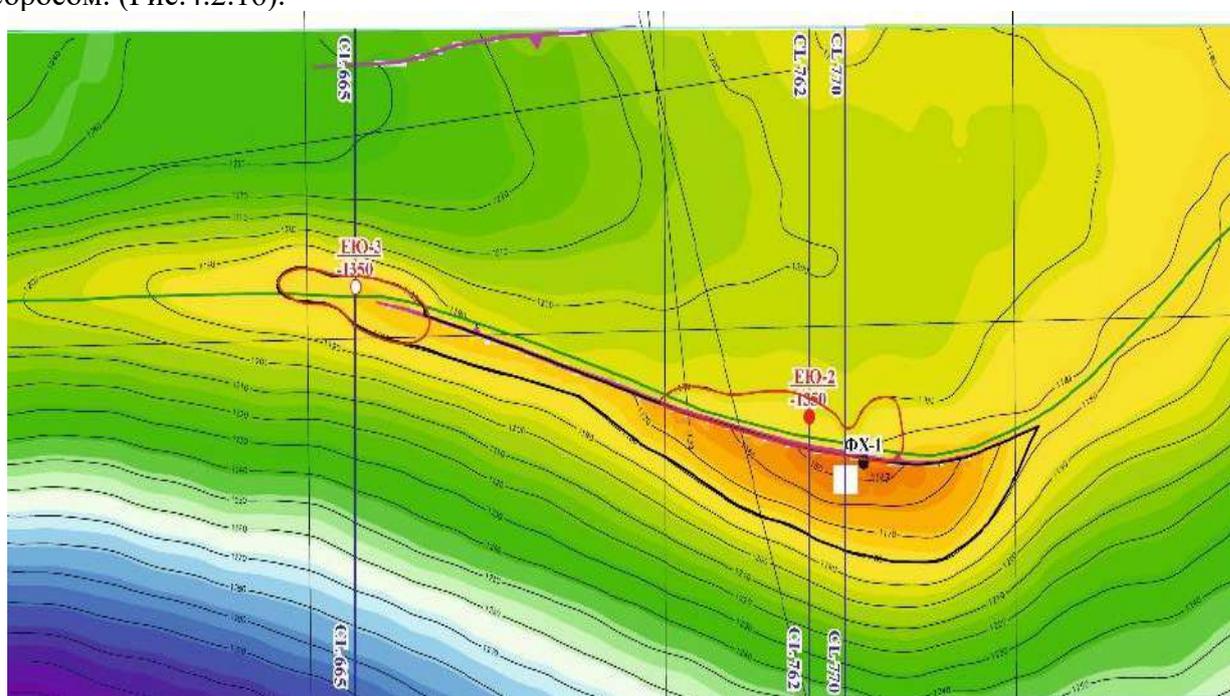


Рис. 4.2.16 - Структура Егиз Южный. Структурная карта по ОГ V

Структура Егиз Южный по ОГ IV имеет аналогичное строение нижележащему горизонту. Восточная ловушка на северном блоке ограничена изогипсой минус 1120 м. Западная ловушка по изогипсе минус 1112 м имеет вид антиклинали субширотного простирания, амплитуда её – до 5 м (Рис. 4.2.17).

По ОГ Шб в структурном плане описанный выше разлом не прослежен, лишь на восточной вершине выделяется сброс, который делит ее на два блока – северный и южный. Западная вершина имеет валообразное строение, ограниченной изогипсой минус 1010 м (Рис. 4.2 18).

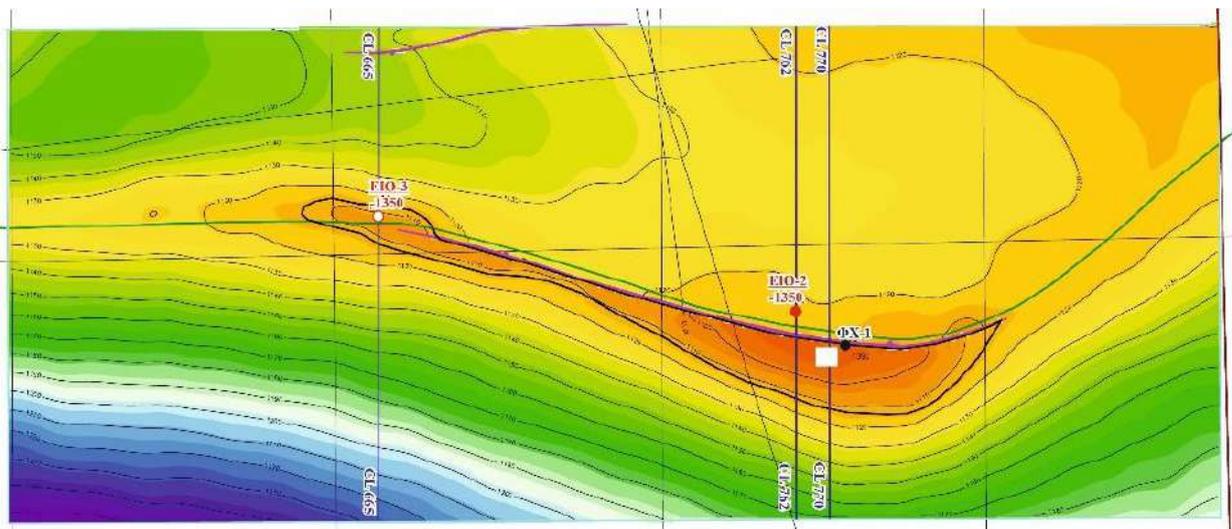


Рис. 4.2.17 - Структура Егиз Южный. Структурная карта по ОГ IV (подошва среднеюрских отложений)

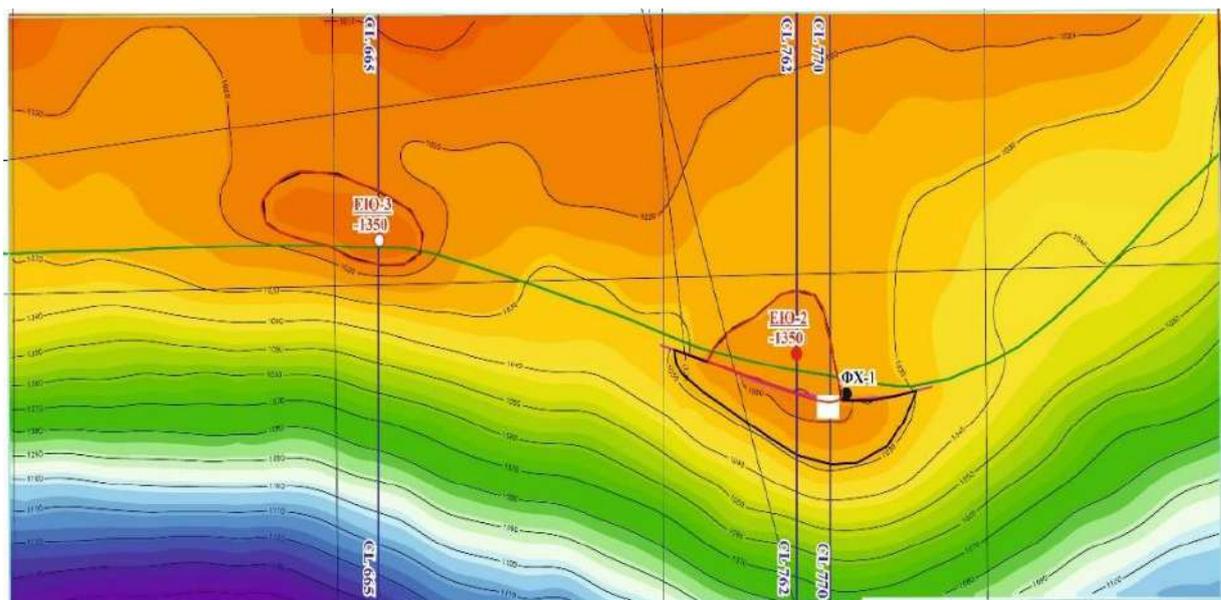


Рис. 4.2.18 - Структура Егиз Южный. Структурная карта по ОГ Шб (внутриюрский)

4.3 Нефтегазоносность

Открытые к настоящему времени в Прикаспийской впадине месторождения газа, газоконденсата и нефти располагаются практически по всему её периметру (Рис. 4.3.1), где широко развиты карбонатные породы нижнего, среднего и верхнего карбона (юго-восточный борт).

Геолого-геофизическими материалами в пределах южного борта Прикаспийской впадины выделена Астраханско-Актюбинская НГО, обусловленная одноименным крупным положительным структурным элементом, сложенным подсолевыми отложениями. Характерной чертой зон нефтегазонакопления подсолевых отложений Прикаспийской впадины являются многоярусное строение и автономность структурных планов карбонатных и терригенных комплексов. Это позволяет прогнозировать развитие в подсолевых толщах различных ловушек неструктурного типа.



Рис. 4.3.1 - Схема нефтегазоносности подсолевого комплекса южной части Прикаспийской впадины

Астраханско-Актыубинская система поднятий (ААСП) как региональная структура с юга обрамляется Тугаракчанским прогибом, а с севера – Центрально-Прикаспийской депрессией, а все подсолевые нефтегазоносные месторождения пока связываются с ее южной частью, с той, которая причленяется к Тугаракчанскому прогибу. До сих пор не было известно месторождений углеводородов по северному обрамлению ААСП, в зоне ее сочленения с Северо-Атырауской моноклиной, там, где она обращена во внутренние части впадины.

Тем не менее, высокие перспективы нефтегазоносности подсолевых отложений во внутренних зонах Прикаспийской впадины, в том числе территории блока Атырау, могут быть обусловлены:

- наличием в разрезе мощных нефтегазоматеринских пород;
- совпадением установленных основных зон нефтегазонакопления с очагами генерации углеводородов, обусловленными их генетической связью с высокоамплитудными и протяженными по площади тектоно-седиментационными структурами древнего заложения, сложенными карбонатными девонско-каменноугольно-нижнепермского возраста;
- наличием мощной соленосной толщи кунгурского возраста, являющейся региональной покрывкой;
- широким развитием зональных покрывок в подсолевом комплексе;
- неоднократными инверсионными движениями на мезозойском и современном этапах развития впадины, способствовавшими выделению растворенных в пластовых водах газов в свободную фазу;
- дополнительным подтоком жидких и газообразных углеводородов из центральных областей Прикаспийской впадины к её приподнятым бортовым зонам.

По результатам обработки материалов ГИС по скважине ТЮВ-1 были выделены нефтенасыщенные пласты коллекторы в отложения нижней перми и верхнего карбона. Нефтенасыщенные интервалы были объединены в два объекта опробования – с преимущественно карбонатными коллекторами (6300-6782 м) и с преимущественно терригенными коллекторами (6872-6982 м).

В процессе испытания нижнего объекта был получен приток газа и конденсата. Дебит газа не замерялся, давление на устье скважины составило 3,57МПа. На устье скважины были отобраны пробы пластового флюида. Конденсат представлен легкой, как

бензиновая фракция, жидкостью плотностью $0,6626\text{ г/см}^3$, в составе которой преобладают пентаны, гексаны, гептаны и октаны, при низком содержании серы – $0,004\%$.

По данным геохимических исследований шлама методом пиролиза содержание органического вещества в палеозойских породах в скважине ТЮВ-1 находится в пределах $0,2\text{--}13\%$. В разрезе выделяются интервалы, характеризующиеся повышенным содержанием углерода, а также углеводородов. К ним, в первую очередь относится интервал $6301\text{--}6331\text{ м}$, где количество органического углерода варьирует в пределах $1,9\text{--}13,5\%$, а свободные углеводороды достигают $1,1\text{--}1,4\text{ мг/г}$ породы, что свидетельствует не только о хорошем остаточном генерационном потенциале породы, но и наличии нефтяных углеводородов в пласте. Неплохие по геохимической характеристике породы с удовлетворительными геохимическими свойствами выявлены в интервалах $6820\text{--}6821$ и $6939\text{--}6952\text{ м}$.

Участок «Атырау» расположен в Сагизском нефтегазоносном районе (НГР), который является одним из нефтедобывающих районов Прикаспия [6].

В пределах участка находятся месторождения нефти и газа: Бакланий, Дараймола, Каратал, Женгельды, принадлежащие другим недропользователям. Продуктивность этих месторождений связана с нижнемеловыми, юрскими отложениями (рис. 4.3.2)

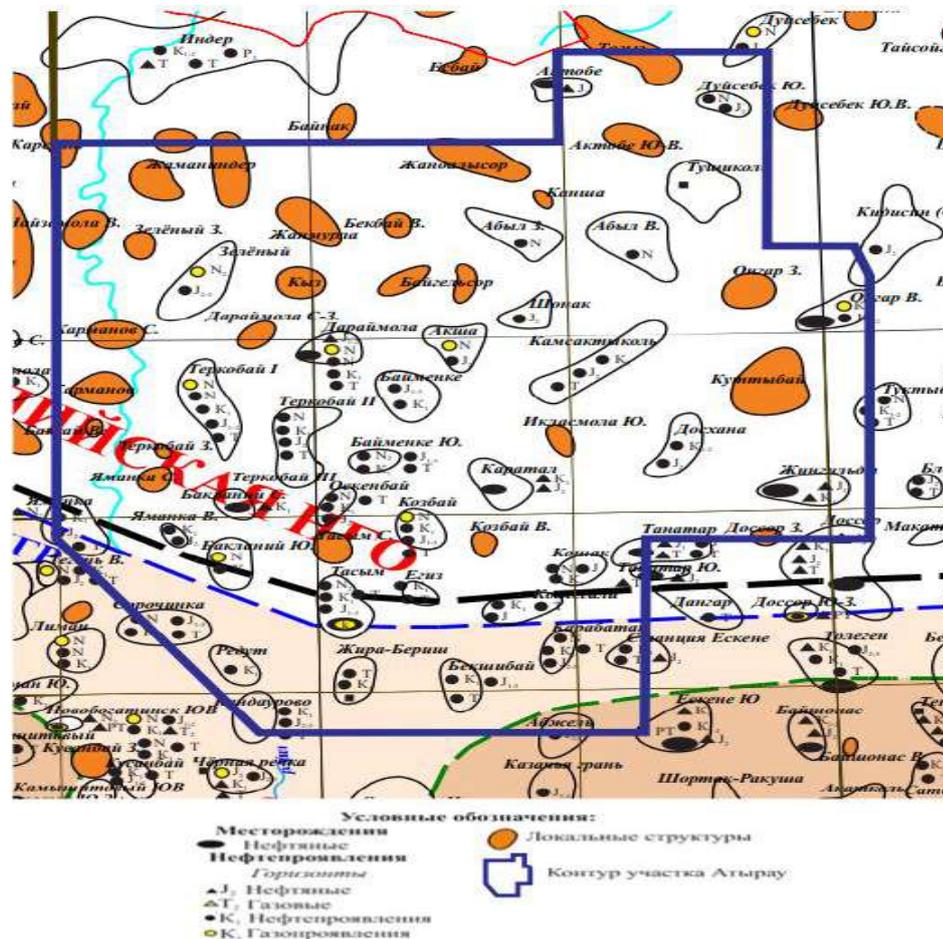


Рис. 4.3.2 - Фрагмент карты нефтегазоносности надсолевого комплекса Прикаспийской впадины

На площади Зеленый в скважине Г-5 при забое 1097 м в триасовых отложениях отмечено нефтегазопроявление в виде пленок нефти в циркулирующем растворе. Нефть имеет следующие свойства: уд. вес при 20°C – $0,8652\text{ г/см}^3$, кинематическая вязкость – $50,99\text{ сст}$, выход фракций бензиновых- $1,77\%$, керосиновых - $2,43\%$, содержание серы- $0,59\%$, парафина- $1,47\%$, смол - $7,60\%$, в групповом углеводородном составе преобладают метанонафтеновые УВ ($67,30\%$).

В январе 2011 года в скважине Г-5 проведены восстановительные работы. После ГИС и определения технического состояния скважины было принято решение перфорировать горизонт и испытать скважину.

Согласно плану работ от 19 мая 2011 года, проведено испытание скважины в интервалах 1078-1087 м и 1052-1072 м. При перфорации нижнего интервала 1078-1087 м был получен приток жидкости в объеме $0,5 \text{ м}^3$ с удельным весом $1,0-0,85 \text{ г/см}^3$. Откачка жидкости производилась путем свабиrowания. При перфорации верхнего объекта в интервале 1052-1072 м - приток жидкости в объеме 30 м^3 с удельным весом $1,21 \text{ г/см}^3$.

В связи с получением отрицательных результатов при испытании двух объектов, скважина Г-5 была ликвидирована по геологическим причинам по I категории пункта «а».

В разрезе картировочной скважины № 113 структуры Байменке отмечена пропитанность нефтью пород верхней юры в интервале глубин 274-376 м.

На северном крыле структуры Егиз признаки нефти в виде пропитанности пород баррема и альба наблюдались в кернах скважин К-1, К-4, К-6. В разрезах глубоких скважин признаки нефти в виде пропитанности отмечены в керне, отобранного из интервала 1075-1080 м в скважине Г-10 и в образцах бокового грунта, отобранных из интервалов 1023-1026 м и 1032-1035 м в скважине Г-3 из отложений триасового возраста. Из интервалов 1022,5-1026,5 м и 1032-1051 м при испытании и опробовании были получены незначительные притоки соленой воды с пленкой нефти.

В скважине FX-1, пробуренной 1999 году Компанией ФИОК, на далекой периферии южного крыла структуры Егиз, из интервалов 1074-1079,5 м (J_2), 1390,8-1399 м, 1424,6-1427 м, 1433-1444,6 м (T_3+T_2) был произведен отбор проб флюидов и образцов керна боковым грунтоносом. В результате с глубин 1075 м и 1078 м получен углекислый газ, а из других интервалов получена вода.

На структуре Бекшибай отдельные признаки нефти в виде пропитанности и запаха отмечены в керновом материале в отложениях нижнего мела, юры и триаса.

В процессе бурения скважины К-30 отмечалось водонефтепроявление. При подъеме инструмента с глубины 443 м началось фонтанирование минерализованной воды с резким запахом сероводорода и с нефтяной эмульсией. Нефть имеет плотность $0,9076 \text{ г/см}^3$, относится к сернистым, смолистым, парафиновым, содержащим средне индексные масла.

Судя по каротажной диаграмме, зона водонефтепроявления приурочена, по-видимому, к зоне тектонического нарушения на глубине 151-160 м с сопротивлением $5,0-50,5 \text{ Ом}$ и по возрасту относится к отложениям верхней юры.

В скважине Б-1, пробуренной на структуре Бекшибай, в отобранных образцах керна признаки нефти в виде масляных пятен и слабого запаха встречены в среднеюрских отложениях в интервале 1037-1042 м.

По результатам комплексной интерпретации данных ГИС в качестве перспективных рекомендованы интервалы 690-693,2; 744,6-745,9, 1329,9-1331,4 м.

При испытании интервалов 1330-1331; 852-876; 690-692; 176-180 м получены притоки пластовой воды без признаков нефти и газа.

В отобранных образцах керна из скважины Ж-Б-1 признаки нефти и газа в виде слабого запаха встречены в нижних частях триасовой толщи в интервале 1127-1132 м.

В скважине R-1, пробуренной в присводовой части поднятия структуры Женгельды Западный, по результатам комплексной интерпретации материалов ГИС интервалы для получения промышленного притока углеводородов не выделены. В интервале 287,9-290,5 м обнаружен пласт-коллектор, слабонасыщенный УВ, вероятно, с водой. При испытании интервала 330-332 м получен приток пластовой воды без признаков нефти и газа. При испытании интервала 288-290 м первоначально получен приток пластовой воды с нефтью, дебит жидкости составил $7,2 \text{ м}^3/\text{сут}$, из них нефти - $1,6 \text{ м}^3/\text{сут}$. Откачка жидкости производилась периодически через 5-6 часов, так как динамический уровень столба жидкости постепенно падал. В последующем дебит жидкости составил $5,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, содержание воды - 90%.

В скважине Кж-1 структуры Кажигали испытаны интервалы 836-834; 826-823; 802-796; 304-310 м, получены слабые притоки пластовой воды с пленкой нефти с суточным дебитом 0,05-0,08 м³/сут.

В скважине Кж-4 признаки УВ в виде слабого запаха отмечены в песчаниках нижней юры и в известняках триаса. По данным ГИС в разрезе скважины были выделены нефтенасыщенные интервалы: 1118-1120 м, 1142-1151 м, 1229-1233 м, 1251-1254 м 1272-1280 м в юрских и триасовых отложениях, при последующем испытании которых получены притоки воды с нефтью.

В скважине Кж-5 м с интервала 1334-1364 (триас) при испытании методом свабирования получен приток нефти с газом. Дебит нефти составил 1,1 м³/сут, плотность ее- 0,81 г/см³. Из интервала 1330-1334 м, 1364-1380 м, 1306-1310 м, 1296-1302 м, 1284-1292 м при испытании получен слабый приток воды с пленкой нефти (рис. 3.3.7).

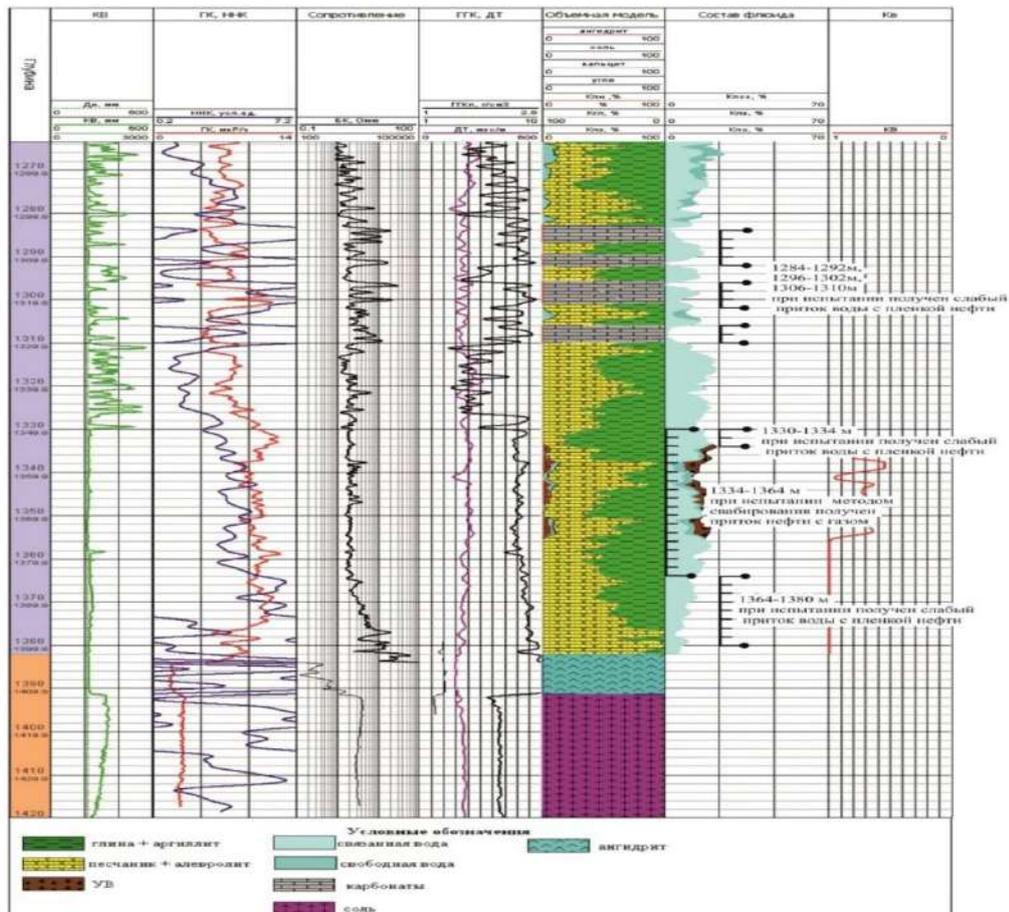


Рис. 4.3.8 – Структура Кажигали. Фрагмент коротажной диаграммы скважины Кж-5

2024 году на структуре Жынгылды Юго-Западный в процессе бурения скважины ЖЮЗ-1 в шламе наблюдались признаки люминесценции, однако керном вскрытый разрез не охарактеризован, ввиду отказа от отбора керна связанного с осложнениями ствола скважины, обвалом стенок, возможным искривлением/кривизной, очень частых затяжек и посадок инструмента.

По результатам люминесцентно-битуминологического анализа, отобранных боковых грунтах среднего триаса, отмечены признаки нефти в виде запаха в образцах с глубин 1331м, 1333м, 1335м, 1358,5м, 1360,5м, 1362м, 1373м, 1377м, 1403м, 1408м, 1409м, 1410м, 1411м, 1412м, 1413м, 1414м, 1415м

В скважине ЖЮЗ-1 был выполнен полный комплекс ГИС. По результатам комплексной интерпретации данных ГИС и геолого-технологических исследований, принято решение о спуске 168 мм эксплуатационной колонны с целью опробования перспективных объектов.

При опробывании первого объекта инт. 1403-1414 м был получен приток безводной нефти дебитом 15 м³/сут.

На устье была отобрана проба пластового флюида. Исследование поверхностной пробы нефти проводилось в лаборатории ТОО «КазНИГРИ». Нефть особо легкая, имеет плотность 780,7 кг/м³. По компонентному составу нефть парафинистая (массовое содержание парафина – 3,60 %), малосмолистая (содержание смол силикагелевых – 1,90%); малосернистая (массовое содержание серы – 0,06%). Массовой доли сероводорода не обнаружено.

В процессе бурения в скважине ЖЮЗ-4 отмечались проявления нефти и газа. Отобран керн в триасовых отложениях (1334-1339 м, 1368-1377 м, 1406-1415 м, 1415-1424 м). Отобранный керновый материал передан для стандартного и специального исследований в лабораторию ТОО «Stratum CER».

В скважине ЖЮЗ-4 выполнен промежуточный каротаж в интервале 0-398 м, полный комплекс ГИС в интервале 386,7-1500 м.

По результатам комплексной интерпретации данных ГИС и геолого-технологических исследований, принято решение провести опробование перспективного объекта: интервал 1411-1419 метров (8 м) для чего был произведен спуск 168 мм эксплуатационной колонны.

Перфорация интервала 1411-1419 м проведена на НКТ с применением депрессионного переводника. И при опробывании объекта был получен приток нефти дебитом 8 м³/сутки.

По физико-химическим характеристикам исследованная нефть **особо легкая**, плотность равна – 780,7 кг/м³; по компонентному составу нефть **парафинистая** (массовое содержание парафина – 3,60 %, температура плавления парафина плюс 44⁰С); **малосмолистая** (содержание смол силикагелевых – 1,90%; содержание ароматических УВ – 4,00 %, содержание метано-нафтеновых УВ – 94,10 %, асфальтены – не обнаружено); **малосернистая** (массовое содержание серы – 0,06%). Массовая доля сероводорода – не обнаружено.

Полученные данные свидетельствуют о перспективах нефтегазоносности структур, расположенных на контрактной территории.

Таким образом, приведенные выше сведения по нефтегазоносности территории участка Атырау свидетельствуют о развитии здесь месторождений обнаружение залежей с более легкой нефтью и меньшей вязкостью.

Месторождения, вероятно, имеют сложное строение, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, литологическим замещениями коллекторов и наличием многочисленных тектонических нарушений.

Недропользователем на участке Атырау по результатам выполненных работ открыты месторождения Дараймола Западная и Дараймола Восточная.

Месторождение Дараймола Западная открыто в 2013 году в результате опробования и получения притока нефти в скважине ДЗ-1 из среднеюрских продуктивных отложений в интервале 114-125 м дебитом 5,6 м³/сут.

На месторождении по данным интерпретации геолого-геофизических исследований шесть нефтяных горизонтов, из них пять горизонтов приурочены к юрским отложениям (J₃, J₂ I, J₂ Па, J₂ Пб, J₂ Пв) и один горизонт Т-1 – к отложениям среднего триаса [15].

Структурные карты кровли продуктивных горизонтов месторождения Дараймола Западная приведены на рис. 4.3.3. Геологический разрез через скважины, давшую нефть, представлены на рис. 4.3.4.

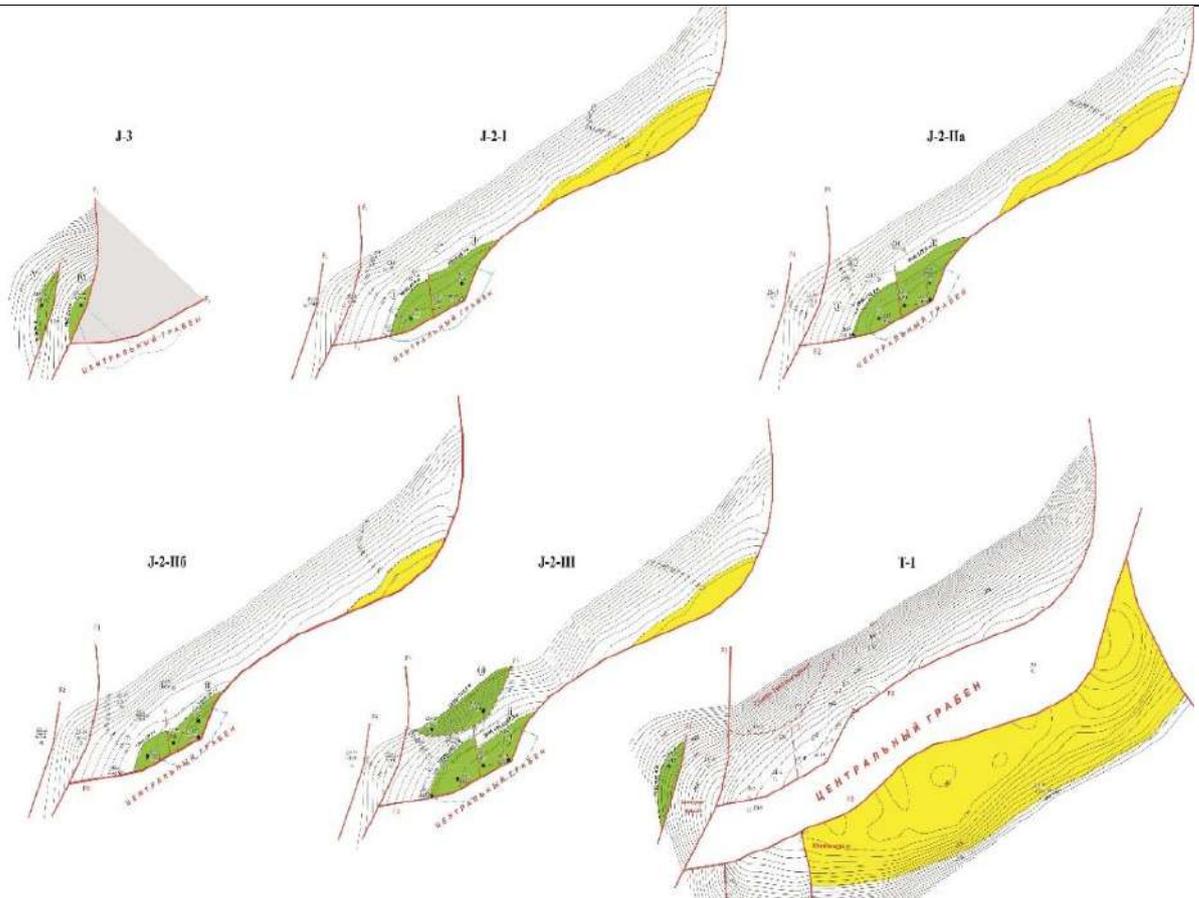


Рис. 4.3.3 - Месторождение Дараймола Западная. Структурные карты кровли продуктивных горизонтов

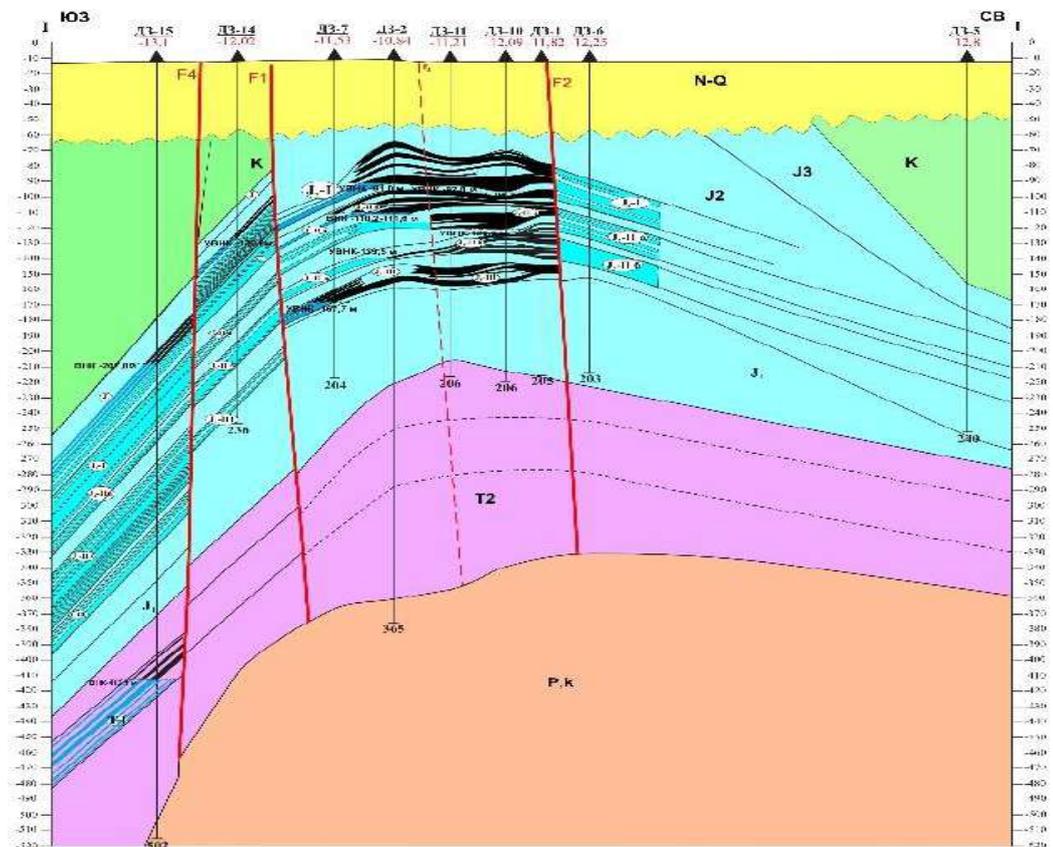


Рис.4.3.4 - Месторождение Дараймола Западная. Геологический разрез по линии скважин ДЗ-15-ДЗ-14- ДЗ-7-ДЗ-2-ДЗ-11-ДЗ-10-ДЗ-1-ДЗ-6-ДЗ-15

Продуктивный горизонт J₃ стратиграфически приурочен к верхнеюрским отложениям. К горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие ра на IV (район скважины ДЗ-14) и V (район скважины ДЗ-15) блоках.

Продуктивность IV блока доказана опробованием в скважине ДЗ-14, продуктивность V блока доказана опробованием в скважине ДЗ-15.

J₂I продуктивный горизонт. К горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие развитие I и II блоках западного участка и на восточном участке

Продуктивность I блока доказана опробованием и пробной эксплуатацией скважины ДЗ-2, а II блока - опробованием и пробной эксплуатацией скважины ДЗ-1.

Продуктивность восточного блока выявлена на основании геолого-структурных особенностей - идентичность структурно-тектонического строения участков, условий осадконакопления, миграции УВ, наличие общей гидродинамической системы с I и II блоками.

J₂IIa среднеюрский продуктивный горизонт. К горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие развитие I и II блоках западного участка и на восточном участке

Продуктивность I блока доказана опробованием и пробной эксплуатацией скважин ДЗ-2 и ДЗ-7.

Продуктивность II блока доказана опробованием и пробной эксплуатацией скважины ДЗ-1, ДЗ-10 и ДЗ-11.

Продуктивность восточного блока выявлена на основании геолого-структурных особенностей - идентичность структурно-тектонического строения участков, условий осадконакопления, миграции УВ, наличие общей гидродинамической системы с I и II блоками.

J₂IIb среднеюрский продуктивный горизонт. К горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие развитие I и II блоках западного участка и на восточном участке.

Продуктивность I блока доказана опробованием и пробной эксплуатацией скважины ДЗ-2.

Продуктивность II блока доказана опробованием и пробной эксплуатацией скважин ДЗ-1, ДЗ-10 и ДЗ-11.

Продуктивность восточного блока выявлена на основании геолого-структурных особенностей - идентичность структурно-тектонического строения участков, условий осадконакопления, миграции УВ, наличие общей гидродинамической системы с I и II блоками.

J₂-III среднеюрский продуктивный горизонт. К этому горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие развитие I, II и III блоках западного участка и на восточном участке.

Продуктивность I блока доказана опробованием и пробной эксплуатацией скважин ДЗ-2 и ДЗ-7.

Продуктивность II блока доказана опробованием и пробной эксплуатацией скважин ДЗ-10 и ДЗ-11.

Продуктивность III блока доказана опробованием и пробной эксплуатацией скважин ДЗ-8 и ДЗ-12.

Продуктивность восточного блока выявлена на основании геолого-структурных особенностей - идентичность структурно-тектонического строения участков, условий осадконакопления, миграции УВ, наличие общей гидродинамической системы с I и II блоками.

T-I триасовый продуктивный горизонт. К горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие развитие на западном крыле (блокV) и на южном крыле.

Продуктивность V блока доказана опробованием и пробной эксплуатацией в скважине ДЗ-15.

Продуктивность южного крыла выявлена по результатам интерпретации ГИС в скважине ДЗ-13.

Всего по месторождению Дараймола Западная по состоянию на 01.07.2024 года геологические и извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и парафина в нефти подсчитаны по категориям и следующих количествах, приведенных ниже.

Нефти:

C_1 – 1411 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 498 тыс. т;

C_2 – 1204 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 298 тыс. т.

Растворенного газа:

C_1 – 5,2 млн. т. геологические, в том числе извлекаемые – 1,8 млн. м³;

C_2 – 33,8 млн. м³ геологические, в том числе извлекаемые – 8,4 млн. м³.

Парафина в нефти:

C_1 – 33 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 12 тыс. т;

C_2 – 34 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 8 тыс. т.

Месторождение нефти Дараймола Восточная открыто в 2015 г. Первооткрывательницей месторождения Дараймола Восточная является скважина ДВ-3, в которой при опробовании горизонта Т-II получен фонтанный приток нефти с начальным дебитом 22,89 м³/сут при 5 мм диаметре штуцера [16].

По данным интерпретации геолого-геофизических исследований установлено четыре нефтеносных горизонта, приуроченных к среднетриасовым отложениям: Т-I, Т-II, Т-III, Т-IV (рис. 4.3.5 и 4.3.6). Также бурением скважины ДВ-9 подтверждена нефтегазонасность продуктивного горизонта Ю₂-I (рис.4.3.7)

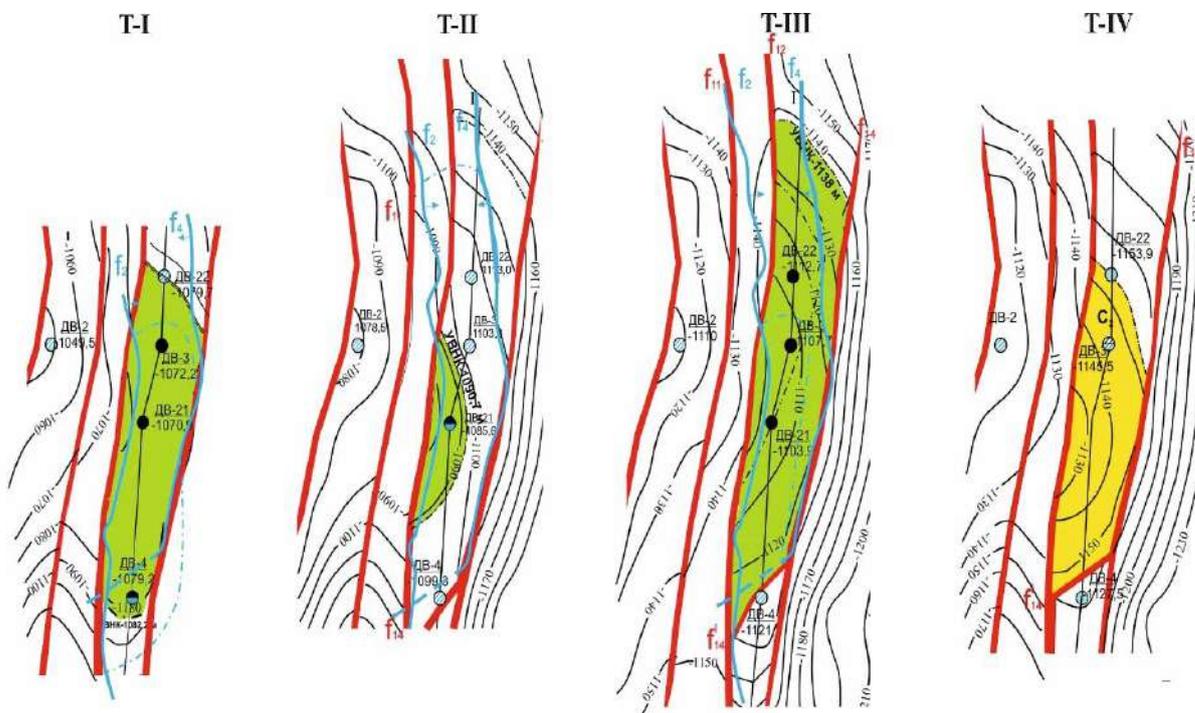


Рис. 4.3.5- Месторождение Дараймола Восточная. Структурные карты кровли продуктивных горизонтов

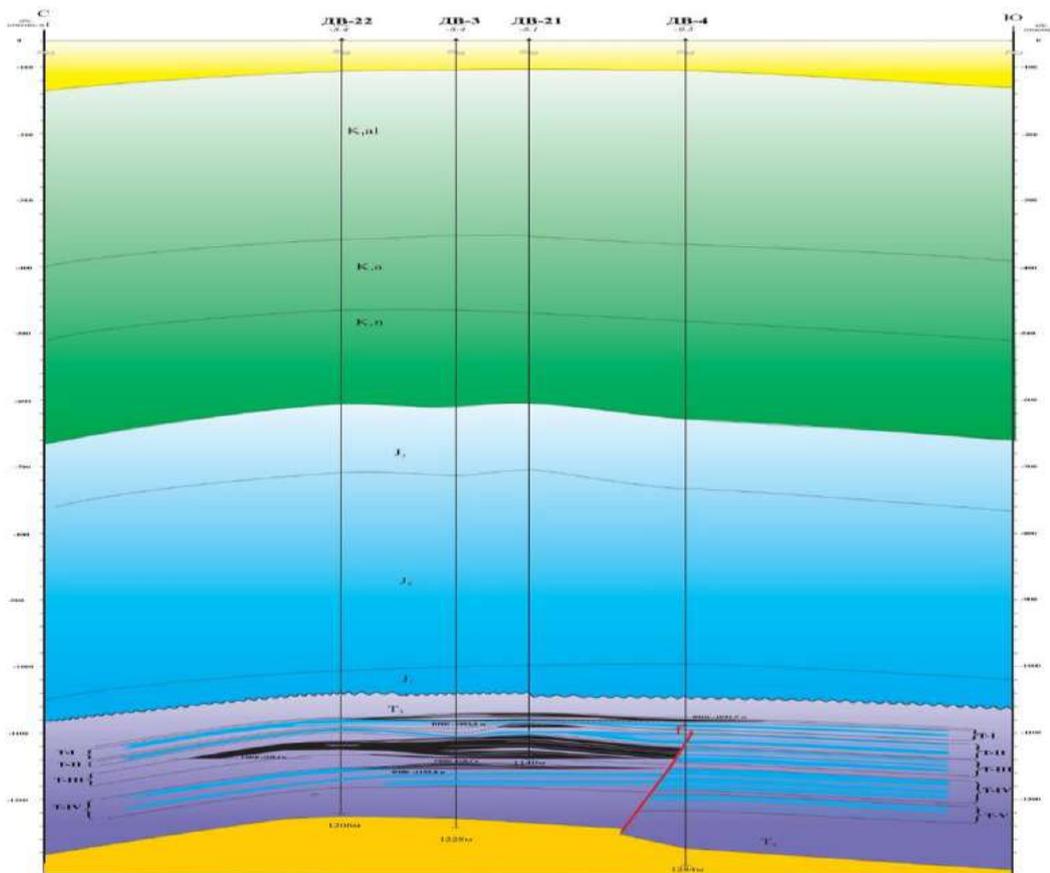


Рис.4.3.6 - Месторождение Дараймола Восточная.
Геологический разрез по линии скважин ДВ-22-ДВ-3-ДВ-21-ДВ-4

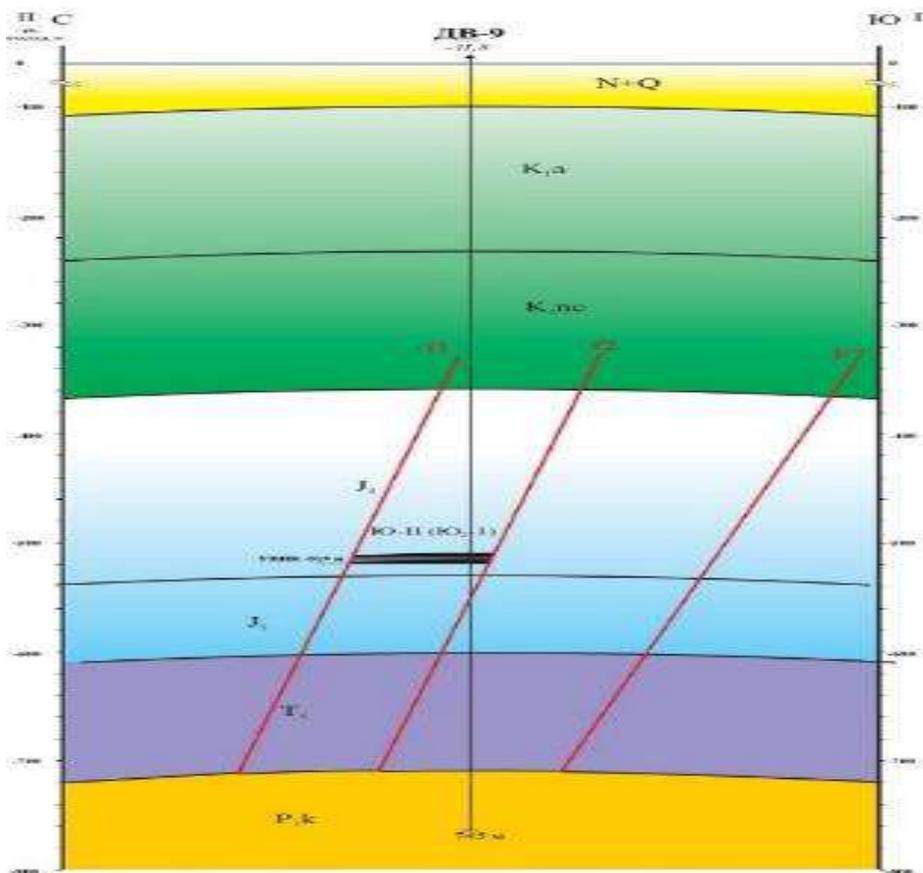


Рис.4.3.7 - Месторождение Дараймола Восточная.
Геологический разрез через скважину ДВ-9

Ниже приводится описание продуктивных горизонтов, связанных с ними нефтяных залежей месторождения Дараймола Восточная.

Продуктивный горизонт Ю-II. К горизонту приурочена нефтяная залежь в районе скважины ДВ-9. Продуктивность установлена по данным ГИС и опробования скважины Г-9 (рис.4.3.7).

Продуктивный горизонт Т-I. К горизонту приурочена нефтяная залежь в районе скважин ДВ-3, ДВ-4, ДВ-21. Продуктивность установлена по данным ГИС и доказана опробованием в скважинах ДВ-3, ДВ-4, ДВ-21.

В скважине ДВ-3 совместно испытаны интервалы 1067,0-1068,5 м (-1075,4-1076,9 м) и 1072,0-1074,0 м (-1080,4-1082,4 м). В результате испытания объекта из скважины при 5 мм штуцере был получен фонтанный приток нефти дебитом 4,0 м³/сут. В скважине ДВ-4 опробованы два объекта. Интервал испытания первого объекта 1069,0 -1072,0 м (-1078,5-1081,5 м). Скважина опробована фонтанным способом. При испытании на 6 мм штуцере был получен приток нефти дебитом 3,84 м³/сут., газа – дебитом 0,2 тыс. м³/сут.

Второй объект опробован в интервале 1072,0-1075,0 м (-1081,5-1084,5 м). Дебит нефти и воды при 10 мм штуцере составляет 1,32 м³/сут. и 3,0 м³/сут. соответственно.

Скважина ДВ-21 опробована одним объектом. В результате опробования интервалов 1063-1066 м получено нефти 0,85 м³/сут. Объект - нефтеносный.

Продуктивный горизонт Т-II. К горизонту приурочена нефтяная залежь в районе скважины ДВ-21. Продуктивность установлена по данным ГИС и доказана опробованием в скважине ДВ-21. При опробовании интервала 1079-1083 м (-1087,1-1091,1 м) получен приток нефти и воды с дебитами 5,3 и 8,4 м³/сут.

Продуктивный горизонт Т-III. К горизонту приурочена нефтяная залежь в районе скважин ДВ-3, ДВ-21, ДВ-22. Продуктивность установлена по данным ГИС и доказана опробованием в скважинах ДВ-3, ДВ-21 и ДВ-22.

В скважине ДВ-3 опробованы два объекта. Интервал испытания первого объекта 1118,5-1124,5 м (-1126,9-1132,9 м), в результате испытания объекта из скважины при 5 мм штуцере был получен фонтанный приток нефти и газа. Дебит нефти составил 22,89 м³/сут., газа - 1,8 тыс. м³/сут.

Второй объект опробован в интервале 1103,0-1116,0 м (-1111,4-1124,4 м), в результате испытания был получен фонтанный приток нефти и газа. При 5 мм штуцере дебит нефти составил 55,62 м³/сут., газа - 3,3 тыс. м³/сут.

Скважина ДВ-21 опробована двумя объектами. В результате опробования интервалов 1096-1100 м, получен приток нефти дебитом 15,8 м³/сут.

В скважине ДВ-22 опробован один объект. В результате испытания объекта в интервале 1104,4-1115,9 м (-1112,8-1124,3 м) при 3 мм штуцере был получен фонтанный приток нефти дебитом 13,224 м³/сут.

Продуктивный горизонт Т-IV. К горизонту приурочена нефтяная залежь в районе скважин ДВ-3. Продуктивность установлена по данным ГИС в скважине ДВ-3.

Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

Геологические и извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и парафина в нефти месторождения Дараймола Восточная по состоянию на 01.08.2024 года подсчитаны по категориям и в количествах:

Нефти:

C₁ – 530 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 160 тыс. т;

C₂ – 40 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 9 тыс. т.

Растворенного газа:

C₁ – 51 млн. т. геологические, в том числе извлекаемые – 15 млн. м³;

C₂ – 4 млн. м³ геологические, в том числе извлекаемые – 1 млн. м³.

Парафина в нефти:

C₁ – 11,7 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 7,7 тыс. т;

C₂ – 1,9 тыс. т. геологические, в том числе извлекаемые – 0,4 тыс. т.

В пределах участка Атырау находится месторождение Дараймола (недропользователь - ТОО «Атыраумунай») и Жынгылды (недропользователь – ТОО «EcoBar Field Resources»).

Нефтяное месторождение Дараймола находится в северо-западной зоне Южно-Эмбинской нефтегазоносной области, на левобережье реки Урал.

В структурном отношении месторождение приурочено к четырехкрылому соляному куполу. Продуктивность выявлена на восточном крыле структуры.

На месторождении Дараймола в терригенных отложениях средней и нижней юры разведано по одному нефтяному горизонту.

Верхний юрский горизонт залегает на глубине 740 м. Фонтанные дебиты нефти не превышали 7 м³/сут при 3 мм штуцере. Плотность нефти 903 кг/м³. Содержание серы до 0,54 %, смол и асфальтенов до 56 %.

Нижнеюрский горизонт залегает на глубине 750 м. Эффективная толщина нижнеюрского горизонта 32 м. Дебиты достигали 17,8 м³ /сут при 5мм штуцере. Нефть тяжелая (889 кг/м³). Содержание серы до 0,54 %, смол и асфальтенов - 37 %.

На объекте изучена продуктивность только присводовых ловушек. Запасы нефти здесь ограниченные. Перспективы нефтегазоносности периферийных участков купола пока не оценены.

Месторождение открыто в 1975 году, разработка которого начата 1993 года

Количество нефти по категории C₁ составляет: 0,5 млн. т (геологические), 0,2 млн. т (извлекаемые). По категории C₂ количество геологических запасов равно 0,15 млн. т, извлекаемых - 0,05 млн. т [12].

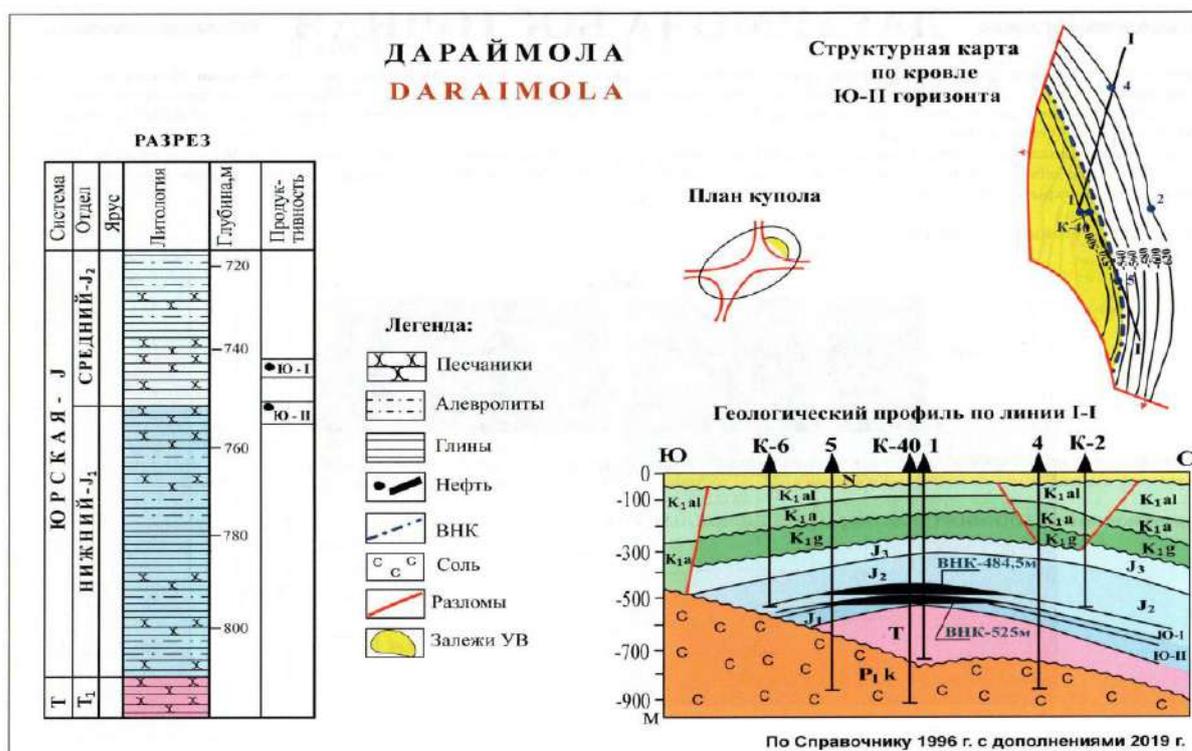


Рис. 4.3.7 - Месторождение Дараймола

Нефтяное месторождение Жынгылды расположено в Макатском районе Атырауской области, в 20 км севернее ж/д станции Макат. В 10 км южнее находятся месторождения Доссор и Доссор Юго-Западный, 15 км к западу – Танатар.

Месторождение Жынгылды открыто в 1939 году и приурочено к одноименной соляной структуре, представляющей собой скрытопрорванный соляной купол, свод которого вытянут с северо-запада на юго-восток. Узкими грабенами купол разбит на крылья – северное, северо-восточное и юго-западное. В пределах юго-западного крыла установлена промышленная нефтеносность юрско-меловых отложений. Крыло разбито сбросами на поля: западное, центральное и восточное. В пределах центрального поля, рассеченного продольными сбросами, выделяются блоки, в которых нефтеносны отложения апта, неокома и средней юры. На восточном поле (скв.1) продуктивны отложения апта. Всего насчитывается до 10 нефтеносных пластов. По характеру залегания все залежи пластовые, тектонически экранированные. Глубина залегания горизонтов от 135 до 500 м.

Высота нефтяных частей залежей изменяется от 7 до 31 м. коэффициенты нефтенасыщенности - от 0,55 до 0,68. Дебиты нефти в залежах апта равны 0,5-3,0 м³/сут, средней юры колебались – от 0,4 до 12 м³/сут.

Нефти нижнемеловых отложений- тяжелые, плотность их варьирует от 895 до 906 кг/м³, малосернистые (0,34%), сильносмолистые (12-34%), малопарафинистые (1,05%).

Нефти среднеюрских залежей по плотности значительно легче, плотность их изменяется от 875 до 881 кг/м³, они также малосернистые и малопарафинистые (1,67-1,77%). Содержание силикагелевых смол в них изменяется от 10 до 14,5%.

Количество нефти по категории С₁ составляет: 1,4 млн. т (геологические), 0,4 млн. т (извлекаемые). По категории С₂ количество геологических запасов равно 0,5 млн. т, извлекаемых - 0,15 млн. т [12].

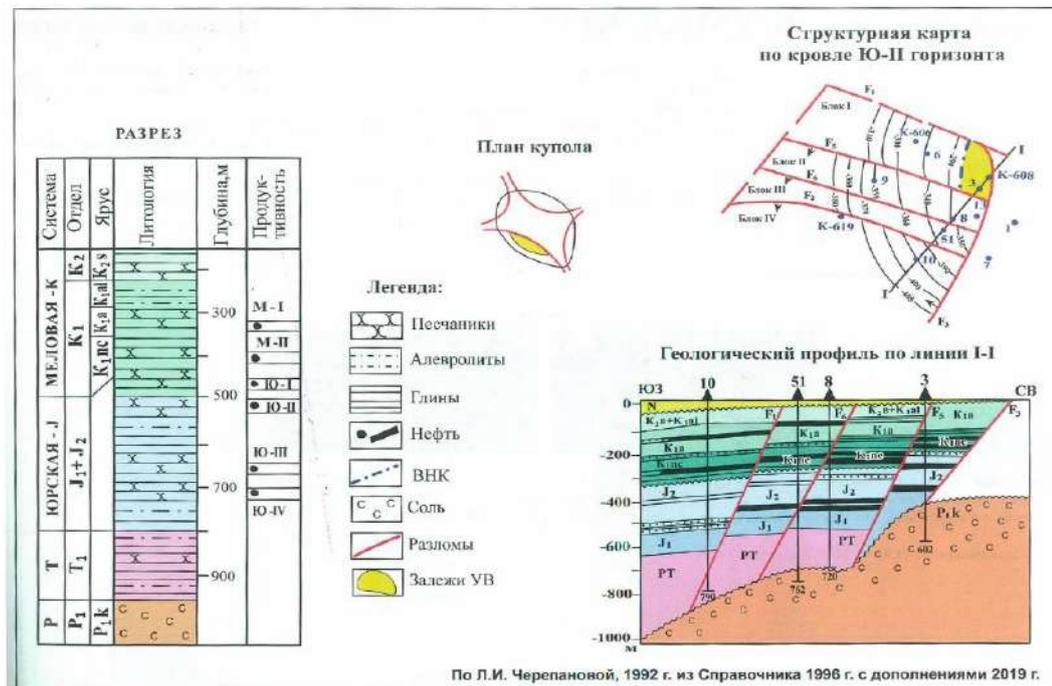


Рис. 4.3.8 - Месторождение Жынгылды

4.4 Гидрогеологические условия

Во вскрытом пробуренными скважинами разрезе осадочных пород выделяется ряд водоносных горизонтов, приуроченных к конкретным стратиграфическим комплексам и характеризующихся определенным химическим составом и режимом.

Исследуемая территория расположена в пределах крупного и сложного по своему строению Прикаспийского артезианского бассейна. В нем, с учетом гидродинамических

особенностей пластовой водонапорной системы, выделяются два гидрогеологических этажа: нижний, приуроченный к докунгурскому (подсолевому), и верхний – к послекунгурскому (надсолевому) комплексам. Разделяет их регионально развитая водоупорная соленосная толща кунгурского яруса.

Верхнепермско-триасовый комплекс представлен, преимущественно, терригенными отложениями и формируется из горизонтов нижнего, среднего и верхнего триаса. Водовмещающими породами являются пески, песчаники, алевролиты, перекрытые глинистыми пластами. По сравнению с нижнемеловыми и юрскими пластами, они менее водообильны. Глубина залегания этого горизонта на площади Дараймола - 647-660м. Дебиты воды в скважинах обычно составляют единицы и десятки м³/с. Минерализация вод этого комплекса в исследованном районе равна 248 г/л (Г-1, месторождение Дараймола). Воды характеризуются как слабометаморфизированные, коэффициент сульфатности составляет 0.9.

Водорастворенные газы относятся, преимущественно, к азотно-метановому типу, газонасыщенность их в целом низкая. По химическому составу воды - хлоркальциевого типа.

По месторождению Дараймола Западная из скважины ДЗ-15 отобраны и проанализированы две триасовые пробы пластовой воды из интервала глубин 395,8-399,2 м и 389,6-392,2 м. Водоносные отложения характеризуются дебитами притоков от 3,87 м³/сут (инт. перфорации 395,8-399,2 м) до 4,5 м³/сут (инт. перфорации 436,2-448 м).

Воды триасового горизонта - хлоркальциевого типа по В.А. Сулину. Величина минерализации вод составляет в среднем 196,5/дм³, удельный вес - 1,156 г/см³. Ph среды равна 6,6, соленость –19,7 ‰, кинематическая вязкость – 1,39мм²/с, общая жесткость – 272,2мг-экв/дм³.

Водорастворенные газы относятся, преимущественно, к азотнометановому типу, газонасыщенность их в целом низкая.

На месторождении Дараймола Восточная было проведено физико-химическое исследование пробы пластовой воды, отобранной из скважины ДВ-4 (интервал перфорации - 1136,3-1138,9м). Соленость воды равна 1,9‰, минерализация – 229 г/л. Вода по типу - жесткая, общая жесткость составляет 71,00 мг-экв/л. Плотность воды равна 1,0119г/см³. Содержание микрокомпонентов: брома (Br) - 25,60мг/л, йода (J) – 0,09мг/л, механические примеси – отсутствуют. Содержание закисного железа (Fe²⁺) – 6,72мг/л; окисное железо (Fe³⁺) – отсутствует. Тип воды (по Сулину) – хлоридно-кальциевый.

Юрский водонапорный комплекс включает в себя водоносные горизонты верхней, средней и нижней юры. Литологически нижне-среднеюрские отложения представлены терригенными образованиями.

В подошве среднеюрских отложений, вскрытых глубокими скважинами на площади Дараймола, прослеживается водоносный горизонт, выделенный по данным каротажа и опробования на глубине от 333 до 492 м. Толщина его, изменяется от 19 м (скв.1) до 25,6 м (скв.5). Статический уровень - 22 м (скв.5), дебит воды – 22 м³/сут. Юрские горизонты охарактеризованы двумя пробами воды, удельный вес ее равен 1,134 и 1,152г/см³. Воды - хлоркальциевого типа по В.А. Сулину.

По месторождению Дараймола Западная отобрано и проанализировано четыре среднеюрских проб и одна верхнеюрская проба пластовой воды из четырех скважин ДЗ-7, ДЗ-10, ДЗ-11, ДЗ-14. Пробы отобраны из интервала глубин 104,8-143 м. Водоносные отложения характеризуются дебитами притоков от 5,6 м³/сут в скважине ДЗ-2 (инт. перфорации 94-104, 109-114 м) до 14,6 м³/сут в скважине ДЗ-6, (инт. перфорации 95-100 м).

Воды верхне-среднеюрских горизонтов - хлоркальциевого типа по В.А. Сулину. Величина минерализации вод варьирует от 156,3г/дм³ в скважине ДЗ-11 (инт. перфорации 120-125 м) до 177,8 г/дм³ в скважине ДЗ-1 (инт. перфорации 136-146 м), соответственно, удельный вес составляет 1,12-1,138 г/см³. В среднем по месторождению величина минерализации составила 166,9 г/дм³. Ph среды варьирует от 6,6 до 7,4, соленость - 15,6-

17,8%, кинематическая вязкость – 1,24-1,32 мм²/с, общая жесткость – 230,7-248,8мг-экв/дм³.

По нижнеюрскому горизонту выполнен анализ по одной пробе по месторождению Дараймола. Толщина горизонта по скважинам изменяется от 38 до 85м. Удельный вес воды – 1,170 г/см³, соленость - 21,1‰, дебит – 38 м/с. Статический уровень – 12 м. Воды слабометаморфизованы, с минерализацией от 200,3 г/дм³ (Г-1 Дараймола) до 240,9 г/дм³ (Г-5 Дараймола).

Водорастворенные газы относятся, преимущественно, к азотнометановому типу, газонасыщенность их в целом низкая.

Нижнемеловой водонапорный комплекс литологически сложен терригенными образованиями неокома, апта, нижнего-среднегоальба и альб-сеномана. Этот комплекс довольно широко распространен в пределах Прикаспийской впадины. Водовмещающими породами являются разномерные пески и песчаники, перекрытые глинистыми пластами, толщина и количество которых увеличиваются по направлению к Каспийскому морю.

В районе проектируемых работ воды имеют минерализацию 145-185 г/л (Бакланий), 64-102г/л (Теркобай) и обладают низкой сульфатностью (натрий-хлоридный коэффициент на пл. Бакланий колеблется в пределах 2,02-0,13 г/л) и невысокой степенью метаморфизации.

На месторождении Бакланий Северный вода из этого комплекса изучена только из верхнеальбского горизонта, в пределах нефтяных залежей. По результатам химического анализа воды относятся к III классу по Пальмеру, хлоркальциевого типа, уд. вес – 1,107 г/см³, соленость - 14‰.

5. ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ВЫПОЛНЕННЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА УЧАСТКЕ «АТЫРАУ»

5.1 Объемы и результаты полевых и геологических и геофизических исследований

Участок Атырау в предыдущие годы был охвачен различными методами геолого-геофизических исследований, которые можно разделить на три этапа: первый – с 30-х до середины 70-х годов, второй – с середины 70-х до 80-х годов, третий – с 2008 года до настоящего времени.

Впервые гравитационный минимум, соответствующий соляному куполу Дараймола, был зарегистрирован в результате маршрутной гравиметрической съемки, проведенной в 1934 году партией ГРК треста «Эмбанефть». В 1958 году тематической партией 21/58 конторы «Казахстаннефтегеофизика» были обобщены имеющиеся гравиметрические материалы и составлена карта аномалий силы тяжести, на которой конфигурация соляного тела Дараймола сохранилась.

В 1960 году с/п 10-11/60 Гурьевской геофизической экспедиции (ГГЭ) проведены сейсмические работы МОВ. По результатам этих исследований построены карты по III и VI отражающим горизонтам в масштабе 1:50000. Установлено, что структура Дараймола имеет три крыла: северо-западное, восточное и южное. Кровля соли в своде структуры прослежена на глубине 400 м.

В 1976-1977 гг. с/п 40/76-77 Гурьевской ГЭ проведены сейсмические исследования МОГТ на западном и юго-западном крыльях структуры Тасым и на южном крыле структуры Егиз. Результаты работ представлены структурными картами по III, V, VI отражающим горизонтам, структурной схемой по РТ отражающему горизонту в масштабе 1:50 000.

В 1981 г. с/п 40/79-80 Гурьевской ГЭ поисковые работы МОГТ выполнены в пределах солянокупольных структур Каратал, Кажигали, Кошак и площади к западу от них до р.Урал. В результате изучено геологическое строение надсолевых и кунгурских отложений на площади солянокупольных структур Бакланий, Сев Бакланий, Оскенбай, Тасым, Егиз, Казбай, Казбай Вост, Каратал, Кажигали, Кошак, Карабатан. Построены структурные карты по III, V, VI, РТ₁, РТ₂ отражающим горизонтам.

В 1990 г. с/п 13/88-90 Гурьевской ГЭ проведены сейсмические исследования на площади Жаманиндер-Жандалысор и северо-востоку от куполов Тогыз-Дюсебек до границы с Западно - Казахстанской областью. В результате были построены структурные карты по отражающим горизонтам VI, V, III в масштабе 1: 100000.

В 1989-1990 гг. Северо-Эмбинской нефтегазоразведочной экспедицией ПГО «Гурьевнефтегазгеология» проведены сейсмические исследования на площади Бакланий Южный Оскенбай, Кажигали Карабатан. Построены структурные карты по III, V, VI отражающим горизонтам в масштабе 1:50000. В результате работ были выявлены участки, перспективные в нефтегазоносном отношении, где были заложены глубокие поисковые скважины.

В 1990 г. с/п 16/87-90 ГГЭ проведены сейсмические исследования на площади межкупольной зоны Куттыбай-Камсактыколь-Дюсебек. В результате работ построены структурные карты по III, V, VI, РТ₁, РТ₂, РТ₃ отражающим горизонтам в масштабе 1:50000.

В 1990-991 гг. с/п 3/90-91 ПО «Эмбанефтегеофизика» проводились сейсморазведочные работы МОГТ на участке Бекшибай-Егиз, где основной объем работы был сосредоточен на южном крыле структуры Егиз. По результатам работ построены структурные карты по III, V и VI отражающим горизонтам.

В 1991 г. с/п 15/89-91 ГГЭ проведены площадные сейсмические исследования на площади Теркобай-Жарсуат-Абыл Западный, были охвачены надсолевые структуры Жарсуат, Зеленый, Дараймола, Акша, Байменке, Шолак и др. В результате были построены

структурные карты по отражающим горизонтам VI, V, III в масштабе 1: 100000. Структура Дараймола на картах представлена как 4-х крылая.

С 1997 по 2000 г.г компанией Ферст Интернейшенл Ойл Корпорейшн (ФИОК) были проанализированы все доступные геолого-геофизические материалы по лицензионному участку «Атырау», в результате которых были переобработаны материалы сейсмических профилей. По результатам этих работ построены структурные карты по надсолевым отражающим горизонтам по всему участку «Атырау» и рекомендован для постановки поискового бурения локальный объект Егиз Южный. Компанией ФИОК на лицензионном участке Атырау полевые сейсморазведочные работы не проводились.

В 2005 г., согласно договору ТОО «Вектор Энерджи Вест» и ТОО «Азимут Энерджи Сервисез», на периферийных частях соляной структуры Дараймола и площади Женгельды проведены сейсмические работы МОГТ-2Д и 3Д. По результатам выполненных работ построены структурные карты по III, V, VI отражающим горизонтам.

В 2006 г., согласно договору ТОО «Лигострейд Сервис» и ТОО «Азимут Энерджи Сервисез», проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2Д на площадях Тасым и Егиз. Работы выполнены с целью изучения особенностей геологического строения и выявления перспективных объектов в надсолевом и подсолевом комплексах отложений для поисков залежей углеводородного сырья. По результатам выполненных сейсморазведочных работ МОГТ-2Д построены структурные карты по отражающим горизонтам П₁, VI, V и III. Даны рекомендации на проведение дальнейших геологоразведочных работ.

Компанией ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» в 2006 г. проведены переобработка и переинтерпретация сейсмических данных 2Д, отработанных в 2005 году. Выполненными работами уточнено геологическое строение восточного крыла структуры Дараймола. Построены структурные карты по III, V и VI отражающим горизонтам.

В 2009 году Компания АО «Геостан» по договору ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» выполнила «Отчет о результатах сейсмических наземных работ 2Д и 3Д на участке «Атырау». В результате представлены структурные карты по III, V, VI, Т, Т₁ П₁, П₂, П₃ отражающим горизонтам в масштабе 1:100 000 [18].

В 2011 году Компания АО «Геостан» по договору ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» выполнила «Отчет о результатах сейсмических наземных работ 3Д на участке Кажигали и редакции структурных карт по наземным сейсмическим данным 2Д Южной части Атырауского блока». В результате работ построены структурные карты по III, V, VI, P₁, P_{2_c}, P_{2_d}, P₃ отражающим горизонтам в масштабе 1:50 000 [21].

В 2013 году Компанией АО «Азимут Энерджи Сервисез» по договору ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» на солянокупольной структуре Дараймола проведены сейсмические съемки 2Д и 3Д с целью поиска перспективных объектов в среднеюрских и среднетриасовых отложениях, осложняющих центральную часть и периферийные участки крыльев этой структуры.

В 2014 году АО «Геостан» по договору с ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» проведено переинтерпретация сейсмических данных 2Д и 3Д на структурах Дараймола Западная и Дараймола Восточная, Егиз Южный, Кажигали. По результатам работ по участкам Дараймола и Тасым-Егиз-Кажигали построены структурные карты в масштабе 1:50 000, характеризующим строение триасового и юрско-мелового комплексов отложений по отражающим горизонтам: Т₂ (кровля коллектора в среднем триасе), V (кровля триаса), IV (кровля горизонта в средней юре), III (подошва неокома) отражающих горизонтов. В результате подтверждены ранее представленные структурные построения, произведен ряд уточнений и выявлены новые перспективные объекты [26].

Для построения модели надсолевой толщи пород, АО «Геостан» обработаны и проинтерпретированы: 135 пог. км профилей 2Д на участке Дараймола Западная и 59,22 полнократных кв. км съёмки 3Д на участке Дараймола Восточная. В результате интерпретации данных сейсморазведки 2Д и 3Д с учетом геологической информации по району работ, была создана единая сейсмогеологическая модель толщи пород участков

исследований Дараймола Западная-Дараймола Восточная, представленная пятью структурными картами по надсолевым отражающим горизонтам III, IV, V, T₂, VI. Выявлены перспективные объекты в отложениях среднего триаса и средней юры и даны рекомендации на проведение буровых работ.

В 2015 году на надсолевой структуре Тасым компанией АО «Азимут Энерджи Сервисез» проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-2Д в объеме 293 пог. км. В 2016 году обработка, структурная интерпретация полевых материалов с использованием данных бурения проведена специалистами ТОО «Джиолоджикал Ассистэнс энд Сервисез ККО» (G.A.S) [29]. Обработка сейсмических данных выполнялась с использованием обрабатывающей системы «SeisSpace» (Landmark, Halliburton) и кластерного суперкомпьютера. Интерпретация геолого-геофизических материалов осуществлялась на графической рабочей станции DellPrecisionT5500 с использованием интерпретационной системы GeographixDiscovery компании Landmark. При корреляции сейсмических отражающих горизонтов применялся модуль SeisVision, а для картопостроения – модуль GeoAtlas.

Для выделения тектонических нарушений в программном пакете OpendText по 2Д сейсмическим профилям рассчитывался атрибут когерентности (Coherency). Сейсмическая инверсия выполнялась с помощью специализированных программных пакетов InterWell (2015 г.) и EasyTrace (2015 г.) компании WeicpFranlab (IFP). В результате построены структурные карты и карты изохрон по основным отражающим горизонтам. По всему участку был выполнен процесс инверсии, выявлены перспективные объекты для постановки бурения.

В 2017 г. специалисты ТОО «Reservoir Evaluation Services» (г.Алматы) на современных обрабатывающих интерпретационных системах выполнили переобработку сейсмических данных МОГТ-3Д (60 кв. км) по месторождению Дараймола Восточная с целью уточнения строения восточного склона купола и модели распространения нефтенасыщенных коллекторов в отложениях среднего триаса. В результате проведенной интегрированной интерпретации скважинных (4 скважины) и сейсмических данных, построены структурные карты по всем выделенным горизонтам надсолевой толщи, карты атрибутов, включая и атрибуты AVO, сейсмофаций и спектральной декомпозиции. На основе анализа выявлены аномалии, которые, вероятно, соответствуют нефтенасыщенным ловушкам в отложениях триаса и средней юры. Подсчет ресурсов УВ выполнен детерминистическим и вероятностным методами, даны оценка рисков и ранжирование объектов по степени перспективности, разработаны рекомендации на бурение оценочных скважин на предполагаемых залежах, определена очередность их бурения с выделением независимых и зависимых скважин в зависимости от результатов на различных стадиях бурения [25].

Виды, объемы, анализ и оценка геолого-геофизических исследований, выполненных на участке «Атырау» компанией ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент», подробно представлены в различных проектах разведочных и оценочных работ, согласно которым недропользователем выполнен значительный объем геологоразведочных работ, который позволил существенно детализировать геологическое строение и морфологию солянокупольных структур и повысить степень изученности контрактной территории.

В 2017 г. независимым экспертом А.А.Ибрагимовым была выполнена работа по обобщению и анализу имеющейся геолого-геофизической информации по подсолевому комплексу. По результатам выполненной работы выявлено несоответствие данных сейсмических работ 3Д 2011г. и 2014г. Для снижения риска неоптимального заложения независимой проектной скважины Тасым-2 экспертом рекомендовано проведение переобработки и переинтерпретации всех геолого-геофизических материалов с применением современных графов обработки, методики интегрированной интерпретации и седиментологических способов исследований по керну и ГИС.

В начале 2020 года специалистами ТОО «Geophysical Support Services» выполнена интегрированная интерпретация сейсмических данных МОГТ 2Д/3Д по площади Дараймола для изучения строения ловушек углеводородов и связанных с ними залежей в надсолевом комплексе отложений. По результатам интерпретации сейсмических данных 2Д по 20 профилям общей протяженностью 135 пог. км и 3Д съемки площадью 100 кв. км (2013 г.), выполненных в комплексе со скважинными данными, уточнена геологическая модель залежей месторождений Дараймола Западная и Дараймола Восточная. Построены структурные карты по III, V, VI отражающим горизонтам и структурные карты кровли продуктивных горизонтов по юрским и триасовым отложениям. Выявлены новые перспективные объекты, оценены их прогнозные ресурсы и даны рекомендации на продолжение геолого-геофизического изучения месторождения [27].

В начале 2021 года специалистами ТОО «Geophysical Support Services» выполнена работа по комплексной интерпретации сейсмических данных МОГТ 3Д/2Д с использованием скважинных данных на структурах Егиз Южный-Жира-Бериш, Женгельды Юго-Западный, Женгельды-Женгельды Западный. По результатам выполненных работ выявлены перспективные объекты, оценены их прогнозные ресурсы и даны рекомендации на постановку буровых работ [28].

Все указанные материалы послужили основой для проведения буровых работ на территории исследования.

Таким образом, геолого-геофизические исследования, выполненные в пределах участка Атырау, позволили детально изучить, преимущественно, наиболее приподнятые части солянокупольных структур и в настоящее время это направление нефтепоисковых работ в надсолевом комплексе должно быть продолжено. И дальнейшие разведочные работы должны быть связаны с поисками скоплений углеводородов над периферийными участками крыльев соляных куполов (средняя юра, триас) и в пермотриасовых структурах в условиях примыкания их к крутым склонам соляных ядер. Данное обстоятельство обусловило проведение настоящего анализа сейсмических материалов и результатов бурения скважин на контрактной территории с целью выделения наиболее перспективных объектов на надсолевых и подсолевых отложениях участка «Атырау».

В таблице 5.1 приведены виды и основные результаты геолого-геофизических исследований, выполненные на контрактной территории ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент».

Таблица 5.1 - Геолого-геофизическая изученность

№ п/п	Авторы отчета, год, наименование, организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследований	Подтверждаемость структуры глубоким бурением
1	2	3	4	5
Геологическая изученность				
1.	Донова Л.И. 1960г. «Результаты структурно – поискового бурения на структуре Теркобай II Макатского района Уральской области Каз ССР». «Западно-Казахстанское геологическое управление», г. Гурьев.	масштаб 1:50000	Составлены структурные карты по кровле меловых, юрских, триасовых и кунгурских отложений	Структура Теркобай II бурением подтвердилась. В 1959-1960 гг. пробурены скважины К-1, К-2, К-4, К-14
2.	Джумагалиев Т.Н. 1970г. «Геологический отчет результаты картировочных работ на структурах Жарсуат, Жанмурла, Жандалысор, Индерского района, Гурьевской области Казахской ССР» (картировочная партия №8 ГГПНЭ 1966-197г.г), г. Гурьев.	масштаб 1:50000	Составлены структурные карты по кровле меловых, юрских, триасовых и кунгурских отложений	В 1960-1962 гг. пробурены скважины Г-1, Г-3, Г-4, забой - 4500, 1530, 3200м, вскрытый горизонт - Р _{1к} . Структуры бурением подтвердились. В 1987-1988 гг. пробурены скважины Г-1, Г-2, Г-3, Г-4, Г-9, забой - 1035, 1130, 938, 2200, 1000 м, вскрытые горизонты - РТ и Р _{1к} . Структура Жандалысор бурением подтвердилась.
3.	Арысов Р.Н. 1977г. «Результаты структурно – поискового бурения на площади Бекшибай за 1976-1977г.г.». КПУ, ЦГЭ, г. Гурьев.	масштаб 1:25000	Составлены структурные карты по кровле меловых, юрских, триасовых и кунгурских отложений.	На структуре Бекшибай 1957-1958г. г пробурены скважины СП-1, СП-2. В 1976-1977г. г пробурены скважины СП-5, СП-6. Структура бурением подтвердилась.
4.	Арысов Р.Н., Баранова М.С. 1978г. «Результаты структурно - поискового бурения на площади Теркобай I, III», отчет, КПУ, ЦГЭ, г. Гурьев.	масштаб 1:50000	Составлены структурные карты по кровле меловых, юрских, триасовых и кунгурских отложений.	В 1977-1978 гг. пробурены скважины СП-9, СП-29 забой 828, 745м, вскрытый горизонт- Р _{1к} . Структура Теркобай-1 бурением подтвердилась.
5.	Уразалин К.А. 1988 г. «Отчет геологические результаты обработки материалов по площадям Каратал и Мынбай выведенным из глубокого бурения с отрицательными результатами (под проведения работ 1986-1988г.г)». Северо-Эмбинская нефтегазоразведочная экспедиция»	масштаб 1:50000	Составлены структурные карты по кровле меловых, юрских, триасовых и кунгурских отложений.	На структуре Каратал в 1986-1987 г.г пробурены поисковые скважины Г-16, Г-18, Г-17, Г-20 с глубиной – 1400, 3105, 1370, 1285 м, фактический горизонт – Р _{1к} . На структуре Мынбай в 1988 г пробурены скважины Г-1, Г-2, забой - 2000 м, фактический горизонт - Р _{1к} . Структуры Каратал и Мынбай бурением подтвердились.
6.	Уразалин К.А. 1989г. «Геологическая обработка материалов глубокого поискового бурения на площади Жандалысор, выведенного из глубокого бурения с отрицательным результатом». СЭНГРЭ,	масштаб 1: 50 000	Составлены структурные карты по кровле меловых, юрских, триасовых и кунгурских отложений.	В 1987-1988 г.г пробурены скважины Г-1, Г-2, Г-3, Г-4, Г-9, забой 1035, 1130, 938, 2200, 1000 м, вскрытые горизонты - РТ и Р _{1к} . Структура Жандалысор бурением подтвердилась.
7.	Коцанова М. 1990 г. «Отчет о результатах нефтегазопроискового бурения на площадях Бакланий Южный Оскенбай, Кажигали Карабатан проведенного в 1989-1990гг». СЭНГРЭ.	масштаб 1:50000	Составлены структурные карты по кровле меловых, юрских, триасовых и кунгурских отложений.	В 1989-1990 г.г поисковые скважины Г-1, Г-3, Г-7, Структура Кажигали бурением подтвердилась. В 1989 г пробурена скважина Г-2, фактическая глубина 1200м. Структура Бакланий Южный бурением подтвердилась.

8.	Кабдолов С.П. 1984г. «Геологический отчет «Результаты обработки материалов на площади Дараймола, выведенной из глубокого бурения с отрицательными результатами» ПГО «Гурьевнефтегазгеология» Прикаспийская нефтегазоразведочная экспедиция (ПНРЭ).	масштаб 1:50000	Составлены структурные карты по кровле меловых, юрских, триасовых и кунгурских отложений.	В 1975-1978гг. пробурены скважины Г-1, Г-2, Г-4, Г-5, Г-6, Г-3, Г-7, Г-8, фактический горизонт - кунгур, фактические глубины- 850, 950, 850, 830, 900, 2276, 1212, 1350 м в керне отмечены признаки нефти. Структура Дараймола бурением подтвердилась.
9.	Курбанова Б.Е. 1982г. «Геологические результаты обработки материалов по площади Бакланий Северный, выведенной из глубокого бурения с отрицательными результатами». Объединение «Гурьевнефтегазогеология», ПНРЭ, г. Гурьев	масштаб 1:50000	Составлены структурные карты по кровле меловых, юрских, триасовых и кунгурских отложений	В 1980-191гг. пробурены поисковые скважины Г-17, Г-18, Г-21, фактические глубины - 1800, 1650, 1751 м, фактический горизонт - триасовый. Структура Бакланий Северный бурением подтвердилась.
10.	Кабдолов С.Е. 1983г. «Геологические результаты обработки материалов по площадям Бекбай–Восточный-Байгелисор, выведенным из глубокого бурения с отрицательными результатами». ПНРЭ.	масштаб 1:50000	Составлены структурные карты по кровле меловых, юрских, триасовых и кунгурских отложений	На структуре Бекбай Вост в 1983г пробурена скважина Г-1, забой - 1560м, вскрытый горизонт - P _{1k} . В 1981-1982 гг на структуре Байгелисор пробурены скважины Г-3, Г-4, Г-5, Г-13, Г-14м, вскрытый горизонт- P _{1k} . Обе структуры подтверждены бурением.
11.	Кабдолов С.Е. 1983г. «Геологические результаты обработки материалов по площади Тасым – Егиз, выведенной из глубокого бурения с отрицательными результатами». ПНРЭ.	масштаб 1:50000	Составлены структурные карты по кровле меловых, юрских, триасовых и кунгурских отложений	На структуре Егиз в 1974г пробурены скважины Г-3, Г-10, забой - 1165, 1250 м, вскрытый горизонт - P _{1k} . На структуре Тасым в 1974г пробурены скважины Г-1, Г-2, забой - 1200, 1368 м, вскрытый горизонт - P _{1k} . Структуры Тасым и Егиз бурением подтвердились
12.	Кабдолов С.Е. 1984г. «Геологические результаты обработки материалов по площади Жыра-Бериш, выведенной из глубокого бурения с отрицательными результатами». ПНРЭ.	масштаб 1:50000	Составлены структурные карты по кровле меловых, юрских, триасовых и кунгурских отложений	В 1975г. пробурены скважины Г-1, Г-2, забой 765, 2800 м, вскрытый горизонт - P _{1k} . Структура Жыра-Бериш бурением подтвердилась.
Сейсмическая изученность				
13.	Коновалов М.М., Соломко С.А. 1977г. «Отчет о поисковых сейсмических исследованиях МОГТ на северном и северо-восточном крыльях купола Жандалысор, расположенного в Индерском районе Гурьевской области Каз.ССР» С42/76 «Гурьевнефтегазгеология». г. Гурьев.	МОГТ масштаб 1:200000	Составлены структурные карты по ОГ: ША, V, VI, PТ, Т, получено достаточно полное представление о геологическом строении солянокупольной структуры Жандалысор и прилегающих к ней межкупольных зон по надсолевым отложениям	Структура Жандалысор подтверждена бурением в 1987-1988 г.
14.	Подвысоцкая Г.Т. 1977г. «Отчет о проведении поисковых работ МОГТ в пределах западного, юго-западного крыльев купола Тасым и южного крыла купола Егиз, расположенных в Махамбетском районе Гурьевской области Каз ССР. С/п 40/76/77 «Гурьевская геофизическая экспедиция». г.Гурьев.	МОГТ масштаб 1:50000	Составлены структурные карты по Ш и V, VI, PТ отражающим горизонтам и глубинные разрезы.	Структуры Тасым и Егиз бурением подтвердились

15.	Алексеева А.П. 1978 г. «Отчет о проведении поисковых работ МОГТ в пределах юго-западного крыла и центрального блока северо-восточного крыла солянокупольной структуры Абыл Западный и площади к юго-западу от этой структуры, расположенных в Индерском районе Гурьевской области Каз ССР», с/п 40/77 гг. г.Гурьев.	МОГТ масштаб 1:100 000	Составлены структурные карты по отражающим горизонтам P ^{II} , P ₁ ^{II} , III, V, VI, PT, которые позволяют осветить геологическое строение надсолевых и кунгурских отложений.	В 1981-1982 г.г пробурена скважина Г-1. Структура Бекбай Вост бурением подтвердилась. В 1980-1981 г.г пробурена скважина Г-1 Структура Абыл Зап бурением подтвердилась. В 1981-1982 г.г пробурены скважины Г-3, Г-4, Г-5, Г-13, Г-14, Структура Байгелисор бурением подтвердилась.
16.	Салакпаев К.Р 1989г. «Отчет о результатах сейсморазведочных исследований МОГТ на площади левобережья р. Урал», с/п 13/85-87, ГГЭ, г. Гурьев.	МОГТ 2Д, масштаб 1: 50 000	Составлены структурные карты по III, V, VI, PT ¹ ?, PT ² ?, VI ¹ и П ₁ отражающим горизонтам.	В 1992-1993 г.г пробурены скважины Г-1, Г-2 Г-3, Г-5, забой 1755, 1180, 1180, 1118 м, вскрытый горизонт - P ₁ k. Структура Зеленый бурением подтвердилась.
17.	Дагистанов О.Д 1990 г. «Поисковые сейсмические исследования МОГТ в комплексе со структурным бурением» в пределах межкупольной зоны Куттыбай Камсактыколь – Дюсебек», с/п 16/87-90, ГГЭ, г.Гурьев,	МОГТ масштаб 1: 50 000	Составлены структурные карты по III, V, VI, PT ₁ , PT ₂ , PT ₃ отражающим горизонтам.	В 1961г пробурены скважины Г-1, Г-2, Г-4, забой- 960, 1339, 1125 м, вскрытый горизонт - PT. Структура Камсактыколь бурением подтвердилась.
18.	Салакпаев К.Р. 1990г. «Поисковые сейсморазведочные работы МОГТ на территории левобережья р. Урал с на площади, расположенной к северу от куполов Жаманиндер-Жандалысор и северо-востоку от куполов Тогыз-Дюсебек». С/п 13/88-90г. ГГЭ, Гурьев.	МОГТ масштаб 1:100 000	Составлены структурные карты по III, V, VI, PT и П ₁ отражающим горизонтам.	Структуры Жандалысор и Тогыз бурением подтверждены
19.	Салакпаев К.Р. 1991г. «Сейсморазведочные работы МОГТ на территории левобережья реки Урал с невзрывными источниками (вибраторами) за 1989-1991гг. (отчет с/п15/89-91г)» ГГЭ г. Гурьев.	МОГТ масштаб 1:100 000	Работами были охвачены надсолевые структуры Жарсуат, Зеленый, Дараймола, Акша, Байменке, Шонак и др. В результате были построены структурные карты по ОГ: VI, V, III.	Структура Бекбай Вост Абыл Зап Байгелисор и Зеленый бурением подтверждены.
20.	Салакпаев К.Р. 1993г. «Поисково-детальные сейсмические исследования МОГТ с вибраторами на территории левобережья р. Урал», отчет, с/п 13/91-93, АтГЭ, г. Атырау.	МОГТ масштаб 1: 50 000 1:100000	Составлены структурные карты по III, V, VI, PT ₁ отражающим горизонтам.	В 1990г. пробурена скважина П-1, забой 3882 м, вскрытый горизонт- PT. Структура Тогыз бурением подтвердилась.
21.	Жемчужников В.Г., Абдулкабиров А.А., Ибраева М.А. и др. 2009г. «Отчет о результатах сейсмических наземных работ 2Д и 3Д на участке «Атырау» ТОО «НорсКаспиан Ойл Девелопмент» и АО «Геостан». г.Алматы.	МОГТ 2Д и 3Д, масштаб 1:100 000	Составлены структурные карты по отражающим горизонтам III, V, VI. T, T ₁ П ₁ , П ₂ , П ₃ .	Уточнено строение структур на участке Атырау.
22.	Ибраева М.А., Катаева Т.Г. и др. 2011г. «Отчет о результатах сейсмических наземных работ 3Д на участке Кажигали и редакции структурных карт по наземным сейсмическим данным 2Д южной части Атырауского блока» ТОО «НорсКаспиан Ойл Девелопмент» и АО «Геостан» г. Алматы.	МОГТ 2Д и 3Д, масштаб 1:50 000	Составлены структурные карты по III, V, VI, P ₁ , P _{2_c} , P ₂ , P _{2_d} , P ₃ отражающим горизонтам.	Структура Кажигали подтверждена глубоким бурением.

23.	Пантюшев Ю.А., Катаева Т.Г. и др. 2014 г. «Отчёт по сейморазведочным работам 2Д и 3Д, проведённым в 2013г на площади блока Атырау» Атырауской области Республики Казахстан» АО «Геостан», г. Алматы.	МОГТ 2Д и 3Д, масштаб 1:50 000	По участкам Дараймола и Тасым-Егиз-Кажигали выявлены четыре объекта по ОГ IV в толще нижней и средней юры и один объект по ОГ ₂ в толще среднего триаса, в перелах которых рекомендовано бурение поисковых скважин.	Структуры Дараймола Западная, Дараймола Восточная, Егиз Южный, Кажигали подтверждены глубоким бурением.
24.	Сиражев А.Н, Шарубин Н.В. и др. 2016 г. Отчет «О результатах обработки и интерпретации сейморазведочных данных МОГТ 2Д на площади Тасым участка Атырау». ТОО «Джиолоджикал Ассистэнс энд Сервисез ККО». Алматы, 2016 г.	МОГТ 2Д, масштаб 1:50 000	По результатам выполненных работ построены структурные карты по основным III, IV, V, T ₂ , VI отражающим горизонтам. Выявлены ловушки с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.	Уточнено геологическое строение структуры Тасым. По выявленным перспективным объектам оценены перспективные ресурсы, рекомендовано бурение разведочных скважин
25.	Матлошинский Н.Г. 2017г. Отчет «О результатах переобработки сейсмических данных МОГТ 3Д и их интегрированной интерпретации по месторождению Дараймола Восточный для выполнения структурного построения восточного склона купола и модели распространения нефтенасыщенных коллекторов в отложениях среднего триаса», ТОО «RES», г. Алматы.	МОГТ-3Д, масштаб 1:50 000	Сейсмогеологическая модель купола Дараймола представлена структурными картами по отражающим горизонтам III, IV, V, T ₂ , VI, П ₁ , П ₂ , П ₃ . В толще нижней и средней юры выявлено четыре структурных объекта (по ОГ IV), в толще среднего триаса - один объект (по ОГ T ₂).	
26.	Панкратов В. Ф. 2020 г. Отчёт: «Интегрированная интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д по площади Дараймола для изучения строения ловушек углеводородов и связанных с ними залежей в надсолевом комплексе отложений». ТОО «Geophysical Support Services», г. Атырау	МОГТ 2Д и 3Д, масштаб 1:50 000	Выполнена комплексная интерпретация сейсмических 2Д/3Д данных на месторождениях Дараймола Западная и Дараймола Восточная. По результатам работ построены структурные карты основных опорных горизонтов в надсолевом комплексе (горизонты III, V, VI), структурные карты кровли продуктивных горизонтов в юрских и триасовых отложениях. Даны рекомендации	Выявлены новые перспективные объекты, оценены их прогнозные ресурсы и даны рекомендации на продолжение геолого-геофизического изучения поднятия Дараймола.
27.	Панкратов В. Ф. 2021 г. Отчёт: «Интегрированная интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д по площадям Егиз Южный, Жира-Бериш (восточное крыло) и МОГТ 2Д/3Д по площади Женгельды Западный для изучения строения потенциальных ловушек углеводородов в надсолевом комплексе отложений». ТОО «Geophysical Support Services», г. Атырау	МОГТ 2Д и 3Д, масштаб 1:50 000	Выполнена комплексная интерпретация сейсмических 2Д/3Д данных на участках Егиз Южный-Жира-Бериш, Женгельды Юго-Зап., Женгельды-Женгельды Зап. В результате построены структурные карты по III, V, VI ОГ структурные карты по дополнительным горизонтам в юрских и триасовых отложениях (III _a , III _b , T ₀ , T ₀ '). Выявлены новые перспективные объекты, оценены их прогнозные ресурсы и даны рекомендации на продолжение геолого-геофизического изучения.	Выявлены новые перспективные объекты, оценены их прогнозные ресурсы и даны рекомендации на продолжение геолого-геофизического изучения поднятия Дараймола.

5.2 Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых и разведочных работ

ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» в 2006-2013 годы проведены поисково-разведочные работы на участке Атырау согласно проектным документам, приведенным в таблице 4.3.2.

На этапе разведочных работ по поиску на надсолевых структурах пробурено 12 скважин - Е-1 (Егиз), Ж-Б-1 (Жира-Бериш), Б-1 (Бекшибай), Кж-1, Кж-3, Кж-4, Кж-14, Кж-5 (Кажигали), R-1, R-3 (Женгельды Западный), ДВ-1 (Дараймола Восточная) ДЗ-1 (Дараймола Западная) и 1 (одна) скважина ТЮВ-1 - на карбонатной платформе Тасым Юго-Восточный.

В разрезе скважины ДЗ-1, пробуренной в 2012 г., согласно «Проекту поисковых работ на структуре Дараймола Западная крыло...» в отложениях средней юры в интервале 125-167 м установлены четыре нефтяных пласта.

Согласно «Проекту геологоразведочных работ...» в 2011 г. была закончена бурением поисковая скважина ТЮВ-1, в разрезе которой выделены нефтегазонасыщенные интервалы, объединенные в два объекта опробования с преимущественно, карбонатными породами (6300-6782 м) и с, преимущественно, терригенными породами (6872-6982 м). При опробовании первого объекта (6872-6982 м) получен кратковременный приток газа и конденсата. Анализ отобранных устьевых проб газожидкостной смеси, выполненный в ТОО «Каспиймунайгаз», показал на преимущественное наличие конденсата плотностью 0,6628 г/см³.

По результатам проведенных геологоразведочных работ на участке Атырау ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» обратилось в Компетентный орган с извещением об обнаружении месторождения углеводородов в подсолевых отложениях и с заявкой на продление периода Разведки на контрактной территории для оценки данного обнаружения.

В декабре 2013 г. Недропользователь обратился в Компетентный орган с просьбой продлить срок действия Контракта до 28.12.2016 г.

- для возможности подготовки и строительства скважины глубиной 7300 м. - внести изменения в рабочую программу на 2014 год в связи с переносом бурения скважины глубиной 7300 м

- утверждения «Проекта оценки надсолевых отложений на блоке Атырау» (письма №108/12-13 от 24.12.2013г. и №72/10-14 от 09.10.2014 г).

Компетентный орган принял решение продлить период разведки для оценки по Контракту № 1077 от 28.12.2002 года сроком на 2 года до 28.12.2016г. (письмо МНГ РК № 07-04/21133 от 16.04.2014г, Протокол №4 от 11.04.2014 года).

Разведочные работы по оценке Недропользователем проводятся на основании следующих проектных документов, которые приведены в таблице 4.2.

На дату составления Настоящего проекта на участке «Атырау» на этапе разведочных работ по оценке пробурено:

- 14 (ДЗ-2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15) оценочных скважин на структуре Дараймола Западная;

- 6 (ДВ-2, 3, 4, 9, 21, 22) оценочных скважин на структуре Дараймола Восточная;

- 1 (Кж-6) оценочная скважина на структуре Кажигали;

- 2 (Тас- 1 и Тас-2) оценочных скважин на структуре Тасым.

В 2018 г. составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Дараймола Западная». По Протоколу ЦКРР РК № 6/14 от 20.12.2018 г. период пробной эксплуатации согласован до конца 2020 г. I объект эксплуатации - юрские горизонты J₂-I, II, III (скв. ДЗ-1, 2, 7, 8, 10-12 и 3 скв. ДЗ-31, 33, 34, пробуренные ППЭ); II объект – горизонт Т-I (скв. ДЗ-15, ДЗ-32, ППЭ). В том же году составлен Проект пробной эксплуатации месторождения Дараймола Восточная, бл. II, IIa (Протокол ЦКРР РК № 4/1 от 16.11.2018 г.). I объект эксплуатации –горизонт Т-I (скв. ДВ-4), II объект - горизонт Т-II (скв. ДВ-3 и 3 скважины (21, 22, 24), пробуренные ППЗ).

Таблица 5.2. - Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых и разведочных работ

№ № п/п	Проект предшествующего этапа разведочных работ на углеводороды	Дата утверждения	Количество проектных скважин	Проектная глубина (м), горизонт	Начало работ на площади	Результаты и состояние работ
			Количество пробуренных скважин	Фактическая глубина (м), горизонт	Окончание работ по данному проекту	
1	2	3	4	5	6	7
1.	Проект на проведение поисково-разведочных работ на структурах Егиз, Кажигали, Жира-Бериш, Бекшибай в пределах блока «Атырау» ТОО «Лигострейд Сервис», ТОО «КазНИГРИ», 2006 г.	Протокол № 148/2006 от 18.08.2006 г. заседания НТС ТУ «Запказнедра»	(Жира Бериш) R-1 R-1А (Бекшибай) R-2 R-2А R-2Б (Егиз) R -3, R -3 А, R -3 Б (Кажигали) R -4 R -4А R -4Б	1550, Т 1550, Т 1500, Т 1100, Т 1200, J, Т 1100, Т 1200, Т 1100, Т	Начало работ по проекту - 2006г	Из числа пробуренных скважин испытание проведено в скважинах Б-1 (Бекшибай), и Кж-1 (Кажигали). В скважине Кж-1(Кажигали) испытаны интервалы 836-834; 826-823; 802-796; 304-310 м, получены слабые притоки пластовой воды с пленкой нефти с суточным дебитом 0,05-0,08 м³/сут. В скважине Б-1(Бекшибай) в отобранных образцах керна признаки нефти в виде масляных пятен и слабого запаха встречены в интервале 1037-1042м. В отобранных образцах керна из скважины Ж-Б-1(Жира-Бериш) признаки нефти и газа в виде слабого запаха встречены в интервале 1127-1132 м. В скважине Кж-14 по данным ГИС в разрезе скважины были выделены водонасыщенные пласты в юрских и триасовых отложениях. Кж-1, Кж-3. Кж-14, Е-1, Б-1, Ж-Б-1, R-1, R-3 ликвидированы
			Е-1; Б-1; Ж-Б-1; Кж-1; Кж-3; Кж-14	939, P _{1k} 1550, P _{1k} 1400, P _{1k} 920, P _{1k} ; 1380, P _{1k} ; 1055, P _{1k}	Окончание работ по проекту - 2008 г.	
2.	Дополнение к Проекту поисково-разведочных работ на структурах Егиз, Кажигали, Жира-Бериш, Бекшибай в пределах блока «Атырау» (участок Женгельды Западный). ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» (НКОК), ТОО «КазНИГРИ». 2007 г.	Протокол № 262/2007 от 16.11.2007 г. заседания НТС ТУ «Запказнедра»	R-1, R-2, R-3, R-4, R-5	870, P _{1k} 1000, P _{1k} 900, P _{1k}	Начало работ по проекту - 2007г.	В разрезе скважины R-1 (Женгельды Западный) при испытании интервала 330-332 м получен приток пластовой воды без признаков нефти и газа.
			R-1, R-3	835, P _{1k} ; 815, P _{1k}	Окончание работ по проекту – 2008 г.	

1	2	3	4	5	6	7
3.	Проект геологоразведочных работ на участке Атырау, расположенном в Атырауской области РК». ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент», ТОО «АктюбНИГРИ». 2009 г.	Протокол № 280/2009 от 24.12.2009 г. заседания НТС ТУ «Запказнедра»	ТЮВ-1, ТЮВ-2, ТЮВ-3, Каж-1, Каж-2, Каж-3	6800, С ₂₊₃	Начала работ по проекту – 2010 г.	По данному проекту пробурена скважина ТЮВ-1 на структуре Тасым.
			ТЮВ-1	7050, С ₂	Начала работ по проекту – 2010 г.	
4.	Проект поисковых работ на структуре Дараймола Западное крыло участка «Атырау» в Атырауской области. ТОО «НКОД», ТОО «КазНИГРИ». 2012 г.	Протокол №30 от 12.12.2012г. ЦКРР	ДЗ-1, ДЗ-2, ДЗ-3, ДЗ-4, ДЗ-5, ДЗ-6	200, J	Начало работ по проекту - декабрь 2012 г.	Пробурена разведочная скважина ДЗ-1, в разрезе которой выявлены продуктивные горизонты в среднеюрских отложениях. Скважина ДЗ-1 на испытании
			ДЗ-1.	205, J ₁	Окончание работа по проекту - 2012г	
5.	Проект поисковых работ на структуре Дараймола Восточное крыло участка «Атырау» в Атырауской области. ТОО «НКОД», ТОО «КазНИГРИ». 2012г.	Протокол № 26 от 20.09.2012г. ЦКРР	ДВ-1, ДВ-2	1200, Т	Начало работ по проекту – 2012 г.	Поисковой скважиной ДВ-1 вскрыты триасовые и юрско-меловые отложения. Признаки УВ в разрезе скважины не обнаружены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
			ДВ-1	1204 J, Т	Окончание работы по проекту - 2013г году	
6.	Проект поисковых работ на площади Зелёный, расположенной в Атырауской области Республики Казахстан. ТОО «НКОД», ТОО «КазНИГРИ». 2012г.	Протокол №22 от 29-30.03. 2012г. ЦКРР	Восстановление скважины Г-5, №6, №7	950- 1100 J, Т	Начало работ по проекту - 2013 г.	Скважина Г-5 перфорирована в интервале 1078-1081 и 1052-1072 м. При испытании получен приток пластовой воды без признаков УВ. В связи с неполучением положительных результатов скв. №№6 и 7 не пробурены
			Скважина Г-5 восстановлена,	-	Окончание работ по проекту - 2013 г.	
7.	Дополнение № 2 к «Проекту поисково-разведочных работ на структурах Егиз, Кажигали, Жира-Бериш, Бекшибай в пределах блока Атырау» ТОО «НКОД», ТОО «КазНИГРИ» 2013г.	Протокол №18 от 14.08. 2013г. ЦКРР	Кж-4, Кж-5	1300, P _{1k}	Начало работ по проекту - 2013г.	В скважине Кж-4 отмечены признаки УВ в виде слабого запаха в песчаниках нижней юры и в известняках триаса. По данным ГИС в разрезе скважины были выделены нефтенасыщенные интервалы в юрских и триасовых отложениях, при последующем испытании которых получен приток воды с пленкой нефти с дебитом общей жидкости 19,4 м ³ . В скважине Кж-5 с отложений триаса при испытании методом свабирования получен приток нефти с газом. Дебит нефти составил 1,1 м ³ /сут, плотность - 0,81 г/см ³ . Скважины Кж-4 и Кж-5 ликвидированы
			Кж-4; Кж-5	1352, P _{1k} 1433,3, P _{1k}	Окончание работа по проекту - 2013 г.	

1	2	3	4	5	6	7
8.	Проект оценочных работ на карбонатной платформе Тасым участка Атырау. ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент», ТОО «АктюбНИГРИ». 2012 г.	Протокол ЦКРР №31 от 25.12.2012г. Письмо КГН МИ и НТ РК №17-04-1804 от 07.02.2013 г.	Т-2 Т-3 Т-4	7300 м, С ₂₊₃		
9.	Проект оценочных работ на надсолевые отложения участка Атырау. ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент», ТОО «КазНИГРИ». 2014 г.	Протокол № 45/19 от 07.02.2014г. Письмо КГН МИ и НТ РК №22-04-143-и от 10.04.2014 г.	ДЗ-2; ДЗ-3; ДЗ-4; ДЗ-5; ДЗ-6; ДЗ-7; ДЗ-8; ДЗ-9; ДЗ-10; ДЗ-11, ДЗ-12; ДЗ-13, ДЗ-14, ДЗ-15 ДВ-2, ДВ-3, ДВ-4	350, P _{1k} ; 200, J 200, J; 200, T 300, P _{1k} ; 200, J 200, J ₁ ; 230, J 200, J; 200, J; 200, T; 250, J 250, J; 500, T 1250, P _{1k} ; 1300, P _{1k} 1200, P _{1k}	Начало работ по проекту - 2013г	На структуре Дараймола Западная пробурено 14 (ДЗ-2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15) скважин. В испытании находятся скважины: ДЗ-2, ДЗ-7, ДЗ-8, ДЗ-10, ДЗ-11, ДЗ-15; в консервации - ДЗ-3, ДЗ-6, ДЗ-9, ДЗ-12; ликвидированы – ДЗ-4, ДЗ-5, ДЗ-13; нагнетательная - ДЗ-14. На структуре Дараймола Восточная пробурено три (ДВ-2,3,4) скважины. Из них ликвидирована скважина - ДВ-2; в испытании - ДВ-3, в консервации - ДВ-4.
			ДЗ-2, ДЗ-6 ДЗ-3, ДЗ-4, ДЗ-5, ДЗ-7 ДЗ-8, ДЗ-9, ДЗ-10, ДЗ-11, ДЗ-12, ДЗ-13, ДЗ-14, ДЗ-15 ДВ-2, ДВ-3, ДВ-4	365, P _{1k} ; 203, J ₁ 200, J ₁ ; 361, P _{1k} 240, J ₁ ; 204, J ₁ 324, T; 230, J ₁ 206, J ₁ ; 300, T ₃ 404, 236, J ₁ ; 502, T; 1154, P _{1k} ; 1228, P _{1k} 1284, P _{1k}	Окончание работ по проекту – 2014 г.	
10.	Дополнение № 1 к «Проекту оценочных работ на надсолевые отложения участка Атырау». ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент», ТОО «КазНИГРИ». 2014г.	Протокол №49/28 11.07.2014г ЦКРР Письмо КГН МИ и Р РК №22-04/4022-КНГ от 10.09.2014 г.	Тас-1, Тас-2, Тас-3 Кж-6, Кж-7, Кж-8 ЕЮ-1, ЕЮ-2	350, P _{1k} 1450, P _{1k} 703, P _{1k} 1450 P _{1k} 1500, P _{1k}	Начало работ по проекту – 2014 г.	2014 году на структуре Тасым пробурены две скважины – Тас-1 и Тас-2. В эксплуатационной колонне скважины Тас-2 испытаны 4 объекта, из которых получены нефть с водой. В том же году на структуре Кажигали пробурена скважина Кж-6. В образцах керна присутствовали признаки УВ в виде слабого запаха, по данным ГИС в разрезе скважины выделены интервалы как возможно нефтенасыщенные. Скважины Тас-1, Тас-2 и Кж-6 ликвидированы по геологическим причинам.
			Тас-1; Тас-2; Кж-6	350, P _{1k} ; ,400, T; 1370, P _{1k}	Окончание работ по проекту – 2014 г.	

1	2	3	4	5	6	7
11.	Дополнение № 3 к «Проекту оценочных работ на надсолевые отложения участка Атырау (месторождение Дараймола Восточная)». ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент», ТОО «КазНИГРИ». 2015г.	Протокол №61/30 17.07.2015г. ЦКРР	ДВ-5, ДВ-6	1450, P _{1k}	Начала работ по проекту - 2015 г.	По данному Проекту проектные скважины ДВ-5 и ДВ-6 не пробурены
			-	-	-	
12	Дополнение № 2 к «Проекту оценочных работ на надсолевые отложения участка Атырау». ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент», ТОО «КазНИГРИ». 2018г	Протокол №5/13 16.05.2018 г. ЦКРР Письмо КГН №27-5-899-И от 06.06.2018г.	ДВ-7, ДВ-13, ДВ-8, ДВ-14, ДВ-9, ДВ-15, ДВ-10, ДВ-11, ДВ-12 ДЗ-16, ДЗ-17, ДЗ-18, ДЗ-19 Ак-1 Бк-1 Тас-4, Тас-7, Тас-5, Тас-8, Тас-6	900, P _{1k} 1100, P _{1k} ; 1200, P _{1k} ; 800, P _{1k} 1500, P _{1k} ; 1350, P _{1k} 1200, P _{1k} ; 600, P _{1k} ; 1550, P _{1k} 1200, P _{1k} 450, P _{1k} 1050, P _{1k} 500, P _{1k}	Начала работ по проекту – 2019 г.	По данному проекту пробурена скважина ДВ-9 на структуре Дараймола Восточная
			ДВ-9			
13	«Дополнение № 1 к Проекту оценочных работ на карбонатной платформе Тасым участка Атырау». ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент», ТОО «АктюбНИГРИ». 2018 г	письмо КГН МИиР РК № 27-5-1070-И от 04.07.2018 г., протокол ЦКРР № 5/13 от 24.06.2018 г.	Переинтерпретация и переобработка сейсморазведочных работ		Начала работ по проекту – 2018 г.	
14	Проект разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау», ТОО «КазНИГРИ», 2022 г	Протокол ЦКРР РК №29/1 от 28.07.2022 г	R-3 Тас-4 R-3a R-3b R-4 ДВ-10 ДВ-11 ДЗ-18 ДЗ-20 ДЗ-19 ER-1	2000, T 450, P _{1kg} 1500, T 1900, P _{1kg} 1600, P _{1kg} 600, P _{1kg} 1500, P _{1kg} 420, P _{1kg} 400, P _{1kg} 350, P _{1kg} 1700, T	Начала работ по проекту – 2022 г.	

			R-1 R-2 ER-2 ER-3 Тас-3 Тас-5 ТЮВ-2	1140, P ₁ kg 1150, P ₁ kg 1500, P ₁ kg 1500, P ₁ kg 450, P ₁ kg 500, P ₁ kg 7500, C-D		
			-	-		
15	Информационный отчет «Авторский надзор за реализацией Проект разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау», ТОО «КазНИГРИ», 2024 г		ЖЮЗ-1 ЖЮЗ-2 ЖЮЗ-5 ЖЮЗ-3 ЖЮЗ-4 Бай-1 Бай-2 Бай-3 Бай-4 Бай-5 Бай-6 Бек-2 Бек-3 ЕЮ-2 ЕЮ-3 Тас-3 Тас-5 ТЮВ-2	1350, P ₁ kg 1100, T 1100, T 1100, T 1350, P ₁ kg 600, P ₁ kg 1350, P ₁ kg 1100, P ₁ kg 600, P ₁ kg 1100, P ₁ kg 1350, P ₁ kg 1250, P ₁ kg 1250, P ₁ kg 1350, P ₁ kg 1350, P ₁ kg 450, P ₁ kg 500, P ₁ kg 7500, C-D	Начала работ по проекту – 2024 г.	
			ЖЮЗ-1 ЖЮЗ-2 ЖЮЗ-4	1480,53, P ₁ kg 1320,5, T 1500, T	2024	

5.3 Изученность глубоким бурением

Основные объемы поисково-разведочного бурения на территории участка «Атырау» в большинстве случаев были сосредоточены в наиболее приподнятых и, следовательно, наиболее доступных участках сводов солянокупольных структур.

В 1960-1962 гг. на структуре Камсактыколь пробурены скважины Г-1 и Г-2 (северо-восточное крыло), Г-4 (юго-западное крыло). Скважины Г-1 и Г-4 бурением остановлены в соленосных отложениях, скважина Г-2 – в пермотриасовых отложениях. В процессе бурения скважин нефтегазопроявлений не наблюдалось. В образцах пород, поднятых колонковым буром и боковым грунтоносом, признаки нефти отсутствовали. По электрорадиокаротажным работам горизонты, заслуживающие испытания на приток нефти, не выделены.

В 1972-1975 гг. на структурах Жира-Бериш, Тасым, Егиз, Яманка начато глубокое поисковое бурение. На юго-западном крыле структуры Тасым пробурены скважины Г-1, Г-2, на северном крыле структуры Егиз – Г-3, Г-10. На юго-восточном крыле структуры Жира-Бериш – Г-1, Г-2, на структуре Яманка – Г-1, Г-8 и Г-9 (северное крыло), Г-8 и Г-13 (восточное крыло). Структуры Бекшибай, Теркобай I и Теркобай II изучены структурно-поисковым бурением

Все скважины прошли надсолевые отложения, вскрыли соль и ликвидированы с отрицательными результатами.

В 1987-1988 гг на структуре Жандалысор пробурены 5 глубоких поисковых скважин. Из них на северо-восточном крыле - скважины Г-1, Г-3, Г-4, на северном крыле – скважина Г-2 и на юго-западном крыле – скважина Г-9.

Всеми пробуренными скважинами на забое вскрыты кунгурские отложения нижней перми. Все скважины ликвидированы по геологическим причинам.

В 1989-1990 гг на структуре Кажигали пробурены четыре (№№ 1, 2, 3, 7) поисковые скважины, на структуре Оскенбай – скважина Г-4, на структуре Бакланий Южный – скважины Г-1 и Г-2. Все скважины ликвидированы по геологическим причинам.

В 1992-1993 гг на структуре Зеленый пробурены четыре поисковые скважины: №№1, 2, 3, 5. Из них три скважины (Г-1, 2, 3) ликвидированы по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

В скважине Г-5, пробуренной в южной части северо-восточного крыла, при забое 1097 м отмечено нефтегазопроявление в виде пленок нефти в циркулирующем растворе. По результатам комплексной интерпретации материалов ГИС к испытанию рекомендованы интервалы: 1052-1072 м – на приток нефти и газа и 947-955 м – на возможный приток воды с целью изучения гидрогеологических условий и ее химического состава. В скважине №5 спущена эксплуатационная колонна, но испытание не проводилось. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

С 1997 по 2000 гг. компанией «Ферст Интернейшнл Ойл Корпорейшн» (ФИОК) были проанализированы все доступные геолого-геофизические материалы по лицензионному блоку Атырау, в результате которых были переобработаны материалы сейсмических профильных исследований. По результатам этих работ построены структурные карты по надсолевым отражающим горизонтам по всему блоку и рекомендован для постановки поискового бурения локальный объект Егиз Южный.

Скважина FX-1 Егиз Южный пробурена в 1999 году. Согласно проекту, скважина на глубине 1400 м должна была вскрыть соль, однако, на глубине 1425 м ею вскрыты красноцветные отложения нижнего триаса. С целью проверки наличия соляного склона ниже проектной отметки, было произведено углубление скважины до глубины 1523м, но скважина не вышла из отложений нижнего триаса.

С 2006 года ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» проводит поисково-разведочное бурение на потенциально перспективных объектах на территории участка Атырау.

Поисково-разведочные работы на надсолевые отложения участка «Атырау» проводились в соответствии с «Проектом поисково-разведочных работ на структурах Кажигали, Егиз, Жира-Бериш, Бекшибай в пределах блока «Атырау». Проектом предусматривалось бурение 11-ти поисковых скважин глубиной 1000-1550 м с целью поисков залежей углеводородов в юрско-меловых и триасовых отложениях. Из них 4 скважины - независимые и 7 скважин – зависимые [19].

В 2006-2007 гг. по данному проекту пробурены 4 скважины со вскрытием кунгурских отложений: Кж-1 (Кажигали) с забоем 920 м; Е-1 (Егиз) с забоем 939 м; Б-1 (Бекшибай) с забоем 1560 м; ЖБ-1 (Жира-Бериш) с забоем 1132 м. В процессе бурения скважины Кж-1 отмечались небольшие нефтепроявления в меловых отложениях. Скважины Кж-1 (Кажигали), Е-1 (Егиз) и Б-1 (Бекшибай), ЖБ-1 (Жира-Бериш) ликвидированы по геологическим причинам.

В 2007 году составлено Дополнение к «Проекту поисково-разведочных работ на структурах Кажигали, Егиз, Жира-Бериш, Бекшибай в пределах блока «Атырау», в котором было предусмотрено бурение пяти поисковых скважин (R-1, R-2, R-3, R-4 и R-5) глубиной 870-1000 м на структуре Женгельды Западный [31]. По данному проекту пробурены скважины R-1(2007г) и R-3 (2008г). Обе скважины ликвидированы по геологическим причинам.

В 2012 г. составлен «Проект поисковых работ на структуре Дараймола Западное крыло участка «Атырау», где предусматривалось бурение трех независимых (ДЗ-1, ДЗ-2 и ДЗ-3) и трех зависимых (ДЗ-4, ДЗ-5 и ДЗ-6) скважин [32].

Данным проектом в декабре 2012 года на своде поднятия Дараймола (Дараймола Западное крыло) была пробурена разведочная скважина ДЗ-1, где в интервале 125-167 м установлены четыре нефтяных пласта в отложениях средней юры.

В том же году составлен «Проект поисковых работ на структуре Дараймола Восточное крыло участка «Атырау» в Атырауской области» [33]. Проектом было обосновано бурение одной независимой поисковой скважины ДВ-1 и зависимой скважины ДВ-2. В сентябре-октябре 2012 года по этому проекту на восточном блоке восточного крыла структуры пробурена скважина ДВ-1. Скважиной вскрыты триасовые и юрско-меловые отложения. Забой скважины - 1204 м, горизонт на забое - нижний триас. Признаки УВ в разрезе скважины не обнаружены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

«Проектом поисковых работ на площади Зеленый, расположенной в Атырауской области РК», составленным в 2012 г, было запроектировано восстановление ранее пробуренной скважины Г-5 и бурение двух скважин, зависимых от результатов испытания скважины Г-5.

В 2010 г. в скважине Г-5 проведены восстановительные работы. В 2011 году в восстановленной скважине Г-5 после проведения ГИС и определения технического состояния было принято решение на перфорацию и испытание скважины.

Скважина Г-5 перфорирована в интервале 1078-1081 и 1052-1072 м. При испытании нижнего объекта в интервале 1078-1087 м получен незначительный приток жидкости путем в объеме $0,5 \text{ м}^3$ с удельным весом $0,85-1,0 \text{ г/см}^3$. При испытании верхнего объекта в интервале 1052-1087 м был получен приток пластовой воды в объеме 30 м^3 с удельным весом $1,21 \text{ г/см}^3$. В связи с неполучением притоков нефти, скважина Г-5 ликвидирована.

Согласно «Проекту геологоразведочных работ...», в 2010 г. была пробурена скважина ТЮВ-1, которая выявила продуктивные горизонты в нижнепермских и каменноугольных отложениях. На основании данных, полученных при проведении ВСП, в скважине ТЮВ-1 выполнена переобработка и переинтерпретация материалов сейсморазведки 3Д, что позволило подтвердить в южной части участка Атырау карбонатную платформу, в пределах которой расположены локальные структуры, в своде одной из которых и пробурена скважина ТЮВ-1.

По результатам выполненных исследований ГИС, ГТИ, анализу шлама и керн в поисковой скважине ТЮВ-1 выделены нефтегазонасыщенные интервалы, которые были

объединены в два объекта опробования - с преимущественно карбонатными породами (6300-6782 м) и, с преимущественно, терригенными породами (6872-6982 м). При опробовании первого объекта (6872-6982 м) получен кратковременный приток газа и конденсата. Однако, вследствие выхода из строя внутрискважинного испытательного оборудования и последовавшего смятия обсадной колонны, было невозможно провести необходимые исследования и испытать второй объект. Анализ отобранных устьевых проб газожидкостной смеси из скважины ТЮВ-1, выполненный в ТОО «Каспиймунайгаз», показал на преимущественное наличие конденсата плотностью 0,6628 г/см³, в составе которого преобладают гексаны, гептаны, октаны и пентан, при низком содержании серы – 0,004 %. В настоящее время скважина находится во временной консервации.

В 2012 году ТОО «АктюбНИГРИ» составлен «Проект оценочных работ на карбонатной платформе Тасым участка «Атырау» с целью уточнения геологического строения всей карбонатной платформы, а также получения дополнительной информации, необходимой для полной и комплексной оценки запасов. В рамках проекта предусматривалось проведение сейсморазведочных работ 3Д в объеме 480 кв. км и бурение трех скважин: одной независимой Тасым-2 и двух зависимых Тасым-3 и Тасым-4.

В 2013 г. составлено Дополнение № 2 к «Проекту поисково-разведочных работ на структурах Кажигали, Егиз, Жира-Бериш, Бекшибай в пределах блока «Атырау». В проекте предусматривалось бурение двух скважин Кж-4 и Кж-5 проектной глубиной 1300 м с целью поисков залежей нефти в нижнеюрских и триасовых отложениях.

В пробуренной скважине Кж-4 признаки УВ отмечены в виде слабого запаха в песчаниках нижней юры и в известняках триаса. По данным ГИС в разрезе скважины были выделены нефтенасыщенные интервалы: 1118-1120 м, 1142-1151 м, 1229-1233 м, 1251-1254 м 1272-1280 м в юрских и триасовых отложениях, при последующем испытании которых получен приток воды с пленкой нефти с дебитом общей жидкости 19,4 м³

В скважине Кж-5 м из интервала 1334-1364 (триас) при испытании методом свабирования получен приток нефти с газом. Дебит нефти составил 1,1 м³/сут, плотность ее - 0,81 г/см³. Из интервалов 1330-1334 м, 1364-1380 м, 1306-1310 м, 1296-1302 м, 1284-1292 м при испытании получен слабый приток воды с пленкой нефти.

Скважины Кж-4 и Кж-5 ликвидированы по геологическим причинам.

В конце 2013 г. Недропользователь обратился в Компетентный орган с просьбой продлить срок действия Контракта до 28.12.2016 г. для возможности подготовки и строительства скважины глубиной 7300м и, в связи с переносом бурения этой скважины, внести изменения в рабочую программу.

В 2014 г разработан и утвержден Компетентным органом «Проект оценки надсолевых отложений на блоке Атырау». При рассмотрении проекта на ЦКРР РК было принято решение продлить период разведки для оценки по Контракту № 1077 от 28.12.2002 года сроком на 2 года до 28.12.2016г. (Протокол №4 от 11.04.2014 г, письмо МНГ РК № 07-04/21133 от 16.04.2014г).

В том же году ТОО «КазНИГРИ» составлен «Проект оценочных работ на надсолевые отложения участка Атырау», которым было предусмотрено на структурах Дараймола Центральный свод (площадь Дараймола Западная) и Дараймола Восточное крыло (площадь Дараймола Восточная) проведение оценочных работ с целью уточнения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности среднеюрских и триасовых отложений. Проектом предусматривалось бурение 17 скважин: 14 – на структуре Дараймола Центральный свод (Западное крыло) и 3 – на структуре Дараймола Восточное крыло.

По данному проекту пробурены 14 (№№ ДЗ-2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14,15) скважин на структуре Дараймола Западная и три (№№ ДВ-2,3,4) - на структуре Дараймола Восточная. В результате бурения поисковых и оценочных скважин выявлены и разведаны залежи нефти на структурах Дараймола Западная и Дараймола Восточная.

В 2014 г специалисты ТОО «Болашак Мунай» выполнили оперативный подсчет запасов месторождения Дараймола Западная, а в 2015 г. ТОО «СМАРТ Инжиниринг» - оперативный подсчет запасов месторождения Дараймола Восточная.

В настоящее время оба месторождения находятся в консервации. В марте месяце между ТОО «БТ-мұнай» и Компетентным органом за гос. рег.№ 5440-УВС от 5 марта 2025 года заключён Контракт на добычу углеводородов на месторождении Дараймола Западная, и Контракт на добычу углеводородов на месторождении Дараймола Восточная гос. рег.№ 5441-УВС от 5 марта 2025 года. До окончания работ по составлению и утверждению Проектов разработки оба месторождения находятся во временной консервации.

Дополнением № 1 к «Проекту оценочных работ...», составленным в 2014 г, предусмотрено бурение 8 оценочных скважин на структурах: Тасым (Тас-1, Тас-2, Тас-3), Егиз Южный (ЕЮ-1, ЕЮ-2), Кажигали (Кж-6, Кж-7, Кж-8).

В 2014 году на структуре Тасым пробурены две скважины – Тас-1 и Тас-2. В результате интерпретации геофизического материала в разрезе скважины Тас-1 продуктивные нефтенасыщенные коллектора не выявлены. В эксплуатационной колонне скважины Тас-2 испытаны 4 объекта, из которых получены нефть с водой. Обе скважины ликвидированы по геологическим причинам.

В том же году на структуре Кажигали с целью выяснения перспектив и оценки залежи нефти в среднетриасовых отложениях в пределах структурно-седиментационной ловушки, из трех скважин пробурена только скважина Кж-6. В процессе бурения скважины Кж-6 признаки нефти и газа не отмечены, отобрано 14 образцов керна, шлам отбирался по всему стволу. В образцах керна присутствовали признаки УВ в виде слабого запаха, по данным ГИС в разрезе скважины выделены интервалы как возможно нефтенасыщенные. При испытании двух объектов, выделенных по данным, ГИС, притоки не получены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

В 2015 г. составлено Дополнение № 3 к «Проекту оценочных работ...», которым на месторождении Дараймола Восточная предусматривалось бурение двух оценочных скважин - ДВ-5 и ДВ-6 с целью выявления и оценки залежей в средне-верхнетриасовых отложениях на блоке V. По данному проекту проектные скважины не пробурены.

В 2017-2018 г.г на месторождении Дараймола Восточная по проекту пробной эксплуатации пробурены скважины ДВ-21 и ДВ-22.

В 2018 г. ТОО «КазНИГРИ» составлено Дополнение № 2 к «Проекту оценочных работ на надсолевые отложения участка «Атырау». Данным проектом с целью оценки залежей углеводородов в среднеюрских и триасовых отложениях предусмотрено бурение 20 оценочных (9 независимых и 11 зависимых) скважин.

В августе 2019 г, согласно Дополнению № 2, на структуре Дараймола Восточная пробурена скважина ДВ-9, законченная бурением в октябре 2019 года при забое 745 м.

В 2022 году ТОО «КазНИГРИ» составлен «Проект разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке Атырау». Данным Проектом предусмотрено бурение 18 скважин на структурах Дараймола Западная, Дараймола Восточная, Жира-Бериш, Егиз Южный, Женгельды Юго-Западный, Тасым (надсолевой), Тасым (подсолевой).

В связи с приходом в 2023 г нового недропользователя ТОО «БТ-мұнай» были проанализированы результаты всех ранее выполненных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д и 3Д. В результате пересмотрена перспективность структуры Жира-Бериш, Жынғылды Юго-Западный, Егиз Южный в отношении нефтегазоносности и принято решение о корректировке местоположения и графика бурения проектных скважин.

Связи с этим, в 2024 году ТОО «КазНИГРИ» составлен Информационный отчет «Авторский надзор...» к проекту, в рамках которого был рекомендован перенос объема работ с малоперспективных объектов на более перспективные объекты, расположенных на структурах Байменке-Байменке Южный, Жынғылды Юго-Западный, Бекшибай, Егиз Южный, Тасым и Тасым Ю-В без уменьшения общего количества скважин.

В том же году согласно действующему Проекту [38] и Информационного отчета «Авторский надзор...» [39] на структуре Жынгылды Юго-Западный пробурены 3 скважины (ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-2, ЖЮЗ-4).

Независимая разведочная скважина №ЖЮЗ-1 проектировалась в пределах контрактной территории участка «Атырау» на структуре Жынгылды Юго-Западный.

Скважина ЖЮЗ-1 закладывалась в пределах ловушки по триасовому горизонту с целью разведки залежи нефти и газа в юрских и триасовых отложениях на пересечении сейсмических профилей XLine 579 InLine 2532.

Скважина №ЖЮЗ-1 была начата бурением 30 августа 2024 года в соответствии с групповым техническим проектом на строительство скважины, составленным ТОО «КазНИГРИ». При этом фактический забой скважины составил 1480,53 м.

В процессе бурения проявления в шламе наблюдались признаки люминесценции, однако керном вскрытый разрез не охарактеризован, ввиду отказа от отбора керна связанного с осложнениями ствола скважины, обвалом стенок, возможным искривлением / кривизной, очень частых затяжек и посадок инструмента.

Фактические разрез скважины: неоген-четвертичные – 60 м, верхний мел – 616 м, нижний мел – 837 м, верхняя юра – 962 м, средняя юра – 1236 м, нижняя юра – 1310 м, средний триас – 1465 м, нижняя пермь – 1480 м.

По завершению бурения произведен отбор боковых грунтов сверлящим грунтоносом из глубин 1295м, 1358,5м, 1360,5м, 1331м, 1332м, 1333м, 1335м, 1362м, 1373м, 1375м, 1377м, 1403м, 1407м, 1408м, 1409м, 1410м, 1411м, 1412м, 1413м, 1414м, 1415м, всего 21 образец.

По результатам люминесцентно-битуминологического анализа отобранных боковых грунтах среднего триаса отмечены признаки нефти в виде запаха в образцах с глубин 1331м, 1333м, 1335м, 1358,5м, 1360,5м, 1362м, 1373м, 1377м, 1403м, 1408м, 1409м, 1410м, 1411м, 1412м, 1413м, 1414м, 1415м.

В скважине был выполнен полный комплекс ГИС. По результатам комплексной интерпретации данных ГИС и геолого-технологических исследований, принято решение о спуске 168 мм эксплуатационной колонны с целью опробования перспективных объектов.

При опробывании первого объекта инт. 1403-1414 м был получен приток безводной нефти дебитом 15 м³ сутки. Была отобрана поверхностная проба нефти. Проведен лабораторный анализ по определению физико-химических свойств поверхностной пробы нефти со скважины ЖЮЗ-1. Образцы отобранного бокового грунта переданы для стандартного и специального исследований в лабораторию ТОО «Stratum CER».

Разведочная скважина ЖЮЗ-4, зависимая от результатов бурения скважины ЖЮЗ-1, проектировалась в пределах ловушки в своде по горизонту Т на пересечении профилей XLine 594 InLine 2513 структуры Жынгылды Юго-Западный с целью прослеживания и оконтуривания залежей, прогнозируемых в разрезе скважины ЖЮЗ-1.

Скважина была начата бурением 13 октября 2024 года в соответствии с групповым техническим проектом на строительство скважины, составленным ТОО «КазНИГРИ». Проектная глубина – 1500 м, проектный горизонт - нижняя пермь.

До проектного забоя скважина пробурена с соблюдением проектных параметров.

В скважине ЖЮЗ-4 выполнен промежуточный каротаж в интервале 0-398м, полный комплекс ГИС в интервале 386,7-1500м.

Фактические разрез скважины: неоген-четвертичные – 60 м, нижний мел – 850,7 м, верхняя юра – 947,4 м, средняя юра – 1053,4 м, нижняя юра – 1316 м, средний триас – 1500 м (забой).

В процессе бурения отмечались проявления нефти и газа. Отобран керн в триасовых отложениях (1334-1339 м, 1368-1377 м, 1406-1415 м, 1415-1424 м). Отобранный керновый материал передан для стандартного и специального исследований в лабораторию ТОО «Stratum CER».

По результатам комплексной интерпретации данных ГИС и геолого-технологических исследований, принято решение провести опробование следующего перспективного объекта: интервал 1411-1419 метров (8 м) для чего был произведен спуск 168мм эксплуатационной колонны.

Перфорация интервала 1411-1419 м проведена на НКТ с применением депрессионного переводника. При опробовании объекта был получен приток нефти дебитом 8 м³/сутки.

Ввиду истечения срока действия контракта на недропользование 24 декабря 2024 года, работы по опробованию скважин ЖЮЗ-1 и ЖЮЗ-4 были приостановлены. В 2025 году после заключения Дополнения №16 к Контракту №1077 и подготовки Дополнения 1 к «Проекту разведочных...» Товариществом запланированы работы по проведению полного комплекса исследований, включая работы по гидродинамическому исследованию скважин, отбору и анализу глубинных проб.

Независимая скважина ЖЮЗ-2 закладывалась на пересечении профилей XLine 573 и InLine 2511 с целью разведки залежи нефти в юрских отложениях.

Скважина была начата бурением 27 октября 2024 года в соответствии с групповым техническим проектом на строительство скважины, составленным ТОО «КазНИГРИ». Проектная глубина – 1350 м, проектный горизонт - триас.

Скважина пробурена до глубины 1320,5 метра с соблюдением проектных параметров.

В процессе бурения интервала 1250-1255 м в шламе наблюдались признаки люминесценции ЛБА-2, с глубины 1255 м был произведен отбор керна. В поднятом керне признаки УВ не наблюдались.

В скважине ЖЮЗ-2 выполнен промежуточный каротаж в интервале 0-401,2м, полный комплекс ГИС в интервале 399-1320 м. По заключению ГИС во вскрытой части разреза скважины выделенные пласты-коллекторы не представляют промышленного интереса из-за остаточного характера запасов. В связи с чем скважина ликвидирована по геологическим причинам.

В таблицах 5.3.1 и 5.3.2 показана изученность глубоким бурением участка «Атырау».

Таблица 5.3.1 Изученность глубоким бурением до 2006 г.

№ № 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	2	3	4	5	6	7
Жандалысор						
1.	Г-1	поисковая	<u>1035</u> P _{1k}	-12,31	17.07.1987	Ликвидирована
2.	Г-2	поисковая	<u>1130</u> P _{1k}	-7,07	29.02.1988	Ликвидирована
3.	Г-3	поисковая	<u>938</u> P _{1k}	-9,87	21.08.1988	Ликвидирована
4.	Г-4	поисковая	<u>2200</u> P _{1k}	-9,94	7.12.1987	Ликвидирована
5.	Г-9	поисковая	<u>1000</u> P _{1k}	-7,94	15.04.1988	Ликвидирована
Тасым						
6.	Г-1	поисковая	<u>1200</u> P _{1k}	-24(-17,4)	18.06.1974	Ликвидирована
7.	Г-2	поисковая	<u>1368</u> P _{1k}	-22(-11,75)	05.09.1974	Ликвидирована
Егиз						
8.	Г-3	поисковая	<u>1165</u>	-19,28	25.07.1974	Ликвидирована

			P_{1k}			
9.	Г-10	поисковая	$\frac{1250}{P_{1k}}$	-20,63	15.10.1974	Ликвидирована
Кажигали						
10.	Г-1	поисковая	$\frac{885}{P_{1k}}$	-19,0	06.12.1989	Ликвидирована
11.	Г-2	поисковая	$\frac{650}{P_{1k}}$	-20,6	09.06.1990	Ликвидирована
12.	Г-3	поисковая	$\frac{1900}{P_{1k}}$	-21,1	04.05.1990	Ликвидирована
13.	Г-7	поисковая	$\frac{1450}{P_{1k}}$	23,2	18.06.1990	Ликвидирована
Оскенбай						
14.	Г-4	поисковая	$\frac{1045}{P_{1k}}$	-15,8	09.05.1990	Ликвидирована
Бакланий						
15.	Г-20	разведочная	$\frac{920}{P_{1k}}$	-	27.05.1961	Ликвидирована
16.	Г-5	разведочная	$\frac{1240}{P_{1k}}$	-	22.09.1960	Ликвидирована
Бакланий Южный						
17.	Г-1	поисковая	$\frac{1200}{P_{1k}}$	-18,2	09.02.1990	Ликвидирована
18.	Г-2	поисковая	$\frac{1500}{P_{1k}}$	-21,0	20.03.1990	Ликвидирована
19.	Г-6	разведочная	$\frac{901}{P_{1k}}$	-	10.05.1960	Ликвидирована
20.	Г-14	разведочная	$\frac{1005}{P_{1k}}$	-	19.07.1960	Ликвидирована
Бакланий Северный						
21.	Г-17	поисковая	$\frac{1800}{T}$	-18,00	15.04.1981	Ликвидирована
22.	Г-18	поисковая	$\frac{1650}{T}$	-18,16	17.07.1981	Ликвидирована
23.	Г-21	поисковая	$\frac{1751}{T}$	-19,38	09.10.1981	Ликвидирована
24.	Г-3	разведочная	$\frac{1080}{P_{1k}}$	-	05.05.1960	Ликвидирована
25.	Г-4	разведочная	$\frac{1025}{P_{1k}}$	-	15.07.1960	Ликвидирована
Мынбай						
26.	Г-1	поисковая	$\frac{1261}{P_{1k}}$	-17,7	26.06.1988	Ликвидирована
27.	Г-2	поисковая	$\frac{2255}{P_{1k}}$	17,5	25.08.1988	Ликвидирована
Жыра-Бериш						
28.	Г-1	поисковая	$\frac{765}{P_{1k}}$	-23,60	30.11.1974	Ликвидирована
29.	Г-2	поисковая	$\frac{2800}{P_{1k}}$	23,10	20.04.1975	Ликвидирована
Бекшибай						
30.	СП-1	поисковая	$\frac{800}{P_{1k}}$	-	21.01.1977	Ликвидирована
31.	СП-2	поисковая	$\frac{850}{P_{1k}}$	-	-	Ликвидирована
32.	СП-3	поисковая	$\frac{800}{P_{1k}}$	-	-	Ликвидирована
33.	СП-4	поисковая	$\frac{500}{P_{1k}}$	-	16.06.1977	Ликвидирована
34.	СП-5	поисковая	$\frac{710}{P_{1k}}$	-	29.04.1977	Ликвидирована

			P_{1k}			
35.	СП-6	поисковая	$\frac{1010}{P_{1k}}$	-	12.04.1977	Ликвидирована
Бекбай Вост.						
36.	Г-1	поисковая	$\frac{1560}{P_{1k}}$	-12,38	03.09.1982	Ликвидирована
Абыл Зап.						
37.	Г-1	поисковая	$\frac{3500}{T}$	-14,64	28.06.1981	Ликвидирована
Байгелисор						
38.	Г-3	поисковая	$\frac{870}{P_{1k}}$	-13,98	5.01.1981	Ликвидирована
39.	Г-4	поисковая	$\frac{1205}{P_{1k}}$	-11,46	13.04.1982	Ликвидирована
40.	Г-5	поисковая	$\frac{885}{P_{1k}}$	-9,69	25.06.1982	Ликвидирована
41.	Г-13	поисковая	$\frac{1250}{P_{1k}}$	-13,65	24.05.1982	Ликвидирована
42.	Г-14	поисковая	$\frac{853}{P_{1k}}$	-16,03	21.01.1982	Ликвидирована
Зеленый						
43.	Г-1	поисковая	$\frac{1755}{P_{1k}}$	-	28.09.1992	Ликвидирована
44.	Г-2	поисковая	$\frac{1180}{P_{1k}}$	-	26.03.1993	Ликвидирована
45.	Г-3	поисковая	$\frac{1190}{P_{1k}}$	-	21.12.1992	Ликвидирована
46.	Г-5	поисковая	$\frac{1118}{P_{1k}}$	-	-	Ликвидирована
Яманка Сев.						
47.	Г-1	поисковая	$\frac{1114}{P_{1k}}$	-18,42	15.09.1974	Ликвидирована
48.	Г-8	поисковая	$\frac{1400}{P_{1k}}$	-17,50	22.11.1974	Ликвидирована
49.	Г-9	поисковая	$\frac{1391}{P_{1k}}$	-17,15	02.02.1975	Ликвидирована
Яманка Вост.						
50.	Г-1	поисковая	$\frac{1965}{P_{1k}}$	-19,16	10.12.1973	Ликвидирована
51.	Г-6	поисковая	$\frac{1486}{P_{1k}}$	-19,32	-	Ликвидирована
52.	Г-13	поисковая	$\frac{1602}{P_{1k}}$	-19,25	04.04.1974	Ликвидирована
53.	Г-18	поисковая	$\frac{1606}{P_{1k}}$	-19,23	-	Ликвидирована
Камсактыколь						
54.	Г-1	поисковая	$\frac{960}{P_{1k}}$	-	15.06.1961	Ликвидирована
55.	Г-2	поисковая	$\frac{1339}{PT}$	-	22.02.1962	Ликвидирована
56.	Г-4	поисковая	$\frac{1125}{P_{1k}}$	-	09.03.1961	Ликвидирована
57.	Г-10	поисковая	$\frac{960}{P_{1k}}$	-	15.06.1961	Ликвидирована
Дараймола						
58.	Г-11	поисковая	$\frac{600}{P_{1k}}$	-16,2	1993	Ликвидирована
59.	Г-8	поисковая	$\frac{1350}{P_{1k}}$	-	26.10.1978	Ликвидирована

60.	Г-7	поисковая	$\frac{1212}{P_{1k}}$	-	18.09.1978	Ликвидирована
61.	Г-5	поисковая	$\frac{900}{P_{1k}}$	-	31.09.1975	Ликвидирована
62.	Г-4	поисковая	$\frac{870}{P_{1k}}$	-13,32	11.07.1975	Ликвидирована
63.	Г-3	поисковая	$\frac{2760}{P_{1k}}$	-	10.04.1976	Ликвидирована
64.	Г-2	поисковая	$\frac{905}{P_{1k}}$	(-13,96)	28.06.1975	Ликвидирована
Женгельды						
65.	Г-19	поисковая	$\frac{490}{P_{1k}}$	-	20.02.1942	Ликвидирована
66.	Г-11	разведочная	$\frac{797}{P_{1k}}$	-	04.05.1940	Ликвидирована
67.	Г-9	разведочная	$\frac{805}{P_{1k}}$	-	05.03.1941	Ликвидирована
68.	Г-6	разведочная	$\frac{414}{P_{1k}}$	-	-	Ликвидирована

Таблица 5.3.2- Изученность Недропользователем территории глубоким бурением

№№ п/п	№ скв	Категория скважины	Фактическая глубина (м)	Альтитуда земли (альтитуда трубы), м	Альтитуда от стола ротора (превышение стола ротора от земли), м	Дата окончания бурения	Состояние скважины
			Фактическая горизонт (м)				
1	2	3	4	5	6	7	8
Тасым							
1.	Тас-1	оценочная	$\frac{350}{P_{1k}}$	-21,31	-17,31(4)	15.09.2014	Ликвидирована
2.	Тас-2	оценочная	$\frac{400}{T}$	-21,02	-17,02(4)	15.10.2014	Ликвидирована
Егиз							
3.	Е-1	поисковая	$\frac{939}{P_{1k}}$	-19,09	-13,63	26.02.2007	Ликвидирована (Па)
Кажигали							
4.	Кж-1	поисковая	$\frac{920}{P_{1k}}$	-18,8	-13,8(5)	08.01.2007	Ликвидирована (Па)
5.	Кж-3	поисковая	$\frac{1380}{P_{1k}}$	-17,23	-10,93	14.09.2011	Ликвидирована (Па)
6.	Кж-14	поисковая	$\frac{1055}{P_{1k}}$	-20,27	-14,81	17.10.2008	Ликвидирована (Па)
7.	Кж-4	поисковая	$\frac{1352}{P_{1k}}$	-22,29	-15,99(6,3)	13.09.2011	Ликвидирована (1а)
8.	Кж-5	поисковая	$\frac{1433,3}{P_{1k}}$	-20,22	-13,72	08.02.2013	Ликвидирована (1а)
9.	Кж-6	оценочная	$\frac{1370}{PT}$	-22,53 (-22,21)	-17,03	25.12.2014	Ликвидирована (1а)
Жыра-Бериш							
10.	Ж-Б-1	поисковая	$\frac{1140}{P_{1k}}$	-21,7	-16,24	04.09.2007	Ликвидирована (Па)
Бекшибай							
11.	Б-1	поисковая	$\frac{1550}{P_{1k}}$	-23,22	-18,98	16.07.2007	Ликвидирована (Па)
Женгельды Западный							
12.	Р-1	поисковая	$\frac{835}{P_{1k}}$	-21,32	-15,86	23.12.2007	Ликвидирована (Па)
13.	Р-3	поисковая	$\frac{815}{P_{1k}}$	-21,02	-15,56	21.11.2008	Ликвидирована (Па)

Жынгылды Юго-Западный							
14.	ЖЮЗ-1	оценочная	$\frac{1480,53}{P_{1k}}$	-19,42	-	-	В ожидании опробования
15.	ЖЮЗ-2	оценочная	$\frac{1320,5}{T}$	-15,597	-	-	Ликвидирована (1а)
16.	ЖЮЗ-4	оценочная	$\frac{1500}{T}$	-12,414	-	-	В ожидании опробования
Месторождение Дараймола Западная (горный отвод)							
17.	ДЗ-1	разведочная	$\frac{205}{J_1}$	-16,23		28.12.2012	Бездействующая
18.	ДЗ-2	оценочная	$\frac{365}{P_{1k}}$	-14,68	-10,84(4,06)	19.11.2013	Бездействующая
19.	ДЗ-3	оценочная	$\frac{200}{J_1}$	-14,09	-10,19(3,9)	28.04.2014	В консервации
20.	ДЗ-4	оценочная	$\frac{361}{P_{1k}}$	-16,51	-12,45(4,06)	12.12.2013	Ликвидированная
21.	ДЗ-5	оценочная	$\frac{240}{P_{1k}}$		-12,78(4)	08.01.2014	Ликвидированная
22.	ДЗ-6	оценочная	$\frac{203}{J_1}$	-16,25	-12,25(4)	24.04.2014	В консервации
23.	ДЗ-7	оценочная	$\frac{204}{J_1}$	-15,41	-11,53(4)	04.02.2014	Бездействующая
24.	ДЗ-8	оценочная	$\frac{324}{T}$	-13,62	-9,83	09.10.2014	Бездействующая
25.	ДЗ-9	оценочная	$\frac{230}{J_1}$	-15,60	-11,7(3,9)	14.12.2014	В консервации
26.	ДЗ-10	оценочная	$\frac{206}{J_1}$	-15,94	-12,09(4)	10.08.2014	Бездействующая
27.	ДЗ-11	оценочная	$\frac{206}{J_1}$	-14,06	-11,21(4)	31.05.2014	Бездействующая
28.	ДЗ-12	оценочная	$\frac{300}{T_3}$	-16,95	-14,42(3,9)	01.09.2014	В консервации
29.	ДЗ-13	оценочная	$\frac{404}{J_1}$	-13,9	-10(3,9)	22.07.2014	Ликвидированная
30.	ДЗ-14	оценочная	$\frac{236}{J_1}$	-16,02	-12,02(4)	17.07.2014	Нагнетательная
31.	ДЗ-15	оценочная	$\frac{502}{T}$	-15,74	-13,1(4)	28.06.2014	Бездействующая
Месторождение Дараймола Восточная (горный отвод)							
32.	ДВ-1	разведочная	$\frac{1202,6}{T}$	-18,17	-13,66	21.10.2012	Нагнетательная
33.	ДВ-2	оценочная	$\frac{1154}{P_{1k}}$	-14,74	-9,24	26.02.2014	Ликвидирована
34.	ДВ-3	оценочная	$\frac{1228}{P_{1k}}$	-13,92	- 8.42 (5.5)	24.06.2014	Бездействующая
35.	ДВ-4	оценочная	$\frac{1284}{P_{1k}}$	-14,96	-9,46	17.08.2014	В консервации
36.	ДВ-21	опере- добываю	$\frac{1140}{T}$	-14,3	-8,05	31.12.2017	В консервации
37.	ДВ-22	разведочная	$\frac{1206}{P_{1k}}$	-14,465	-8,365	10.12.2018	Бездействующая
Месторождение Дараймола Восточная (геологический отвод)							
38.	ДВ-9	оценочная	$\frac{745}{P_{1k}}$	-17,871	-11,771	04.10.2019	Бездействующая
Тасым Юго-Восточный (подсоль)							
39.	ТЮВ-1	поисковая	$\frac{7050}{C_2}$	-22	-11,3(10,7)	01.01.2011г.	В консервации

5.4 Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации данных ГИС и их достоверность

Для изучения геологического разреза и наблюдения за техническим состоянием скважин, до 2006 г. проводился следующий комплекс геофизических методов каротажными станциями типа АКС-Л-7, АКС-7-02, ЛКЦ-10:

- стандартный каротаж;
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- боковой каротаж (БК);
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК);
- микрозондирование (МКЗ);
- акустический каротаж (АК);
- индукционный каротаж (ИК);
- термометрия (Терм.);
- инклинометрия (Инк.);
- газовый каротаж.

В скважинах, пробуренных с 2006 г по настоящее время, промыслово-геофизические исследования выполнялись компаниями АО «Компания ГИС», «Атырау Логинг Сервис/Бейкер Атлас», ТОО «Атыраугеоконтроль», ТОО «БатысГеоЗерттеу», ТОО «Казросгеофизика» и ТОО «Анега-Казахстан».

Исследования ГИС проводились станциями АКС/Л и ЛКЦ. Техника и методика работ соответствовали требованиям технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах и техническим инструкциям по эксплуатации применяемой аппаратуры и оборудования.

На месторождении Дараймола Западная интерпретация материалов ГИС по 10 скважинам (ДЗ-1, ДЗ-2, ДЗ-3, ДЗ-6, ДЗ-7, ДЗ-10, ДЗ-11, ДЗ-12, ДЗ-14 и ДЗ-15) и подсчет запасов нефти проведена специалистами ТОО «Болашак Мунай Проект».

Промыслово-геофизические исследования в открытом стволе скважин выполнялись с целью литологического расчленения разрезов скважин и продуктивных горизонтов, количественной оценки основных подсчетных параметров – коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, глинистости коллекторов и определения их эффективных толщин.

В литологическом отношении изучаемый разрез сложен терригенными породами, представленный песчаниками и алевролитами в разной степени заглинизированными, местами слабо карбонатными.

Каротаж проводился с использованием цифровых регистраторов и комплексных цифровых приборов. Кроме этого, был применен метод плотностного гамма-гамма каротажа, акустического каротажа с регистрацией полного волнового пакета.

Обязательный комплекс геофизических исследований в скважинах включал следующие методы:

Стандартный каротаж (N05M2A, A2M05N,ПС)	(прибор К-3);
Кавернометрия-профилеметрия	(прибор СКПД);
Боковой каротаж	(прибор К-ЕК-73);
Боковое каротажное зондирование	(прибор К-ЕК-73);
Индукционный каротаж	(прибор АИК-5);
Микрозондирование	(прибор МК-73П);
Микробоковой каротаж	(прибор МК-73П);
Акустический каротаж	(прибор АКВ-1);
Радиоактивный каротаж	(прибор СРК, ДРСТ-3-90);
Плотностной гамма-гамма каротаж	(прибор СГП-2);
Термометрия	(прибор К-9).

Для оценки качества и наличия цемента за колонной проводилась широкополосная акустическая цементометрия.

На месторождении Дараймола Восточная интерпретация материалов ГИС по трем скважинам (ДВ-2; ДВ-3; ДВ-4) проведена специалистами ТОО «СМАРТ Инжиниринг». Каротажные работы в скважинах были выполнены компанией ТОО «Атыраугеоконтроль» с использованием современного каротажного оборудования, которые зарегистрированы в цифровом формате станцией «Диалог». По данным геологической сводки, вскрытый разрез скважин представлен меловыми, юрскими и триасовыми отложениями.

Выполненный комплекс на месторождении позволяет выделить пласты-коллекторы, а также определить подсчетные параметры: эффективную толщину, коэффициенты пористости и насыщенности. Проведены следующие виды исследований:

- ПС (SP);
- гамма-каротаж – ГК (GR);
- каверномер–КВ (CALI);
- индукционный каротаж - ИК;
- акустический каротаж –АК (DT);
- плотностной-гамма каротаж – ГГК;
- боковой каротаж – БК (LLS);
- боковой микрокаротаж – МБК (MSFL);
- потенциометр – ПЗ (PZ);
- каротаж сопротивления – КС (GZ);
- нейтронный гамма-каротаж – НГК (NEUT);
- температурные замеры – Т (WTBH);
- инклинометрия;
- акустический цементомер – АКЦ.

В разрезе скважины Е-1 **структуры Егиз** в результате комплекса ГИС выделено 43 пласта-коллектора, все они - водонасыщенные. Пластов, перспективных на нефти и газа, не выявлено.

В результате комплексных ГИС в разрезе скважины Ж-Б-1 **площади Жира-Бериш** выделено 22 водонасыщенных пласта. В разрезах скважин R-1 и R-3 **площади Женгельды** по результатам проведенных геофизических работ интервалов для получения промышленного притока нефтепродуктов не выделено.

На площади Кажигали по результатам выполненных ГИС получены результаты: в разрезе скважины Кж-6 (юра) выделены слабопроницаемые коллектора, характеризующиеся ухудшенными коллекторскими свойствами (УЭС ниже вмещающих глин), промышленный приток углеводорода - маловероятен;

- в разрезе скважины Кж-4 продуктивные нефтенасыщенные коллектора не выделяются. Вскрытый разрез в интервале 0-352м. представлен водонасыщенными коллекторами с включением плотных и глинистых пропластков;
- в разрезе скважины Кж-14 выделено 8 коллекторов, которые являются водонасыщенными.

В скважине **ТЮВ-1**, пробуренной на подсолевую структуру Тасым, геофизические исследования в подсолевой части разреза выполнялись компанией «Baker Hughes Services International Inc., Kazakhstan».

Комплекс методов ГИС в необсаженной скважине включал следующие методы:

1. GR – гамма-каротаж (ГК);
2. DSL – спектральный гамма-каротаж (СГК);
3. ZDL – плотностной каротаж (ГГК-П);
4. PE – фотоэлектрический каротаж (ФЭК);
5. CN – компенсированный нейтронный каротаж (ННК);
6. DLL – боковой каротаж (БК);

7. MLL – микробоковой каротаж (МБК);
8. DAL – акустический каротаж (АК);
9. X-MAC – метод широкополосной акустики
10. NMR – ядерный магнитный резонанс, определении пористости и проницаемости
11. CAL – кавернометрия (ДС);
12. SP – метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС).
13. SGK – спектральный гамма-каротаж
14. ФЭС – фотоэлектрический каротаж
15. FLEX – исследования литологии пластов
16. RCI – модульный отбора проб, испытание пластов на флюиды и поведения коллекторов.

Материалы ГИС использовались для выделения стратиграфических комплексов, выделения коллекторов, оценки эффективных толщин, определения пористости, нефтенасыщенности, корреляции разрезов продуктивных горизонтов, изучения свойств пластовых флюидов и поведения коллекторов.

Обработка геофизических данных проводилась с использованием компьютерной программы «Complex Reservoir Analysis (CRA)», основанной на пошаговом анализе различных свойств горных пород. Следующие методы являлись определяющими при обработке в CRA:

- основной метод пористости - кроссплот ZDEN/CNC;
- метод глинистости – GR и кроссплот ZDEN/CNC;
- метод сопротивления – RD;
- уравнение насыщения – Дахнова-Арчи.

Скважина ТЮВ-1 вскрыла сложный геологический разрез подсолевых палеозойских отложений в интервале 6235-7050м, представленных чередованием карбонатных, эвапоритовых и терригенных отложений. Их суммарная толщина достигает 815м.

По данным интерпретации материалов ГИС весь интервал разреза по литологической характеристике можно разделить на две толщи:

Карбонатно-сланцево-эвапоритовая толща, которая выделяется в интервале 6235-6822 м, имеет толщину 587 м. Толща сложена, в основном, известняками и доломитами, а также эвапоритами и глинистыми сланцами. В этой толще выделено 14 продуктивных пластов-коллекторов, толщиной от 0,5 до 12,9 м, суммарная толщина пластов составляет 40,7 м. Литологически пласты-коллекторы представлены кремнистыми породами с пропластками известняка и известняками. Средневзвешенная эффективная пористость по данным интерпретации материалов ГИС составляет 9,56%, нефтегазонасыщенность-58,58%.

В интервале 6630-6690 м выделяется карбонатно-сланцевый пласт, состоящий из тонкого переслаивания карбонатно-глинистых пород, для которых характерны аномально низкие скорости распространения сейсмических волн, менее 3000 м/сек. Толщина пласта - 60 м. Пористость этого интервала - не высокая, почти не превышает 5,0%, он рассматривается как газовая залежь с трещинной пористостью.

Сланцево-песчаниковая толща величиной 228 м выделена в интервале 6822-7050 м. Она сложена, в основном, глинистыми сланцами, а также песчаниками и реже - карбонатами. В этой толще выделено 16 продуктивных пластов-коллекторов мощностью от 0,6 до 5,3м, суммарная толщина пластов составляет 29,2м. Средневзвешенная эффективная пористость по данным интерпретации материалов ГИС составляет 7,96%, нефтегазонасыщенность - 50,47%.

Результаты интерпретации материалов ГИС приведены в таблице 5.4.1.

Таблица 5.4.1 - Результаты интерпретации материалов ГИС

Скв	Пласт	Границы пропластков		Толщина пропластка, м	Относительная	Сопротивление пласта Ом, м			Характер проникновения	Коэффициент пористости, д. ед.	Коэффициент нефтегазонасти, %	Контакт, глубина	Характер насыщения	Примечание
		Кровля, глубина по каротажу(м) абс. отм. м	Подошва, глубина по каротажу(м) абс. отм. м			абс. отм., м								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бекшибай														
Б-1		131.9	138.0	6.1	-	1.2	1.4	-	вода	32.0	20.1	-		-
		176.5	180.2	3.7	-	3.4	3.5	-	нефть	31.0	53.4	-		-
		180.2	185.5	5.3	-	2.4	2.5	-	не коллек.	29.4	13.6	-		-
		218.5	226.0	7.5	-	0.9	1.0	-	вода	31.7	11.7	-		-
		226.0	250.3	24.3	-	0.7	0.8	-	вода	31.1	6.2	-		-
		250.3	262.8	12.5	-	1.0	1.1	-	вода	30.8	8.0	-		-
		290.2	302.6	12.4	-	1.9	2.0	-	не коллек.	28.5	17.7	-		-
		308.9	310.3	1.4	-	0.6	0.6	-	вода	32.5	4.7	-		-
		313.7	317.4	3.7	-	0.6	0.6	-	вода	31.7	0.0	-		-
		334.4	340.2	5.8	-	0.4	0.4	-	вода	32.2	0.0	-		-
		348.1	350.2	2.1	-	0.4	0.4	-	вода	31.1	0.0	-		-
	353.3	355.1	1.8	-	0.4	0.5	-	вода	29.3	0.0	-		-	
Жира-Бериш														
Ж-Б-1		131.4	149.5	18.1	-	0.66	0.69	-	вода	22.1	0.0	-		-
		208.8	209.4	0.6	-	0.67	0.75	-	вода	27.5	0.0	-		-
		210.0	212.0	2.0	-	0.60	0.40	-	вода	27.4	0.0	-		-
		212.8	217.0	4.2	-	0.60	0.49	-	вода	27.7	0.0	-		-
		217.5	219.2	1.7	-	0.56	0.41	-	вода	27.0	0.0	-		-
		220.5	221.4	0.9	-	0.56	0.38	-	вода	28.3	0.0	-		-
		229.9	231.3	1.4	-	0.68	0.71	-	вода	26.1	0.0	-		-
		232.9	234.7	1.8	-	0.60	0.58	-	вода	27.9	0.0	-		-
		237.9	240.2	2.3	-	0.60	0.54	-	вода	25.8	0.0	-		-
		240.8	241.4	0.6	-	0.62	0.45	-	вода	25.3	0.0	-		-
		242.8	243.9	1.1	-	0.58	0.58	-	вода	25.2	0.0	-		-
		250.8	255.4	4.6	-	0.57	0.46	-	вода	26.9	0.0	-		-
		258.1	262.6	4.5	-	0.56	0.48	-	вода	26.6	0.0	-		-

		262.6	266.7	4.1	-	0.54	0.50	-	вода	25.6	0.0	-		-
		271.5	273.3	1.8	-	0.56	0.48	-	вода	25.7	0.0	-		-
		285.2	288.1	2.9	-	0.55	0.43	-	вода	27.4	0.0	-		-
		289.6	293.6	4.0	-	0.52	0.36	-	вода	26.5	0.0	-		-
		294.3	296.7	2.4	-	0.56	69.62	-	вода	27.2	0.0	-		-
		299.7	310.2	10.5	-	0.50	0.38	-	вода	26.4	0.0	-		-
		310.2	325.3	15.1	-	0.59	0.58	-	вода	25.8	0.0	-		-
Жынгылды Юго-Западный														
ЖЮЗ-1		400,2	419,3	19,1	-	0,5	-	-	вода	33,9	0,0	-		-
		476,8	478,6	1,8	-	0,8	-	-	вода	19,4	0,0	-		-
		479,8	488,7	8,9	-	0,8	-	-	вода	20,0	0,0	-		-
		524,0	525,2	1,2	-	0,8	-	-	вода	22,1	0,0	-		-
		527,6	534,3	6,7	-	0,8	-	-	вода	20,2	0,0	-		-
		639,3	641,0	1,7	-	0,9	-	-	вода	22,6	0,0	-		-
		655,4	658,5	3,1	-	0,6	-	-	вода	27,9	0,0	-		-
		663,5	666,4	2,9	-	0,7	-	-	вода	27,4	0,0	-		-
		676,8	679,8	3,0	-	0,9	-	-	вода	18,1	0,0	-		-
		706,7	710,6	3,9	-	0,6	-	-	вода	26,9	0,0	-		-
		725,5	726,5	1,0	-	0,7	-	-	вода	16,5	0,0	-		-
		727,6	737,9	10,3	-	0,6	-	-	вода	27,3	0,0	-		-
		738,5	747,1	8,6	-	0,6	-	-	вода	30,4	0,0	-		-
		768,5	769,5	1,0	-	0,8	-	-	вода	16,1	0,0	-		-
		772,1	774,0	1,9	-	0,6	-	-	вода	17,2	0,0	-		-
		945,0	948,1	3,1	-	0,9	-	-	вода	21,1	0,0	-		-
		950,3	953,2	2,9	-	0,8	-	-	вода	22,9	0,0	-		-
		962,6	964,8	2,2	-	0,8	-	-	вода	26,8	0,0	-		-
		970,5	972,6	2,1	-	1,1	-	-	вода	18,5	0,0	-		-
		979,2	981,4	2,2	-	1,1	-	-	вода	25,9	0,0	-		-
		982,4	983,4	1,0	-	1,0	-	-	вода	18,0	0,0	-		-
	988,0	992,1	4,1	-	1,3	-	-	вода	18,6	0,0	-		-	
	998,5	1000,6	2,1	-	0,9	-	-	вода	27,6	0,0	-		-	
	1002,9	1007,2	4,3	-	1,0	-	-	вода	18,6	0,0	-		-	
	1008,8	1010,5	1,7	-	0,8	-	-	вода	22,3	0,0	-		-	
	1013,3	1018,1	4,8	-	1,0	-	-	вода	20,3	0,0	-		-	
	1019,1	1021,4	2,3	-	0,9	-	-	вода	22,6	0,0	-		-	
	1023,6	1029,6	6,0	-	1,0	-	-	вода	17,8	0,0	-		-	
	1048,1	1049,2	1,1	-	1,1	-	-	вода	17,1	0,0	-		-	
	1051,0	1055,6	4,6	-	0,9	-	-	вода	25,4	0,0	-		-	
	1056,9	1058,8	1,9	-	0,9	-	-	вода	19,4	0,0	-		-	

ЖЮЗ-1	1066,1	1084,9	18,8	-	0,7	-	-	вода	26,5	0,0	-	-	-
	1088,3	1089,6	1,3	-	1,0	-	-	вода	21,2	0,0	-	-	-
	1103,2	1116,9	13,7	-	0,7	-	-	вода	27,2	0,0	-	-	-
	1123,2	1151,2	28,0	-	0,6	-	-	вода	24,4	0,0	-	-	-
	1152,4	1154,5	2,1	-	0,8	-	-	вода	20,0	0,0	-	-	-
	1172,2	1173,4	1,2	-	0,8	-	-	вода	22,0	0,0	-	-	-
	1180,8	1182,4	1,6	-	1,0	-	-	вода	16,2	0,0	-	-	-
	1183,6	1184,8	1,2	-	0,9	-	-	вода	24,3	0,0	-	-	-
	1187,8	1189,3	1,5	-	1,1	-	-	вода	21,0	0,0	-	-	-
	1197,3	1201,6	4,3	-	1,0	-	-	вода	17,9	0,0	-	-	-
	1210,2	1211,4	1,2	-	0,8	-	-	вода	17,6	0,0	-	-	-
	1221,6	1222,4	0,8	-	0,8	-	-	вода	19,3	0,0	-	-	-
	1230,6	1231,8	1,2	-	1,0	-	-	вода	18,7	0,0	-	-	-
	1235,6	1248,3	12,7	-	0,6	-	-	вода	23,7	0,0	-	-	-
	1261,1	1273,0	11,9	-	0,8	-	-	вода	18,6	0,0	-	-	-
	1274,6	1286,6	12,0	-	0,5	-	-	вода	25,8	0,0	-	-	-
	1287,7	1291,0	3,3	-	0,6	-	-	вода	21,8	0,0	-	-	-
	1293,2	1294,0	0,8	-	0,8	-	-	вода	15,5	0,0	-	-	-
	1294,8	1296,3	1,5	-	0,6	-	-	вода	21,6	0,0	-	-	-
	1297,6	1310,4	12,8	-	0,6	-	-	вода	21,3	0,0	-	-	-
	1356,9	1363,1	6,2	-	2,9	-	-	воз. присут. УВ	18,1	23,3	-	-	-
	1373,8	1374,4	0,6	-	3,4	-	-	воз. присут. УВ	16,3	19,9	-	-	-
	1374,8	1377,3	2,5	-	2,4	-	-	воз. присут. УВ	19,6	27,5	-	-	-
1408,3	1409,6	1,3	-	4,2	-	-	воз. присут. УВ	14,3	36,5	-	-	-	
1410,4	1412,4	2,0	-	4,1	-	-	воз. присут. УВ	17,1	46,1	-	-	-	
1412,4	1413,4	1,0	-	3,5	-	-	воз. присут. УВ	14,0	29,2	-	-	-	
1428,4	1430,2	1,8	-	1,4	-	-	вода	17,1	0,0	-	-	-	
ЖЮЗ-2	459,5	461,0	1,5	-	-	-	вода	21,9	0,0	-	-	-	
	462,1	469,0	6,9	-	-	-	вода	25,1	0,0	-	-	-	
	605,2	615,1	9,9	-	-	-	вода	33,7	0,0	-	-	-	
	644,1	645,4	1,3	-	-	-	вода	20,3	0,0	-	-	-	
	648,5	649,7	1,2	-	-	-	вода	11,6	0,0	-	-	-	
	652,3	654,0	1,7	-	-	-	вода	15,7	0,0	-	-	-	
	664,2	666,1	1,9	-	-	-	вода	19,1	0,0	-	-	-	
	681,3	687,8	6,5	-	-	-	вода	33,8	0,0	-	-	-	
	700,5	702,5	2,0	-	-	-	вода	19,5	0,0	-	-	-	
	703,3	718,8	15,5	-	-	-	вода	33,9	0,0	-	-	-	
	719,7	726,7	7,0	-	-	-	вода	34,7	0,0	-	-	-	
	746,4	748,7	2,3	-	-	-	вода	26,6	0,0	-	-	-	

ЖЮЗ-2	751,7	754,1	2,4	-	-	-	вода	19,2	0,0	-	-
	758,6	759,8	1,2	-	-	-	воз. присут. УВ	20,9		-	-
	864,2	865,2	1,0	-	-	-	воз. присут. УВ	20,6		-	-
	868,1	872,3	4,2	-	-	-	воз. присут. УВ	21,0		-	-
	874,7	875,5	0,8	-	-	-	воз. присут. УВ	22,6		-	-
	877,0	878,0	1,0	-	-	-	вода	19,5	0,0	-	-
	879,3	880,6	1,3	-	-	-	вода	15,8	0,0	-	-
	901,2	902,0	0,8	-	-	-	вода	16,2	0,0	-	-
	906,4	908,8	2,4	-	-	-	вода	16,7	0,0	-	-
	927,0	928,3	1,3	-	-	-	вода	15,4	0,0	-	-
	939,2	940,0	0,8	-	-	-	вода	22,5	0,0	-	-
	941,4	942,4	1,0	-	-	-	вода	19,8	0,0	-	-
	955,2	956,0	0,8	-	-	-	вода	19,8	0,0	-	-
	957,4	958,3	0,9	-	-	-	вода	23,8	0,0	-	-
	962,0	975,5	13,5	-	-	-	вода	20,3	0,0	-	-
	977,1	981,6	4,5	-	-	-	вода	19,5	0,0	-	-
	983,7	986,2	2,5	-	-	-	вода	19,9	0,0	-	-
	991,1	994,2	3,1	-	-	-	вода	18,3	0,0	-	-
	995,4	996,7	1,3	-	-	-	вода	17,0	0,0	-	-
	1020,0	1021,7	1,7	-	-	-	вода	21,8	0,0	-	-
	1027,2	1032,5	5,3	-	-	-	вода	23,6	0,0	-	-
	1037,3	1038,2	0,9	-	-	-	вода	14,7	0,0	-	-
	1041,8	1042,3	0,5	-	-	-	вода	13,3	0,0	-	-
	1046,8	1048,1	1,3	-	-	-	вода	13,7	0,0	-	-
	1062,1	1063,4	1,3	-	-	-	вода	20,5	0,0	-	-
	1077,2	1078,6	1,4	-	-	-	вода	21,9	0,0	-	-
	1080,4	1093,2	12,8	-	-	-	вода	28,9	0,0	-	-
	1097,5	1127,0	29,5	-	-	-	вода	24,4	0,0	-	-
	1128,7	1131,0	2,3	-	-	-	вода	13,9	0,0	-	-
	1160,3	1161,8	1,5	-	-	-	вода	19,9	0,0	-	-
1164,5	1166,6	2,1	-	-	-	вода	19,4	0,0	-	-	
1179,7	1181,1	1,4	-	-	-	вода	14,2	0,0	-	-	
1183,8	1186,0	2,2	-	-	-	вода	15,0	0,0	-	-	
1188,1	1189,4	1,3	-	-	-	вода	21,0	0,0	-	-	
1193,0	1194,5	1,5	-	-	-	вода	19,8	0,0	-	-	
1198,7	1201,0	2,3				вода	19,1	0,0	-	-	
1206,1	1216,4	10,3				вода	26,4	0,0	-	-	
1235,6	1245,5	9,9				вода	23,8	0,0	-	-	
1254,1	1274,2	20,1				вода	21,0	0,0	-	-	

ЖЮЗ-4		1275,0	1278,0	3,0	-	-	-	вода	24,9	0,0	-		-
		391,1	394,1	3,0	-	0,7	-	вода	45,1	0,0			
		400,1	404,7	4,6	-	0,7	-	вода	38,4	0,0			
		407,0	418,5	11,5	-	0,6	-	вода	39,8	0,0			
		419,9	434,0	14,1	-	0,8	-	вода	39,4	0,0			
		439,6	440,7	1,1	-	0,9	-	вода	36,8	0,0			
		490,1	496,2	6,1	-	0,9	-	вода	38,1	0,0			
		497,1	499,1	2,0	-	0,8	-	вода	37,7	0,0			
		507,2	508,2	1,0	-	1,1	-	вода	39,2	0,0			
		646,0	649,5	3,5	-	0,8	-	вода	36,0	0,0			
		650,5	653,2	2,7	-	0,8	-	вода	38,9	0,0			
		721,1	727,2	6,1	-	0,8	-	вода	35,3	0,0			
		741,1	742,3	1,2	-	0,8	-	вода	37,7	0,0	-		-
		743,3	749,2	5,9	-	0,7	-	вода	36,8	0,0	-		-
		750,3	755,2	4,9	-	0,7	-	вода	36,0	0,0	-		-
		757,9	760,0	2,1	-	0,7	-	вода	35,1	0,0	-		-
		783,0	789,5	6,5	-	0,9	-	вода	33,8	0,0	-		-
		792,0	793,2	1,2	-	0,9	-	вода	30,1	0,0	-		-
		794,8	795,5	0,7	-	1,1	-	вода	26,0	0,0			
		904,8	905,6	0,8	-	1,9	-	воз. присут. УВ	19,1	9,3			
		906,2	907,5	1,3	-	2,1	-	воз. присут. УВ	20,4	16,3			
		908,4	909,0	0,6	-	1,7	-	воз. присут. УВ	29,7	11,2			
		911,1	912,5	1,4	-	1,6	-	воз. присут. УВ	31,0	16,3			
		915,5	916,6	1,1	-	1,6	-	воз. присут. УВ	30,8	6,1			
		922,2	923,4	1,2	-	1,8	-	воз. присут. УВ	25,6	11,7			
		939,2	940,1	0,9	-	1,9	-	воз. присут. УВ	24,1	18,5			
		940,7	942,2	1,5	-	2,1	-	воз. присут. УВ	20,8	16,0			
		943,7	944,4	0,7	-	2,0	-	воз. присут. УВ	22,9	18,5			
		945,1	947,0	1,9	-	2,5	-	воз. присут. УВ	17,2	11,4			
		960,7	964,3	3,6	-	0,9	-	вода	32,3	0,0			
		978,0	979,2	1,2	-	1,0	-	вода	38,1	0,0			
		989,2	990,0	0,8	-	0,9	-	вода	24,2	0,0			
	991,2	992,9	1,7	-	1,0	-	вода	33,3	0,0				
	1006,3	1007,3	1,0	-	0,9	-	вода	27,6	0,0				
	1009,0	1009,9	0,9	-	0,9	-	вода	27,7	0,0				
	1010,5	1016,8	6,3	-	0,9	-	вода	30,0	0,0				
	1018,2	1021,2	3,0	-	0,9	-	вода	32,2	0,0				
	1024,6	1026,5	1,9	-	0,9	-	вода	28,8	0,0				
	1033,0	1037,4	4,4	-	0,8	-	вода	29,7	0,0				

		1038,4	1040,2	1,8	-	0,8	-	-	вода	28,5	0,0			
		1055,9	1056,9	1,0	-	0,9	-	-	вода	31,1	0,0			
		1057,5	1067,3	9,8	-	0,8	-	-	вода	30,8	0,0			
		1076,2	1096,6	20,4	-	0,7	-	-	вода	30,4	0,0			
		1116,0	1134,1	18,1	-	0,7	-	-	вода	32,5	0,0			
		1142,2	1143,1	0,9	-	0,8	-	-	вода	25,6	0,0			
		1152,1	1153,4	1,3	-	0,8	-	-	вода	28,8	0,0			
		1156,0	1161,0	5,0	-	0,7	-	-	вода	29,2	0,0			
		1171,7	1173,0	1,3	-	0,9	-	-	вода	30,8	0,0			
		1197,7	1199,4	1,7	-	0,8	-	-	вода	26,9	0,0			
		1223,0	1228,7	5,7	-	0,6	-	-	вода	28,1	0,0			
		1230,6	1232,0	1,4	-	0,7	-	-	вода	29,3	0,0			
		1240,9	1242,3	1,4	-	0,9	-	-	вода	24,0	0,0			
		1272,2	1277,1	4,9	-	0,6	-	-	вода	26,4	0,0			
		1286,8	1312,7	25,9	-	0,5	-	-	вода	26,5	0,0			
		1314,3	1315,1	0,8	-	0,5	-	-	вода	23,1	0,0			
		1347,5	1351,2	3,7	-	0,9	-	-	вода	15,3	0,0			
		1351,9	1356,4	4,5	-	0,7	-	-	вода	21,3	0,0			
		1371,2	1375,2	4,0	-	0,7	-	-	вода	18,9	0,0			
		1377,0	1382,8	5,8	-	0,7	-	-	вода	21,8	0,0			
		1414,0	1415,6	1,6	-	1,4	-	-	воз. присут. УВ	19,6	19,8			
		1417,8	1419,9	2,1	-	1,2	-	-	воз. присут. УВ	21,8	28,4			
		1421,8	1422,4	0,6	-	1,2	-	-	воз. присут. УВ	19,7	5,7			
		1424,9	1425,9	1,0	-	1,1	-	-	воз. присут. УВ	17,9	7,2			
		1429,1	1433,1	4,0	-	0,8	-	-	вода	16,6	0,0			
		1437,1	1437,9	0,8	-	1,3	-	-	воз. присут. УВ	18,8	22,1			
		1439,0	1440,2	1,2	-	1,2	-	-	воз. присут. УВ	20,7	28,0			
		1441,6	1444,2	2,6	-	0,9	-	-	воз. присут. УВ	19,7	8,7			
		1445,4	1445,9	0,5	-	1,5	-	-	воз. присут. УВ	20,2	13,5			
		1451,4	1452,0	0,6	-	1,1	-	-	воз. присут. УВ	27,9	18,0			
		1466,9	1467,7	0,8	-	1,4	-	-	воз. присут. УВ	21,3	25,3			
		1470,1	1472,4	2,3	-	1,6	-	-	вода	14,6	0,0			
		1477,9	1482,7	4,8	-	0,9	-	-	вода	17,3	0,0			
		1486,8	1492,9	6,1	-	0,9	-	-	вода	15,4	0,0			
		1495,0	1498,6	3,6	-	0,9	-	-	вода	16,1	0,0			
Женгельды Западный														
		939,2	940,0	0,8	-	0,57	0,81	-	вода	31,4	0,0	-		-
		941,4	942,4	1,0	-	0,64	0,84	-	вода	34,3	0,0	-		-
		955,2	956,0	0,8	-	1,19	2,15	-	вода	30,3	33,3	-		-

R-1		957,4	958,3	0,9	-	0.72	0.81	-	вода	31.3	2.0	-		-
		962,0	975,5	13,5	-	0.74	1.02	-	вода	33.6	6.1	-		-
		977,1	981,6	4,5	-	0.75	0.82	-	вода	28.8	0.0	-		-
		983,7	986,2	2,5	-	0.67	0.88	-	вода	28.3	0.0	-		-
R-1		991,1	994,2	3,1	-	0.76	0.83	-	вода	31.2	9.2	-		-
		995,4	996,7	1,3	-	0.62	0.90	-	вода	29.8	0.0	-		-
		1020,0	1021,7	1,7	-	0.78	0.94	-	вода	24.8	0.0	-		-
		1027,2	1032,5	5,3	-	0.57	0.75	-	вода	27.6	0.0	-		-
		1037,3	1038,2	0,9	-	0.76	0.85	-	вода	29.8	7.2	-		-
		1041,8	1042,3	0,5	-	0.74	0.87	-	вода	30.7	2.1	-		-
		1046,8	1048,1	1,3	-	0.81	0.78	-	вода	31.6	5.0	-		-
		1062,1	1063,4	1,3	-	0.72	0.87	-	вода	29.7	1.4	-		-
		1077,2	1078,6	1,4	-	0.75	0.85	-	вода	28.1	0.0	-		-
		1080,4	1093,2	12,8	-	0.75	0.91	-	вода	28.0	0.0	-		-
		1097,5	1127,0	29,5	-	0.64	0.86	-	вода	27.2	5.8	-		-
		1128,7	1131,0	2,3	-	0.75	1.35	-	вода	22.1	0.0	-		-
		1160,3	1161,8	1,5	-	0.57	0.93	-	вода	26.9	3.5	-		-
		1164,5	1166,6	2,1	-	0.58	0.89	-	вода	25.7	0.0	-		-
		1179,7	1181,1	1,4	-	0.47	1.05	-	вода	26.7	1.9	-		-
		1183,8	1186,0	2,2	-	0.47	0.98	-	вода	25.9	7.5	-		-
		1188,1	1189,4	1,3	-	0.50	0.94	-	вода	23.4	0.0	-		-
		1193,0	1194,5	1,5	-	0.66	0.94	-	вода	19.7	0.0	-		-
		1198,7	1201,0	2,3	-	0.76	0.91	-	вода	23.2	0.0	-		-
		1206,1	1216,4	10,3	-	0.94	1.28	-	вода	16.9	0.0	-		-
	1235,6	1245,5	9,9	-	1.09	1.67	-	вода	18.4	0.0	-		-	
	1254,1	1274,2	20,1	0.9	-	0.94	-	вода	22.7	0.0	-		-	
R-3		1275,0	1278,0	3,0	-	0.89	0.91	-	вода	34.3	18.6	-		-
		271.4	272.2	0.8	-	0.51	0.72	-	вода	31.2	8.1	-		-
		279.5	283.2	3.7	-	0.63	0.67	-	вода	32.1	0.0	-		-
		290.0	291.3	1.3	-	0.69	0.76	-	вода	32.9	3.7	-		-
		300.0	302.1	2.1	-	0.49	0.59	-	вода	31.1	0.7	-		-
		308.8	314.8	6.0	-	0.42	0.58	-	вода	29.9	8.1	-		-
		317.6	322.2	4.6	-	0.62	0.69	-	вода	31.2	2.1	-		-
		356.8	363.0	6.2	-	0.65	0.69	-	вода	29.6	3.5	-		-
		363.9	365.0	1.1	-	0.64	0.81	-	вода	32.4	0.0	-		-
		365.6	377.1	11.5	-	0.62	0.69	-	вода	31.3	4.3	-		-
		400.7	405.8	5.1	-	0.61	0.71	-	вода	32.5	5.3	-		-
		406.7	408.9	2.2	-	0.48	0.60	-	вода	32.4	9.3	-		-

		412.0	414.5	2.5	-	0.46	0.62	-	вода	29.8	2.8	-		-
		419.4	424.3	4.9	-	0.58	0.68	-	вода	31.4	3.0	-		-
		461.8	463.2	1.4	-	0.61	0.70	-	вода	33.0	6.1	-		-
		471.1	472.7	1.6	-	0.65	0.69	-	вода	30.8	2.8	-		-
		472.7	473.8	1.1	-	0.68	0.86	-	вода	29.0	0.0	-		-
		474.9	475.9	1.0	-	0.53	0.69	-	вода	28.8	0.2	-		-
R-3		481.0	484.5	3.5	-	0.76	0.72	-	вода	31.0	1.4	-		-
		492.4	498.6	6.2	-	0.52	0.63	-	вода	28.1	3.4	-		-
		524.0	526.3	2.3	-	0.83	0.82	-	вода	27.3	0.0	-		-
		534.0	538.5	4.5	-	0.74	0.82	-	вода	24.3	0.0	-		-
		542.2	543.8	1.6	-	0.44	0.54	-	вода	24.9	0.0	-		-
		554.0	557.2	3.2	-	0.46	0.61	-	вода	22.8	0.0	-		-
		560.1	567.9	7.8	-	0.36	0.53	-	вода	24.8	0.0	-		-
		570.7	578.0	7.3	-	0.41	0.56	-	вода	25.2	0.0	-		-
		580.3	583.1	2.8	-	0.51	0.66	-	вода	25.1	0.0	-		-
		587.1	633.4	46.3	-	0.35	0.54	-	вода	24.2	0.0	-		-
		635.1	635.7	0.6	-	0.56	0.80	-	вода	18.7	0.0	-		-
		647.2	663.5	16.3	-	0.51	0.62	-	вода	22.7	0.3	-		-
		685.3	688.7	3.4	-	0.61	0.68	-	вода	22.9	0.0	-		-
		689.1	691.9	2.8	-	0.61	0.72	-	вода	25.3	0.0	-		-
		692.4	696.8	4.4	--	0.55	0.67	-	вода	25.7	0.0	-		-
		697.8	700.2	2.4	-	0.57	0.66	-	вода	23.5	0.0	-		-
		703.7	706.3	2.6	-	0.50	0.68	-	вода	21.8	0.0	-		-
	740.8	744.9	4.1	-	0.69	0.66	-	вода	21.8	0.0	-		-	
	746.4	749.2	2.8	-	0.46	0.53	-	вода	22.5	0.0	-		-	
Кажигали														
Кж-1		27.4	48.1	20.7	-	1.04	0.94	-	вода	29.5	7.6	-		-
		52.4	56.4	4.0	-	0.97	0.78	-	вода	29.2	7.7	-		-
		58.4	59.7	1.3	-	0.87	0.80	-	вода	31.6	0.0	-		-
		63.0	67.0	4.0	-	0.81	0.74	-	вода	28.6	7.6	-		-
		82.5	90.6	8.1	-	0.94	0.86	-	вода	31.3	0.0	-		-
		177.4	179.0	1.6	-	0.63	0.52	-	вода	27.8	0.0	-		-
		186.8	189.8	3.0	-	0.86	0.90	-	вода	29.5	11.8	-		-
		193.0	194.4	1.4	-	0.96	0.84	-	вода	30.5	0.8	-		-
		204.2	206.2	2.0	-	0.82	0.72	-	вода	28.2	0.0	-		-
		211.5	215.1	3.6	-	0.65	0.63	-	вода	29.4	11.0	-		-
		223.4	225.2	1.8	-	0.78	0.72	-	вода	28.9	0.0	-		-
		231.5	232.0	0.5	-	0.87	0.90	-	вода	27.4	0.0	-		-
		233.5	234.5	1.0	-	0.56	0.48	-	вода	31.8	0.0	-		-

		236.1	238.0	1.9	-	0.64	0.65	-	вода	30.7	2.6	-		-
		239.2	244.5	5.3	-	0.68	0.62	-	вода	28.5	0.0	-		-
		252.3	255.7	3.4	-	0.63	0.54	-	вода	29.7	0.0	-		-
		256.7	258.6	1.9	-	0.55	0.61	-	вода	29.4	0.0	-		-
		264.1	288.9	24.8	-	0.71	0.61	-	вода	29.0	0.0	-		-
Кж-1		304.2	305.1	0.9	-	1.68	1.68	-	вода	24.6	18.2	-		-
		314.4	315.8	1.4	-	1.27	1.24	-	вода	21.6	0.0	-		-
		318.3	319.1	0.8	-	1.14	0.94	-	вода	29.7	10.4	-		-
Кж-4		89,1	104,8	15,7	-	0,61	-	-	вода	0,36	-	-		-
		116,9	130,3	13,4	-	0,63	-	-	вода	0,37	-	-		-
		137,5	150,5	13	-	0,80	-	-	вода	0,39	-	-		-
		147,7	150,5	2,8	-	0,68	-	-	вода	0,37	-	-		-
		158,2	159,6	1,4	-	0,66	-	-	вода	0,38	-	-		-
		168,6	175,8	7,2	-	0,51	-	-	вода	0,36	-	-		-
		176,5	195,3	18,8	-	0,50	-	-	вода	0,36	-	-		-
		203,3	211,1	7,8	-	0,55	-	-	вода	0,36	-	-		-
		212,7	219,7	7	-	0,51	-	-	вода	0,35	-	-		-
	242,1	269,8	27,7	-	0,56	-	-	вода	0,35	-	-		-	
Кж-5	J	816.0	828.7	12.7	-	1.8	-	-	вода	11.2	0	-		-
		848.2	854.4	6.2	-	0.7	-	-	вода	23.7	0	-		-
		877.3	885.0	7.7	-	0.7	-	-	вода	20.7	0	-		-
		906.4	913.0	6.6	-	0.65	-	-	вода	21.8	0	-		-
		920.0	928.0	8	-	0.6	-	-	вода	19.6	0	-		-
		937.4	947.5	10.1	-	0.6	-	-	вода	21.1	0	-		-
		951.0	954.5	3.5	-	0.6	-	-	вода	19.5	0	-		-
		984.0	993.0	9	-	0.6	-	-	вода	24.0	0	-		-
		994.6	1003.4	8.8	-	0.6	-	-	вода	21.8	0	-		-
		1093.2	1097.4	4.2	-	0.6	-	-	вода	21.1	0	-		-
		1100.0	1110.0	10	-	0.7	-	-	вода	20.6	0	-		-
		1123.5	1130.0	6.5	-	0.6	-	-	вода	20.0	0	-		-
		1151.8	1173.5	21.7	-	0.5	-	-	вода	20.8	0	-		-
		1204.8	1242.8	38	-	0.5	-	-	вода	18.4	0	-		-
1245.3	1261.3	16	-	0.5	-	-	вода	17.9	0	-		-		
Кж-14		25.3	31.1	5.8	-	0.9	0.9	-	вода	27.2	0.0	-		-
		35.6	42.6	7.0	-	0.9	0.9	-	вода	27.4	0.0	-		-
		43.4	54.5	11.1	-	0.8	0.8	-	вода	28.6	0.0	-		-
		55.1	60.7	5.6	-	0.8	0.9	-	вода	27.3	0.0	-		-
		69.4	74.9	5.5	-	0.9	0.9	-	вода	27.1	0.0	-		-
		210	216	6.8	-	0.9	0.9	-	вода	28	0.0	-		-

		250	259	8.5	-	0.8	0.7	-	вода	28.6	0.0	-		-
		292	295	2.9	-	0.7	0.7	-	вода	27.3	0.0	-		-
Кж-6	J ₂	811.7	812.7	1	-	1.58	0.83	-	вода	0.18	-	-		-
		814.5	815.6	1.1	-	1.27	0.92	-	вода	0.37	-	-		-
		818.8	824.3	5.5	-	0.79	0.61	-	вода	0.31	-	-		-
		828.6	831	2.4	-	1.17	0.9	-	вода	0.41	-	-		-
		831	841.5	10.5	-	0.61	0.6	-	вода	0.28	-	-		-
Кж-6	J ₂	843.8	846.3	2.5	-	0.66	0.45	-	вода	0.29	-	-		-
		848.9	860.1	11.2	-	0.55	0.58	-	вода	0.29	-	-		-
		880.1	927	46.9	-	0.59	0.54	-	вода	0.3	-	-		-
		944	955.1	11.1	-	0.48	0.5	-	вода	0.3	-	-		-
		961.4	966.2	4.8	-	0.63	0.54	-	вода	0.29	-	-		-
		967.5	968.6	1.1	-	1.36	0.93	-	вода	0.34	-	-		-
		973.6	987.6	14	-	0.75	0.6	-	вода	0.29	-	-		-
		991.7	994.4	2.7	-	1	0.8	-	вода	0.32	-	-		-
		1010	1024.9	14.9	-	0.59	0.56	-	вода	0.29	-	-		-
		1042	1056.5	14.5	-	0.67	0.6	-	вода	0.29	-	-		-
		1058.9	1063.8	4.9	-	0.72	0.53	-	вода	0.27	-	-		-
		1066.9	1072	5.1	-	0.69	0.52	-	вода	0.27	-	-		-
		1076.7	1095.4	18.7	-	0.77	0.63	-	вода	0.27	-	-		-
Дараймола Восточная														
ДВ-1	Т	1195.2	1197.2	2.0	-	5.24	3.12	-	вода	0.28	-	-		-
		1198.3	1200.4	2.1	-	14.26	7.44	-	вода	0.17	-	-		-
		1202.4	1203.5	1.1	-	16.62	8.48	-	вода	0.20	-	-		-
		1205.5	1206.2	0.7	-	4.38	5.32	-	вода	0.32	-	-		-
		1208.5	1209.7	1.2	-	8.38	10.02	-	вода	0.16	-	-		-
		1214.3	1215.2	0.9	-	12.51	12.91	-	вода	0.20	-	-		-
		1215.8	1216.9	1.1	-	39.02	20.00	-	вода	0.14	-	-		-
		1218.5	1221.1	2.6	-	10.72	3.67	-	вода	0.23	-	-		-
		1223.8	1226.5	2.7	-	7.50	2.87	-	вода	0.18	-	-		-
		1228.1	1229.6	1.5	-	15.73	6.77	-	вода	0.08	-	-		-
		1230.4	1233.9	3.5	-	15.00	3.98	-	вода	0.14	-	-		-
		1235.0	1236.3	1.3	-	6.93	3.23	-	вода	0.28	-	-		-
		1236.9	1238.6	1.7	-	15.29	5.04	-	вода	0.12	-	-		-
		1245.8	1247.8	2.0	-	12.32	4.35	-	вода	0.37	-	-		-
		1250.3	1251.3	1.0	-	6.94	3.52	-	вода	0.34	-	-		-
1255.8	1257.1	1.3	-	6.17	1.99	-	вода	0.32	-	-		-		
1260.1	1262.2	2.1	-	5.75	2.48	-	вода	0.31	-	-		-		
1265.2	1267.0	1.8	-	5.46	2.76	-	вода	0.36	-	-		-		

		1267.7	1268.6	0.9	-	7.24	3.16	-	вода	0.29	-	-		-	
		1271.4	1272.8	1.4	-	17.99	5.18	-	вода	0.23	-	-		-	
		1275.5	1276.9	1.4	-	11.80	2.30	-	вода	0.33	-	-		-	
		1280.5	1281.4	0.9	-	1.83	2.35	-	вода	0.36	-	-		-	
		1282.0	1282.7	0.7	-	5.59	6.94	-	вода	0.33	-	-		-	
		1283.5	1284.1	0.6	-	8.54	10.91	-	вода	0.21	-	-		-	
ДВ-1	Т	1287.5	1289.2	1.7	-	3.72	1.25	-	вода	0.32	-	-		-	
		1289.2	1290.7	1.5	-	1.74	1.05	-	вода	0.39	-	-		-	
		1291.6	1293.1	1.5	-	3.53	2.19	-	вода	0.34	-	-		-	
ДВ-2	Т-I	969.2 / -978.4	976.8 / -986.0	7.6	-	-	-	-	вода	0.226	-	-		-	
		979.2 / -988.4	980.6 / -989.8	1.4	-	-	-	-	вода	0.224	-	-		-	
	Т-II	замещен		-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	
	Т-III	1053.9/1063.1	1056.8/1074.2	2.90	-	-	-	-	вода	0.199	-	-		-	
	Т-IV	1069.2/1078.4	1070.5/1079.7	1.3	-	-	-	-	вода	1.3	0.161	-		-	
		1073 / -1082.2	1074.5/1083.7	1.5	-	-	-	-	вода	1.5	0.139	-		-	
		1077.1/ 1086.3	1083.4/1092.6	6.3	-	-	-	-	вода	6.3	0.171	-		-	
Т-V	замещен				-	-	-	-	-	-	-		-		
ДВ-3	Т-I	1072.3 1080.7	1073.8/1082.2	1.5	-	-	-	-	нефть	0.191	0.400	-1082,2		-	
		1077.9 1086.3	1078.7/1087.1	0.8	-	-	-	-	вода	0.244	-	-		-	
	Т-II	1104.5 / -1112.9	1110.5/1118.9	6.0	-	-	-	-	нефть	0.296	0.631	-1138.0		-	
		1111.2 / -1119.6	1117.6/1126.0	6.4	-	-	-	-	нефть	0.382	0.665	-		-	
		1118.6 / -1127.0	1119.9/1128.3	1.3	-	-	-	-	нефть	0.333	0.569	-		-	
		1120.4 / -1128.8	1124.7/1133.1	4.3	-	-	-	-	нефть	0.260	0.544	-		-	
		1127.7 / -1136.1	1129.6/1138.0	1.9	-	-	-	-	нефть	0.362	0.718	-		-	
	Т-III	1137.1 / -1145.5	1137.8/1146.2	0.7	-	-	-	-	нефть	0.201	б/о	-1153.9		-	
		1140.2 / -1148.6	1141.3/1149.7	1.1	-	-	-	-	нефть	0.204	0.487	-		-	
		1143.7 / -1152.1	1145.5/1153.9	1.8	-	-	-	-	нефть	0.246	0.561	-		-	
		1152.5 / -1160.9	1155.2/1163.6	2.7	-	-	-	-	вода	0.251	-	-		-	
		1157 / -1165.4	1158.2/1166.6	1.2	-	-	-	-	вода	0.309	-	-		-	
		1161.7 / -1170.1	1167.3/1175.7	5.6	-	-	-	-	вода	0.334	-	-		-	
		1168.4 / -1176.8	1171.3/1179.7	2.9	-	-	-	-	вода	0.213	-	-		-	
	Т-IV	1179.9 / -1188.3	1183 / -1191.4	3.1	-	-	-	-	вода	3.1	0.196	-		-	
		1185.7 / -1194.1	1186.5/1194.9	0.8	-	-	-	-	вода	0.8	0.312	-		-	
	Т-V	1207.8 / -1216.2	1208.6/1217.0	0.8	-	-	-	-	вода	0.217	-	-		-	
		1209 / -1217.4	1209.9/1218.3	0.9	-	-	-	-	вода	0.209	-	-		-	
	ДВ-4	Т-I	1069.7 / -1079.2	1072.1/1081.6	2.4	-	-	-	-	нефть	0.188	0.476	-1081,6		-
			1073.7 / -1083.2	1075.4/1084.9	1.7	-	-	-	-	вода	0.226	-	-1081,6		-
1076.9 / -1086.4			1080.7/1090.2	3.8	-	-	-	-	вода	0.186	-	-		-	
1096.8 / -1106.3			1097.8/1107.3	1.0	-	-	-	-	вода	0.216	-	-		-	

	Т-II	1112.1 / -1121.6	1113.1/1122.6	1.0	-	-	-	-	вода	0.162	-	-	-	
		1114.1 / -1123.6	1115.0/1124.5	0.9	-	-	-	-	вода	0.154	-	-	-	
		1116.8 / -1126.3	1117.9/1127.4	1.1	-	-	-	-	вода	0.152	-	-	-	
		1118.9 / -1128.4	1119.7/1129.2	0.8	-	-	-	-	вода	0.127	-	-	-	
		1126.9 / -1136.4	1134.2/1143.7	7.3	-	-	-	-	вода	0.178	-	-	-	
	Т-III	1144.4 / -1153.9	1153.6/1163.1	9.2	-	-	-	-	вода	0.185	0.000	-	-	
1158.5 / -1168.0		1166.1/1175.6	7.6	-	-	-	-	вода	0.151	0.000	-	-		
ДВ-4	Т-IV	1171.0 / -1180.5	1175.4/1184.9	4.4	-	-	-	-	вода	0.161	0.000	-	-	
		1183.0 / -1192.5	1186.2/1195.7	3.2	-	-	-	-	вода	3.2	0.158	-	-	
		1188.8 / -1198.3	1189.7/1199.2	0.9	-	-	-	-	вода	0.9	0.158	-	-	
		1221.3 / -1230.8	1226.1/1235.6	4.8	-	-	-	-	вода	4.8	0.172	-	-	
	Т-V	1246.8 / -1256.3	1247.6/1257.1	0.8	-	-	-	-	вода	0.196	-	-	-	
		1256.1 / -1265.6	1257.4/1266.9	1.3	-	-	-	-	вода	0.189	-	-	-	
ДВ-9	J	356.5/-368.3	363.4/-375.2	6.9		0.4	-	-	вода	0.39	25	-	-	
		369.1/-380.9	370.0/-381.8	0.9		0.4	-	-	вода	0.36	18	-	-	
		379.9/-391.7	381.9/-393.7	2.0		0.5	-	-	вода	0.34	19	-	-	
		384.6/-396.4	386.1/-397.9	1.5		0.4	-	-	вода	0.33	11	-	-	
		387.7/-399.5	392.8/-404.6	5.1		0.6	-	-	вода	0.30	20	-	-	
		399.8/-411.6	402.9/-414.7	3.1		0.7	-	-	вода	0.22	10	-	-	
		404.3/-416.1	406.8/-418.6	2.5		0.6	-	-	вода	0.23	6	-	-	
		409.0/-420.8	410.3/-422.1	1.3		0.7	-	-	вода	0.26	10	-	-	
		436.4/-448.2	437.8/-449.6	1.4		0.5	-	-	вода	0.27	3	-	-	
		439.8/-451.6	442.5/-454.3	2.7		0.6	-	-	вода	0.21	4	-	-	
		455.1/-466.9	457.8/-469.6	2.7		0.4	-	-	вода	0.32	4	-	-	
		461.6/-473.4	465.5/-477.3	3.9		0.4	-	-	вода	0.25	3	-	-	
		467.3/-479.1	475.8/-487.6	8.5		0.4	-	-	вода	0.30	6	-	-	
		478.9/-490.7	481.0/-492.8	2.1		0.5	-	-	вода	0.34	17	-	-	
		481.5/-493.3	482.5/-494.3	1.0		0.3	-	-	вода	0.33	5	-	-	
		497.4/-509.2	501.2/-513.0	3.8		1.4	-	-	нефть	0.28	53	-	-	-
		501.6/-513.4	502.3/-514.1	0.7		1.2	-	-	нефть	0.25	42	-	-	-
		502.6/-514.4	506.0/-517.8	3.4		1.3	-	-	нефть	0.26	49	-	-	-
	506.0/-517.8	507.0/-518.8	1.0		1.2	-	-	нефть	0.22	42	-	-	-	
	<i>средневзвешенные значения</i>									0.26	50	-	-	-
Т		506.0/-517.8	507.0/-518.8	0.9		0.6	-	-	вода	0.27	30	-	-	
		506.0/-517.8	507.0/-518.8	19.2		0.3	-	-	вода	0.32	1	-	-	
		506.0/-517.8	507.0/-518.8	36.6		0.3	-	-	вода	0.30	1	-	-	
		506.0/-517.8	507.0/-518.8	2.3		0.3	-	-	вода	0.32	4	-	-	
		506.0/-517.8	507.0/-518.8	5.6		0.4	-	-	вода	0.24	3	-	-	
		506.0/-517.8	507.0/-518.8	0.9		0.7	-	-	вода	0.27	26	-	-	

		506.0/-517.8	507.0/-518.8	1.4		0.6	-	-	вода	0.28	31			-
		506.0/-517.8	507.0/-518.8	1.4		0.6	-	-	вода	0.28	31	-		-
ДВ-21	Т	1035.2	1036.4	1,2	-	1,3	-	-	вода	33,0	-	-		Объект слабонефт егазонасы щенный
		1040.8	1042.4	1,6	-	1,4	-	-	вода	31,9	-	-		
		1044.3	1046.0	1,7	-	1,3	-	-	вода	32,7	-	-		
		1064.1	1064.9	0,8	-	2,0	-	-	вода	29,4	32,1	-		
		1075.3	1076.6	1,3	-	0,8	-	-	вода	29,0	-	-		
		1079.1	1081.7	2,6	-	1,2	-	-	вода	30,3	21,4	-		
		1088.9	1092.8	3,9	-	0,6	-	-	вода	27,3	-	-		
		1096.7	1097.7	1,0	-	3,0	-	-	нефть	27,7	38,6	-		
		1097.7	1100.2	2,5	-	2,5	-	-	нефть	27,0	35,8	-		
		1104.2	1108.3	4,1	-	1,2	-	-	вода	27,2	15,1	-		
		1109.1	1110.3	1,2	-	1,4	-	-	вода	26,5	14,9	-		
		1111.9	1113.9	2,0	-	1,4	-	-	вода	26,7	13,5	-		
		1118.5	1120.6	2,1	-	1,3	-	-	вода	26,4	13,4	-		
		1121.7	1124.2	2,5	-	1,3	-	-	вода	26,1	-	-		
1127.4	1130.3	2,9	-	1,0	-	-	вода	27,7	-	-				
1136.6	1137.4	0,8	-	1,0	-	-	вода	24,7	-	-				
ДВ-22	Т	1044.3	1053.4	9,1	-	1,1	-	-	вода	42,5	-	-		Объект слабонефт егазонасы щенный
		1069.5	1070.6	1,1	-	0,8	-	-	вода	32,0	18,6	-		
		1071.8	1073.8	2,0	-	0,9	-	-	вода	28,7	10,6	-		
		1074.6	1075.6	1,0	-	0,9	-	-	вода	27,3	8,8	-		
		1085.0	1086.2	1,2	-	0,9	-	-	вода	28,3	11,1	-		
		1090.9	1092.3	1,4	-	1,1	-	-	вода	34,8	28,9	-		
		1094.3	1097.1	2,8	-	1,1	-	-	вода	36,5	26,8	-		
		1105.9	1107.6	1,7	-	2,0	-	-	нефть	27,1	42,8	-		
		1112.4	1115.9	3,5	-	1,9	-	-	нефть	26,8	37,2	-		
		1121.6	1123.1	1,5	-	3,3	-	-	нефть	24,5	35,0	-		
1145.6	1148.5	2,9	-	1,0	-	-	вода	26,5	10,7	-				
Дараймола Западная														
ДЗ-1	Ю2-1	67.1 / -78.9	71.9 / -83.7	4.8	-	1.89	3.12	-	нефть	-	54	-		Объект нефтенасы щенный
		72.4 / -84.2	76.7 / -88.5	4.30	-	1.92	2.61	-	нефть	-	51			
		76.7 / -88.5	79 / -90.8	2.3	-	1.66	1.54	-	нефть	-	38			
	Ю2- Па	83.8 / -95.620	88.8 / - 100.620	5.0	-	1.92	3.73	-	нефть	-	48	-		
		Ю2- Пб	91.5 / -103.3	92.4 / -104.2	0.9	-	-	-	-	нефть	-		-	
	92.8 / -104.6		93.8 / -105.6	1	-	1.62	2.96	-	нефть	-	-			
ДЗ-1	Ю2-III	97.5 / -109.3	99.3 / -111.1	1.8	-	2.16	3.17	-	нефть	-	-	-		
		115.4 / -127.2	120.1 / -131.9	4.7	-	1.71	2.49	-	нефть	-	39			

		120.4 / -132.22	122.8 / 134.620	2.4	-	1.48	1.61	-	нефть	-	34			
		122.8 / -134.6	124 / -135.8	1.2	-	-	-	-	нефть	-				
ДЗ-7	Ю2-I	82.4 / -93.93	83.4 / -94.930	1	-	1.07	1.30	1.01	вода	0.33	0.19	-		Объект слабонефтьсгазо насыщенный
		84.5 / -96.03	85.7 / -97.230	1.2	-	1.04	1.33	1.21	вода	0.35	0.23			
		86.9 / -98.43	92.2 / -103.730	5.3	-	0.71	1.17	0.75	вода	0.22	-			
		104.3 / -115.8	105.2 / -116.7	0,9	-	0.75	1.21	0.86	вода	0.27	-			
	Ю2-IIa	112.4 / -123.9	113.7 / -125.2	1.3	-	0.60	0.89	0.56	вода	0.30	-	-		
	Ю2-IIb	149.2 / -160.7	151.7 / -163.2	2.5	-	0.81	1.35	1.26	нефть	0.29	0.19	-167,43		
	Ю2-III	152.3 / -163.8	154.4 / -165.93	2.1	-	0.85	1.37	1.23	нефть	0.31	0.24			
		154.4 / -165.9	156.2 / -167.73	1.8	-	0.74	1.29	1.08	нефть	0.30	0.18			
158.8 / -170.33		160.9 / -172.43	2.1	-	0.69	1.09	0.71	вода	0.28	-				
ДЗ-8		J ₂ + J ₁	128,4	130,0	1,7					вода		0,0		
	130,0		138,5	8,5					вода		0,0			
	138,5		144,8	6,3					вода		0,0			
	172,7		175,7	3,0					вода		0,0			
	179,8		183,1	3,3					Слабонефт.		30,5			
	183,1		185,5	2,3					Слабонефт.		26,9			
	185,5		190,7	5,3					нефть		50,7			
	190,7		196,9	6,2					нефть		53,8			
	208,5		221,7	13,2					вода		0,0			
	221,7		236,8	15,2					вода		0,0			
	236,8		245,0	8,1					вода		0,0			
	245,0		257,4	12,4					вода		0,0			
	261,9		273,5	11,6					вода		0,0			
	273,5	278,0	4,5					вода		0,0				
T ₂	283,4	285,8	2,4							6,1				
	287,6	289,9	2,3					Слабонефт.		17,7				
ДЗ-15	Ю ₃	186.2 / -199.31	190.1 / -203.21	3.9	-	1.08	0.97	1.02	нефть	0.34	0.34	-209,3		Объект нефтенасыщенный
		191.3 / -204.41	191.9 / -205.01	0.6	-	0.85	0.8	0.91	нефть	0.35	0.31			
		192.7 / -205.81	194.8 / -207.91	2.1	-	1.06	0.93	1.07	нефть	0.39	0.31			

		194.8 / -207.91	196.2 / -209.31	1.4	-	-	-	-	вода	-	-		
		196.5 / -209.61	201.1 / -214.21	4.6	-	0.56	0.43	-	вода	0.31	-		
	Ю ₂ -I	211.4 / -224.51	220 / -233.11	8.6	-	0.41	0.33	-	вода	0.3	-	-	
		220.5 / -233.61	230.2 / -243.31	9.7	-	-	-	-	вода	-	-		
		230.8 / -243.91	233.7 / -246.81	2.9	-	-	-	-	вода	-	-		
	Ю ₂ -IIa	236.8 / -249.9	238.3 / -251.4	1.5	-	-	-	0.96	нефть	0.31	0.5	-251,5	
	Ю ₂ -IIb	замещен		-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Ю ₂ -III	271.6 / -284.7	273.5 / -286.6	1.9	-	-	-	-	нефть	-	-	-	
		275.4 / -288.5	281.5 / -294.6	6.1	-	-	-	-	нефть	-	-		
		287.7 / -300.8	290.3 / -303.4	2.6	-	-	-	-	нефть	-	-		
	Т-I	385 / -398.1	385.6 / -398.7	0.6	-	-	-	2.14	нефть	0.22	0.5	-412,9	
		389.5 / -402.6	392.8 / -405.9	3.3	-	-	-	1.77	нефть	0.26	0.55		
		396 / -409.1	397 / -410.1	1	-	-	-	1.14	нефть	0.31	0.51		
		397.6 / -410.7	399.8 / -412.9	2.2	-	-	-	1.15	нефть	0.25	б/о		
		403.3 / -416.4	404 / -417.1	0.7	-	1.16	1	1.15	нефть	0.22	0.23		
		406.3 / -419.4	407.4 / -420.5	1.1	-	0.91	0.67	0.94	нефть	0.25	0.22		
412.4 / -425.5		413.3 / -426.4	0.9	-	0.83	0.65	-	вода	0.27	0.21			

5.5 Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования скважин

На месторождении Дараймола Западная в 2013-2014 г.г на этапе проведения оценочных работ в скважинах ДЗ-1, 2, 3, 6, 7, 10, 11, 12, 14, 15 были испытаны 28 объектов в верхне-, среднеюрских и триасовых отложениях.

Среднеюрские горизонты были испытаны в эксплуатационной колонне в двадцати трех объектах, из которых десять - нефтяные, семь - нефтеводоносные, четыре – водоносные и два – неприточные.

В скважине ДЗ-1 с апреля 2013 года испытано шесть интервалов путем снижения уровня столба жидкости посредством ШГНУ $\phi 57$ мм. В пяти объектах получена нефть с незначительной обводненностью от 0,3 до 11%. Дебит нефти варьирует от 0,8 до 9,9 м³/сут. При испытании шестого совместного объекта в 2014 году получен приток жидкости дебитом 8,5 м³/сут при обводненности 57%. Плотность воды нефти - 0,8905г/см³.

В скважине ДЗ-2 в ноябре 2013 года испытано шесть объектов путем снижения уровня столба жидкости посредством ШГНУ $\phi 57$ мм. В двух объектах получена нефть. Дебиты нефти варьировали от 0,5 до 5,9 м³/сут. В трех объектах получена водонефтяная эмульсия дебитом 3,3-8,5 м³/сут при обводненности 18,7-95%. В одном объекте получена вода дебитом 5,6 м³/сут. Плотность воды - 1,12 г/см³.

В скважине ДЗ-3 в апреле - мае 2014 года испытано два объекта путем снижения уровня столба жидкости посредством ЭВН. Оба объекта - неприточные.

В скважине ДЗ-6 в мае 2014 года испытано три объекта путем снижения уровня столба жидкости посредством ШГНУ $\phi 57$ мм. Во всех объектах получена вода дебитом от 10,5 до 14,6 м³/сут.

В скважине ДЗ-7 в феврале 2014 года испытан интервал 149-156 м путем снижения уровня столба жидкости посредством ШГНУ $\phi 57$ мм. Получена нефть дебитом 4,4 м³/сут.

В скважине ДЗ-10 в августе 2014 года испытано два объекта путем снижения уровня столба жидкости посредством ШГНУ $\phi 57$ мм. Во всех объектах получена нефть дебитами от 1,2 до 4,9 м³/сут при обводненности 10-95%.

В скважине ДЗ-11 в мае - июле 2014 года испытано два объекта путем снижения уровня столба жидкости посредством ШГНУ $\phi 57$ мм. Во всех объектах получена нефть дебитами от 0,5 до 3,9 м³/сут при низкой обводненности – 0-5%.

В скважине ДЗ-12 в августе 2014 года испытан один объект путем снижения уровня столба жидкости посредством глубинного насоса НГН-57 (СК-3). Получена нефть дебитом от 5,8 м³/сут при обводненности 40%.

В скважине ДЗ-14 в июле-августе 2014 года испытано два интервала путем снижения уровня столба жидкости посредством ШГНУ $\phi 57$ мм. В одном получена вода дебитом 9,0 м³/сут. Плотность воды -1,11г/см³. Во втором получен приток жидкости дебитом 0,8 м³/сут при обводненности 45%.

В скважине ДЗ-15 в июне - сентябре 2014 года испытано три объекта в триасовых отложениях. Из интервала 389,6-392,2 получен фонтанный приток нефти дебитом 5,1 через 5-мм штуцер. Два интервала испытано путем снижения уровня столба жидкости посредством ШГНУ $\phi 57$ мм. Из интервала 395,8-399,2 м получена жидкость дебитом 4,3 м³/сут, с обводненностью 90%, из интервала 436,2-448 м -вода дебитом 4,5 м³/сут.

На месторождении Дараймола Восточная поисково-разведочное бурение позволило выявить пять триасовых горизонтов (I, II, III, IV, V). Опробование горизонтов проведено в двух скважинах - ДВ-3 и ДВ-4.

Горизонт Т-I. Опробование проведено в скв. ДВ-3, ДВ-4. В скважине ДВ-3 совместно испытаны интервалы 1067,0-1068,5 и 1072,0-1074,0м. В результате из скважины при 5-мм штуцере был получен фонтанный приток нефти дебитом 4,0 м³/сут. В скважине ДВ-4 фонтанным способом опробованы два объекта. Интервал испытания первого объекта -1069,0-1072,0 м. При испытании на 6-мм штуцере был получен приток нефти дебитом 3,84 м³/сут, газа - 0,2 тыс. м³/сут.

Второй объект опробован в интервале 1072,0-1075,0 м. Дебит нефти и воды при 10 - мм штуцере составил 1,32 м³/сут и 3,0 м³/сут, соответственно.

Горизонт Т-II. В скважине ДВ-3 опробованы два объекта. Интервал испытания первого объекта- 1118,5-1124,5 м, в результате из скважины при 5- мм штуцере был получен фонтанный приток нефти и газа. Дебит нефти - 22,89 м³/сут, газа - 1, 8 тыс. м³/сут.

Второй объект опробован в интервале 1103,0-1116,0 м. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток нефти и газа. При 5- мм штуцере дебит нефти составил 55,62 м³/сут, газа - 3,3 тыс. м³/сут.

Горизонт Т-III, Т-V. Опробованы два объекта в скважине ДВ-4. Интервал испытания первого объекта- 1255,2-1263,0 м. В результате получена пластовая вода при Нср.дин. = 564м.

Второй объект опробован в интервалах 1136,3-1138,9 и 1255,2-1263,0 м, совместно. В результате получена пластовая вода при Нср.дин. = 568 м.

На структуре Кажигали в скважине Кж-1 испытаны интервалы 836-834; 826-823; 802-796; 304-310 м, получены слабые притоки пластовой воды с пленкой нефти с суточным дебитом 0,05-0,08 м³/сут.

В районе соляного **перешейка Кажигали-Карабатан** пробурены скважины Кж-4 и Кж-5. В скважине Кж-4 признаки УВ в виде слабого запаха отмечены в песчаниках нижней юры и в известняках триаса. По данным ГИС в разрезе скважины были выделены нефтенасыщенные интервалы:1118-1120 м, 1142-1151 м, 1229-1233 м, 1251-1254 м 1272-1280 м в юрских и триасовых отложениях, при последующем испытании которых получены притоки воды с нефтью.

В скважине Кж-5 с интервала 1334-1364 м (триас) при испытании методом свабирования получен приток нефти с газом. Дебит нефти составил 1,1 м³/сут, плотность ее - 0,81 г/см³. Из интервалов 1330-1334 м, 1364-1380 м, 1306-1310 м, 1296-1302 м, 1284-1292 м при испытании получен слабый приток воды с пленкой нефти.

На площади Зеленый в процессе бурения скважины Г-5 при забое 1097 м в триасовых отложениях отмечено нефтегазопроявление в виде пленок нефти в циркулирующем растворе. Нефть подвержена товарному анализу (III программа), уд. вес нефти при 20°С – 0,8652 г/см³, кинематическая вязкость – 50,99 сст, выход фракций бензиновых - 1,77%, керосиновых - 2,43%, содержание серы - 0,59%, парафина - 1,47%, смол -7,60%, в групповом углеводородном составе преобладают метанонафтеновые УВ (67,30%).

В 2011 году в восстановленной скважине Г-5 после проведения ГИС и определения технического состояния было принято решение на перфорацию и испытание скважины.

Скважина Г-5 перфорирована в интервале 1078-1081 и 1052-1072 м. При испытании нижнего объекта в интервале 1078-1087 м получен незначительный приток жидкости в объеме 0,5 м³ с удельным весом 1,0-0,85 г/см³. Откачка жидкости производилась путем свабирования. При испытании верхнего объекта в интервале 1052-1087 м был получен приток пластовой воды в объеме 30 м³ с удельным весом 1.21 г/см³.

В образцах керна из скважины Б-1 **структуры Бекишбай** признаки нефти в виде масляных пятен и слабого запаха встречены в среднеюрских отложениях в интервале 1037-1042 м.

По результатам комплексной интерпретации данных ГИС в качестве перспективных рекомендованы интервалы 690-693,2; 744,6-745,9, 1329,9-1331,4 м. При испытании интервалов 1330-1331; 852-876; 690-692; 176-180 м получены притоки пластовой воды без признаков нефти и газа.

На структуре Жира-Бериш в отобранных образцах керна из скважины Ж-Б-1 признаки нефти и газа в виде слабого запаха встречены в нижних частях триасовой толщи в интервале 1127-1132 м.

В скважине R-1, пробуренной в присводовой части поднятия **структуры Женгельды Западный**, по результатам комплексной интерпретации материалов ГИС

интервалы для получения промышленного притока углеводородов не выделены. В интервале 287,9-290,5 м обнаружен пласт-коллектор, слабонасыщенный УВ, вероятно, с водой. При испытании интервала 330-332 м получен приток пластовой воды без признаков нефти и газа. При испытании интервала 288-290 м первоначально получен приток пластовой воды с нефтью, дебит жидкости составил 7,2 м³/сут, из них нефти - 1,6 м³/сут. Откачка жидкости производилась периодически через 5-6 часов, так как динамический уровень столба жидкости постепенно падал. В последующем дебит жидкости составил 5,5 м³/сут, содержание воды - 90%.

В задачи испытания и опробования перспективных горизонтов в **скважине ТЮВ-1** подсолевой структуры Тасым входил следующий комплекс работ:

- вскрытие горизонта;
- вызов притока;
- оценка характера насыщенности пласта (нефть, вода, газ);
- отбор проб пластовой жидкости и газа;
- определение дебита, замер пластового давления и температуры, и других показателей, необходимых для расчета основных гидродинамических параметров пласта, коэффициентов продуктивности, проницаемости, пьезопроводности и др.

Вызов притока и опробование объектов в колонне проводились в соответствии с Планом работ, составленным на основе оперативных заключений по материалам геолого-геофизических исследований скважин. Перед опробованием скважины проводилась запись АКЦ для контроля за качеством цементажа эксплуатационной колонны и опрессовка эксплуатационной колонны водой на давление 68МПа.

В скважине ТЮВ-1 по материалам ГИС к опробованию были выделены 2 объекта.

Вскрытие 1-го объекта выполнено в интервалах 6872-6892, 6907-6930, 6952-6982м, всего длина интервалов перфорации -73 м, общая длина интервала -110 м. Перфорация скважины выполнена на бурильных трубах ТСР-корпусными перфораторами типа RoverJet Omega 3506НМХ с 7” Пакером Positrieve. После перфорации буровой раствор плотностью 1,85 г/см³ внутри колонны НКТ был замещен на рассол плотностью 1,17 г/см³ объемом 19 м³. Скважина подготовлена к вызову притока из пласта.

При вызове притока открывали скважину, давление в трубном на устье менялось с 21,0 до 23,1 МПа периодически снижали до 14,0 – 12,6 МПа через штуцер 3,18 мм. На последующих режимах давление восстанавливалось до 28,9 – 30,1 МПа, затем его снижали до 23,1 МПа через штуцер 1,59 м. Скважина вытеснила 5,005 м³ рассола.

Начало работы скважины на очистку: Ртубное колебалось от 19,8 МПа до 4,9 – 7,0 МПа, в конце снизилось до 1,7 МПа. При очистке скважины использовались штуцеры разного диаметра от 1,6 до 7,9 мм.

Для стимуляции притока перевели скважину внутри НКТ через IRDV-CV на буровой раствор и следом- на рассол плотностью 1,17 г/см³ объемом 14,1м³ и дизельное топливо объемом 5,9 м³. Работа скважины по очистке проведена на штуцере 3,17 мм, Ртр - 27,7 бар, далее проводилось вытеснение дизтоплива в мерную емкость объемом 5,657 м³. Дебит газа при работе скважины на штуцере диаметром 3,2 мм составил 25,9 м³/час, давление на устье скважины составило 3,57МПа. На устье скважины были отобраны пробы пластового флюида.

В связи с техническим состоянием скважины дальнейшее освоение не производилось.

Результаты опробования, испытания и исследования скважин, пробуренных на участке Атырау, приведены в таблице 5.5.1.

Таблица 5.5.1 - Результаты опробования, испытания и исследования скважин

Пласт	№ скв.	Интервал опробования, глубина	Способ вскрытия пласта	Диаметр (мм) и глубина (м) спуска фонтанных труб	Диаметр штуцера (мм) способы вызова притока	Фактическое время непрерывной работы, час	Давление, МПа				Депрессия, Мпа	Газосодержание, м ³ /т	Дебит				Коэффициент продуктивности, м ³ /Мпа	Принятое положение ВНК, ГНК в абс. отгм, м	Результаты испытания	
		абс. отгм., м					Рпл	Рзаб	Рзагр	Ргр			газ, тыс. м ³ /сут	нефти, м ³ /сут	воды, м ³ /сут	жидкости, м ³ /сут.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Кажигали																				
Т	Кж-1	834-836 823-826	RDXSDP – 25 гр., 20 отв. на 1 пог.м.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Притока из скважины нет.	
		834-826 823-826 796-802 (дострел)	RDXSDP – 25 гр., 20 отв. на 1 пог. м	-	-	-	0,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	слабый приток воды с пленкой нефти с суточным дебитом 0,1м ³ общей жидкости. Всего откачено 15,2м ³ .
		304-310	ЗПКО-89С, 10 отв. на 1 пог. м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,06	-	-	-	слабый приток воды.
Т	Кж-4	1251-1254 1272-1290	PowerJet 3406, 8 отв на 1пог.м	-	-	-	14,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	приток воды с пленкой нефти с дебитом общей жидкости 19,4 м ³	
		1229-1233		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Приток жидкости из пласта отсутствует	
1142-1151		PowerJet 3406, 20отв.на 1пог.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Приток жидкости из пласта отсутствует	
1118-1120		PowerJet 3406,8 отв. на 1пог.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Всего откачено 7,7 м ³ жидкости, признаки нефти отсутствуют.	
Т	Кж-5	1334-1364	DynawellDPRDX 26g 16 отв. на 1пог.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,1	-	-	-	-	-	После свабирования получен приток нефти дебитом 1,1 м ³ /сут со слабым газом. Плотность нефти - 0,81 г/см ³ .	
Т		1330-1334 1364-1380	ЗПК-102, 16 отв. на 1 пог. м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Приток нефти из пласта - очень слабый.	
		1284-1292 1296-1302 1306-1310	ЗПК-102, 16 отв. на 1 пог. м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Всего вытеснено 15 м ³ воды с пленкой нефти приток из пласта - очень слабый, дебитом 0,62 м ³ /сут.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Т	Кж-6	1283-1287, 1291-1295	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16,6	-	-	Всего откачено 40 м ³ воды. Плотность воды- 1,16 г/см ³ дебит - 16,6 м ³ /сут без признаков нефти и газа	
		1336,5-1347 1354-1357	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Вода плотностью 1,15 г/см ³ . При испытании уровень жидкости снижен до 420м, из-за отсут. притока подачи жидкости на устье не было.
Бекшибай																				
J	К _{1г}	1330-1331	RDXSDP – 25 гр., 6 отв. на 1 п.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Всего откачено 72 м ³ воды без признаков нефти.	
К _{1г}		852-876		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		690-692	ЗПКО-89С, 6 отв. на 1 п.м.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Приток пластовой воды без признаков нефти. Всего откачено 42 м ³ воды.
		К ₂	176-180	RDXSDP – 25 гр., 6 отв. на 1 п.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Приток жидкости из пласта очень слабый. Qв=0,05-0,07 м ³ /сут.
Женгельды Западный																				
К _{1г}	R-1	330-332	RDXSDP – 25 гр., 6 отв. на 1 п.м.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Всего откачено 19,7м ³ воды без признаков УВ.	
		288-290	RDXSDP – 25 гр., 6 отв. на 1 п.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,6	5,6	-	-	-	Первонач. дебит скв. составил 7,2 м ³ /сут. За время работы скважины содержание нефти в жидкости снизилось от 23% до 5%.
Дараймола Западная																				
J ₂	ДЗ-1	-125,82-136,82	ЗПКО-89С=110отв.	-	-	20	-	-	0.3	-	-	-	-	5,6	-	-	-	-	Испытано шесть объектов путем снижения уровня столба жидкости посредством ШГНУ ø57мм. В двух объектах получена нефть. В трех объектах получена водонефтяная эмульсия дебитом	
		-116,82-123,82 -125,82-136,82	ЗПКО-9С=70отв.	-	-	12	-	-	0.4	-	-	-	-	-	-	-	7,5	-		-
		-95,82-100,82	ЗПКО-89С=50отв.	-	-	5	-	-	0.07	-	-	-	-	-	-	-	0,8	-		-
		-78,82-91,82 -95,82-100,82	ЗПКО-89С=130отв.	-	-	21	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	1,2	-		-
		-78,82-91,82 -95,82-100,82 -116,82-123,82 -125,82-136,82	Совместное испытание	-	-	333	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	9,9	-		-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
J ₂	ДЗ-1	-78,82-91,82 -95,82-100,82 -116,82-123,82 -125,82-136,82	Power jet 89=40отв.	-		92	-	-	0.07	-											
J ₂	ДЗ-2	-130,84-140,84 -146,84-157,84	ЗПКО-89С=276 отв	-	-	-	-	-	0,32	-	-	-	-	5,9	-	-	-	-	Qн=5,9м ³ /сут; Рзтр=3,2атм;		
		-104,84-114,84 -119,84-124,84	Powerjet 3406=28отв.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,6	1,12	-	-	-	Qж=5,6м ³ /сут; W=100%; Ув=1,12г/см ³	
		-104,84-108,84	Powerjet 3406=28отв	-	-	-	-	-	-	0.08	-	-	-	-	0,5	-	-	-	-		
		-74,84-78,84; -86,84-90,84; -104,84-108,84	Powerjet 3406=80отв.	-	-	-	-	-	-	-	0,23	-	-	-	-	-	-	8,5	-	-	Qж=8,5м ³ /сут; Рзтр=2,3атм; W=90%
		-74,84-78,84; -86,84-90,84; -104,84-108,84	Powerjet 3406=80отв.	-	-	-	-	-	-	-	0,23	-	-	-	-	-	-	8,5	-	-	Qж=8,5м ³ /сут; Рзтр=2,3атм; W=90%
		-74,84-78,84 -86,84-90,84	Powerjet 3406=80отв	-	-	-	-	-	-	-	0,07	-	-	-	-	-	-	3,3	-	-	Qж=3,3м ³ /сут; Рзтр=0,7атм; W=95%;
		-146,84-157,84	Power jet 3406=66отв.	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	6,1	-	-	-	-	Qн=6,1м ³ /сут; Рзтр=10 атм; Ндин=67м
J ₂	ДЗ-3	-168,19-171,19	ЗПКО- 89С=30отв.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Нет притока (сухая)		
		-138,19-141,19	ЗПКО- 89С=30отв.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	
J ₂	ДЗ-6	-146,25-152,25	Innicor RDX- DP=60отв.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,12	10,5	-	-	Qж=10,5м ³ /сут; W=100%; Ув=1,12г/см ³		
		-129,25 131,25 -122,25 124,25	RDX SDR=40отв.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,3	-	-	Qж=14,3м ³ /сут; W=100%;	
		-107,25-112,25	RDX SDR=50отв	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,6	-	-	Qж=14,6м ³ /сут; W=100%	
J ₂	ДЗ-7	-160,53-167,53	ЗПКО- 89С=70отв.	-		89	-	-	0.73	-				9,5	-	-	-	-	Скважина испытана путем снижения уровня столба жидкости посредством ППНУ 657м		
J ₂	ДЗ-8	185,5-195	89, Dina well, = 95 отв.	-	4	-	-	-	1	0,4	-	-	-	4,6	-	-	-	-	Дшт=4мм; Qн=4,6м ³ /сут; Ртр=4атм; Рзтр=10атм		
		180-185,5, 185,5-195	Дострел 180- 185,5; 55отв	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,4	-	6,3	-	-	Qж=6,3м ³ /сут; Qн=5,4м ³ /сут; W=10%	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
J ₂	ДЗ-10	-141,13-149,33	Power jet 89=82отв.	-	-	-	-	-	0,02	-	-	-	-	-	-	1,2	-	-	Qж=1,2м ³ /сут; Рзтр=0,2атм; Ндин=88м; W=10%	
		-152,43-155,43	RDX Orion=32отв.	-	-	-	-	-	0,02	-	-	-	-	-	-	-	7,3	-	-	Qж=7,3м ³ /сут; Рзтр=0,2атм; Ндин=52м; W=95%
J ₂	ДЗ-11	-131,21-136,21	Innicor RDX- DP114=160отв.	-	-	-	-	-	0,54	-	-	-	-	3,9	-	-	-	-	Qн=3,9м ³ /сут; Рзтр=5,4атм; Ндин=57м; W=0	
		-147,21-157,21	Innicor RDX- DP=80отв.	-	-	-	-	-	0,08	-	-	-	-	0,5- 0,7	-	-	-	-	Qн=0,5-0,7м ³ /сут; Рзтр=0,8атм; Ндин=77м; W=5%	
J ₂	ДЗ-12	-147,21-157,21	ЗПКО- 89С=58отв.	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	5,8	-	-	-	-	Qн=5,8м ³ /сут; Рзтр=10атм; W=40%	
J ₂	ДЗ-14	-122,02-142,02	Power jet 3406=320отв.	-	-	-	-	-	0,03	-	-	-	-	9	-	-	-	-	Qн=9м ³ /сут Рзтр=0,3атм	
		-122,52 126,62 -116,82 119,32	Innicor RDX- DP=49отв.	-	-	-	-	-	0,19	-	-	-	-	-	0,8	-	-	-	Qв=0,8м ³ /сут; Рзтр=1,9атм Ндин=65м	
		-122,52 126,62 -116,82 119,32	Innicor RDX- DP=49отв.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8	-	-	-	-	Qн=0,8м ³ /сут
J ₂	ДЗ-15	-402,7-405,3	ЗПКО- 89С=41отв.	-	5	92	3,9	-	2.6	-	-	-	-	5,1	4,5	4,3	-	-		
		-408,9-412,3	RDX SDR=54отв.	-	-	40	-	-	1	-	-	-	-	4,3	-	-	-	-	-	
		-449,3-461,1	ЗПКО- 9С=188отв.	-	-	7	-	-	0.1	-	-	-	-	4,5	-	-	-	-	-	

Дараймола Восточная																					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Т-I	ДВ-3	-1075,4-1076,9 -1080,4-1082,4	фонтан	-	4	-	-	-	9,5	8,5	-	-	-	5,23	-	-	-	-			
					5	-	-	-	9,8	7,5	-	-	-	4,0	-	-	-	-			
Т-II		-1126,9-1132,9	фонтан	73мм,1108м.	3	-	13,0	8,8	2,9	1,6	4,2	-	1,3	16,24	-	-	-	0,0423		-	
					4	-	13,0	8,6	3,4	1,4	4,4	-	1,5	18,54	-	-	-	0,0423		-	
Т-II		-1111,4 -1124,4	фонтан	73мм,1088м.	5	-	13,0	7,3	5,3	1,2	5,7	-	1,8	22,89	-	-	-	0,0423		-	
					3	-	12,2	11,6	2,9	4,3	0,6	-	1,2	19,6	-	-	-	0,3313		-	
					5	-	12,2	10,6	2,2	4,0	1,6	-	3,3	55,62	-	-	-	0,3313		-	
Т-I		ДВ-4	-1081,5-1084,5	фонтан	73мм,1064,35	7	-	12,2	9,6	2,2	3,8	2,6	-	5,8	96,8	-	-	-		0,3313	-
						10	-	-	-	2,7	2,0	-	-	-	1,32	3,0	4,4	-		-	
			16	-	-	-	1,3	1,4	-	-	-	1,81	4,2	6,04	-	-					
Т-I	-1078,5-1081,5		фонтан	73мм,1053м.	4	-	-	11	9,9	7,9	-	-	0,06	1,19	-	-	-	-	-		
					6	-	-	6,9	6,4	5,2	-	-	0,2	3,84	-	-	-	-	-		
Т-III	-1145,8-1148,4; -1264,7-1272,5		-	-	73мм,1124м.	-	-	-	7,2	0	0	-	-	-	-	0,736	-	-	-	-	
		9				-	-	4,1	3,8	2,9	-	-	0,3	6,21	-	-	-	-	-		
Т-V	-1264,7 -1272,5	-	-	73мм,1245м.	-	-	-	5,6	0	0	-	-	-	-	0,667	-	-	-	-		
Ю-II	ДВ-9	680,5-685,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Нет результатов	
		670-675	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Нет результатов
		643,5-647,5; 649-650,5; 660-662; 663-664;	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Нет результатов
		623-626, 498-506	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,12	-	6,2	-	-	Qж=6,2м ³ , W=63,6%, Qн=3,12 м ³ /сут.
Т	ДВ-21	1096-1115 1118-1123,5	ЗПК 114-ВТ- М-04 по 16 отв. на 1пог.м, = 392отв	-	8	-	-	-	-	0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	приток пластовой воды	
		1096-1100	ЗПК 114-ВТ- М-03 по 8 отв. на 1пог.м = 32отв	-	-	-	-	-	-	1,17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	приток пластовой воды
		1079-1083м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21,7	-	-	-	приток нефти с водой	
	ДВ-22	1106-1114	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,5	-	-	Qж=11,5 W=80%	
Тасым (подсоль)																					
С ₂	ТЮВ-1	6872-6892 6907-6930 6952-6982	PowerJet Omega 3506 HMX	88,9x73мм на 6708м	3,2	7,3	112,9	-	-	3,57	-	-	25,9	-	-	-	-	-	-		

5.6 Физико-литологическая характеристика коллекторов и покрышек, изученность подсчетных параметров по керну

Во вскрытом разрезе скважин месторождения Дараймола Восточная литологический состав пород представлен терригенными отложениями.

Продуктивными являются триасовые отложения, где по данным ГИС и опробования установлены 5 горизонтов: Т-I, Т-II, Т-III, Т-IV, Т-V.

При изучении физико-литологической характеристики продуктивных отложений месторождения было использовано описание бурового шлама в скважинах ДВ-2, ДВ-3, ДВ-4 и литологическое описание отобранного керна в скважинах ДВ-3 и ДВ-4.

Пласты-коллекторы триасовых продуктивных горизонтов, представлены алевролитами, песчаниками и песками.

Породами покрышками являются глины и аргиллиты.

Глины и аргиллиты серые, слабоуплотненные, известковистые, вязкие, липкие, пластичные.

Результаты лабораторных исследований керна

По данным сопоставления зерновой плотности от пористости был построен график дзерен от Кп (рис.5.6.1). Как видно из рисунка, скелетное значение песчаников равно 2,69 г/см³.

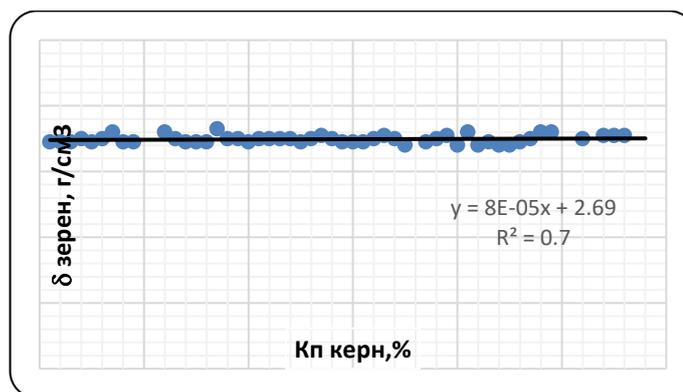


Рис. 5.6.1 - Сопоставление плотности зерен от пористости

На рисунке 5.6.2 представлен график сопоставления проницаемости от пористости.

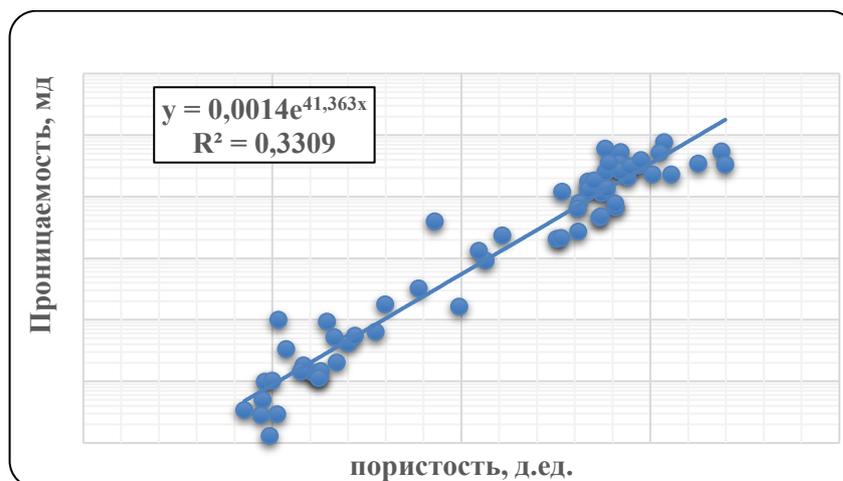


Рис. 5.6.2 - Соотношение проницаемости от пористости

Фильтрационно-емкостная характеристика пород-коллекторов продуктивных горизонтов приведена по данным представительных анализов керна (не имеющих

повреждений, характеризующих эффективные толщины и имеющие проницаемость выше 1мД).

Из 5-ти продуктивных горизонтов представительными анализами охарактеризованы всего три горизонта:

Горизонт Т-I освещен 8-ю представительными образцами из скважины ДВ-3;

Горизонт Т-II освещен 32-мя представительными образцами из скважины ДВ-3;

Горизонт Т-IV освещен 4-мя представительными образцами из скважины ДВ-4.

Измерение газопроницаемости, пористости, зерновой плотности

Данные по пористости получены при измерении объема пустот путем инъекции гелия в матричную емкость, и объема штуфа путем умножения длины на площадь с использованием цифровых кронциркулей.

Зерновая плотность рассчитана путем деления сухого веса штуфного образца на объем зерен.

Измерение газопроницаемости проведено в пермеамetre с держателем керна Хесслера при перепаде давления в 400 psi.

Лаборатория ТОО «Компания Жаһан» использует двучеистый измеритель пористости (поросиметр) для измерения объема зерен образцов.

Определив общий объем и вес плага, стало возможным рассчитать пористость и зерновую плотность образца.

Для проверки и контроля данных через каждые 30 образцов проводились анализ эталонных образцов и сравнение с погрешностью в $\pm 0,2$ процента и $\pm 0,01$ г/см³ для пористости и зерновой плотности, соответственно.

Исследование карбонатности пород

Определение карбонатности пород выполнялось объемным способом на кальциметре КМ-03, позволяющим получить раздельное содержание кальцита и доломита, нерастворимого остатка. Для анализа использовалась проба не менее 50г, которая дезинтегрировалась и для определения карбонатности породы отбиралась навеска путем квартования (таблица 5.6.1).

Таблица 5.6.1 - Данные определения карбонатности пород скважины ДВ-3

№ обр.	кальцит, %	доломит, %	н.о., %
1	2	3	4
2	0,8	1,6	97,6
6	21,8	2	76,2
17	3,3	2,9	93,8
20	2	0,7	97,3
23	3,7	2,6	93,7
27	6,5	0,9	92,6
31	3,4	2,1	94,5
34	6,6	1,2	92,2
42	21,2	5,7	73,1
45	17,4	0,2	82,4

Гранулометрический анализ выполнялся методом лазерной дифракции с помощью лазерного анализатора HORIBALA-950V2 (Япония).

Сведения о литолого-физических свойствах пород продуктивных пластов и покрышек приведены в таблице 5.6.2.

Таблица 5.6.2 - Сведения о литолого-физических свойствах пород продуктивных пластов и покрышек

№ скв.	Пласт	Интервал отбора керна, глубина		Дата отбора керна	Литологическое Описание образца	Гранулометрический состав					Коэффициент открытой пористости		Плотность зерновая (г/см ³)	Газопроницаемость	Карбонатность, %	Примечание
						более 1 мм	1,0-0,5 мм	0,5-0,25 мм	0,25-0,1 мм	менее 0,01 мм	доли единицы					
		открытой	полной													
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Месторождение Дараймола Восточная																
ДВ-3	Т-I	1060	1066.2	Ноябрь, 2014	90% Алевролит серый, мелкозернистый, плотный, средней крепости, с чередованием песчаника серого, кварцевого, мелкозернистого, средний крепости. 10%	0	3,55	8,286	32,442	0	-	-	-	378.485	1,6	-
ДВ-3	Т-I	1076	1081	Ноябрь, 2014	100% Пески серые, мелкозернистые, известковистые, кварцевые, со слабым запахом. ЛБА-2-ГЖ-МБ	0	4,007	8,136	32,103	0	28,42	-	2,69	324.773	2	-
ДВ-3	Т-I	1081	1087	Ноябрь, 2014	100% Алевролит серый, мелкозернистый, плотный, средней крепости, кварцевые.	0	4,384	1,661	28,563	0	17,74	-	2,69	17.74	2,9	-
ДВ-3	Т-II	1106	1113	Ноябрь, 2014	Песчаники серые, мелкозернистые, кварцевый, слабой крепости. Острый запах. ЛБА-2-ГЖ-МБ	0	3,183	1,674	26,434	0	27,48	-	2,69	330.646	0,7	--
ДВ-3	Т-II	1113	1119	Ноябрь, 2014	100% Песчаники серые, мелкозернистые, кварцевый, слабой крепости. Острый запах. ЛБА-1-БГ-ЛБ	0	5,623	0,125	13,756	0	27,63	-	2,69	251.681	2,6	-
ДВ-3	Т-II	1119	1127	Ноябрь, 2014	60% Песчаники серые, мелкозернистые, кварцевый, слабой крепости. 40% Алевролит серый, мелкозернистый, плотный, средний крепости, с чередованием песчаника серого, кварцевого, мелкозернистого, средний крепости.	0	4,976	2,298	32,321	0	10,74	-	2,69	342.658	0,9	-
ДВ-3	Т-II	1129	1136	Ноябрь, 2014	100% Глины серые, слабоуплотненные, известковистые, вязкие, липкие, пластичные, аргиллитоподобные.	0	4,876	0,65	22,968	0	34,16	-	2,71	9.14	2,1	-
ДВ-3	Т-III	1136	1143	Ноябрь, 2014	85% Песчаник серый, мелкозернистый, кварцевый, на глинистом цементе, сильно известковый. 15% Глина светло-серая, серовато-белая, алевритистая, сильно известковая, в шламe мягкая, аморфная	0	4,355	2,384	34,637	0	13,29	-	2,74	600.702	1,2	-
ДВ-3	Т-IV	1185.0	1190.0	Ноябрь, 2014	80% Песчаник серый, мелкозернистый, кварцевый, на известковом цементе.	0	4,906	6,682	34,784	0	-	-	-	350.099	5,7	-

Результаты лабораторных исследований

Лабораторные исследования керн проводились ТОО «Компания Жаһан». На образцах горных пород изучались пористость общая, газопроницаемость и минералогическая плотность.

На месторождении Дараймола Западная керн отобран из 12 скважин. По 5 скважинам был выполнен стандартный анализ керновых данных. Было проанализировано 141 образец.

По проведенным стандартным анализам проведены следующие определения:

- газопроницаемости, мД;
- пористости (полная), %;
- зерновой плотности, г/см³.

По результатам петрофизических исследований были построены следующие зависимости:

- зависимость минералогической плотности от пористости, построенная по 225 образцам, и описывается уравнением $y=2.7018e^{-0.0002x}$ при плохой аппроксимации $R^2=0,0122$ (рис. 5.6.3);

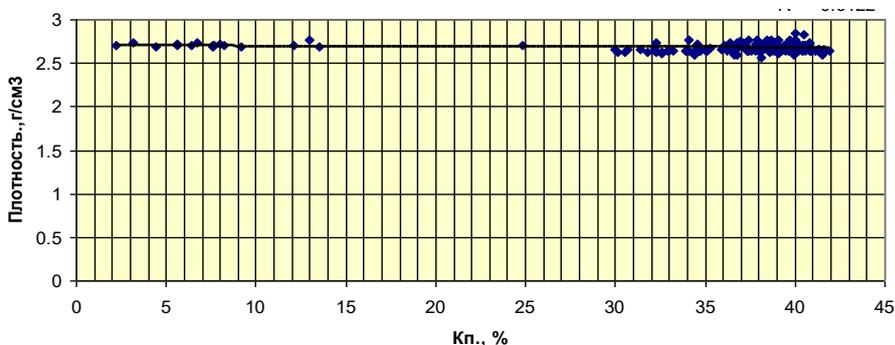


Рис. 5.6.3 - Сопоставление пористости от минералогической плотности

- зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости, построенная по 222 образцам, и описывается уравнением $y=0,01e^{0.2836x}$. По данной зависимости установлена статистическая связь между проницаемостью и пористостью определенными на керне (Рис. 5.6.4).

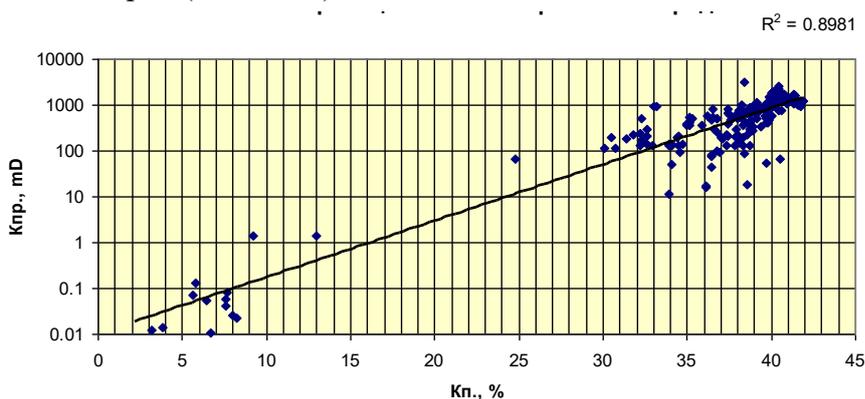


Рис.5.6.4 - Зависимость коэффициента пористости от коэффициента проницаемости

Характеристика литологических свойств коллекторов

Для физико-литологической характеристики отложений использовались полевое описание, лабораторные анализы керн.

Комплексное исследование образцов керн выполнено в ТОО «Компания Жаһан».

Продуктивный разрез площади Дараймола Западное крыло - неравномерное чередование песчано-алевролитовых и глинистых пород. Основная часть пород-

коллекторов сложена рыхлыми, слабо сцементированными разностями песков алевролитов. Коллекторами в юрских продуктивных горизонтах являются песчаники и алевролиты, в основном, средне-мелкозернистые. Глины, присутствующие в горизонтах, по данным керна не являются чистыми, в разной степени песчанистые и алевролитистые, часто с тончайшими прослоями песка.

В период бурения поисковой скважины ТЮВ-1 керн был отобран из четырех интервалов.

Проходка с отбором керна в скважине составила 100 м, вынос керна -92,28 м или 93% от проходки с отбором керна. В целом освещенность керном продуктивных отложений по скважине составила 0,3%.

Данные по освещенности керном разреза скважины и продуктивных отложений приведены в таблицах 5.6.3 и 5.6.4.

Таблица 5.6.3 - Освещенность керном разреза скважины ТЮВ-1 на структуре Тасым

№ скв.	Горизонт	Интервал отбора керна, м	Проходка с отбором керна, м	Вынос керна, м	
				м	%
ТЮВ-1	P _{1s}	6378,25-6408,25	30,0	30,00	100
	P _{1s}	6408,70-6430,65	30,0	21,95	73,2
	P _{1as} -C _{2m}	6801,07-6830,70	30,0	29,63	98,8
	C _{2b}	7035,20-7045,90	10,0	10,70	100
Всего по скважине			100	92,28	93

Таблица 5.6.4 - Освещенность керном эффективных нефтенасыщенных толщин

№ скв.	горизонт	Интервал отбора керна, м		Проходка, м	Вынос керна, м	Вынос керна от проходки, %	Интервал коллектора, м		h эфф., м	
		кровля	подошва				кровля	подошва	нефть	вода
ТЮВ-1	P _{1s}	6378,25	6408,25	30	30	100	6382,8	6383,7	0,9	
							6384,0	6385,6	1,5	

В образцах керна были определены следующие параметры (таблица 5.6.5):

- пористость (данные по пористости были получены при измерении объема зерен путем инъекции гелия в матричную емкость, и объема плага путем умножения длины на площадь с использованием цифровых кронциркулей или путем замещения ртути в ячейке пикнометра (при необходимости);

- зерновая плотность (плотность зерен была рассчитана путем деления сухого веса штучного образца на объем зерен);

- газопроницаемость (измерение газопроницаемости было проведено в пермеатре с держателем керна Хесслера при перепаде давления в 400 ps).

Таблица 5.6.5 - Объем исследований образцов керна и шлама

Вид исследования	Количество
Макроописание пород	92,28м
Микрофаунистический анализ	11 обр.
Определение возраста	29 шлифов
Определение пористости	277 обр.
Определение газовой проницаемости	277 обр.
Определение зерновой плотности	277 обр.
Петрографическое описание	29 шлифов
Геохимическое исследование шлама методом пиролиза	76 обр.

Комплексное исследование образцов керна с целью изучения вещественного состава, структурно-текстурных особенностей пород позволили составить детальное представление о вскрытом разрезе.

По данным исследования керна верхняя часть разреза сложена, преимущественно, карбонатными породами в составе известняка и доломита.

Известняк микрозернистый (типа мадстоуна) серый, опора которого сложена зернами кальцита, светло-серого цвета, неправильной изометричной формы, размером 0,01-0,05мм, с примесью зерен ангидрита светло-серого цвета размером 0,1-0,2мм угловатой формы. Известняк - с единичными прослойками толщиной 1-2мм аргиллита.

Аргиллит - черный, некарбонатный, участками встречена примесь (1-2%) % углистого детрита черного цвета, размером по длинной стороне 0,1-0,5мм. Известняк имеет горизонтальную слоистость, которая ориентирована под углом 90 градусов к оси керна. Контакт - резкий, четкий.

Доломит микрозернистый, серый, с коричневатым оттенком, сложен микрозернистым агрегатом доломита, размером 0,01мм, участками с примесью 10-20% углистого детрита черного цвета, размером по длинной стороне 0,1-0,5мм, толщиной 0,05-0,1мм, непористый, с единичными прослойками толщиной 0,5-2,0 см известняка и аргиллита. Трещины, в основном, ориентированы под углом 0-10 градусов к оси керна, реже 30 градусов к оси керна. Контакт - резкий, четкий.

Нижняя часть разреза сложена в основном терригенными породами в составе аргиллитов и песчаников, реже карбонатов.

Аргиллит - песчанистый темно-серый с мелким серым крапом, представлен микрозернистой глинистой массой, с примесью (до 30-50%) зерен кварца и полевого шпатового состава, некарбонатный, участками слабо карбонатный.

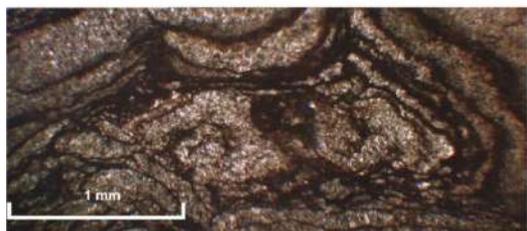
Песчаник - средне-крупнозернистый, серый с мелким светло-серым крапом, сложен зернами размером 0,3-0,7мм, светло-серого, серого цвета и зерна кальцитового состава (10%), которые трудно отнести к скелетным зернам, в основном все зерна угловатые, угловато-окатанные, на фоне, которых встречены окатанные, с глинистым цементом, возможно, с тонкозернистым доломитово-глинистым цементом, песчаник слабопористый.

По данным петрографического описания шлифов в коллекторах выделяется каверновая, межзерновая и трещино-каверновая пористость (рис. 5.6.5).

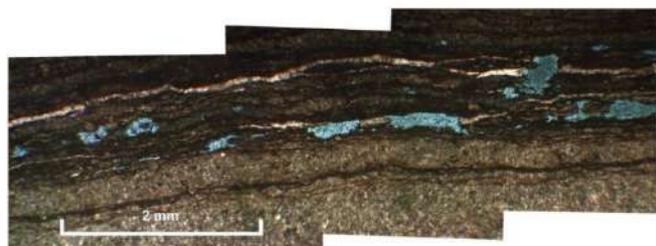
Фильтрационно-емкостные свойства свойства пород-коллекторов по данным ГИС и петрофизического изучения керна приведены в таблица 5.6.6 и имеют следующую характеристику: открытая пористость меняется от 0,39 до 13,68%, средневзвешенное значение пористости составляет 5,43%; газопроницаемость меняется от 0,008 до 100,89 мД, средневзвешенное значение - 10,62 мД



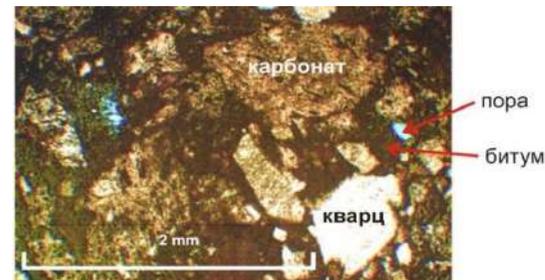
Признаки микрокарста



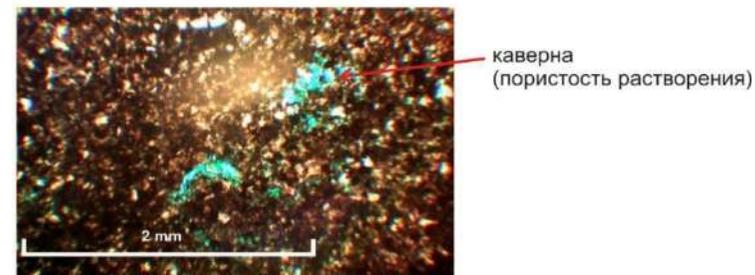
Зерно с оторочкой (тонкие темные извилистые линии) - продукт жизнедеятельности сине-зеленых водорослей



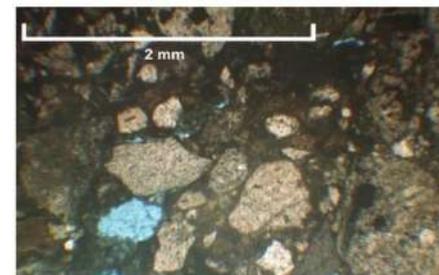
Трещинно-каверновая пористость (голубое) ворослевого известняка



Характер пористости в детритовых карбонатах шлиф 6826,10



Каверновая пористость в карбонатах шлиф 2827,25



Межзерновая пористость в песчаниках шлиф 6826,10 (8)

Рис. 5.6.5 - Образцы керна скв. ТЮВ-1. Типы пористости в шлифах

Таблица 5.6.6 – Скважина Тасым ЮВ-1. Фильтрационно-ёмкостные свойства пород-коллекторов (по данным ГИС и петрофизического изучения керна)

	№ п/п	Интервал разреза (м)	Толщина (м)	Пористость (эффективная) %	Нефтегазонасыщенность %	Литология	
Отражающий горизонт П₁							
Объект опробования 1, преимущественно карбонатные породы	Карбонатно-эвапоритовая пачка 1	1	6283,2-6283,7	0,5	4,7	42	Глинистый доломит
		2	6284,2-6284,8	0,6	4,6	33	Глинистый доломит
		3	6287,2-6289	1,8	6	76	Глинистый доломит
		4	6294,1-6297,6	3,5	4,1	63	Глинистый известняк
		5	6297,6-6301,4	3,8	6,4	81	Доломитизир известняк
		Коллектор 1, инт 6283,2-6301,4м		10,2	5,16	59	
		6	6382,8-6383,7	0,9	4,3	46	Глинистый доломит
		7	6384-6385,6	1,6	5,4	61	Глинистый доломит
		Коллектор 2, инт 6382,8-6385,6м		2,5	4,85	53,5	
		8	6450,1-6453,1	3	18,5	51	Глинистый доломит
		9	6456,7-6458,4	1,7	16,9	44	Известняк
		10	6460-6460,8	0,8	10,6	53	Известков доломит
		11	6468,5-6470,7	2,2	11,3	29	
		Коллектор 3, инт 6450,1-6470,7м		7,7	14,3	44,3	
12	6573,4-6579,7	6,3	9	52	Глинистый известняк		
13	6582,5-6583,6	1,1	5,4	24	Доломитизир известняк		
Коллектор 4, инт 6573,1-6583,6м		7,4	7,2	38			
Отражающий горизонт П_{2с}							
Карб.-сланц. пачка 2	14	6758,9-6771,8	12,9	11	66	Доломитизир известняк	
	Коллектор 5, инт 6758,9-6771,8м		12,9	11	66		
Объект опробования 2, преимущественно терригенные породы	Терригенно-сланцевая пачка 3	15	6871,2-6873,2	2	9,8	33	песчаник
		16	6874,3-6876,9	2,6	5,5	16	песчаник
		17	6879,2-6880,1	1,1	9,7	31	Глинистый известняк
		18	6887,1-6889,3	2,2	10,3	67	Песчаник
		Коллектор 6, инт 6871,2-6890,2м		7,9	8,8	36,7	
		19	6889,3-6890,2	0,9	6,4	24	Доломитизир известняк
		20	6907,0-6907,6	0,6	8,1	54	Песчаник
		21	6907,9-6913,2	5,3	10,3	76	Песчаник
		22	6913,8-6917,5	3,7	8,9	66	Песчаник
		23	6917,8-6918,8	1	5,6	46	Кремнист известняк
		24	6919,5-6921,5	2	7,2	57	Песчаник
		25	6926,7-6928,6	1,9	10,3	60	Песчаник
		Коллектор 7, инт 6907,7-6928,6м		14,5	8,4	59,8	
		26	6952,4-6952,9	0,5	3,3	16	Песчаник
27	6957,6-6958,3	0,7	5,6	47	Песчаник		
28	6960,1-6960,7	0,6	3,5	37	Песчаник		
28	6965,6-6966,7	1,1	5	47	Песчаник		
29	6977,5-6979,2	1,7	9,4	49	Песчаник		
30	6980,6-6981,5	0,9	9	35	Песчаник		
Коллектор 8, инт 6952,4-6981,5м		5,5	6,0	38,5			

Физико-химические свойства пластового флюида скважины ТЮВ-1

В период опробования скважины ТЮВ-1 на устье была отобрана проба пластового флюида.

Исследование поверхностной пробы пластового флюида проводилось в лаборатории исследования физико-химических свойств нефти, газа и воды ТОО НИИ «Капиймунайгаз». Определение содержания сероводорода, метил- и этилмеркаптанов проводилось на газовом хроматографе «Кристалл 2000» по ГОСТ Р50802. Определение компонентного состава жидкости проводилось на газожидкостном хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000».

Результаты исследований физико-химической характеристики пластового флюида представлены в таблице 5.6.7.

Данные по компонентному составу пробы пластового флюида приведены в таблице 5.6.8.

Исследованная проба пластового флюида имеет плотность 0,6628г/см³, очень легкая, как бензиновая фракция, выкипающая до 200°С, поэтому, разгонка по Энглеру была сделана как на бензиновую фракцию.

Проба - маловязкая, кинематическая вязкость, определенная при температуре 20°С, составила 0,52мм²/с, малосернистая, массовое содержание серы составило 0,004%, температура застывания - ниже минус 20°С, кислотность - 5,04 мг/КОН на 100см³. Содержание сероводорода в пробе – 0,28ppm, этилмеркаптана – 1,580 ppm, метилмеркаптан отсутствует.

Таблица 5.6.7 – Скважина ТЮВ-1. Физико-химическая характеристика пластового флюида

№п /п	Наименование показателя	Ед. измерения	Результаты	ГОСТы
1.	Плотность при 20°С	г/см ³	0,6628	3900-85
2.	Содержание сероводорода	ppm	0,281	50802
3.	Содержание метилмеркаптана	ppm	0,000	50802
4.	Содержание этилмеркаптана	ppm	1,580	50802
5.	Общее содержание серы	% масс	0,004	ASTM D 4294-08
6.	Температура застывания	°С	Ниже -20	20287-91
7.	Кислотное число	мгКОН/1г	5,04	5985-92
8.	Кинематическая вязкость: 0° 10° 20°	мм ² /с	0,60 0,57 0,52	33-2000
9.	Фракционный состав: Начало кипения 40°С 47° 63° 96° Конец кипения 120°	%	10 50 90	2177-99

Таблица 5.6.8 - Компонентный состав пробы пластового флюида

Компонент	Масс. %	Мол., %
Сероводород H ₂ S	0,00	0,00
Углекислый газ CO ₂	0,00	0,00
Азот N	0,00	0,00
Метан C1	0,00	0,00
Этан C2	0,00	0,00
Пропан C3	0,04	0,11
i-Бутан iC4	0,17	0,35
n-Бутан nC4	0,50	1,03
i-Пентан iC5	2,94	4,87
n-Пентан nC5	4,56	7,56
Гексаны C6	24,23	34,49
Гептаны C7	17,25	21,49
Октаны C8	6,60	7,38
Нонаны C9	0,56	0,55
Деканы C10	0,37	0,33
Унидеканы C11	2,06	1,67
Додеканы C12	2,20	1,64
Тридеканы C13	3,01	2,06
Тетрадеканы C14	2,80	1,76
Пентадеканы C15	2,91	1,69
Гексадеканы C16	3,01	1,63
Гептадеканы C17	3,11	1,57
Октадеканы C18	3,42	1,63
Нонадеканы C19	3,35	1,52
Эйкосаны C20	3,95	1,72
Генэйкосаны C21	3,01	1,23
Докосаны C22	5,07	1,98
Трикосаны C23	1,36	0,51
Тетракосаны C24	3,42	1,23
Остаток	0,10	0,00
Всего	100,00	100,00

6. МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И ЦЕЛИ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

6.1 Цели и задачи проектируемых работ

В 2022 году ТОО «КазНИГРИ» составлен «Проект разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке Атырау» [38]. Данным Проектом предусмотрено бурение 18 скважин на структурах Дараймола Западная, Дараймола Восточная, Жира-Бериш, Егиз Южный, Женгельды Юго-Западный, Тасым (надсолевой), Тасым (подсолевой).

В связи с приходом нового недропользователя ТОО «БТ-мұнай» были пересмотрены результаты всех ранее выполненных сейсморазведочных работ МОГТ-2Д и 3Д.

Специалисты ТОО «БТ-мұнай» проанализировав геолого-геофизические материалы, в том числе принимая во внимание результаты «Интегрированной интерпретации сейсмических данных МОГТ 3Д по площадям Егиз Южный, Жира-Бериш (восточное крыло) и МОГТ 2Д/3Д по площади Женгельды Западный для изучения строения потенциальных ловушек углеводородов в надсолевом комплексе отложений», выполненный компанией ТОО «Geophysical Support Services», пересмотрели местоположение проектируемых скважин на этих площадях. На основании этого было предложено на площадях Женгельды Юго-Западный и Егиз Южный перенести местоположение проектируемых скважин в более оптимальные геологические условия, интервалы опробывания скважин и график их бурения.

В 2024 году ТОО «КазНИГРИ» согласно договору с ТОО «БТ-мұнай» составлен «Авторский надзор за реализацией действующего проекта» [39], где проведен мониторинг исполнения недропользователем проектных решений за период 07.2022 г.-01.03.2024 г. в соответствии с действующим «Проектом разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау» (далее – PPP) [38], составленному в 2022 году и согласно Дополнения №13 (рег.№ 4680-УВС-МЭ от 21.12.2018 г.) к Контракту №1077 от 28 декабря 2002 года с утвержденной рабочей программой на период продления Контракта для оценки обнаружений на 2018-2024 гг.

По результатам анализа перспективности структур Дараймола Восточная (южное поле), Дараймола Западная (северо-восточное и юго-восточное крылья), Тасым и Жира-Бериш, сделан вывод об их малоперспективности в отношении нефтегазоносности и принято решение о перенесении объема бурения с этих структур на более перспективные структуры Жынгылды Юго-Западный, Егиз Южный, Байменке-Байменке Южный и Бекшибай, представляющие коммерческий интерес для постановки разведочных работ.

При анализе геолого-сейсмических материалов в южной части структуры Дараймола Восточный специалисты ТОО «КазНИГРИ» пришли к выводу, что перспективный объект по триасовым отложениям тяготеет к периферийной части северо-западного крыла структуры Байменке, в связи с чем скважина ДВ-11 переименована на Бай-2.

Структура Байменке по своему строению надсолевой толщи - аналогична структуре Дараймола. Она также имеет крутые и пологие склоны триасовых отложений в глубокие мульды, в своде отсутствуют отложения мела и часть юрского разреза структуры нарушены сбросами.

В периферийной части северо-западного крыла структуры Байменке, погружающегося в сторону соляного перешейка Байменке-Дараймола Восточная, выделяется ловушка, экранированная сбросами. Здесь может быть обнаружена залежь УВ в присводовой части структуры, экранированная сбросом. С целью более детального изучения строения данной ловушки и оценки перспектив нефтегазоносности в триасовых отложениях проектируется бурение независимой скважины Бай-2. С целью прослеживания и оконтуривания залежи, прогнозируемой в разрезе скважины Бай-2, проектируется бурение зависимой скважины Бай-3.

Южнее от структуры Байменке выявлена структура Байменке Южная по юрско-меловому комплексу. С целью оценки перспектив нефтегазоносности нефти и газа в меловых и юрских отложениях на структуре Байменке Южный проектируется бурение независимой скважины Бай-1. Здесь могут быть обнаружены залежи УВ в сводовой части структуры, экранированной сбросом. С целью прослеживания и оконтуривания залежей, прогнозируемых в разрезе скважины Бай-1, в 800 м от неё на восток, проектируется бурение зависимой скважины Бай-4.

На структуре Жынғылды Юго-Западный по результатам интерпретации ТОО «GSS» [28] выявлены потенциально перспективные структурно-тектонические ловушки по триасовому горизонту в надкупальной зоне, структурные ловушки по горизонтам V, IV, IIIб, что предполагает возможность обнаружения залежей углеводородов в юрско-триасовой части надсолевого разреза. На этом участке проектировалось бурение независимых разведочных скважин ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-2 и ЖЮЗ-5 с целью разведки залежи нефти в триасовых и юрских отложениях. Зависимые скважины ЖЮЗ-4 и ЖЮЗ-3 проектируются с целью прослеживания и оконтуривания залежей, прогнозируемых в разрезе независимых скважин.

На структуре Бекшибай, расположенной в южной части участка, выделена внутритриасовая ловушка, образованная в присводовой зоне породами триасовых отложений. На этой структуре предусмотрено бурение независимой скважины Бек-2 на отложения среднего триаса. В случае обнаружения углеводородов скважиной Бек-2 проектируется бурение зависимой скважины Бек-3.

На структуре Егиз Южный выделена перспективная ловушка, образованная среднеюрскими и триасовыми породами надкупальной зоны. С целью разведки залежи углеводородов в юрских и триасовых отложениях на восточной ловушке северного блока структуры проектируется бурение независимой скважины ЕЮ-2. Зависимая скважина ЕЮ-3 закладывается на западной ловушке северного блока с целью обнаружения залежи углеводородов в юрских и триасовых отложениях.

Учитывая вышеуказанное, для снижения риска неоптимального заложения проектных скважин, в рамках Информационного отчета «Авторский надзор к ППР» объем работ с малоперспективных объектов перенесен на более перспективные объекты, расположенных на структурах Байменке-Байменке Южный, Жынғылды Юго-Западный, Бекшибай, Егиз Южный и Тасым.

В апреле 2024 года, из-за масштабных паводков, в восьми регионах страны, в том числе Атырауской области было введено Чрезвычайное положение, который продолжает действовать.

В связи с режимом Чрезвычайного положения в Атырауской области, геологоразведочные работы на участке Атырау, предусмотренные Программой к Контракту на 2024 год, не были начаты в запланированные сроки что послужило причиной неисполнения контрактных обязательств.

На основании вышеизложенного, Недропользователь обратился в Компетентный орган с просьбой о продлении срока действия Контракта в связи с наступлением обстоятельств непреодолимой силы (форс-мажор).

Письмом Министерства Энергетики РК за №17-1-12/29120-ЕО от 13 декабря 2024 года ТОО «БТ-мұнай» было предоставлено разрешение на продление срока действия Контракта на 183 дня до 29 июня 2025 года в соответствии с Протоколом №49/7 МЭ РК к заседанию экспертной комиссии по вопросам недропользования.

В 2024 году согласно действующему Проектному документу (ППР, 2022 г) и Информационному отчету «Авторский надзор к ППР...» (2024 г) к нему, на структуре Жынғылды Юго-Западный пробурены разведочные скважины ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-2 и ЖЮЗ-4.

По результатам комплексной интерпретации данных ГИС были определены точки отбора боковых грунтов. По результатам люминесцентно-битуминологического анализа отобранных из скважины ЖЮЗ-1 боковых грунтах среднего триаса отмечены признаки

нефти в виде запаха и люминесценции в образцах с глубин 1331м, 1333м, 1335м, 1358,5м, 1360,5м, 1362м, 1373м, 1377м, 1403м, 1408м, 1409м, 1410м, 1411м, 1412м, 1413м, 1414м, 1415м.

По результатам комплексной интерпретации данных ГИС и геолого-технологических исследований, принято решение о спуске 168 мм эксплуатационной колонны с целью опробования перспективных объектов.

При опробовании первого объекта инт. 1403-1414 м был получен приток безводной нефти дебитом 15 м³ /сут. Была отобрана поверхностная проба нефти. Проведен лабораторный анализ поверхностной пробы нефти со скважины ЖЮЗ-1.

По физико-химическим характеристикам исследованная нефть особо легкая, плотностью 773,2 кг/м³.

Ввиду истечения срока действия контракта на недропользования, работы по опробованию скважины были приостановлены. Полученные на тот момент Разрешения на сжигание газа в факелах стали не актуальны.

В 2025 году после заключения Дополнения №16 к Контракту №1077 Недропользователем запланированы работы по продолжению опробования в пробуренных скважинах ЖЮЗ-1 и ЖЮЗ-4 и выполнения оставшегося объема работ по бурению скважин.

Целью настоящего «Дополнения №1 к Проекту разведочных работ по оценке ...» является корректировка сроков выполнения оставшегося объема ГРП согласно Рабочей программе. Основание для корректировки сроков – объявление Чрезвычайного положения в Атырауской области, которое на момент составления Проектного документа продолжает действовать.

Таким образом, настоящим проектом с целью разведки по оценке залежей нефти и газа в юрских, триасовых отложениях проектируется:

- бурение 6-х разведочных скважин на структуре Байменке-Байменке Южный проектными глубинами 600,1100 и 1350 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Бекшибай проектными глубинами 1250 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Егиз Южный проектными глубинами 1350 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Жынғылды Северо-Западный проектными глубинами 1500 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Тасым проектными глубинами 450 и 500 м;
- бурение разведочной скважины ТЮВ-2 на карбонатной платформе Тасым проектной глубиной 7500 м;
- сейсморазведочные работы МОГТ-3Д на площади 270 кв. км на структурах Акша и Байменке;

Перед разведочными работами по оценке ставятся следующие задачи:

- мезозойскому комплексу - выяснение и оценка залежей углеводородов в юрских и триасовых отложениях на структурах Байменке-Байменке Южный, Егиз Южный, Жынғылды Северо-Западный, Акша и Байменке, Тасым; изучение литолого-фациальных, гидрогеологических, структурных особенностей залежей; изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов; проведение испытания и опробования в соответствии с рекомендациями по ГИС раздельно по каждому горизонту; получение исходных данных для подсчета запасов углеводородов;
- по палеозойскому комплексу - уточнение строения выявленных локальных структур в пределах карбонатной платформы; прослеживание распространения пластов-коллекторов и установление их характера насыщения и однородности; изучение литолого-фациальных, гидрогеологических, структурных особенностей резервуаров;

Основными геологическими задачами являются:

- изучение геологического строения надсолевых отложений, перспективных на нефть в районе структур;
- подготовка структур к глубокому бурению.

Границы общей площади проведения сейсмической съемки МОГТ-3Д ограничены следующими угловыми точками:

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	48° 1' 53,238"	52° 11' 59,0604"
2	48° 1' 41,9412"	52° 21' 19,5444"
3	47° 53' 45,5604"	52° 21' 14,3928"
4	47° 53' 49,362"	52° 17' 35,5704"
5	47° 49' 47,6652"	52° 17' 32,4384"
6	47° 50' 1,3668"	52° 6' 8,0676"
7	47° 56' 25,3644"	52° 6' 11,0124"
8	47° 56' 18,8808"	52° 11' 53,916"

В таблице 6.3.1 приведены параметры системы возбуждения и регистрации МОГТ-3Д, предлагаемые для решения поставленных геологических задач. В то же время, до начала работ, желательно еще раз оценить оптимальность параметров системы наблюдений с учетом особенностей геологического строения структур и решаемых задач.

Таблица 6.3.1 - Рекомендуемые параметры систем наблюдений МОГТ-3Д

Наименование параметров	Значения параметров
Основные параметры 3D сейсмической съемки	
Номинальная кратность системы наблюдений	72
Размер бина (по геометрии шаблона)	25 м × 25 м
Максимальное значение минимальных удалений	326 м
Максимальное удаление "взрыв-прием"	3830 м
Размер максимальных удалений по осям шаблона	3575,0 м × 1412,5 м
Соотношение максимальных удалений по осям шаблона	0,40
Параметры, характеризующие плотности наблюдений	
Количество взрывов на 1 квадратный километр	66,67
Количество пунктов приема на 1 кв. км	100,00
Описание шаблона и его перемещений	
<i>Геометрия линий приема в шаблоне</i>	
Количество линий приема (ЛП) в полосе	12
Интервал между линиями приема	200 м
Количество пунктов приема (ПП) на ЛП	144
Шаг пунктов приема (ПП) на ЛП	50 м
Количество активных каналов	1728
<i>Геометрия линий возбуждения в шаблоне</i>	
Количество линий взрыва на единичной расстановке	1
Интервал между линиями взрыва (ЛВ)	300 м
Количество пунктов взрыва (ПВ) на ЛВ и в шаблоне	12
Шаг пунктов взрыва на линии взрыва	50 м
<i>Параметры перемещения шаблона</i>	
Перемещение шаблона вдоль полосы	300 м
- в количестве интервалов между ЛВ	1
Перемещение шаблона на смежную полосу:	600 м
- в количестве линий приема	3
Характеристика системы наблюдений	
Характер расположения линий взрыва	Крестовая
Тип системы наблюдений (в направлении ЛП)	Симметричная

Технология и параметры системы возбуждения и регистрации сейсмического сигнала, выбранные по результатам опытно-методических работ, должны обеспечить детальное изучение геологического строения мезозойского комплекса отложений, высокую латеральную и горизонтальную разрешающие способности записи, и подавление волн-помех.

В таблице 6.3.2 приведены рекомендуемые параметры регистрации сейсмических данных МОГТ-3Д.

На участке работ наземное сейсмическое оборудование будет транспортироваться, обслуживаться смоточными автомашинами на базе Урал-4320 и ГАЗ-3308 (Садко). При необходимости, на сорах может быть привлечен гусеничный транспортер ГАЗ-71 или Нива-Марш на широких шинах низкого давления.

Таблица 6.3.2 - Рекомендуемые параметры регистрации сейсмических данных МОГТ-3Д

Наименование параметров	Значения параметров
Регистрирующая система	24-х битная телеметрическая Sercel 408/428
Формат записи	SEG-D 8058
Длина записи	6 сек
Шаг дискретизации	2 мсек
Носитель сейсмических данных	NAS, 360 Гб
Тип геофона	Аналоговый типа SG-10 с собственной частотой 10 Гц
Группирование геофонов	12, параллельно-последовательное соединение 4 × 3
Конфигурация группы геофонов	Линейная, вдоль профиля на базе 22 м (тестируется)
Основной источник возбуждения	вибросейсмический
Группирование вибраторов	4 вибратора вдоль линии ПВ
Вибрационный источник	
Время отметки момента	Записывается на вспомогательный канал
Пилотный свип-сигнал	Записывается на вспомогательный канал
Автокорреляция пилота	Записывается на вспомогательный канал
Длительность свип-сигнала	8-12 сек
Количество накоплений	2-4
Фильтр нижних частот	Отключен
Анти-аляйсинговый фильтр высоких частот	200 Гц (0,8 частоты Найквиста), линейно-фазовый, крутизна 370 дБ/окт
Данные вибратора на ленте	После суммирования и корреляции
Взрывной источник	
Фильтр высоких частот	0.8 частоты Найквиста, минимально фазовый
Режекторный фильтр	Отключен
Время отметки момента	Записывается на вспомогательный канал
Вертикальное время	Записывается на вспомогательный канал
Источник возбуждения	Заряд весом 1 кг в одиночных скважинах на глубине до 15 м
Устройство синхронизации взрыва	Контролер-синхронизатор SGD-S

Возбуждение упругих колебаний, в основном, будет осуществляться с использованием вибрационного источника. Ориентировочные параметры свип-сигнала приведены в таблице 6.3.3.

Таблица 6.3.3 - Ориентировочные параметры свип-сигнала

Наименование параметров	Значения параметров
Тип свипа	Линейный up sweep
Длительность свип-сигнала	8-12 сек
Начальная частота	7-12 Гц
Конечная частота	90-120 Гц
Конусность (taper)	0.3-0.5 сек
Рабочая нагрузка на грунт	60-80%
Количество свипов на ПВ	2-4

При невозможности обработать соровые участки вибрационным источником, возбуждение упругих колебаний будет выполняться при помощи взрывного источника, параметры которых приведены в таблице 6.3.4. Количество скважин, величина заряда и глубина погружения заряда должны уточняться по ходу обработки таких участков, с учетом качества получаемых сейсмических данных.

Таблица 6.3.4 - Параметры взрывного источника возбуждения

Наименование параметров	Значения параметров
Количество взрывных скважин	1
Глубина взрывных скважин	15 м, глубина заложения заряда определяется по нижней кромке заряда
Вес заряда	до 1 кг

Для проведения полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д на тендерной основе будет выбрана сервисная компания, обладающая богатым опытом по самым высоким стандартам проводить все виды сейсмических работ, включая линейные и объемные исследования.

Подрядной компанией будет разработан технический проект, где подробно будут рассмотрены методика проведения, параметры возбуждения, приема и регистрации полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д, оборудования и средства передвижения

После окончания полевого сезона составляется отчет о полевых сейсморазведочных работах. Этот отчет должен содержать полную информацию о методике полевых работ, опытных работах, качестве полевого материала, навигационные данные и координаты сейсмических профилей, полевой обработке сейсморазведочных данных, организации полевых работ, охране здоровья, труда и окружающей среды.

Обработку сейсморазведочных данных провести с применением современных программных комплексов, обеспечивающих высокое качество сейсмических разрезов, необходимых для решения поставленных геологических задач.

Цифровую обработку проводить с сохранением амплитудно-частотного диапазона сейсмических данных, пригодных к динамическому анализу полученных сейсмических кубов 3Д.

Предусмотреть анализ существующих геолого-геофизических данных для уточнения геологического строения территории, применение передовых технологий прогноза петрофизических свойств, таких как AVO моделирование и/или сеймостратиграфический анализ.

Интерпретацию сейсмических данных 3Д провести с применением современных аппаратных и программных обеспечений, включающих в себя многоцелевые прикладные пакеты, обеспечивающие решение поставленных геологических задач детального изучения строения разреза, трассирования и уточнения малоамплитудных нарушений и др.

6.4 Порядок размещения проектируемых скважин

Настоящим «Дополнением №1 к Проекту разведочных работ...» предусматривается бурение 15 скважин:

- для детального изучения геологического строения, оценки перспектив нефтегазоносности ловушек в юрско-меловых и триасовых отложениях проектируется бурение 14 оценочных скважин;

- для уточнения строения выявленной локальной структуры в пределах карбонатной платформы Тасым, литолого-стратиграфических особенностей подсолевого разреза и коллекторских свойств пород перспективных горизонтов в нижнепермских-каменноугольных и девонских отложениях проектируется бурение одной скважины ТЮВ-2.

Структура Байменке-Байменке Южный

Скважина Бай-1 – разведочная, независимая, проектируется на структуре Байменке-Байменке Южный с целью разведки залежей нефти и газа в меловых и юрских отложениях. Здесь могут быть обнаружены залежи УВ в сводовой части структуры, экранированной сбросом. Проектная глубина скважины – 600 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми (Рис.6.4.1, граф.прил.4).

Скважина Бай-4 – разведочная, зависимая от результатов бурения скважины Бай-1, проектируется в 500 м на восток от скважины Бай-1 с целью прослеживания и оконтуривания залежей, прогнозируемых в разрезе скважины Бай-1. Проектная глубина – 600 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми (Рис.6.4.1, граф.прил.4)

Скважина Бай-2 – разведочная, независимая, проектируется на северо-западном крыле структуры Байменке с целью разведки залежей нефти и газа в триасовых отложениях. Здесь могут быть обнаружены залежи УВ в присводовой части структуры, экранированной сбросами. Проектная глубина скважины – 1350 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми (Рис.6.4.2, граф.прил. 4).

Скважина Бай-6 – разведочная, зависимая от результатов бурения скважины Бай-2, проектируется в 740 м от скважины Бай-2 на север с целью прослеживания и оконтуривания залежей, прогнозируемых в разрезе скважины Бай-2. Проектная глубина – 1350 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми (Рис.6.4.2, граф.прил.4).

Скважина Бай-3 – разведочная, независимая, проектируется на южном блоке западного крыла структуры Байменке на пересечении сейсмопрофилей 89-911572 и 89-911564 с целью разведки залежей нефти и газа в меловых и юрских отложениях. Здесь могут быть обнаружены залежи УВ в присводовой части структуры, экранированной сбросом. Проектная глубина скважины – 1100 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми. перми (Рис.6.4.3, граф.прил.4).

Скважина Бай-5 – разведочная, зависимая от результатов бурения скважины Бай-3, проектируется на северном блоке западного крыла структуры Байменке на востоке сейсмопрофиля 89-911572 с целью разведки залежей нефти и газа в меловых и юрских отложениях. Проектная глубина – 1100 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми. перми (Рис.6.4.3, граф.прил.4).

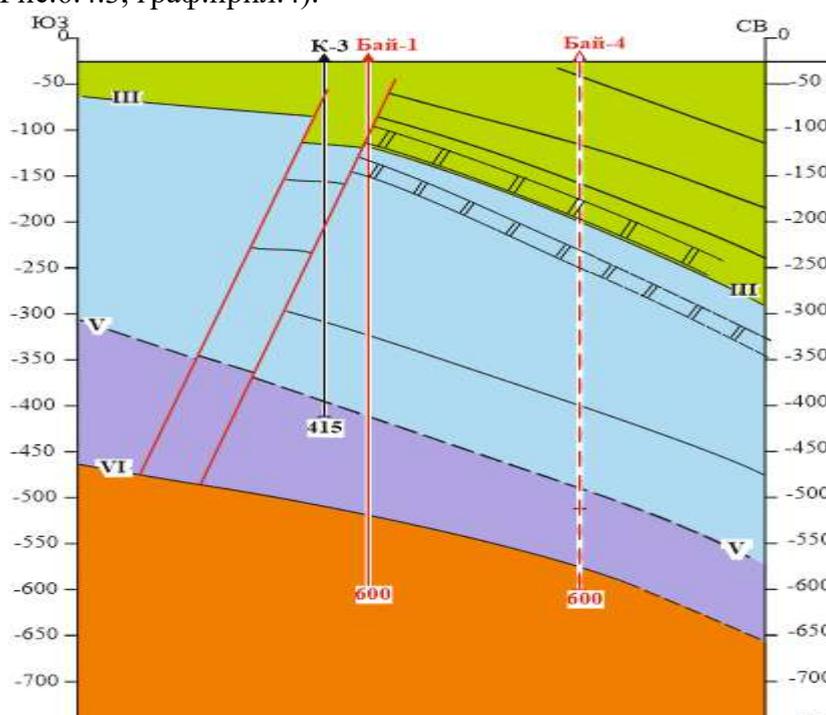


Рис. 6.4.1 – Структура Байменке- Байменке Южный.
Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бай-1 и Бай-4

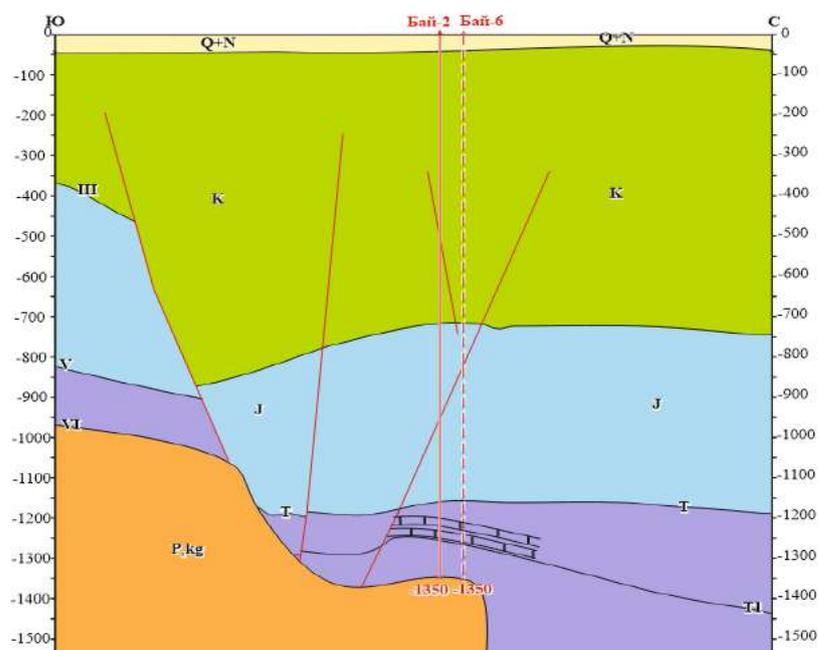


Рис. 6.4.2 – Структура Байменке-Байменке Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бай-2 и Бай-3

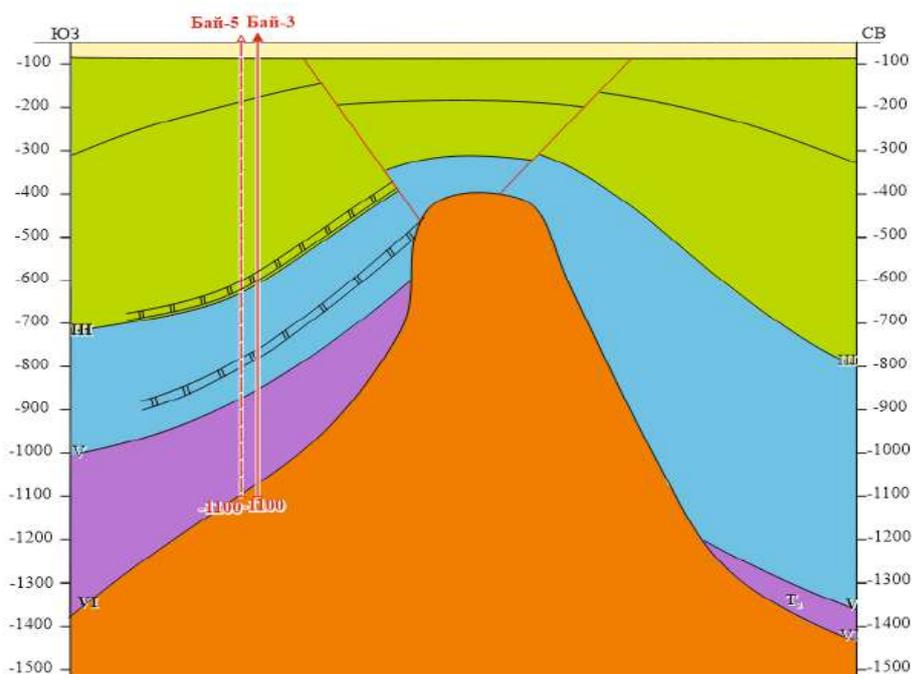


Рис. 6.4.3 – Структура Байменке-Байменке Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бай-5 и Бай-3

Структура Жынгылды Северо-Западный

Скважина ЖСЗ-3 – разведочная, независимая от результатов бурения скважины ЖЮЗ-3, проектируется на пересечении профилей XLine 439 и InLine 2588 с целью прослеживания и оконтуривания залежей, прогнозируемых в разрезе скважины ЖЮЗ-3. Проектная глубина – 1500 м. Проектный горизонт – триасовый (Рис.6.4.4, граф.прил.5).

Скважина ЖСЗ-5 – разведочная, зависимая, проектируется на пересечении профилей XLine 429 и InLine 2596 с целью разведки залежи нефти и газа триасовых отложениях. Проектная глубина – 1500 м. Проектный горизонт – триасовый (Рис.6.4.5, граф.прил.5).

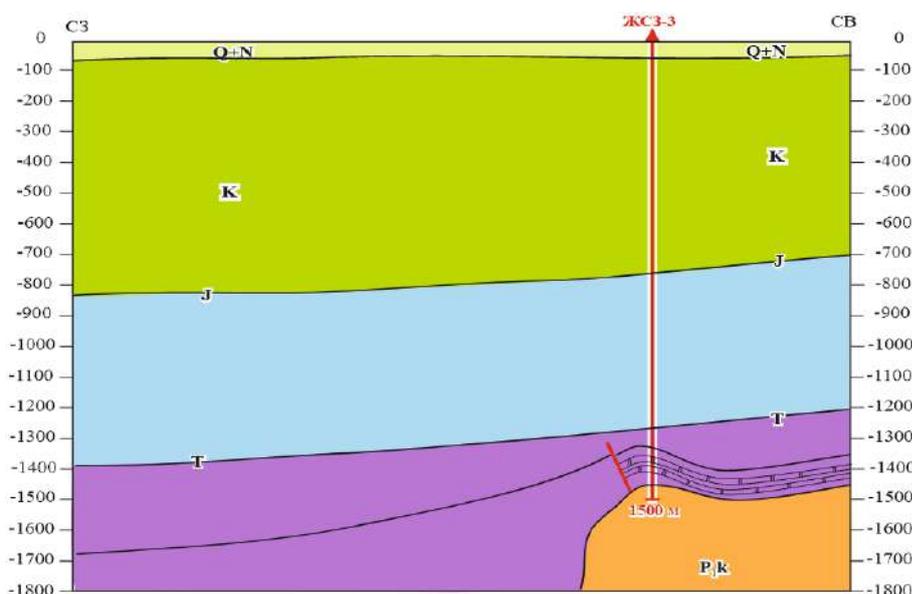


Рис. 6.4.4 – Структура Жынгылды Северо-Западный.
Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину ЖСЗ-3

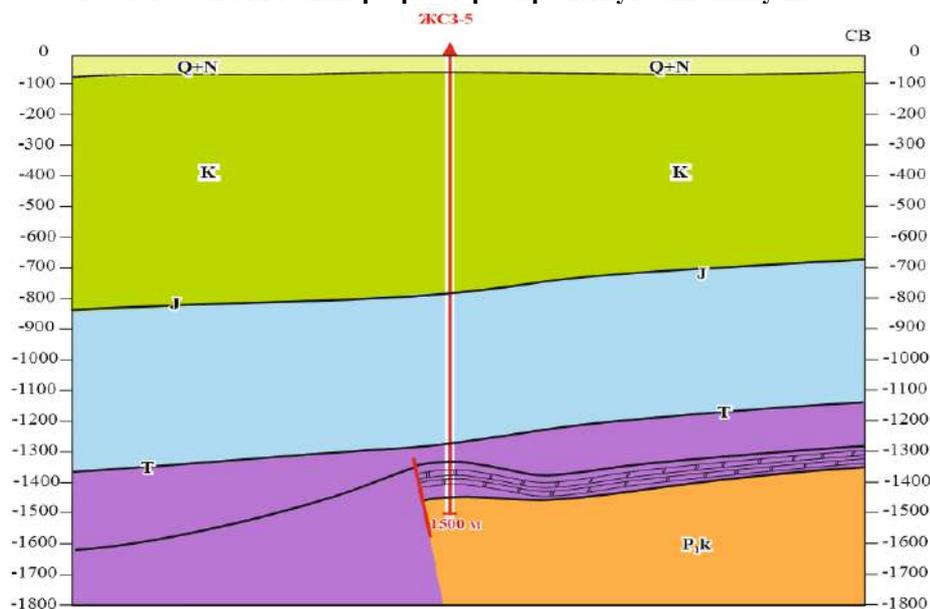


Рис. 6.4.5 – Структура Жынгылды Северо-Западный.
Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину ЖСЗ-5

Структура Егиз Южный

Скважина ЕЮ-2 - разведочная, независимая, проектируется на структуре Егиз Южный с целью разведки залежи нефти и газа в юрских и триасовых отложениях. Проектная глубина – 1350 м, проектный горизонт – проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми (Рис.6.4.6, граф.прил.8).

Скважина ЕЮ-3 - разведочная, зависима от результатов бурения ЕЮ-2. Проектируется с целью прослеживания и оконтуривания залежей, прогнозируемых в разрезе скважины ЕЮ-2. Проектная глубина – 1350 м, проектный горизонт - кунгурский ярус нижней перми (Рис.6.4.7, граф.прил.8).

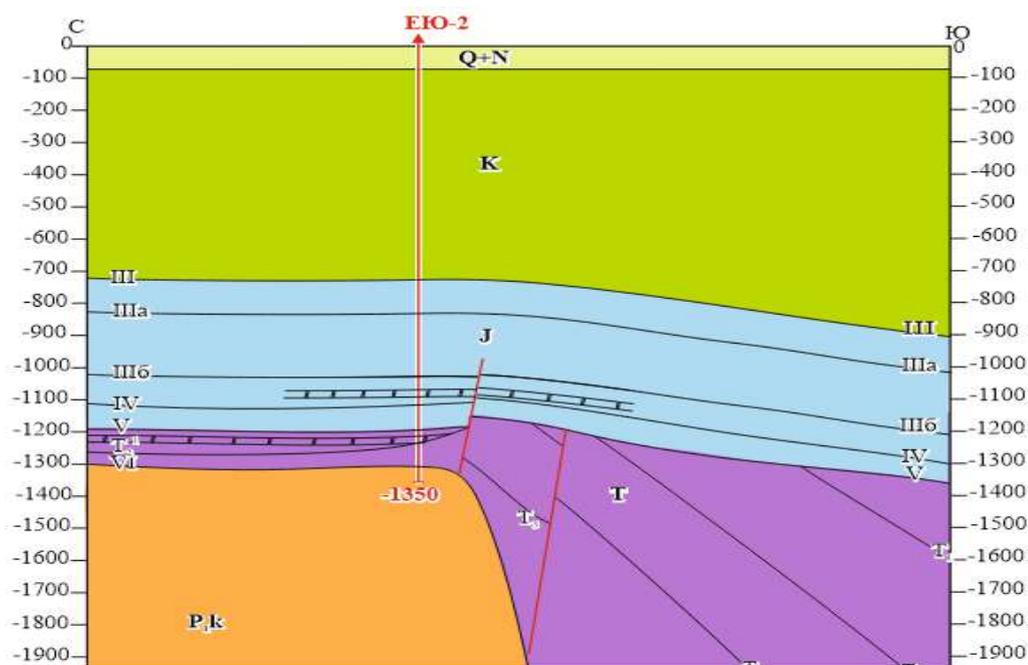


Рис. 6.4.6 – Структура Егиз Южный
Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину ЕЮ-2 (направление разломов)

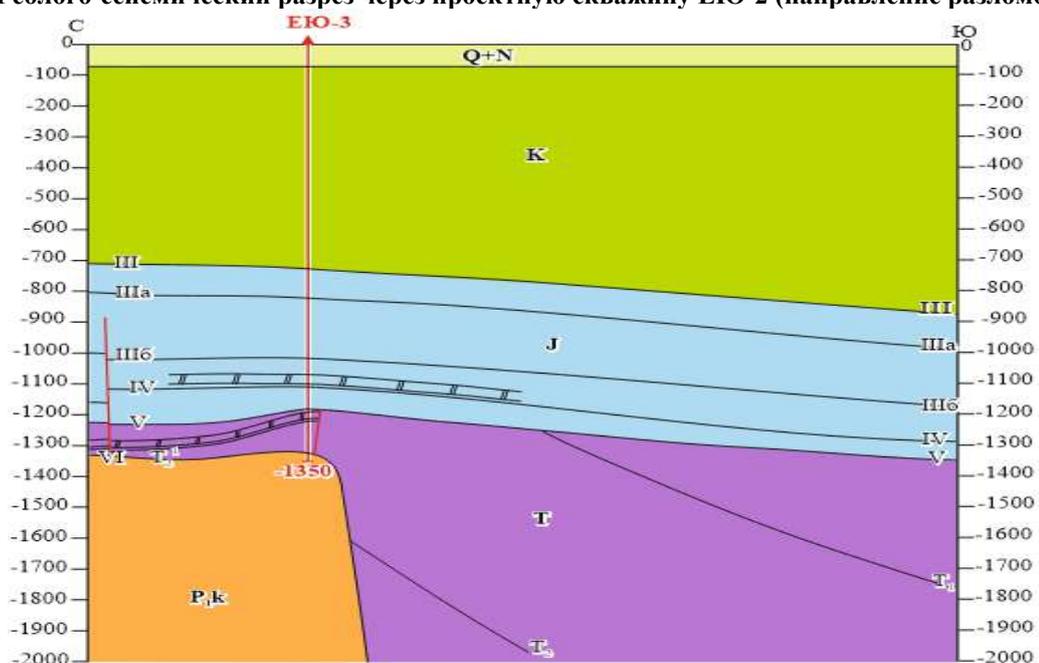


Рис. 6.4.7 – Структура Егиз Южный (направление разломов)
Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину ЕЮ-3

Структура Бекшибай

Скважина Бек-2 – разведочная, независимая, проектируется в сводовой части структуры Бекшибай с целью изучения геологического строения и разведки нефтегазоносных горизонтов триасовых отложениях. Скважина закладывается на сейсмическом профиле LT_2006_09. Проектная глубина скважины 1250 м. Проектный горизонт – кунгурский ярус нижний перми (Рис.6.4.8, граф.прил.7).

Скважина Бек-3 – разведочная, зависимая от результатов бурения скважины Бек-2, проектируется с целью оценки и оконтуривания залежей, выявленной независимой скважиной Бек-2. Проектная глубина – 1250 м. Проектный горизонт – кунгурский ярус нижний перми (Рис.6.4.8, граф.прил.7).

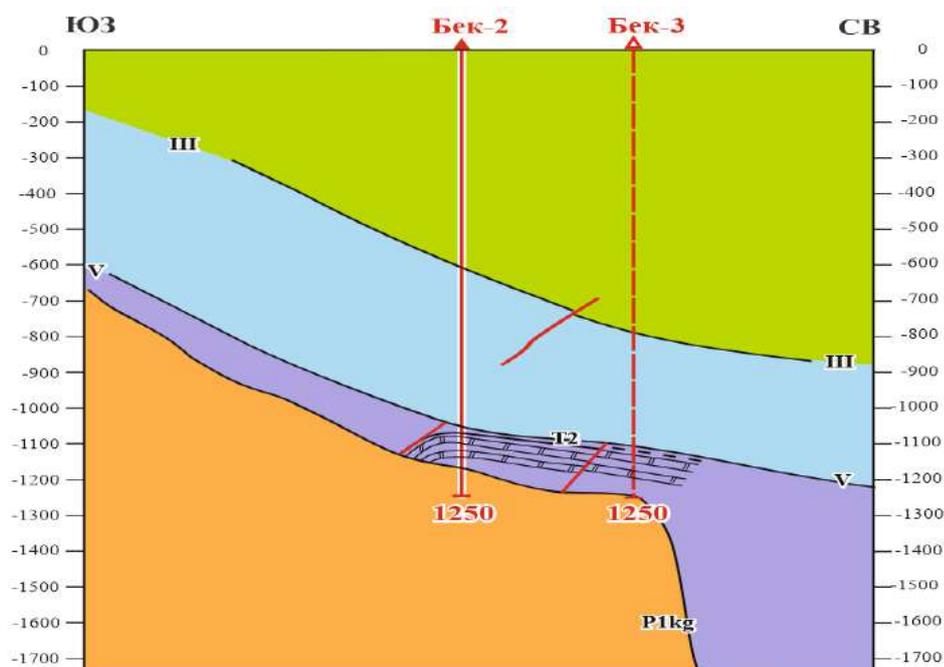


Рис. 6.4.8 – Структура Бекшибай. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бек-2 и Бек-3 (разломы)

Надсолевая структура Тасым

Скважина Тас-3, разведочная, независимая, проектируется в пределах ловушки «А» центрального свода. Цель бурения - выяснение перспектив и оценка залежей нефти в среднеюрских отложениях. Проектная глубина – 450 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми (Рис.6.4.9, граф.прил.9).

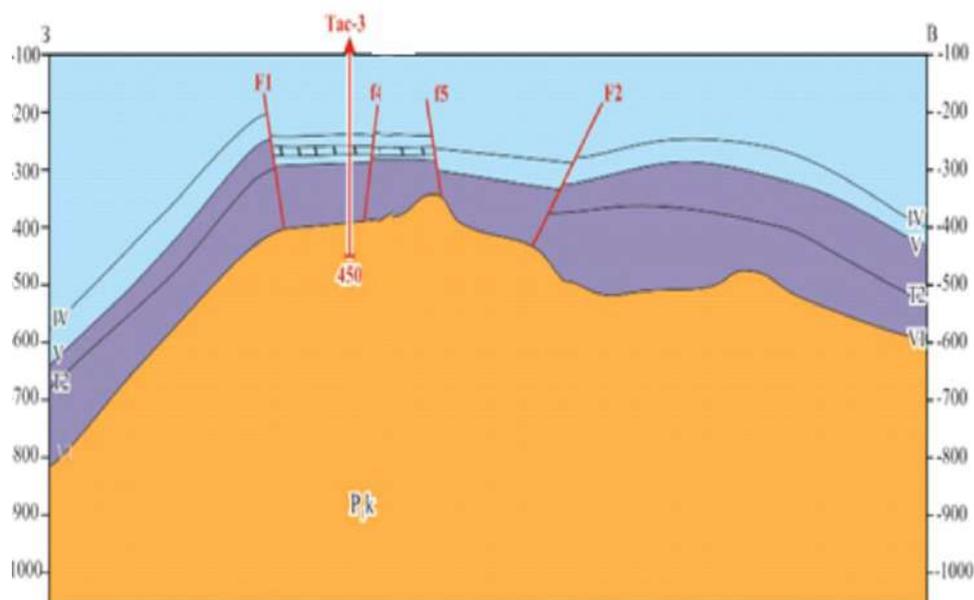


Рис. 6.4.9 - Структура Тасым. Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину Тас-3

Скважина Тас-5, разведочная, независимая, проектируется на северном крыле структуры Тасым с целью выяснения перспектив и оценки залежей нефти в среднеюрских отложениях. Проектная глубина – 500 м, проектный горизонт – юрские отложения. (Рис.6.4.10, граф.прил.9).

Данные по проектируемым скважинам на участке «Атырау» приведены в таблицах 6.4.1 и 6.4.2.

Таблица 6.4.1 – Рекомендуемые местоположения проектируемых скважин

№№ п.п.	№ скважины	Проект. глубина, м	Проект. горизонт
Структура Жынгылды Северо-Западный			
1.	ЖСЗ-3 (независимая)	1500	T - P _{1kg}
2.	ЖСЗ-5 (зависимая)	1500	T - P _{1kg}
Структура Байменке-Байменке Южный			
3.	Бай-1 (независимая)	600	P _{1kg}
4.	Бай-2 (независимая)	1350	P _{1kg}
5.	Бай-3 (независимая)	1100	P _{1kg}
6.	Бай-4 (зависимая)	600	P _{1kg}
7.	Бай-5 (зависимая)	1100	P _{1kg}
8.	Бай-6 (зависимая)	1350	P _{1kg}
Структура Бекшибай			
9.	Бек-2 (независимая)	1250	P _{1kg}
10.	Бек-3 (зависимая)	1250	P _{1kg}
Структура Егиз Южный			
11.	ЕЮ-2 (независимая)	1350	P _{1kg}
12.	ЕЮ-3 (зависимая)	1350	P _{1kg}
Структуры Тасым			
13.	Тас-3 (независимая)	450	J ₂
14.	Тас-5 (независимая)	500	J ₂
Карбонатная платформа Тасым			
15.	ТЮВ-2 (зависимая)	7500	C, D?
ИТОГО 15 СКВАЖИН- 22 750 м			

Таблица 6.4.2 - Координаты проектируемых скважин (Пулкovo, 1942)

№№ П.П.	№ скважины	Географические координаты	
		северная широта	восточная долгота
Структура Жынгылды Северо-Западный			
1.	ЖСЗ-3 (независимая)	47° 43' 6,31541"	52° 50' 17,52031"
2.	ЖСЗ-5 (зависимая)	47° 43' 16,24147"	52° 50' 21,94228"
Структура Байменке-Байменке Южный			
3.	Бай-1 (независимая)	47° 44' 34,86704"	52° 7' 53,50139"
4.	Бай-2 (независимая)	47° 51' 7,199"	52° 9' 36,064"
5.	Бай-3 (независимая)	47° 55' 30,20598"	52° 7' 46,09345"
6.	Бай-4 (зависимая)	47° 44' 38,53081"	52° 8' 11,41089"
7.	Бай-6 (зависимая)	47° 53' 10,04086"	52° 7' 48,1152"
8.	Бай-5 (зависимая)	47° 55' 45,6996"	52° 7' 19,9992"
Структура Бекшибай			
9.	Бек-2 (независимая)	47° 21' 40,54562"	52° 17' 32,71709"
10.	Бек-3 (зависимая)	47° 21' 21,01939"	52° 18' 4,21033"
Структура Егиз Южный			
11.	ЕЮ-2 (независимая)	47° 25' 31,91442"	52° 13' 24,06661"
12.	ЕЮ-3 (зависимая)	47° 25' 50,31022"	52° 11' 27,53646"
Структуры Тасым			
13.	Тас-3 (независимая)	47° 27' 48,006"	52° 01' 22,4688"
14.	Тас-5 (независимая)	47° 33' 15,804"	52° 02' 43,4436"
Карбонатная платформа Тасым			
15.	ТЮВ-2	47° 21' 0,00"	52° 18' 40,00"

Прогнозные литолого-стратиграфические разрезы проектируемых скважин, представлены на рисунках 6.4.12 - 6.4.15.

Глубина, м	Система	Отдел	Ярус	Индекс	Литологическая колонка	Мощность	Литологическая характеристика пород	Нефтегазонасность		
	Неоген-Четверт.			Q+N		50	Глины светло-коричневые, вязкие, песчаные, известковистые с остатками растений и фауны			
100	Меловая	Верхний	Самон-турон+волжский	K _s +t+k		135	Глины темно-серые, черные, глины зеленовато-серые, серые, песчаные известняки серые Песчаники зеленовато-серые			
200										
300		Нижний	Альбский	K _{al}		187	Глины темно-серые, песчаные, мелкими включениями обуглившихся растительных остатков.			
400										
500			Аптский	K _a		113	Песчаники серые, среднезернистые. Пески серые, слюдястые кварцево-карбонатные			
600										
700						Готеривский	K _{ig}		215	Песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, уплотненные. Мергели серые с прожилками кальцита. Глины серые, буровато серые
800	Юрская	Верхний	Волжский	J _{v2}		100	Алеволиты светло-серые, песчанитые Песчаники светло-серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, уплотненные.	Дараймола скв. Г-5 Q _H =7 м ³ /сут скв. Г-5 Q _H =17,8 м ³ /сут		
			Окефордский	J _o						
			Келловейский	J _c		28				
900		Средний	Батский	J _{bt}		94	Глины серые, буровато серые, песчанитые Пески светло-серые			
1000						Байосекский	J _b		87	Песчаники светло-серые, зеленовато-серые, мелкозернистые с ОРО. Глины светло-серые, зеленые, бурые с прослоями песчаников.
1100										
1200	Нижний			J _i		230	Пески светло-серые			
1300										
1400	Триасовая			T		150	Песчаники оливково-серые, светло-коричнево-серые и светло-серые мелкозернистые. Мергели серые с прожилками кальцита. Глины с прослоями известняков и чередованием песчаника	Дараймола Восточная скв. ДВ-3 Q _H =55,6 м ³ /сут скв. ДВ-3 Q _H =16 м ³ /сут Котырмас Сев. Q _H =21-45 м ³ /сут		
1500 +250 м	Пермская	Нижний	Кунгурский	P _k		50	Ангидриты, каменная соль			

Рис. 6.4.12 - Прогнозный литолого-стратиграфический разрез скважин с проектной глубиной 1500+/-250 м

Глубина, м	Система	Отдел	Ярус	Индекс	Литологический разрез	Мощность	Литологическая характеристика пород	Нефтегазоносность
20	Неогеновая	Плюден	Амшероцкий	N,ap		50	Глины темно-зеленые, серовато-зеленые	
40								
60	Юрская			J		270	<p>Песчаники серые, мелкозернистые, кварцевые с прослоями серых глин</p> <p>Чередование глин и песчаников с прослоями серых, мелкозернистых песков</p> <p>Пески серые, мелко и среднезернистые с прослоями песчаников и глин</p> <p>Песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, уплотненные. Глины серые, буровато-серые, песчаников</p>	<p>Дараймола Западная скв. ДЗ-1 Qн=9,9 м³/сут</p> <p>скв. ДЗ-14 Qн=0,8 м³/сут</p> <p>скв. ДЗ-2 Qн=6,1 м³/сут</p> <p>скв. ДЗ-7 Qн=9,5 м³/сут</p> <p>скв. ДЗ-11 Qн=3,9 м³/сут</p>
80								
100								
120								
140								
160								
180								
200								
220								
240								
260								
280								
300								
320								
340	Триасовая			T		260	<p>Песчаники оливково-серые, светло-коричневато-серые и светло-серые, мелкозернистые. Глины с прослоями известняков и чередованием песчаника.</p> <p>Мергели серые</p>	<p>Дараймола Западная скв. ДЗ-15 Qн=5,1 м³/сут</p> <p>скв. ДЗ-15 Qн=4,3 м³/сут</p>
360								
380								
400								
420								
440								
460								
480								
500								
520								
540								
560								
580								
600	Пермская	Нижний	Кушурский	P,k		20	Ангидриты, каменная соль	

Рис. 6.4.13 - Прогнозный литолого-стратиграфический разрез скважин проектной глубиной 600+/-250 м

рассматриваемой территории в ранее пробуренных скважинах на надсолевые структуры Дараймола Восточная, Жынгылды Северо-Западный, Бекшибай, Егиз Южный, Тасым осложнений при проводке скважин типа обвалов пород, поглощений промывочной жидкости, прихватов бурильного инструмента при соблюдении всех технологических мер не наблюдалось.

При проводке проектных скважин на надсолевые отложения ожидаются следующие осложнения:

- при проходке неоген-четвертичных отложений возможны поглощения бурового раствора и обвалы стенок скважины, размывы забоев;
- при проходке меловых и верхнеюрских отложений возможны сужения ствола скважины в следствии набухания глинистых частиц при воздействии фильтрата бурового раствора, а также образования глинистых корок против проницаемых пород;
- в процессе вскрытия средне-, нижнеюрских и триасовых отложений возможны нефтегазопроявления с пластовыми давлениями, превышающими гидростатическое на 4-5%;
- при проходке триасовых отложений, возможны сужения ствола скважины вследствие набухания глинистых частиц при воздействии фильтрата бурового раствора, а также образование глинистых корок против проницаемых пород, нефтегазопроявления.

6.6 Характеристика промывочной жидкости

Параметры промывочной жидкости должны обеспечивать успешную проводку скважины и качественное вскрытие продуктивных горизонтов с максимально возможным сохранением естественной проницаемости.

Исходя из пластовых давлений продуктивных горизонтов, опыта бурения скважин на лицензионной территории, проектируются следующие параметры бурового раствора (таблицы 6.5.1 и 6.5.2)

Общим требованием к промывочной жидкости, используемой при вскрытии продуктивных горизонтов, являются:

- минимальная водоотдача, обеспечивающая наименьшее загрязнение коллектора фильтратом;
- минимально допустимая плотность, обеспечивающая наименьшее превышение гидростатического давления над пластовым.

Контроль за качеством промывочной жидкости, его очисткой, осуществляется начальником буровой, буровым мастером и инженером по промывочной жидкости под руководством технологической службы.

Отклонение параметров раствора от указанных в ГТН может вызвать осложнение скважин, поэтому, контроль за соответствием параметров ведется геологами Заказчика.

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

Таблица 6.6.1 - Типы и параметры бурового раствора

Название (тип) раствора	Интервал по вертикали, м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см ³	условная вязкость, с	водотдача, см ³ / 30 мин	СНС, дПа		корка, мм	содержание твердой фазы, %			рН	минерализация, % (КСЛ)	пластическая вязкость, сПз	ДНС, дПа	плотность до утяжеления, кг/м ³
						через 1 мин	через 10 мин		коллоидной (активной) части	песка	всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Глинистый	0	20	1,14-1,16	55-60	<10	8÷10	12÷ 16	2,0	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	7-8	-	Как можно ниже	<20	
Полимерный ингибированный раствор	20	85	1,16-1,18	45-50	<7	8÷10	12÷ 16	1,0	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	8-9	КСЛ > 3 %	Как можно ниже	15-25	1160
Полимерный ингибированный раствор	85	600±250	1,18-1,20	45-50	<5	8÷10	12÷ 16	0,5	Полимерные недиспергирующие	<0,5	<2	8-9	КСЛ > 5 %	Как можно ниже	15-25	1180

Примечание: Плотность бурового раствора будет зависеть от фактических условий бурения при проводке скважин

Таблица 6.6.2 - Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения по надсолевым отложениям

Название (тип) раствора	Интервал по вертикали, м		Параметры бурового раствора												
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см ³	условная вязкость, с	водоотдача, см ³ / 30 мин	СНС, дПа		корка, мм	содержание твердой фазы, %			рН	минерализация, % (КСЛ)	пластическая вязкость, сПз	ДНС, дПа
						через 1 мин	через 10 мин		коллоидной (активной) части	песка	всего				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистый	0	20	1,12-1,15	60-70	<10	-	-	2,0	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	7-8	-	-	-
Полимерный ингибированный	20	400	1,15-1,18	55-65	<7	10-20	30-40	1,0	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	8-9	КСЛ > 3 %	25-30	70-80
Полимерный ингибированный	400	1350 +250	1,18-1,20	55-65	<5	20-25	40-50	0,5	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	8-9	КСЛ > 3%	25-30	70-80

Примечание: Плотность бурового раствора будет зависеть от фактических условий бурения при проводке скважин

Таблица 6.6.3 - Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения проектируемой скважины ТЮВ-2

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, г/л	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	1 мин	10 мин				Коллоидной (активной) части	Песка	Всего						
1	2 От(верх)	3 До (низ)	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бентонитовый	0	50	1,15-1,17	55-60	8-10	8÷10	12÷16	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	7-8	-	Как можно ниже	<20
Полимерный ингибированный раствор	50	1437	1,12-1,28	45-50	7-8	8÷10	12÷16	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	7-8	Не менее 3% КСl	Как можно ниже	15-25
Полимерный ингибированный раствор	1437	3600	1,36-1,53	45-50	6-7	8÷10	12÷16	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	8-9	Не менее 5% КСl	Как можно ниже	15-25
Соленасыщенный ингибированный раствор	3600	6550	1,78-1,82	45-50	6-7	8÷10	12÷16	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	9÷9,5	312 NaCl 5% KCl	Как можно ниже	15-25
Полимерный ингибированный раствор	6550	7000	1,56-1,65	45-50	5-6	8÷10	12÷20	Полимерные недиспергирующие	<1.5	<1.5	9÷9,5	Не менее 5% КСl	Как можно ниже	10-16
Полимерный ингибированный раствор	7000	7500	1,52-1,55	45-50	5-6	8÷10	12÷20	Полимерные недиспергирующие	<1.5	<1.5	9÷9,5	Не менее 5% КСl	Как можно ниже	10-16

6.7 Обоснование типовой конструкции скважин

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

Для скважин на надсолевой комплекс проектными глубинами в пределах 600±250 предусматривается следующая конструкция (таблица 6.7.1):

- Направление – Ø 323,9 мм спускается на глубину 20 м с целью предохранения устья скважины от размыва, перекрытия неоген-четвертичных отложений и цементируется до устья;
- Кондуктор Ø 244,5 мм спускается на глубину 85 м с целью перекрытия пород верхнего мела и для установки противовыбросового оборудования. ВПЦ – до устья;
- Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм спускается на глубину 600±250 м с целью разобщения предполагаемых продуктивных пластов в среднеюрских и триасовых отложениях и их опробования.

Таблица 6.7.1 - Рекомендуемая конструкция проектных скважин в пределах глубин 600±250

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска			
		По вертикали		По стволу	
		от (верх)	до (низ)	от(верх)	до (низ)
Направление	323,9	0	20	0	20
Кондуктор	244,5	0	85	0	85
Эксплуатационная	168,3	0	600±250	0	600±250

Для скважин на надсолевой комплекс проектными глубинами в пределах 1350±250 предусматривается следующая конструкция (таблица 6.7.2):

- Направление – Ø323,9 мм спускается на глубину 40 м с целью предохранения устья скважины от размыва, перекрытия неогена и цементируется до устья;
- Кондуктор Ø 244,5 мм спускается на глубину 400 м с целью перекрытия пород верхнего мела и для установки противовыбросового оборудования. ВПЦ – до устья;
- Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм спускается на глубину 1350±250 м с целью разобщения предполагаемых продуктивных пластов в среднеюрских и триасовых отложениях и их опробования.

Таблица 6.7.2 - Рекомендуемая конструкция проектных скважин в пределах глубин 1350±250

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска			
		По вертикали		По стволу	
		от (верх)	до (низ)	от(верх)	до (низ)
Направление	323,9	0	40	0	40
Кондуктор	244,5	0	400±100		400±100
Эксплуатационная	168,3	0	1350±250	0	1350±250

Для скважины ТЮВ-2 на подсолевой комплекс проектной глубиной 7500 м предусматривается следующая конструкция (таблица 6.7.3):

- Направление удлиненное – Ø 622,3 мм спускается на глубину 50 м для предотвращения размыва устья скважины во избежание грифнообразования. Заливается цементом на всю длину.
- Кондуктор Ø 425,5 мм спускается на глубину 1437 м. Цементируется до устья. На кондуктора устанавливается ПВО.

- Техническая колонна I Ø 339,7 мм спускается на глубину 3005 м. Цементируется до устья.
- Техническая колонна II Ø 250,8 мм спускается на глубину 6550 м. Цементируется до устья.
- Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм спускается до проектной глубины 7500 м с целью разобщения продуктивных пластов и их раздельного испытания. Цементируется до устья. На колонну устанавливается ФА.

Таблица 6.7.3 - Рекомендуемая конструкция скважины ТЮВ-2 с проектной глубиной 7500 м

№ колонны в порядке спуска	Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска			
			По вертикали		По стволу	
			От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	622,3мм (24-1/2")	0	50	0	50
2	Кондуктор	425,45мм (16-3/4")	0	1437	0	1437
3	1-ая промежуточная	339,7мм (13-3/8")	0	3005	0	3005
4	2-ая промежуточная	250,8мм (9-7/8")	0	500	0	500
		244,5мм (9-5/8")	500	3500	500	3500
		250,8мм (9-7/8")	3500	6000	3500	6000
		273,1мм (10-3/4")	6000	6550	6000	6550
5	Эксплуатационная колонна	177,8мм (7")	0	7000	0	7000
6	Эксплуатационный хвостовик	127 мм (5")	7000	7500	7000	7500

В конструкции скважины должна быть предусмотрена возможность установки противовыбросового оборудования. После спуска и цементирования эксплуатационной колонны производится испытание ее на герметичность снижением уровня и опрессовки под давлением.

При вскрытии нефтегазоносных отложений необходимо иметь запас бурового раствора в объеме скважины, не включая находящегося в циркуляции.

Для повышения качества промывочной жидкости и реологических свойств, предусматривается его химическая обработка.

Общим требованием к промывочной жидкости, используемой при вскрытии продуктивных горизонтов, являются:

- минимальная водоотдача, обеспечивающая наименьшее загрязнение коллектора фильтратом;
- минимально допустимая плотность, обеспечивающая наименьшее превышение гидростатического давления над пластовым.

Контроль за качеством промывочной жидкости, его очисткой, осуществляется начальником буровой, буровым мастером и инженером по промывочной жидкости под руководством технологической службы.

Отклонение параметров раствора от указанных в ГТН может вызвать осложнение скважин, поэтому, контроль за соответствием параметров ведется геологами участка.

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

Ожидаемое пластовое давление: на глубине 140 м - 1,4МПа; на глубине 450 м - 4,6 МПа; на глубине 500 м - 5,2 МПа; на глубине 850 м - 8,7 МПа; на глубине 1500 м - 15,75 МПа.

В связи с этим, предусматривается применение полимерно-калиевого раствора для обеспечения качественного вскрытия продуктивного горизонта.

При проводке скважины глубиной 1350 (+/-250м) в соответствующих интервалах предусмотрен следующий тип бурового раствора:

- 0 – 40 м глинистый $\rho=1,03-1,05\text{г/см}^3$, $V=20-25\text{сек}$
- 40 – 400 м полимерный $\rho=1,16-1,18\text{г/см}^3$, $V=40-60\text{сек}$, $\text{СНС}_{1\text{мин}/10\text{мин}}=15-30/30-50\text{дПа}$, $V=6-7, 4-6, \text{см}^3/30\text{мин}$, $\text{pH}=8-9$
- 400 – 1350м (+/-250 м) полимерный $\rho=1,18-1,24\text{г/см}^3$, $V=40-60\text{сек}$, $\text{СНС}_{1\text{мин}/10\text{мин}}=20-30/35-50\text{дПа}$, $V=6-7\text{см}^3/30\text{мин}$, $\text{pH}=8-9$

При проводке скважины глубиной 600 (+/-250м) в соответствующих интервалах предусмотрен следующий тип бурового раствора:

- 0 – 85 м глинистый $\rho=1,03-1,16\text{г/см}^3$, $V=20-25\text{сек}$
- 85 – 600 м полимерный $\rho=1,18-1,22\text{г/см}^3$, $V=40-60\text{сек}$, $\text{СНС}_{1\text{мин}/10\text{мин}}=15-30/30-50\text{дПа}$, $V=7-8\text{см}^3/30\text{мин}$, $\text{pH}=8-9$

Все эти данные более подробно будут рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

6.8 Оборудование устья скважины

Для успешной проводки скважин и предотвращения открытого фонтанирования после спуска кондуктора 324 мм и технической колонны 245 мм на устье скважины устанавливается превентор, опрессованный на избыточное давление 13,8 и 31 МПа, соответственно. Характеристика ПВО приведена в таблице 6.8.1.

Таблица 6.8.1 – Оборудование устья скважин

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается превентор, мм
1	2	3	4	5
ОП32 - 13 5/8"× 5000 psi ПУГ 13 5/8"× 5000 psi ППГ 13 5/8"× 5000 psi ОКК2 210-168x245x324	35 35 21	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 30196-2001	1 1 1	323,9
ОП67-280x350 ПУГ –Hydril-11"x5000 psi 2ППГ- 2FZ -11'x5000 psi – сдвоенный ППГ11"x5000 psi – одинарный	35,0 35,0	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 3	244,5
АФК2 – 65x 21	21,0	ГОСТ 13846-2003	1	168,3

6.9 Комплекс геолого-геофизических исследований

Геологическая служба недропользователя должна осуществлять соблюдение требований проекта, проводить отбор проб керна и флюидов и посылать их на исследования. В дальнейшем применять полученные по ним заключения в своей работе - увязывать с данными ГИС по пробуренным скважинам и использовать в решении вопроса спуска эксплуатационной колонны и выбора интервалов опробования продуктивных пластов, в случае получения притоков УВ или воды провести соответствующие анализы.

6.9.1 Отбор керна и шлама

Отбор керна предусматривается производить в предполагаемых интервалах залегания продуктивных пластов. Отбор керна и шлама производится в соответствии с геолого-

техническим нарядом из перспективных горизонтов, а также при проявлениях прямых признаков УВ в процессе бурения.

Количество отбора образцов керна и проб флюидов корректируется геологической службой, как в процессе бурения, так и при освоении продуктивных коллекторов. Также ими осуществляется наблюдение и контроль за выполнением отбора, выноса керна и проб флюидов.

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

Образцы с признаками нефти герметизируются и максимально быстро доставляются в соответствующую лабораторию для комплексного анализа.

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

Для увеличения выноса керна и его сохранения необходимо применять съемные керноприемные трубы, использовать подходящие буровые растворы и технологические параметры бурения. Необходимо контролировать глубину отбора керна по ГИС.

При изучении керна рекомендуется:

1. Выполнить макроописание пород, описание систем и параметров трещин и каверн, выполнить фотографирование среза керна при дневном и ультрафиолетовом свете;

2. На образцах керна провести стандартные исследования по определению коллекторских свойств. Образцы керна должны быть отобраны на исследование через 30 см и привязаны к глубине;

В дальнейшем необходимо создать коллекцию образцов керна для петрофизических и специальных исследований, виды и объемы которых будут определены в зависимости от результатов проведенного анализа.

В дальнейшем необходимо на образцах керна провести петрофизические и специальные исследования.

При отборе шлама и его привязки к разрезу скважины, необходимо учитывать время отставания подъема шлама из скважины и вносить соответствующие поправки. Шлам отбирается в местах, максимально приближенных к устью скважины (если есть возможность, то из желоба). Шлам пакуются в специальные мешочки, которые этикируются (в этикетке указывается: название площади, № скважины, глубина с учётом поправки на отставание, № образца).

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

Проектные интервалы отбора керна приведены в таблицах 6.9.1 и 6.9.2.

Таблица 6.9.1 - Проектные интервалы отбора керна и шлама

№№ п.п.	№ скв.	Геологический возраст	Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м
Структура Жынгылды Северо-Западный				
1	ЖСЗ-3	Т	1405-1425	20
	ЖСЗ-5	Т	1400-1420	20
ВСЕГО				40
Структура Егиз Южный				
3	ЕЮ-2	Ј, Т	1050-1060, 1280-1290	20
4	ЕЮ-3	Ј, Т	1050-1060, 1290-1300	20
ВСЕГО				40

Площадь Байменке-Байменке Южный				
5	Бай-1	К, J	90-100, 400-410	20
6	Бай-2	Т	1180-1190, 1280-1290	20
7	Бай-3	К, Т	610-620, 800-810	20
8	Бай-4	К, J	95-105, 410-420	20
9	Бай-5	К, J	610-620, 800-810	20
10	Бай-6	Т	1190-1200, 1285-1295	20
ВСЕГО				120
Структура Бекшибай				
11	Бек-2	Т	1070-1080; 1110-1120	20
12	Бек-3	Т	1110-1120, 1180-1190	20
ВСЕГО				40
Структура Тасым				
13	Тас-3	Юра	180-215	5
			220-300	5
14	Тас-5	Юра	360-390	5
			420-450	7
			470-490	5
ВСЕГО				27
ИТОГО:				267

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

Таблица 6.9.2 – Проектные интервалы отбора керна и шлама скважины ТЮВ-2

№ скв.	Горизонт	Интервал отбора, м	Планируемый отбор, м	Частота отбора шлама
ТЮВ-2	P _{1a}	6200-6300	30	Каждые 10 м (в интервале с признаками нефти - через 2 м)
	C ₂	6400-7050	30	
	C ₁ +D?	7150-7500	30	
			90	

6.9.2 Геофизические и геохимические исследования

Комплекс промыслово-геофизических работ проводится 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.

Для проведения геофизических исследований предпочтительно выбирать геофизические сервисные компании, оснащенные современной аппаратурой и приборами для выполнения полного рекомендуемого комплекса ГИС.

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

- определение пространственного положения и технического состояния скважины;
- выделение стратиграфических реперов и разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы и типы (терригенный, карбонатный и др.);
- идентификацию литолого-стратиграфических комплексов, к которым приурочены продуктивные или перспективные на нефть и газ отложения;
- расчленение разреза на пласты, их привязку по относительным и абсолютным отметкам глубин, внутри – и межплощадную корреляцию разрезов;
- привязку интервалов отбора керна по глубине;

– привязку по глубине интервалов опробований, испытаний, перфорации, материалов геофизических исследований в обсаженных скважинах.

Детальные исследования выполняют в интервалах продуктивных и перспективных на нефть и газ. В комплексе с материалами других видов исследований и работ (опробований, испытаний, керновыми данными и др.) они должны обеспечить:

– расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, привязку пластов по глубине скважины и абсолютным отметкам;

– детальное литологическое описание каждого пласта, выделение коллекторов всех типов - (поровых, трещинных, каверновых и смешанных) и определение их параметров – коэффициентов глинистости, общей и эффективной пористости, проницаемости, водо- и нефтегазонасыщенности (если эффективная толщина превышает 0,8 м);

– разделение коллекторов по характеру насыщенности на продуктивные и водоносные, а продуктивных – на газо- и нефтенасыщенные;

– определение положений межфлюидных контактов, границ переходных зон, эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин.

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

Геолог по операциям или геофизик Компании должны находиться на буровой для осуществления контроля над исследованиями.

Все колонны после спуска в скважину цементируются до устья. После спуска направления необходимо устанавливать геолого-технологическую станцию ГТИ для проведения геолого-технологического контроля в процессе бурения скважин. Изучается шлам выбуренной породы, уточняются интервалы отбора керна, испытания пластов, определяется зона поглощения промывочной жидкости и притоков в скважину пластовых флюидов, текущую глубину забоя скважины, скорость ее углубления, степень износа долота, газопроявления, осложнения в процессе бурения и т.д.

В таблицах 6.9.3-6.9.5 приведены стандартный, обязательный комплекс геолого-геофизических исследований, который необходимо проводить в проектируемых скважинах, а также рекомендуемые методы, которые будут проводиться по мере необходимости.

Таблица 6.9.3 - Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах с глубинами в пределах 600±250 м

№№ п/п	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервалы исследования, м	
			От (верх)	до (низ)
1	3	4	5	6
1	ГТИ	-	10	600
2	Общие исследования: КС, ПС, ГК, АК, АКЦ, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия.	1:500	20	600
3	<i>Детальные исследования:</i> БКЗ, ПС, ИК (ВИКИЗ), БМК, МКЗ, ГК, СГК, НК, ГГК-П, АК, резистивиметрия, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия. Широкополосный акустический каротаж (Sonic Scanner), литоплотностной каротаж. <i>Дополнительные методы:</i> FMI - высокоразрешающий электр. скважинный имиджер; RCI, MDT- модульный динамический испытатель пластов на кабеле; ЯМР- ядерно-магнитный каротаж или их аналоги.	1:500 1:200	85	600
4	АКЦ с ФКД, СГДТ, термометрия, ГК, ЛМ (локатор муфт)	1:500	В интервалах спуска колонн	

5	При испытании пластов провести комплекс ГИС-контроль: плотнометрия (ПЛ), влагометрия (ВЛ), STD, РГД, РИС, ГК, ЛМ, манометр (МН)	1:500 1:200	в интервалах опробования пластов
---	---	----------------	----------------------------------

Таблица 6.9.4 - Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах с глубинами в пределах 1350±250 м

№№ п/п	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервалы исследования, м	
			От (верх)	до (низ)
1	3	4	5	6
1	ГТИ	-	10	1350
2	Общие исследования: КС, ПС, ГК, АК, АКЦ, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия.	1:500	40	1350
3	<i>Детальные исследования:</i> БКЗ, ПС, ИК (ВИКИЗ), БМК, МКЗ, ГК, СГК, НК, ГГК-П, АК, резистивиметрия, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия. Широкополосный акустический каротаж (Sonic Scanner), литоплотностной каротаж. <i>Дополнительные методы:</i> FMI - высокоразрешающий электр. скважинный имиджер; RCI, MDT- модульный динамический испытатель пластов на кабеле; ЯМР- ядерно-магнитный каротаж или их аналоги.	1:500 1:200	400	1350
4	АКЦ с ФКД, СГДТ, термометрия, ГК, ЛМ (локатор муфт)	1:500	В интервалах спуска колонн	
5	При испытании пластов провести комплекс ГИС-контроль: плотнометрия (ПЛ), влагометрия (ВЛ), STD, РГД, РИС, ГК, ЛМ, манометр (МН)	1:500 1:200	в интервалах опробования пластов	

Таблица 6.9.5 - Планируемый комплекс ГИС в проектируемой скважине ТЮВ-2 глубиной 7500 м

№№ п.п.	Виды исследований	Интервал регистрации, м
1.	ГК, СГК-спектральной гамма-каротаж, ННКт, АК, ДС, ТМ, БК, ПС, ДС, инклинометрия	40-6400
2.	АКЦ	0-7500
3.	ГК, ННКт, АК (широкополосный), ГГК-П, ТМ, БК, ИК, ПС, МБК, инк, ФЭС-фотоэлектрический каротаж	6400-7500
4.	Дополнительный комплекс ГИС: -метод ядерно-магнитного резонанса ЯМР -микросканер пласта МСП -кросс-дипольный многополюсный акустический FLEX-исследования литологии пластов. Модульный отбор проб, испытание пластов, флюиды и поведения коллекторов	6400-7500

6.9.3 Опробование, испытание и исследование скважин

Опробование и испытание в колонне в проектных скважинах проводится с целью выявления промышленных притоков нефти и газа, установления залежей в горизонтах, их размеров, определения продуктивности отдельных пластов, а также положений ГНК, ВНК.

При определении интервалов перфорации во избежание быстрого обводнения скважин, размещение нижних дыр прострела рекомендуется на 5 метров выше ВНК.

Рекомендуемая плотность перфорации в зависимости от типа перфоратора, составляет от 10 до 16 отверстий на пог. метр.

Процесс опробования скважин предлагается проводить по общепринятой методике: вскрытие продуктивного горизонта, вызов притока, проведение запланированного комплекса исследовательских работ, задавка и изоляционные работы.

В процессе опробования необходимы насосно-компрессорные трубы. Вызов притока осуществлялся путем снижения веса столба жидкости в стволе скважины с помощью замены глинистого раствора на воду, на нефть, свабированием уровня жидкости в стволе скважины глубинным или винтовым насосом. После получения притока призабойную зону пласта очистить, давая возможность скважине поработать. После установления стабильных дебитов флюидов и давления на устье, в скважинах провести исследовательские работы для определения КВД и значений фиксированных дебитов жидкости. В случае отсутствия фонтанного притока, прослеживать уровни жидкости до их статического значения или перелива с одновременным определением дебита.

При подготовке к опробованию уточнить глубины интервалов, подлежащих перфорации. Для этого провести электрические методы геофизических исследований скважин.

Опробование пластов провести после окончания бурения и спуска эксплуатационной колонны. Процесс испытания в обсаженной скважине осуществляется «снизу-вверх».

Изоляция опробованных объектов от расположенных выше достигается установкой цементных мостов.

Опробование перспективных объектов в скважинах предусматривается сроком до трех месяцев для каждого объекта с проведением промыслово-геологических и гидродинамических исследований согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» При этом будут получены следующие данные: начальное пластовое давление и температура, данные о режиме пласта, дебиты скважин и забойные давления, коэффициенты проницаемости, гидропроводности, газопроводности, пьезопроводности.

После окончания опробования объекты изолируются установкой цементных мостов или взрыв - пакеров, герметичность которых определяется опрессовкой на 15-20 МПа или снижением уровня с последующим прослеживанием через каждые 2 часа в течение суток. Подъемным лифтом служат 73 мм насосно-компрессорные трубы, спускаемые практически до верхних дыр перфорации. Нижняя часть труб оборудована воронкой и фильтром, устье скважины – фонтанной арматурой.

В таблице 6.9.6 приведены проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне проектируемых скважин, в том числе в пробуренных скважинах ЖЮЗ-1 и 4.

Таблица 6.9.6 - Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне

№№ скв.	Возраст	Интервал испытания, м	Количество объектов	Примечание
1	2	3	4	5
Структура Егиз Южный				
ЕЮ-2	J	1070-1090	2	
	T	1200-1220		
ЕЮ-3	J	1070-1090	2	
	T	1200-1220		
Итого:			4	
Структура Жынгылды Юго-Западный, Жынгылды Северо-Западный				
ЖЮЗ-1	T	1403-1414	1	Пробурена в 2024 г. В 2025 г. планируется испытание
ЖСЗ-3	T	1360-1380, 1390-1410	2	
ЖЮЗ-4	T	1411-1419	1	Пробурена в 2024 г. В 2025 г. планируется испытание
ЖСЗ-5	T	1360-1380, 1390-1410	2	
Итого:			6	
Структура Байменке-Байменке Южный				
Бай-1	K	100-120	2	
	J	130-150		
Бай-2	T	1200-1220, 1230-1250	2	
Бай-4	K	180-200	2	
	J	230-250		

Бай-6	Т	1210-1230, 1240-1260	2	
Бай-3	К	440-460	2	
	Ж	760-780		
Бай-5	К	470-490	2	
	Ж	780-800		
Итого:			12	
Структура Бекшибай				
Бек-2	Т	1110-1130, 1150-1170	2	
Бек-3	Т	1130-1150, 1170-1190	2	
Итого:			4	
Структура Тасым				
Тас-3	Ж	260-275; 261-275	2	
Тас-5	Ж	360-500	1	
Итого:			3	
ВСЕГО:			29	

Примечание: количество объектов и интервалы опробования будут уточняться по данным ГИС

Таблица 6.9.7 - Проектные интервалы опробования скважины на карбонатной платформе Тасым

№№ скв.	Геологический возраст	Интервал испытания, м	Количество объектов
ТЮВ-2	Средний карбон	6809-6829; 6849-6869	2
	Нижний карбон	7309-7279	1
		Итого	3

Примечание: количество объектов и интервал опробования будут уточняться по данным ГИС.

В таблице 6.9.8 приведены прогнозируемые дебиты УВ, плотность нефти и газосодержание в нефти по стратиграфическим комплексам, вскрываемым проектными скважинами на участке «Атырау». За аналог приняты месторождения Дараймола Восточная, Дараймола Западная и Жынгылды, продуктивность которых связаны с юрско-меловыми и триасовыми отложениями.

Таблица 6.9.8 - Прогнозируемые дебиты УВ, плотности и газосодержание нефти

Объекты, скважины	Дараймола Восточная*: Бай-2, Бай-6 (Байменке-Байменке Южный); ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-4, ЖСЗ-3, ЖСЗ-5 (Жынгылды Юго-Западный); ЕЮ-2, ЕЮ-3 (Егиз Южный); Бек-2, Бек-3 (Бекшибай)	Дараймола Западная**: ЕЮ-2, ЕЮ-3 (Егиз Южный); Бай-3, Бай-5, Бай-1, Бай-4 (Байменке-Байменке Южный) Тас-3, Тас-5 (Тасым)	Жынгылды***: Бай-3, Бай-5, Бай-1, Бай-4 (Байменке-Байменке Южный)
Геологический возраст ожидаемых продуктивных горизонтов	Триас	Юра	Мел
Ожидаемые параметры	дебит нефти – 18 т/сут, плотность нефти – 0,82 г/см ³ газосодержание – 55,6 м ³ /т	дебит нефти – 14,4 т/сут, плотность нефти – 0,85 г/см ³ газосодержание – 24,0 м ³ /т	дебит нефти – 3 т/сут, плотность нефти – 0,90 г/см ³ , газосодержание – 10 м ³ /т

Примечание: * - по аналогии с месторождением Дараймола Восточная;
** - по аналогии с месторождением Дараймола Западная;
*** - по аналогии с месторождением Жынгылды.

В таблице 6.9.3.4 представлены прогнозируемые дебиты УВ, плотность нефти, газосодержание, конденсатное содержание в ожидаемых продуктивных горизонтах, которые приняты по аналогии с месторождениями Западно-Тепловское и Чинаревское.

Таблица 6.9.9 - Прогнозируемые дебиты УВ, плотности и газосодержания

Скважина/ проектная глубина	ТЮВ-2/7500 м	
Геологический возраст ожидаемых продуктивных горизонтов	Карбон**	Нижний карбон-девон? **
Ожидаемые параметры	дебит конденсата – 125 м ³ /сут; плотность конденсата - 0,6628г/см ³ газосодержание – 200 м ³ /т дебит свободного газа – 120 тыс. м ³ /сут	дебит конденсата – 50,0 м ³ /сут плотность конденсата - 0,801 г/см ³ газосодержание – 767,0 м ³ /т

Примечание: ** - по аналогии с месторождением Чинаревское

6.9.4 Лабораторные исследования

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

Комплекс исследований должен обеспечить установление и уточнение границ стратиграфических подразделений и характеристик физических свойств отложений и пластового флюида.

Проектируемые виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов по оценочным скважинам приведены в таблице 6.9.4.

Отбор образцов пород и нефти будет корректироваться геологической службой Заказчика.

Таблица 6.9.4 – Виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов

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

7. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

Попутные поиски включают в себя комплексное изучение вскрываемого разреза с целью обнаружения залежей и других полезных ископаемых пресных, минеральных и термальных вод, редких элементов (бора, брома, йода, гелия, лития, цезия, ванадия, рубидия, германия и др.).

8. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

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

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

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

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

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

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

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

Ликвидация последствий недропользования проводится на участке, по которому прекращено право недропользования, на участке недр, который недропользователь намеревается 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 рабочего времени работников и спецтехники по видам работ при ликвидации.

Расчет произведен согласно Приложению к приказу МЭ РК №27-н/к «**Об утверждении нормативно-технического документа по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам**».

Все произведенные экономические расчеты являются плановыми.

Таблица 8.1 - Стоимость бригады при ликвидации скважин

№ № пп	Наименование затрат	Един. изм.	Ставка
1	Оплата труда бригады по ФЛС	час	18 585
2	Соц. Налог +соц. Страх 9,9%	час	2 494
3	Дизтопливо-силовой блок	час	1 830
4	Моторные и смазывающие масла	час	362
5	Стоимость суточных материалов и запасных частей к силовому оборудованию в процессе их эксплуатации	час	2 100
6	Содержание силового оборудования, инструмента (включает затраты на транспорт, связанные с проведением текущего ремонта, тех. обслуж., доставкой на базу БПО и т.д.)	час	3 404
7	Амортизационный износ подъёмника, оборудования, НКТ, бур. труб, вагон-домиков и прочих ОС.	час	2 795
8	Сырьё и материалы	час	5 400
9	Геофизические работы	час	0
10	Транспортировка материалов, оборудования и работа спецтехники	час	5 229
11	Транспортировка вахт	час	577
12	Дефектоскопия труб и оборудования	час	1 341
13	э/энергия	час	598
14	Расходы по охране окружающей среды	час	32
15	Расходы по охране труда ТБ и ЧС	час	370
16	Приобретение СИЗ и противопожарного инвентаря	час	346
17	Услуги РГКП военизированного отряда АК-Берен	час	198
18	Радио и спутниковая связь	час	85
19	Водопотребление холодной воды	час	69
20	Расходы на обязательное страхование	час	93
21	Налог на имущество	час	336
22	Плата за загрязнение окружающей среды	час	124
	Итого прямые затраты		46 368
23	Накладные расходы -30%	%	0
24	Плановые накопления - 8%	%	4844,24
	Итого с учётом накладных расходов и плановых накоплений		51 212
	Всего стоимость 1-го бригада-часа, тенге		51 212

Таблица 8.2 - Расчет стоимости ликвидации одной скважины и продолжительность ликвидационных работ

№ № пп	Намечаемые работы	Продолжительность ликвидации для глубины 1500, час	Стоимость работы 1 бр/час, тенге	Стоимость ликвидации одной скважины
1.	Продолжительность переезда и монтажа подъемного оборудования	20	51 212,24	1 024 244,80
2.	Продолжительность монтажа рабочей площадки	12,09	51 212,24	619 155,98
3.	Продолжительность проверки оборудования пусковой комиссией	2	51 212,24	102 424,48
4.	Продолжительность подъема подземного оборудования	15,62	51 212,24	799 935,19

5.	Продолжительность промывки песка	15	51 212,24	768 183,60
6.	Продолжительность закачки цементного раствора	5,4	51 212,24	276 546,10
7.	Продолжительность опрессовки эксплуатационной колонны	12	51 212,24	614 546,88
8.	Продолжительность подъема насосно-компрессорных труб	10,72	51 212,24	548 995,21
9.	Продолжительность установки тумбы	8	51 212,24	409 697,92
10.	Продолжительность демонтажа подземного оборудования	6	51 212,24	307 273,44
11.	Продолжительность утилизации технологической жидкости из емкости	4,4	51 212,24	225 333,86
	Итого	111,23		5 696 337,46

Таблица 8.3 - Затраты на материалы при ликвидации скважины

№№	Наименование	Стоимость за 1 т, тг	Количество, т	Сумма
1	Цемент	70 000	7	490 000

Затраты на рекультивацию земли

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

Перед технической рекультивацией земельных площадей, отведенных под бурение скважин, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

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

Общее время рекультивации составляет 36 часов на 1 скважину.

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

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

Таблица 8.4– Затраты на техническую рекультивацию 1 м³ рекультивируемого грунта

№№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, тенге
1	Снятие, вывоз и утилизация загрязненного грунта	м ³	1	26 200
2	Сборка, срезка и вывоз металлолома и др. пром. отходов	т	1	15 000
3	Завоз чистого грунта на подготовленную поверхность. Отсыпка, перемещение и планировка территории площадки	м ³	1	3 300
	Итого расходы на техническую рекультивацию 1 м³ рекультивируемого грунта			44 500

Таблица 8.5 - Затраты на техническую рекультивацию нарушенных земель

№	Наименование	Площадь рекультивируемых земель, м	Глубина технической рекультивации земель, м	Затраты на тех. рекультивацию 1 м ³ рекультивируемого грунта, тг	Итого, тг
1	Затраты на техническую рекультивацию земель, нарушенных при бурении одной скважины	100	0,3	44 500	1 335 000

Таблица 8.6 - Сводная таблица затрат на ликвидацию

№ № п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	2	3	4
1	Ликвидация 1 проектной скважины	тенге	5 696 337
2	Затраты на материалы		490 000
3	Рекультивация земли вокруг 1 скважины	тенге	1 335 000
	Всего	тенге	7 521 337
	Итого затраты на ликвидацию 15 проектных и 3 пробуренных скважин	тенге	135 384 074

Таким образом, затраты по ликвидации 15 проектных и 3 пробуренных скважин на период реализации данного проекта, составляет 135 384 074 тенге.

9. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ

При бурении скважин постоянно ведется геологическая документация от начала до завершения их строительства.

Документы, предшествующие бурению скважин:

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

На бурящуюся скважину заводится дело, включающее в себя:

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

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

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

Виды и объемы, планируемых исследовательских работ показаны в таблице 9.1.

Таблица 9.1- Основные показатели проектируемых работ

№ п/п	Виды работ	Единицы измерения	Объем работ по проекту
1	Объем бурения	пог. м	22 750
2	Количество скважин	скв.	15
3	Отбор керна	пог. м	357
4	ГИС	пог. м	22 750
5	Опробование в колонне	кол-во объектов	32
6	Лабораторные исследования:		-
6.1	- керн	образцы	357
6.2	- флюиды (нефть, вода)	пробы	44

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

Намечаемая производственная деятельность по бурению разведочных скважин на участке «Атырау» будет оказывать комплексное воздействие на окружающую среду, проявляющееся в физических, химических и биологических изменениях на земной поверхности и ее биоресурсах, а также в недрах и в атмосфере.

Основной задачей охраны недр и окружающей среды является рациональное использование природных ресурсов и безопасное ведение работ на разных стадиях разведки и разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Все работы должны проводиться с соблюдением известных общих природоохранных требований.

Перед началом обустройства буровой площадки должны быть проведены инженерно-технологические изыскания и почвенные исследования с целью выдачи рекомендаций по снятию и складированию почвенного слоя.

Предотвращение загрязнения территории и продуктивных горизонтов и обводнения, перетоков и открытых выбросов, соблюдение требований действующих Законодательств о земле, воде, лесах, недрах (охране окружающей среды) намечается обеспечить следующими общими мерами.

Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.

Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.

Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

Планировка площадки буровой осуществляется с уклоном, направленным в сторону, противоположную береговой линии водоема, оврага.

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

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Дозировку химических реагентов производить только в специально оборудованных местах, исключающих попадание их в почву и водные объекты.

Отходы бурения и твердо-бытовые отходы будут вывозиться и утилизироваться Подрядными компаниями на договорной основе.

Общий план охраны недр и окружающей природной среды включает мероприятия по четырем направлениям: защите атмосферного воздуха, земельных ресурсов, почвенных и подземных вод и охрану недр.

Охрана атмосферного воздуха

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

В целях контроля состояния компонентов окружающей среды в районе проводимого оценочного бурения и предупреждения их изменения вследствие техногенного воздействия на буровых площадках должен осуществляться производственный мониторинг окружающей

среды по согласованной в установленном порядке программе Подрядной буровой компанией.

Программой производственного мониторинга состояния окружающей среды на разведочных объектах на участке «Атырау» должен предусматриваться контроль состояния атмосферного воздуха по содержанию в нём контролируемых компонентов: оксиды азота, углерода, серы, сероводорода, а также сажи, смесей предельных углеводородов и др.

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

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

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

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

Охрана и рациональное использование земельных ресурсов

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

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

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

- проведение проектируемых работ строго в пределах отведённого земельного участка;

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

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

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

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

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

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

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

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

После завершения всех работ на площади, в соответствии с Земельным Кодексом Республики Казахстан, № 442-ІІ от 20 июня 2003 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.12.2024 г.) недропользователем оформляется акт о передаче восстановленной земли землевладельцу.

Охрана поверхностных и подземных вод

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

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

- блок приготовления и химической обработки бурового и цементного растворов (гидроциклон, вибросито);
- циркуляционная система;
- насосный блок (охлаждение штоков насосов, дизелей);
- устье скважины;
- запасные емкости для хранения промывочной жидкости;
- емкости для хранения нефти;

- вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента);
- отходы бурения (шлам, сточные воды, буровой раствор);
- отходы технологического процесса испытания скважин;
- емкости горюче-смазочных материалов;
- двигатели внутреннего сгорания;
- химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов;
- топливо и смазочные материалы;
- хозяйственно-бытовые сточные воды;
- твердые бытовые отходы;
- продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси);
- негерметичность колонн, обсадных труб, фонтанной арматуры;
- задвижки высокого давления;
- закупорка пласта при вторичном вскрытии;
- прорыв пластовой воды;
- разлив нефти.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Захоронение жидких отходов производства, сброс сточных вод регламентируется в соответствии Кодексом РК «О недрах и недропользовании» и «Экологическим кодексом РК».

Запрещается размещение на территории объектов шламовых амбаров.

Охрана недр

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 ветровой эрозии почв;
- предотвращение техногенного опустынивания;
- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель связанных с бурением скважин;
- предотвращение загрязнения подземных вод при бурении скважин;
- использование в производстве нетоксичных материалов;
- экологически безопасная утилизация, захоронение остатков отходов бурения;
- очистка и использование промышленных и хозяйственных стоков в повторных циклах.

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

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

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

11. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Продолжительность строительства проектных скважин приняты исходя из опыта бурения ранее пробуренных поисково-разведочных скважин на надсолевых структурах Байменке-Байменке Южный, Бекшибай, Егиз Южный, Тасым, Жынгылды Юго-Западный.

Продолжительность бурения одной проектной скважины на надсолевых структурах Байменке-Байменке Южный (Бай-1, Бай-4) с проектной глубиной 600±250м составляет 68 суток:

- строительно-монтажные и подготовительные работы к бурению, демонтаж – 7 суток;
- бурение, крепление и проведение ГИС – 18 суток;
- испытание двух объектов по 18 суток каждый – 36 суток;
- ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земли – 7 суток.

Продолжительность бурения одной проектной скважины на надсолевых структурах Тасым (Тас-3, Тас-5) с проектной глубиной 600±250м составляет 214 суток:

- строительно-монтажные и подготовительные работы к бурению, демонтаж – 7 суток;
- бурение, крепление и проведение ГИС – 20 суток;
- испытание двух объектов по 90 суток каждый – 180 суток;
- ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земли – 7 суток.

Продолжительность бурения и освоения одной проектной скважины на структурах Байменке-Байменке Южный (Бай-3, Бай-5), Бекшибай (Бек-2, Бек-3), Егиз Южный (ЕЮ-2, ЕЮ-3) с проектной глубиной 1350±250 м составляет 224 суток:

- строительно-монтажные и подготовительные работы к бурению, демонтаж – 7 суток;
- бурение, крепление и проведение ГИС – 30 суток;
- испытание двух объектов по 90 суток каждый – 180 суток;
- ликвидация или (консервация) скважин рекультивация земель – 7 суток.

Продолжительность бурения и освоения одной проектной скважины на структурах Жынгылды С.-3. (ЖС3-3, ЖС3-5), Байменке-Байменке Южный (Бай-2, Бай-6) с проектной глубиной 1350±250 м составляет 78 суток:

- строительно-монтажные и подготовительные работы к бурению, демонтаж – 7 суток;
- бурение, крепление и проведение ГИС – 28 суток;
- испытание двух объектов по 18 суток каждый – 36 суток;
- ликвидация или (консервация) скважин рекультивация земель – 7 суток.

Продолжительность бурения одной проектной скважины ТЮВ-2 на карбонатной платформе Тасым с проектной глубиной 7 500 м составляет 545 суток:

- строительно-монтажные и подготовительные работы к бурению, демонтаж – 30 суток;
- бурение, крепление и проведение ГИС – 215 суток;
- испытание трех объектов по 90 суток каждый – 270 суток;
- ликвидация или (консервация) скважин – 30 суток.
- рекультивация земли

Продолжительность освоения пробуренной скважины ЖЮ3-1 на структуре Жынгылды Юго-Западный составляет 97 суток:

- испытание одного объекта по 90 суток – 90 суток;
- ликвидация или (консервация) скважины рекультивация земель – 7 суток.

Продолжительность освоения пробуренной скважины ЖЮЗ-4 на структуре Жынгылды Юго-Западный составляет 97 суток:

- испытание одного объекта по 90 суток – 90 суток;
- ликвидация или (консервация) скважины рекультивация земель – 7 суток.

Продолжительность проведения полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д составляет 90 суток (в зависимости от времени года) и состоит из следующих этапов:

1. Мобилизация/демобилизация – 15 суток;
2. Полевые работы – 75 суток;

Проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д общей площадью 270 кв. км планируется в 2026 г.

Календарный план бурения проектируемых скважин приведен в таблице 11.1.

Таблица 11.1 - Календарный план бурения проектируемых скважин

№ п/п	№ скважины	Проектная глубина, м	Проектный горизонт	Предполагаемые сроки бурения	
				Начало бурения	Конец бурения
1	2	3	4	5	6
Структура Байменке-Байменке Южный					
1	Бай-1 (независимая)	600	P ₁ kg	2025	2025
2	Бай-2 (независимая)	1350	P ₁ kg	2025	2025
3	Бай-3 (независимая)	1100	P ₁ kg	2026	2026
4	Бай-4 (зависимая)	600	P ₁ kg	2025	2025
5	Бай-5 (зависимая)	1100	P ₁ kg	2026	2026
6	Бай-6 (зависимая)	1350	P ₁ kg	2025	2025
Структура Жынгылды Северо-Западный					
7	ЖСЗ-3 (независимая)	1500	T- P ₁ kg	2025	2025
8	ЖСЗ-5 (зависимая)	1500	T- P ₁ kg	2025	2025
Структура Бекшибай					
9	Бек-2 (независимая)	1250	P ₁ kg	2026	2026
10	Бек-3 (зависимая)	1250	P ₁ kg	2026	2026
Структура Егиз Южный					
11	ЕЮ-2 (независимая)	1350	P ₁ kg	2026	2026
12	ЕЮ-3 (зависимая)	1350	P ₁ kg	2026	2026
Структура Тасым					
13	Тас-3 (независимая)	450	P ₁ kg	2026	2026
14	Тас-5 (независимая)	500	P ₁ kg	2026	2026
Карбонатная платформа Тасым					
15	ТЮВ-2 (зависимая)	7500	C-D	2026	2027
Итого: 15 скважин – 22 750 м					

Таблица 11.2 - Календарный план по испытанию объектов в эксплуатационной колонне проектируемых скважин

№ п/п	№ скважины	Проектная глубина, м	Проектный горизонт	Предполагаемые сроки	
				Начало испытания	Конец испытания
1	2	3	4	5	6
Структура Байменке-Байменке Южный					
1	Бай-1 (независимая)	600	P ₁ kg	2025	2025
2	Бай-2 (независимая)	1350	P ₁ kg	2025	2025
3	Бай-3 (независимая)	1100	P ₁ kg	2026	2027
4	Бай-4 (зависимая)	600	P ₁ kg	2025	2025
5	Бай-5 (зависимая)	1100	P ₁ kg	2026	2027
6	Бай-6 (зависимая)	1350	P ₁ kg	2025	2025
Структуры Жынгылды Юго-Западный и Жынгылды Северо-Западный					
7	ЖЮЗ-1 (независимая)*	1480,53	P ₁ kg	2025	2025
8	ЖЮЗ-4 (зависимая)*	1499,17	T	2025	2025
9	ЖСЗ-3 (независимая)	1500	T	2025	2025
10	ЖСЗ-5 (зависимая)	1500	T	2025	2025

Структура Бекшибай					
11	Бек-2 (независимая)	1250	P ₁ kg	2026	2026
12	Бек-3 (зависимая)	1250	P ₁ kg	2026	2026
Структура Егиз Южный					
13	ЕЮ-2 (независимая)	1350	P ₁ kg	2026	2026
14	ЕЮ-3 (зависимая)	1350	P ₁ kg	2026	2026
Структура Тасым					
15	Тас-3 (независимая)	450	P ₁ kg	2026	2026
16	Тас-5 (независимая)	500	P ₁ kg	2026	2026
Карбонатная платформа Тасым					
17	ТЮВ-2 (зависимая)	7500	C-D	2027	2027
Итого: 17 скважин					

Примечание: * - скважины, пробуренные в 2024 году.

12. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

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

Ориентировочные финансовые затраты на период проведения разведочных работ по оценке на 2025 г. составляют **21 985,9** млн. тенге (таблица 12.1).

Продолжение разведочных работ по оценке на участке «Атырау» требует дальнейшего увеличения объемов бурения, более углубленного исследования кернового материала и проб флюидов, проведения комплексного анализа полученной геолого-геофизической информации для проведения подсчета запасов углеводородов.

Таблица 12.1 - Планируемые финансовые затраты на период проведения разведочных работ по оценке

Наименование работ	Единица измерения	Всего	Год	Год	Год
			2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6
Затраты на геологоразведку, всего:	млн. тенге	21 793,9	2 870,4	15 320,3	3 603,2
Геофизические работы:	млн.тг.	842,4	0,0	842,4	0,0
Проведения полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д на структурах Акша и Байменке	млн.тг.			631,8	
	пог. км				
	кв. км			270,0	
Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д на структурах Акша и Байменке	млн.тг.			210,6	
	пог. км				
	кв. км			270,0	
Буровые работы:	млн. тенге	20 951,5	2 870,4	14 477,9	3 603,2
Бурение 3-х (трёх) независимых разведочных скважин на структуре Байменке - Байменке Южная , отбор шлама, керна, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы	млн. тенге	1 268,8	811,2	457,6	
	пог. метр	3 050,0	1950	1100	
	скв	3	2	1	
Бурение 3-х (трёх) зависимых разведочных скважин на структуре Байменке - Байменке Южная , отбор шлама, керна, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы	млн. тенге	1 268,8	811,2	457,6	
	пог. метр	3 050,0	1950	1100	
	скв	3	2	1	
Бурение 1-ой (одной) независимой разведочной скважины на структуре Бекшибай , отбор керна и шлама, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы	млн. тенге	520,0		520,0	
	пог. метр	1 250,0		1250	
	скв	1		1	
Бурение 1-ой (одной) зависимой разведочной скважины на структуре Бекшибай , отбор керна и шлама, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы	млн. тенге	520,0		520,0	
	пог. метр	1 250,0		1250	
	скв	1		1	
Бурение 1-ой (одной) независимой разведочных скважин на структуре Жынгылды Северо-Западный , отбор шлама, керна, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы	млн. тенге	624,0	624,0		
	пог. метр	1 500,0	1500		
	скв	1	1		
Бурение 1-ой (одной) зависимой разведочных скважин на структуре Жынгылды Северо-Западный , отбор керна и шлама, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы	млн. тенге	624,0	624,0		
	пог. метр	1 500,0	1500		
	скв	1	1		
Бурение 1-ой (одной) независимой разведочной скважины на структуре Егиз Южный , отбор керна и шлама, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы	млн. тенге	561,6		561,6	
	пог. метр	1 350,0		1350	
	скв	1		1	

Бурение 1-ой (одной) зависимой разведочной скважины на структуре Егиз Южный , отбор керна и шлама, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы	млн. тенге	561,6		561,6	
	пог. метр	1 350,0		1350	
	скв	1		1	
Бурение 2-х (двух) независимых разведочных скважин на структуре Тасым , отбор керна и шлама, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы	млн. тенге	395,2		395,2	
	пог. метр	950,0		950	
	скв	2		2	
Бурение одной подсолевой разведочной скважины Тасым ЮВ, отбор керна и шлама, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы	млн. тенге	14 607,5		11 004,3	3 603,2
	пог. метр	7 500,0		5650	1850
	скв	1		1	
Прочие затраты по геологоразведке, в том числе:	млн. тенге	192,0	25,0	167,0	0,0
	кол-во проектов	14,0	3	11	0
Групповой технический проект на строительство поисково-разведочных скважин глубиной 1350 метров (+/- 250 метров) на площадях Бекшибай, Жынгылды Юго-Западный, Егиз Южный, Байменке-Байменке Южный участка Атырау и ОВОС	млн. тенге	4,0	4,0		
	кол-во	1	1		
Групповой технический проект на строительство поисково-разведочных скважин глубиной 600 метров (+/- 250 метров) на площади Байменке-Байменке Южный, Тасым участка Атырау и ОВОС.	млн. тенге	4,0	4,0		
	кол-во	1	1		
Технический проект на строительство разведочной скважины глубиной 7050 метров (+/- 250 метров) на площади Тасым Юго-Восточный участка Атырау и ОВОС.	млн. тенге	17,0	17,0		
	кол-во	1	1		
Отчет по результатам сейсморазведочных работ (СРР) МОГТ 2Д и 3Д за весь период действия контракта №1077 с защитой на НТС МД "Запказнедра" и сдачей в фонды РК.	млн. тенге	14,0		14,0	
	кол-во	1		1	
Отчёт по возврату контрактной территории участка "Атырау"	млн. тенге	18,0		18,0	
	кол-во	1		1	
Проект ликвидации объектов недропользования	млн. тенге	15,0		15,0	
	кол-во	1		1	
Подсчёт запасов нефти и растворённого газа	млн. тенге	60,0		60,0	
	кол-во	4		4	
Проект разработки месторождения	млн. тенге	60,0		60,0	
	кол-во	4		4	
ВСЕГО кол-во бурения на 2022-2024 г.г.	пог. метр	22 750,0	6 900,0	14 000,0	1 850,0
	скв	15	6	9	0
ВСЕГО затраты на 2022-2024 г.г.	млн. тенге	21 985,9	2 895,4	15 487,3	3 603,2

13. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

В настоящем проекте при оценке перспективных ресурсов поднятия Байменке-Байменке Южный использовались данные из отчетов по подсчету запасов месторождений Дараймола, Дараймола Западная, Дараймола Восточная. Подсчет перспективных ресурсов структур Тасым, Байменке, Акша также выполнен на основе подсчетных параметров указанных и близлежащих месторождений. Оценка перспективных ресурсов выделенных объектов выполнена по категории С₃.

В таблицах 13.1. и 13.2 приведены результаты подсчета перспективных ресурсов ловушек на надсолевой комплекс, где проектируется разведочное бурение.

В скважине ТЮВ-1 изучены нижнепермско-среднекаменноугольные (башкирские) отложения в интервале 6378-7045 м. Проектная глубина проектируемой скважины ТЮВ-2 - 7500 м, проектный горизонт - нижнекаменноугольно-девонский (?). В связи с этим, перспективные ресурсы подсолевых отложений в настоящем проекте оценены по категории С₃. Подсчетные параметры приняты по аналогии с месторождением Чинаревское, расположенным на северном борту Прикаспийской впадины, где газоконденсатная залежь приурочена к среднедевонской-нижнекаменноугольной (турнейской) толще.

В таблице 13.3 приведены результаты подсчета перспективных ресурсов ловушек, выявленных на подсолевой структуре Тасым Юго-Восточный.

Таблица 13.1- Количество ожидаемых ресурсов в пределах перспективных участков структур по категории С₃

Структура	Перспективный комплекс отложений	Скважина	Горизонт	По изогипсе, м	Площадь продуктивности, тыс. м ²	Эфф.нефтенасыщенная толщина, м	Кп, д.ед.	Кнг, д.ед.	Плотность нефти, г/см ³	Пересчётный коэф., д.ед.	Геологические ресурсы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Нач.запасы растворенного газа, млн.м ³	
															Геол.	Извл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Жынгылды Северо-Западный	Северное крыло	ЖСЗ-3 ЖСЗ-5	J	1160	2293,75	12	0,17	0,5	0,79	0,98	1811,3	0,3	543,4	30	54340,1	16302,0
Тасым	Центральный свод, ловушка «А»,	Тас-3	J	310	1130	7	0,3	0,65	0,89	0,98	1345,3	0,3	403,6	30	40359,7	12107,9
	Северное крыло,	Тас-5	J	650	1650	12	0,25	0,5	0,85	0,95	1998,6	0,3	599,6	30	59956,9	17987,1
										J	5155,2		1546,6		154656,8	46397,0
Егиз Южный	Северное крыло	ЕЮ-3	J	1010	280	12	0,17	0,5	0,79	0,98	221,1	0,3	66,3	30	6633,3	1990,0
			T	1180	140	12	0,22	0,5	0,80	0,87	128,6	0,3	38,6	30	3858,6	1157,6
		ЕЮ-2	J	1020	248	12	0,17	0,5	0,79	0,98	195,8	0,3	58,8	30	5875,2	1762,6
			T	74	216	12	0,22	0,5	0,80	0,87	198,4	0,3	59,5	30	5953,3	1786,0
										J	417,0		125,1		12508,6	3752,6
										T	327,1		98,1		9811,9	2943,6
Байменке	Северное крыло	Бай-6, Бай-2	T	1280	719,04	12	0,28	0,5	0,88	0,95	1009,9	0,3	303,0	30	30296,3	9088,9
	Южной блок западного крыла	Бай-3	K	500	8700	12	0,28	0,5	0,88	0,95	12219,0	0,3	3665,7	30	366569,3	109970,8
			J	900	6400	12	0,2	0,5	0,85	0,9	5875,2	0,3	1762,6	30	176256,0	52876,8
		Бай-5	K	600	9800	12	0,28	0,5	0,88	0,95	13763,9	0,3	4129,2	30	412917,1	123875,1
			J	1000	9600	12	0,2	0,5	0,85	0,9	8812,8	0,3	2643,8	30	264384,0	79315,2
Байменке Юж.	Южной блок	Бай-1, Бай-4	K	500	1600	12	0,28	0,5	0,88	0,95	2247,2	0,3	674,2	30	67415,0	20224,5

		Бай-1, Бай-4	Ж	900	2300	12	0,2	0,5	0,85	0,9	2111,4	0,3	633,4	30	63342,0	19002,6	
										К	28230,0		8469,0		846901,4	254070,4	
										Ж	16799,4		5039,8		503982,0	151194,6	
										Т	1009,9		303,0		30296,3	9088,9	
Бекшибай	Южной блок	Бек-2, Бек-3	Т	1110	829,8125	12	0,17	0,5	0,79	0,98	655,3	0,3	196,6	30	19658,7	5897,6	
										Т	655,3		196,6		19658,7	5897,6	
										К	28230,0		8469,0		846901,4	254070,4	
										Ж	22371,6		6711,5		671147,3	201344,2	
										Т	1992,2		597,7		59766,9	17930,1	
										Всего							
										Итого:		52593,9		15778,2		1577815,7	473344,7

Таблица 13. 2 - Количество ожидаемых ресурсов свободного газа и конденсата перспективной структуры Тасым Ю-В по категории С₃

Горизонт, залежь	Объекты	Категория	Площадь газоносности, тыс. м ²	Газонас. толщина, м	Коэффициенты		Пластовое давление, атм	Коэффициент перевода технич. атм. на физические	Поправка за температуру	Поправка на откл. от закона Бойля-Мариотта		Начальные геологич. ресурсы газа млн. м ³	Коэффициент извлечения газа, доли ед.	Начальные извлекаемые ресурсы газа, млн. м ³	Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	Геологические зресурсы конденсата, тыс. т	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	Извлекаемые зресурсы конденсата, тыс. т
					откр. порист.	Газо-насыщ.				Начальное	начальное							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
С ₁ -Д	1, 2, 3	С ₃	52000	150	0,10	0,8	134,5	0,97	0,904	1,426	105000	0,742	78000	500	52500	0,6	31500	

14. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ

Геолого-экономическая эффективность периода проведения проектируемых оценочных работ приведены в таблице 14.1, из которой следует, что с высокой долей вероятности можно предполагать весьма успешное с коммерческой стороны проведение разведочных работ на рассматриваемой территории. Стоимость открытия одного барреля нефти составит менее 1 доллара. На 1 метр проходки ожидается получить 2,3 тыс. тонн нефти. Это весьма хорошие показатели для оценочного этапа проведения нефтяных операций.

Таблица 14.1 - Основные технико-экономические показатели оценочных работ

№№ п/п	Показатели	Единица измерения	Объем работ
1	2	3	4
1	Стоимость геологоразведочных работ в период разведки	млн. тенге	21 986
2	Количество проектных скважин	шт.	15
3	Проектные глубина, горизонт	м	600; 1100; 1350 (Т, Р ₁ kg)
4	Суммарный метраж	м	22 750
5	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст-мес	1 125
6	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	млн. тенге	20 952
7	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тенге	920 945
8	Продолжительность проектируемых работ на площади	год	1
9	Ожидаемый прирост запасов нефти (геолог.)	тыс. т	52593,9
10	Прирост ожидаемых запасов нефти на 1 м проходки	тыс. т/м	2,31
11	Прирост ожидаемых запасов нефти на 1 поисковую скважину	тыс. т/скв.	3506,3
12	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов нефти	тенге/т	398 364 010,5

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Перспективы нефтегазоносности контрактной территории участка «Атырау» связаны с оценкой нефтегазоносного потенциала подсолевых, а также надсолевых - триасовых, юрских и меловых отложений. В подсолевой толще по основным отражающим горизонтам выделяется структура Тасым Ю.-В., где в нижнепермских-среднекаменноугольных отложениях установлена газоконденсатная залежь, прогнозируемая и в нижнекаменноугольно-девонских (?). По ОГ С₂b скважина ТЮВ-1 расположена на западном склоне структуры и, вероятно, вскрыла газоконденсатную залежь в периферийной части структуры. Скважина ТЮВ-2 проектной глубиной 7500 м проектируется в ее сводовой части, на забое предполагается вскрыть верхние части девонского комплекса пород. Бурение независимой проектной скважины ТЮВ-2 планируется в 2026-2027 годы.

В надсолевых отложениях наиболее перспективными являются юрские и триасовые отложения.

Проведение оценочных работ планируется на пресективных объектах Байменке-Байменке Южный, Жынгылды Северо-Западный, Бекшибай, Егиз Южный, Тасым, выявленных сейсморазведочными работами МОГТ-2Д/3Д.

На площади Байменке-Байменке Южный с целью оценки залежей в юрско-меловых отложениях в пределах южного крыла структуры Байменке Южный проектируется бурение независимой скважины Бай-1 и зависимой скважины Бай-4. Проектная глубина - 600 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

На северо-западном крыле структуры Байменке с целью оценки залежи углеводородов в триасовых отложениях проектируется бурение независимой скважины Бай-2 и зависимой скважины Бай-6. Проектная глубина скважин – 1350 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

На южном блоке западного крыла структуры Байменке с целью поиска и разведки залежей нефти и газа в меловых и юрских отложениях проектируется бурение зависимой скважины Бай-5 и Бай-3. Проектная глубина каждой скважины – 1100 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

На структуре Жынгылды Северо-Западный с целью оценки залежи нефти в триасовых отложениях предусмотрено бурение одной независимой скважины ЖСЗ-3 и одной зависимой скважины ЖСЗ-5 с целью прослеживания и оконтуривания залежи. Проектные глубины 1500 м, проектные горизонты – кунгурский ярус нижней перми и триасовый горизонт соответственно

На структуре Бекшибай с целью поиска залежей УВ в отложениях триаса проектируется бурение независимой скважины Бек-2 и зависимой скважины Бек-3. Проектная глубина скважин - 1250 м, проектный горизонт - нижняя пермь (кунгурский ярус).

На структуре Егиз Южный с целью разведки залежи нефти в юрских и триасовых отложениях проектируется бурение независимой скважины ЕЮ-2 и зависимой скважины ЕЮ-3. Проектная глубина – 1350 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

На структуре Тасым проектируется бурение двух разведочных скважин глубиной 450-500 м, имеющей блоковое строение. В пробуренной в 2014 г скважине Тас-2 получены нефть с водой, а в структурно-поисковых скважинах, пробуренных в прошлые годы, в керне отмечались признаки нефти.

Таким образом, на участке Атырау проектируется бурение 15 разведочных скважин. Суммарный скважин – 22750 м. Бурение проектных скважин планируется в 2025-2027 годы.

В проектных скважинах запроектирован комплекс геолого-геофизических исследований - отбор керна, проведение ГИС современными методами, опробование перспективных объектов в эксплуатационной колонне.

Структуры Акша и Байменке по своему строению надсолевой толщи - аналогичны структуре Дараймола. Они также имеют крутые и пологие склоны триасовых отложений в глубокие мульды, в своде отсутствуют отложения мела и часть юрского разреза, структуры

нарушены сбросами. Эти структуры плохо изучены сейсморазведкой, бурение глубоких скважин на них не проводилось. На структурах Акша и Байменке проектируется проведение в 2026 г сейсморазведочных работ МОГТ-3Д.

Перспективные ресурсы газа и конденсата нижнепермских-девонских(?) отложений по категории С₃ геологические/извлекаемые составляют: 105,0/78 млрд. м³ и 52,5/31,5 млн. т, соответственно.

Перспективные ресурсы нефти юрско-меловых и триасовых отложений по категории С₃ составляют (млн. т): геологических – 52,59; извлекаемых – 15,7.

Ликвидационный фонд на период реализации данного проекта составляет:
135 384 074 тенге.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

А) Опубликованные

1	Правительство РК	Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», утвержденный Указом Президента РК от 27.12.2017г № 125-VI ЗРК, г. Астана, 2017 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.07.2024)
2	Правительство РК	Экологический кодекс РК от 02.01.2021 г №400-VI ЗРК
3	Правительство РК	Единые правила по рациональному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018г № 239, г. Астана, 2018 г.
4	Правительство РК	НТД «Методические рекомендации по составлению проектов разведочных работ углеводородов (изменения и дополнения к нему)», утвержденные приказом и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 24.08.2018г № 329, г. Астана, 2018 г.
5	Абдуллин А.А., Беспаяев Х.А.	Справочник «Месторождения нефти и газа Казахстана». с 324, г. Алматы, 1996 г.
6	Воцалевский Э.С. и др.	Закономерности размещения месторождений полезных ископаемых как основа прогноза минерально-сырьевых ресурсов Казахстана. Отчет к пояснительной записке к «Карте прогноза нефтегазоносности Казахстана» масштаба 1:2 500 000, г. Алматы, 2001г.
7	Гета С.П., Жемчужников В.Г. и др.	Геологоразведка северного склона Астраханско-Актюбинской системы поднятий на Атырауском блоке, Труды ОНГК, вып.1, г. Атырау, 2012г.
8	Ескожа Б.А.	Особенности строения и перспективы нефтегазоносности триасового комплекса юга Прикаспийской впадины. Научно-технический журнал «Нефть и газ», №4, г. Алматы, 2008 г.
9	Липатова В.В., Волож Ю.А. и др.	Триас Прикаспийской впадины и перспективы его нефтегазоносности // Тр. ВИГНИ. Вып..236.М.Недра. 153 с. г. Москва 1982г.
10	Под редакцией Воцалевского Э.С.	Новые нефти Казахстана и их использование: Гетероорганические соединения в нефтях Западного Казахстана 196 с. г.Алматы 1993г.
11	Трохименко М.С.	Структурно-седиментационный природный резервуар и ловушки в среднем триасе Прикаспийской впадины: закономерности расположения, механизм формирования, особенности образования залежей нефти и газа//Тр. ОНГК (на базе докладов Первой международной геологической конференции «АтырауГео-2011»). Вып.1, с 164-182, г. Атырау; 2012г.
12	Турков О.С. и др.	Атлас нефтяных и газовых месторождений РК. Атлас в 2-х томах/ Алматы: ООО «КОНГ», 2020.

Б) Фондовые

13	Анищенко Л.В. и др.	Отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Дараймола Западная по состоянию изученности на 01.12.2014г». Авторы: ТОО «Болашак Мунай», г. Атырау, 2014 г.
14	Дюсебаева Г. М.	Проект пробной эксплуатации месторождения Дараймола Западный в Атырауской области Республики Казахстан. Авторы: ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2015 г.

15	Дингуатов С. К., Кубышев Р.З. и др.	Проект пробной эксплуатации месторождения Дараймола Восточная в Атырауской области Республики Казахстан. ТОО «СМАРТ Инжиниринг», г. Алматы, 2016 г.
16	Ерубаета К. Д., Накесова К.К.	«Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа площади Дараймола Восточная Атырауской области, Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.11.2014 г.)». ТОО «СМАРТ Инжиниринг», г. Алматы, 2015 г.
17	Ескожа Б.А.	Окончательный отчет о геологических результатах работ, выполненных ФИОК на лицензионном участке АТЫРАУ в 1997-2000 г.г. ФИОК, Алматы, 2000г.
18	Жумалиева К.К., Ветрова В.П. и др.	Изучение опоскованных структур, выведенных с отрицательными результатами, с целью определения их перспектив с позиции новых технологий исследований и возврат их в фонд перспективных (надсолевой комплекс Атырауской области) за 2003-2005 г.г. ТОО КазНИГРИ», г. Атырау, 2005 г.
19	Жумалиева К.К., Дворко Т. Н. и др.	Проект на проведение поисково-разведочных работ на структурах Егиз, Кажигали, Жира-Бериш, Бекшибай в пределах блока «Атырау». КазНИГРИ, Атырау, 2006 г.
20	Жемчужников В.Г., Абдулкаиров А.А. и др.	Отчет о результатах сейсмических наземных работ 2Д и 3Д на участке «Атырау». АО «Геостан», г. Алматы, 2009 г
21	Ибраева М.А. Катаева Т.Г. и др.	Отчет «Проведение работ по обработке и интерпретации в пределах Атырауской площади Прикаспийской впадины. Сейсмические работы МОГТ-2Д, проведенные в 2006-2008гг.», АО «Геостан», 2008г.
22	Ибраева М.А., Катаева Т.Г. и др.	Отчет о результатах сейсмических наземных работ 3Д на участке Кажигали и редакции структурных карт по наземным сейсмическим данным 2Д южной части Атырауского блока. АО «Геостан», г. Алматы, 2011г.
23	Ли В.Ч., Горяева Н.В. и др.	Проект геологоразведочных работ на участке Атырау, расположенном в Атырауской области РК», ТОО АктюбНИГРИ», г. Актобе, 2010 г.
24	Ли В.Ч., Горяева Н.В. и др.	Проект оценочных работ на карбонатной платформе Тасым участка Атырау, ТОО «АктюбНИГРИ», г. Актобе, 2012 г.
25	Ли В.Ч., Горяева Н.В. и др.	Дополнение № 1 к Проекту оценочных работ на карбонатной платформе Тасым участка Атырау, ТОО «АктюбНИГРИ», г. Актобе, 2018 г.
26	Матлошинский Н.Г. и др.	Отчет о результатах переобработки сейсмических данных МОГТ 3Д и их интегрированной интерпретации по месторождению Дараймола Восточная для выполнения структурного построения восточного склона купола и модели распространения нефтенасыщенных коллекторов в отложениях среднего триаса». ТОО «ReservoirEvaluationServices», г. Алматы, 2017 г.
27	Пантюшев Ю.А., Катаева Т. Г. и др.	Отчёт о проведении сейсморазведочных работ 2Д и 3Д на блоке (контрактной территории) Атырау на структурах Дараймола Западная, Дараймола Восточная, Егиз Южный, Кажигали». АО «Геостан», г. Алматы, 2014 г.
28	Панкратов В. Ф., Куанышев Ф.М. и др.	Отчет «Интегрированная интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д по площади Дараймола для изучения строения ловушек углеводородов и связанных с ними залежей в надсолевом

		комплексе отложений». ТОО «Geophysical Support Services» (ТОО «GSS»), г. Атырау, 2020 г.
29	Панкратов В. Ф., Куанышев Ф.М. и др.	Отчет о результатах работ по теме: «Интегрированная интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д по площадям Егиз Южный, Жира-Бериш (восточное крыло) и МОГТ 2Д/3Д по площади Женгельды Западный для изучения строения потенциальных ловушек углеводородов в надсолевом комплексе отложений». ТОО «Geophysical Support Services», г. Атырау, 2021 г.
30	Сиражев А.Н., Шарубин Н.В. и др.	Отчет «О результатах обработки и интерпретации сейсморазведочных данных МОГТ 2Д площади Тасым участка «Атырау». ТОО «Джиолоджикал Ассистэнс энд Сервисез ККО»), г. Алматы, 2016 г.
31	Рабай Я. и др.	Отчет «Анализ результатов геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах участка «Атырау» и определение перспектив нефтегазоносности территории». ТОО «Береке Energy», Атырау, 2011г.
32	Салакпаев К.Р.	Отчет о результатах сейсмических исследований на площади Теркобай-Жарсуат (с.п.15/ 89-91 г.). ГГЭ, г. Гурьев, 1991 г.
33	Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др.	Дополнение к проекту поисково-разведочных работ на структурах Егиз, Кажигали, Жира-Бериш, Бекшибай в пределах блока «Атырау» (участок Женгельды Западный). КазНИГРИ, г. Атырау, 2007 г.
34	Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др.	Проект поисковых работ на структуре Дараймола Восточное крыло участка «Атырау», расположенной в Атырауской области. ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2012 г.
35	Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др.	Проект поисковых работ на структуре Дараймола Западное крыло участка «Атырау», расположенной в Атырауской области. ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2012 г.
36	Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др.	Проект оценочных работ на надсолевые отложения участка Атырау. ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2013 г.
37	Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др.	Дополнение № 1 к Проекту оценочных работ на надсолевые отложения участка «Атырау». ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2014 г.
38	Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др.	Дополнение № 3 к Проекту оценочных работ на надсолевые отложения участка «Атырау» (месторождение Дараймола Восточная). ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2015 г.
39	Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др.	Дополнение № 2 к Проекту оценочных работ на надсолевые отложения участка «Атырау». ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2018 г.
40	Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др.	Проект разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау», ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2022 г.
41	Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др.	ИНФОРМАЦИОННЫЙ ОТЧЕТ «Авторский надзор за реализацией Проекта разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау (по состоянию на 01.03.2024 г.), ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2024 г.

Приложение 1

15017141



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

22.09.2015 года15017141

Выдана

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

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

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

на занятие

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

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

Особые условия

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

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

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

(полное наименование лицензиара)

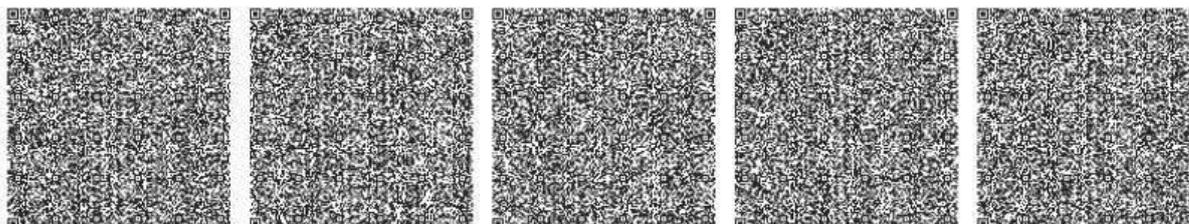
Руководитель
(уполномоченное лицо)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

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

Дата первичной выдачи 07.08.2013Срок действия
лицензии

Место выдачи

г. Астана

15017141



Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 15017141

Дата выдачи лицензии 22.09.2015 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

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

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

Лицензиат

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

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

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

Производственная база

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

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

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

Лицензиар

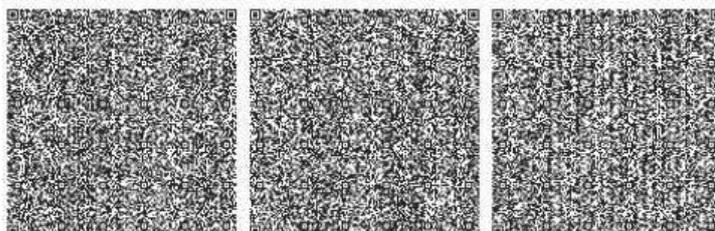
Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

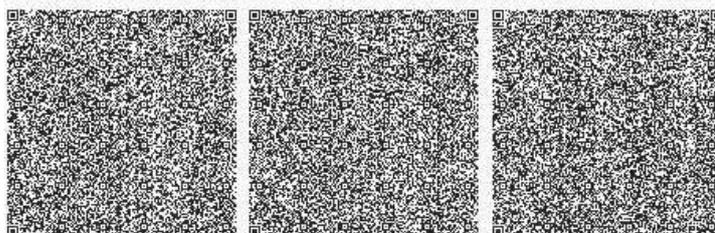
БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

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



Одним из методов защиты от подделок является использование двумерных штриховых кодов. В соответствии с Законом Республики Казахстан от 2003 года № 7 «О защите информации и обеспечении ее конфиденциальности» в информационных системах государственного управления используются методы защиты информации с помощью штриховых кодов. В соответствии со статьей 7 ЗПК от 7 января 2003 года «Об использовании документов с использованием штриховых кодов» в информационных системах государственного управления используются методы защиты информации с помощью штриховых кодов.

Номер приложения	001
Срок действия	
Дата выдачи приложения	22.09.2015
Место выдачи	г. Астана



Осыз құжат «Электрондық құжаттар электрондық қолмақалға түрлендірілетін» Республикасының 2003 жылғы 7 желтоқпандағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес жүзеге асырылған құжаттың электрондық нұсқасы болып табылады. Дәлелді құжаттың осы нұсқасы туралы 1-ші бабының 7-ші тармағында «Объектінің электрондық нұсқасының құрамына кіретін деректер мен құжаттардың бұрынғы нұсқасына» делінген.

18003381



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

16.02.2018 года18003381

Выдана

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

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

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

на занятие

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

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

Особые условия

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

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

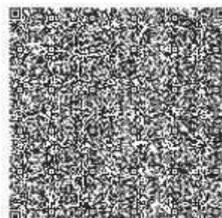
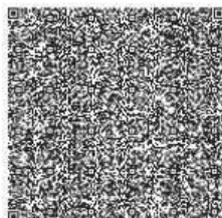
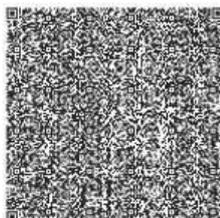
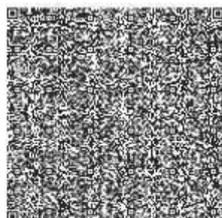
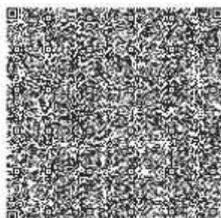
АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ

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

Дата первичной выдачи

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Астана

18003381



Страница 1 из 1

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 18003381

Дата выдачи лицензии 16.02.2018 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Проектирование (технологическое) нефтехимических производств
(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"**
060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, УЛИЦА ӘЙТЕКЕВИ, дом № 43А., БИН: 991240001478

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

Производственная база **060000, город Атырау, улица Геологопоисковая -8**

(местонахождение)

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

Лицензиар **Министерство энергетики Республики Казахстан**
(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

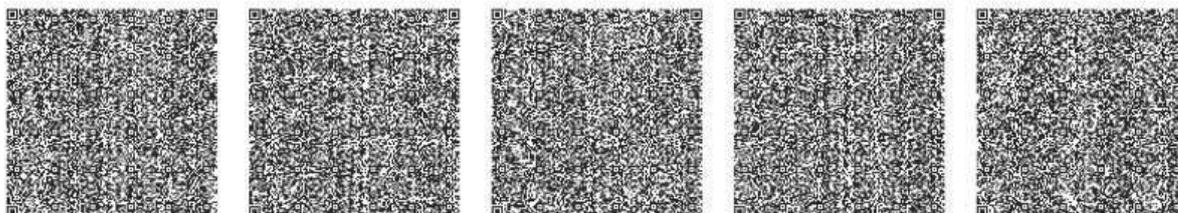
Руководитель (уполномоченное лицо) **АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ**
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 16.02.2018

Место выдачи г. Астана



Одна из копий «Электронная копия» является электронной копией документа, хранящегося в Едином государственном реестре Республики Казахстан 2003 года № 7 «Универсальный документ с открытым доступом» (электронная копия документа, хранящегося в Едином государственном реестре Республики Казахстан 2003 года № 7 «Универсальный документ с открытым доступом»). Проверка достоверности содержания документа осуществляется с помощью сканера документов.

Приложение 2

Регистрационный № 4622-УВС-М2
« 28 » сентября 2018 года

ДОПОЛНЕНИЕ № 12

к Контракту № 1077 от 28 декабря 2002 г. на разведку углеводородного сырья на участке Атырау (надсолевые и подсолевые блоки) в пределах блоков XXII-11-Е, F; XXII-12-D, E, F; XXII-13-D, E; XXIII-11-B, C, E, F; XXIII-12; XXIII-13-A, B, D, E, F (частично); XXIV-11-B, C, E, F; XXIV-12-A (частично), B, C, D, E (частично), F (частично); XXIV-13-A, B, C, D, E, F (частично); XXV-11B (частично), C (частично), F (частично); XXV-12-A, B (частично), C (частично), D, E, F; XXV-13A (частично), D (частично), в Атырауской области Республики Казахстан

между

**МИНИСТЕРСТВОМ ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**
(Компетентный орган)

и

**Товариществом с ограниченной ответственностью
«НОРС КАСПИАН ОЙЛ ДЕВЕЛОПМЕНТ»**
(Недропользователь)

г. Астана, 2018 г.

Настоящее Дополнение № 12 к Контракту № 1077 от 28 декабря 2002 года на разведку углеводородного сырья на участке Атырау (надсолевые и подсолевые блоки) в пределах блоков XXII-11-Е, F; XXII-12-D, Е, F; XXII-13-D, Е; XXIII-11-В, С, Е, F; XXIII-12; XXIII-13-А, В, D, Е, F (частично); XXIV-11-В, С, Е, F; XXIV-12-А (частично), В, С, D, Е (частично), F (частично); XXIV-13-А, В, С, D, Е, F (частично); XXV-11В (частично), С (частично), F (частично); XXV-12-А, В (частично), С (частично), D, Е, F; XXV-13А (частично), D (частично), в Атырауской области Республики Казахстан (далее – «Контракт») заключено между Министерством Энергетики Республики Казахстан (далее – «Компетентный орган») и ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» (далее – «Недропользователь»), далее совместно именуемые «Стороны».

Преамбула

В связи с тем, что:

Недропользователь обратился в Компетентный орган с просьбой продления срока действия Контракта №1077 до 28.12.2024 г. (письмо № 116/12-17 от 11.12.2017 г., письмо 37/05-18 от 02.05.2018 г.).

Компетентный орган принял решение разрешить продление периода разведки для оценки сроком на 6 (шесть) лет до 31.12.2024 г. при условии предоставления Компетентному органу Рабочей программы, на основании утвержденного проектного документа, в срок не позднее 28.12.2018 г., принятия дополнительных обязательств на период продления, в том числе на развитие социальной сферы региона, сохранения рабочих мест, возврата контрактной территории, предусмотренный проектным документом по Контракту №1077 от 28.12.2002 г. (письмо МЭ РК № 10-30/ЭК-83 от 30.05.2018 г., протокол № 8/МЭ РК от 23.05.2018 г.).

Компетентный орган и Недропользователь договорились о внесении следующих изменений в Контракт:

- 1.** В Разделе 3 «Срок действия Контракта» Контракта пункт 3.1. дополнить абзацем следующего содержания:
«Срок действия Контракта, с учетом продления периода разведки для оценки на 6 (шесть) лет, действует до 28 декабря 2024 года.».

2. Недропользователь на период продления разведки для оценки на 6 лет, до 28 декабря 2024 года, производит отчисления на социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры в размере 300 000 000 (триста миллионов) тенге равными долями по годам путем перечисления платежей в бюджет местного исполнительного органа области на код бюджетной классификации 206114 «Отчисления недропользователей на социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры», согласно Единой бюджетной классификации, утвержденный Приказом Министра финансов Республики Казахстан от 18 сентября 2014 года № 403 (зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 26 сентября 2014 года № 9756).

3. В Разделе 9 «Период разведки» Контракта пункт 9.1. дополнить абзацем следующего содержания:

«Период разведки с учетом продления разведки для оценки на 6 (шесть) лет действует до 28 декабря 2024 года.».

4. Недропользователь обязуется осуществить возврат контрактной территории до конца 2019 года за исключением территорий предусмотренных проектом оценочных работ.

5. В Разделе 7 «Общие права и обязанности Сторон» Контракта пункт 7.2. дополнить подпунктом 7.2.39 следующего содержания:

«7.2.39. Недропользователь обязуется в срок не позднее 28.12.2018 года внести в Компетентный орган проект Дополнения к Контракту №1077 от 28.12.2002 года с утвержденной Рабочей программой на период продления оценки до 28 декабря 2024 года, разработанной на основании утвержденного проектного документа, а также согласованной с Комитетом геологии и недропользования МИР РК.

В случае не предоставления проекта Дополнения в срок, указанный в данном пункте, настоящее Дополнение №12 к Контракту, а также разрешение Компетентного органа выданное 30 мая 2018 года за №10-03/ЭК-83 прекращают свое действие.».

6. Данные изменения применяются к отношениям, возникшим с момента регистрации настоящего Дополнения № 12. Остальные пункты Контракта №1077 от 28.12.2002 г., включая все приложения, дополнения и изменения к нему, не затронутые настоящим Дополнением №12, остаются без изменений и сохраняют свою юридическую силу в полном объеме.

7. Настоящее Дополнение № 12 составлено в 3 (трех) экземплярах, на государственном и русском языках. В случае наличия противоречий,

разночтений или иных несоответствий превалирующую юридическую силу имеет версия на русском языке.

8. Настоящее Дополнение № 12 является неотъемлемой частью Контракта № 1077 от 28 декабря 2002 года, заключено «28» июня 2018 г. в г. Астана, Республики Казахстан, уполномоченными представителями Сторон и вступает в силу с момента его регистрации в Компетентном органе.

Подписи Сторон

Компетентный орган:

**Министерство Энергетики
Республики Казахстан**


Досмухамбетов М.Д.

Первый Вице-министр
на основании приказа
Министра Энергетики РК
№ 33 от 01.02.2017 г.

Недропользователь:

**ТОО «Норс Каспиан Ойл
Девелопмент»**


Мухаметкалиев Д.А.
Генеральный Директор

Регистрационный № 488-18-113
«21» сентября 2018 года

ДОПОЛНЕНИЕ № 13

к Контракту № 1077 от 28 декабря 2002 г. на разведку углеводородного сырья на участке Атырау (надсолевые и подсолевые блоки) в пределах блоков XXII-11-Е, F; XXII-12-D, E, F; XXII-13-D, E; XXIII-11-B, C, E, F; XXIII-12; XXIII-13-A, B, D, E, F (частично); XXIV-11-B, C, E, F; XXIV-12-A (частично), B, C, D, E (частично), F (частично); XXIV-13-A, B, C, D, E, F (частично); XXV-11B (частично), C (частично), F (частично); XXV-12-A, B (частично), C (частично), D, E, F; XXV-13A (частично), D (частично), в Атырауской области Республики Казахстан

между

**МИНИСТЕРСТВОМ ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**
(Компетентный орган)

и

Товариществом с ограниченной ответственностью
«НОРС КАСПИАН ОЙЛ ДЕВЕЛОПМЕНТ»
(Недропользователь)

г. Астана, 2018 г.

Настоящее Дополнение №13 к Контракту №1077 от 28.12.2002 г. на разведку углеводородного сырья на участке Атырау (надсолевые и подсолевые блоки) в пределах блоков XXII-11-Е, F; XXII-12-D,E, F; XXII-13-D, E; XXIII-11-B, C, E, F; XXIII-12; XXIII-13-A,B, D, E, F(частично); XXIV-11-B,C,E,F; XXIV-12-A (частично), B, C, D, E(частично), F(частично); XXIV-13-A, B, C, D, E, F(частично); XXV-11B(частично), C(частично), F(частично); XXV-12-A, B(частично), C (частично), D,E,F: XXV-13A(частично), D(частично), в Атырауской области Республики Казахстан (далее-«Контракт») заключено между Министерством Энергетики Республики Казахстан (далее-«Компетентный орган») и ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» (далее-«Недропользователь»), далее совместно именуемые «Стороны».

Преамбула

В связи с тем, что:

Недропользователь согласно пп.7.2.39 пункта 7.2 Раздела 7 «Общие права и обязанности Сторон» Контракта обязан в срок не позднее 28.12.18 года внести в Компетентный орган проект Дополнения к Контракту №1077 от 28.12.02 г. с утвержденной Рабочей программой на период продления оценки до 28 декабря 2024 года.

Компетентный орган принял решение разрешить продление периода разведки для оценки сроком на 6 (шесть) лет до 31.12.2024 г. при условии предоставления Компетентному органу Рабочей программы, на основании утвержденного проектного документа, в срок не позднее 28.12.18 г., принятия дополнительных обязательств на период продления, в том числе на развитие социальной сферы региона, сохранения рабочих мест, возврата контрактной территории, предусмотренный проектным документом по Контракту №1077 от 28.12.02 г. (письмо МЭ РК №10-30/ЭК-83 от 30.05.18 г., протокол №8/МЭ РК от 23.05.18 г.).

Комитетом геологии и недропользования МИИР РК утверждено «Дополнение №2 к «Проекту оценочных работ на надсолевые отложения участка Атырау» (письмо КГН МИИР РК № 27-5-899-И от 06.06.18 г., Протокол ЦКРР № 5/13 от 16.05.18 г.).

Комитетом геологии и недропользования МИИР РК утверждено «Дополнение №1 к «Проекту оценочных работ на карбонатной платформе Тасым участка Атырау» (письмо КГН МИИР РК № 27-5-898-И от 06.06.2018 г., Протокол ЦКРР № 5/14 от 16.05.2018 г.).

Компетентный орган и Недропользователь договорились о внесении следующих изменений в Контракт:

1. Рабочая программа на период продления Контракта для оценки обнаружений на 2018-2024 гг. разработанные на основании утвержденных проектных документов в физическом и стоимостном выражении изложена согласно Приложению №1 к настоящему Дополнению № 13.

2. Приложение №1 «Рабочая программа на 2018-2024 годы к Контракту №1077 от 28.12.2002 года на разведку углеводородного сырья» является неотъемлемой частью настоящего Дополнения № 13.
3. Данные изменения применяются к отношениям, возникшим с момента регистрации настоящего Дополнения № 13. Остальные пункты Контракта №1077 от 28.12.2002 г., включая все приложения, дополнения и изменения к нему, не затронутые настоящим Дополнением №13, остаются без изменений и сохраняют свою юридическую силу в полном объеме.
4. Настоящее Дополнение № 13 составлено в 3 (трех) экземплярах, на государственном и русском языках. В случае наличия противоречий, разночтений или иных несоответствий преобладающую юридическую силу имеет версия на русском языке.
5. Настоящее Дополнение № 13 является неотъемлемой частью Контракта № 1077 от 28 декабря 2002 года, заключено «21» декабря 2018 г. в г. Астана, Республики Казахстан, уполномоченными представителями Сторон и вступает в силу с момента его регистрации в Компетентном органе.

Подписи Сторон

Компетентный орган:

Министерство Энергетики
Республики Казахстан

Досмухамбетов М.Д.

Первый Вице-министр
на основании приказа
Министра Энергетики РК
№ 33 от 01.02.2017 г.

Недропользователь:

ТОО «Норс Каспиан Ойл
Девелопмент»

Мухаметкалиев Д.А.

Генеральный Директор

Приложение № 1 к Дополнению № 13
от " " 2018 года
(гос. номер)
к Контракту № 1077 от 28.12.2002 года
на разведку углеводородного сырья

Рабочая программа на 2018-2024 годы
к Контракту № 1077 от 28.12.2002 года на разведку углеводородного сырья
курс доллара США 368,70

	ед. изм.	Всего	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Финансовые									
общества (ФО)	млн.тг.	21 367,749	1 019,830	2 478,104	659,282	899,036	1 197,536	1 949,624	13 154,5
Инвестиции, всего	млн.тг.	18 635,574	731,939	2 063,232	292,121	499,798	795,353	1 540,202	12 712,9
капитальные затраты, всего	млн.тг.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
в том числе: здания, сооружения	млн.тг.								
обустройство, реконструкция	млн.тг.								
машины, оборудование	млн.тг.								
транспортные средства	млн.тг.								
затраты на очистные сооружения ООС	млн.тг.								
затраты на геологоразведку, всего	млн.тг.	18 102,770	678,170	1 992,600	239,200	444,800	737,400	1 474,800	12 535,8
геофизические работы, итого:	млн.тг.	1 013,400		1 013,400					
в том числе сейсморазведка (2D и/или 3D)	млн.тг.	388,800		388,800					
	пог.км								
	кв.км	270		270					
обработка и интерпретация данных сейсморазведки	млн.тг.	129,600		129,600					
	пог.км								
	кв.км	270		270					
переработка и переинтерпретация данных сейсморазведки	млн.тг.	495,000		495,000					
	пог.км	1 336		1 336					
	кв.км	874		874					
гравразведка и другие виды геофизических исследований	млн.тг.								
	точек								
буровые работы	млн.тг.	16 950,326	644,726	950,400	184,800	422,400	737,400	1 474,800	12 535,8
	пог.м	20 300	4 400	5 400	1 050	2 400	1050	3650	380
	скважины	13	3	6	1	2	1		
опробование и испытание объектов	млн.тг.	33,344	33,344	0,000	0,000	0,000			
	объект	45	8	18	3	6			10
гидрогеологические	млн.тг.								
	бр.км								
инженерно-геологические	млн.тг.								
	бр.км								
прочие работы по геологоразведке (указать), в том числе:	млн.тг.	105,600		28,800	54,400	22,400			
проектирование	млн.тг.	76,800		28,800	35,200	12,800			
составление отчетов по итогам работ	млн.тг.	28,800			19,200	9,600			
Приобретение (использование) технологий	млн.тг.								

De

Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	млн.тг.	346,450	46,450	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000
мониторинг за состоянием недр	млн.тг.								
страхование, всего	млн.тг.								
в т.ч. экологическое страхование	млн.тг.								
Ликвидационный фонд	млн.тг.	186,354	7,319	20,632	2,921	4,998	7,953	15,402	127,13
Обучение казахстанских специалистов	млн.тг.	186,354	7,319	20,632	2,921	4,998	7,953	15,402	127,13
Расходы на НИОКР	млн.тг.								
возврат территории	%	5		5					
численность работающего персонала	чел.		47	71	71	71	71	71	71
в том числе казахстанских кадров	чел.		45	68	68	68	68	68	68
косвенные расходы, всего	млн.тг.	2 450,406	261,606	364,800	364,800	364,800	364,800	364,800	364,800
налоги и платежи, всего	млн.тг.	195,406	18,766	29,440	29,440	29,440	29,440	29,440	29,440
корпоративный подоходный налог	млн.тг.								
налог на добавленную стоимость	млн.тг.								
бонусы, всего	млн.тг.								
в т.ч. подписной коммерческого обнаружения	млн.тг.								
налог на добычу полезных ископаемых	тыс.тг.								
налог на сверхприбыль	млн.тг.								
социальный налог	млн.тг.	195,406	18,766	29,440	29,440	29,440	29,440	29,440	29,440
налог на транспортные средства	млн.тг.								
таможенные платежи	млн.тг.								
платежи за загрязнение ОС	млн.тг.								
платеж по возмещению исторических затрат, всего	млн.тг.								
в том числе за приобретение геологической информации	млн.тг.								
аренда земли, участка недр	млн.тг.								
прочие налоги и платежи	млн.тг.								

Примечание 1: Согласно утвержденному проекту планируемые сроки бурения по долевой скважине: начало II квартала 2022 года и завершение I квартала 2024 года. Скважина в 2022 году в физическом объеме указана индикативно (как начало процесса бурения).

Приложение 4

Компания

Регистрационный № 5241-УВС
« 14 » июля 2023 года

ДОПОЛНЕНИЕ № 14

к Контракту № 1077 от 28 декабря 2002 г. на разведку углеводородного сырья на участке Атырау (надсолевые и подсолевые блоки) в пределах блоков XXII-11-Е, F; XXIII-12-D, Е, F; XXII-13-D, Е; XXIII-11-В, С, Е, F; XXIII-12; XXIII-13-А, В, D, Е, F(частично); XXIV-11-В, С, Е, F; XXIV-12-А(частично), В, С, D, Е(частично), F(частично); XXIV-13-А, В, С, D, Е, F(частично); XXV-11 В(частично), С(частично), F(частично); XXV-12-А, В(частично), С(частично), D, Е, F; XXV-13-А(частично), D(частично), в Атырауской области Республики Казахстан

между

Министерством энергетики Республики Казахстан
(Компетентный орган)

и

**Товариществом с ограниченной
ответственностью
«Норс Каспиан Ойл Девелопмент»**
(Недропользователь)

г. Астана, 2023 г.

2

Настоящее Дополнение № 14 к Контракту №1077 от 28 декабря 2002 года на разведку углеводородного сырья на участке Атырау (надсолевые и подсолевые блоки) в пределах блоков XXII-11-Е, F; XXIII-12-D, Е, F; XXII-13-D, Е; XXIII-11-В, С, Е, F; XXIII-12; XXIII-13-А, В, D, Е, F (частично); XXIV-11-В, С, Е, F; XXIV-12-А (частично), В, С, D, Е (частично), F (частично); XXIV-13-А, В, С, D, Е, F (частично); XXV-11 В (частично), С (частично), F (частично); XXV-12-А, В (частично), С (частично), D, Е, F; XXV-13-А (частично), D (частично), в Атырауской области Республики Казахстан (далее – Контракт) заключено между Министерством энергетики Республики Казахстан (далее – Компетентный орган) и ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» (далее – Недропользователь), далее совместно именуемые «Стороны».

ПРЕАМБУЛА

Принимая во внимание, что:

Недропользователь обратился в Компетентный орган с просьбой на внесение изменений в Контракт на недропользование в связи уменьшением участка недр на основании акта ликвидации последствий недропользования (о приемке работ) №9-УВС от 05 ноября 2021 года (письмо от 28.01.2022 г. № 08/01-22);

Компетентным органом на основании рекомендации Экспертной комиссии по вопросам недропользования принято решение выдать разрешение на уменьшение участка недр «Атырау» в Атырауской области на 10% которые составляют 1051,8324 (одна тысяча пятьдесят один целых восемь тысяч триста двадцать четыре) кв. км (письмо от 22.02.2022г. № 04-12/2261, протокол от 10.02.2022г. №2/9 МЭ РК);

РГУ «Комитетом геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан» переформлен геологический отвод (рег.№483-Р-УВ от 4 апреля 2022 года) участка Атырау в пределах блоков: XXII-11-Е (частично), F (частично); XXII-12-D (частично), Е (частично), F (частично); XXII-13-D, Е; XXIII-11-В, С, Е, F; XXIII-12; XXIII-13-А, В, D, Е, F (частично); XXIV-11-В, С, Е, F; XXIV-12-А (частично), В, С, D, Е (частично), F (частично); XXIV-13-А, В, С, D, Е, F (частично); XXV-11 В (частично), С (частично), F (частично); XXV-12-А, В (частично), С (частично), D, Е, F; XXV-13-А (частично), D (частично), (письмо от 04.04.2022г. №26-02-26/639);

2

Рабочей группой Министерства энергетики Республики Казахстан по обсуждению условий проекта Дополнения №14 к Контракту рекомендовано подписать (протокол от 6 апреля 2023 года № 5-РГ/МЭ РК).

Стороны договорились внести следующие изменения и дополнения в Контракт:

1. На титульном листе и по всему тексту Контракта в соответствии с обновленным геологическим отводом (участком недр) (рег.№483-Р-УВ от 4 апреля 2022 года) наименование и указания на контрактную территорию: «XXII-11-Е, F; XXIII-12-D, Е, F; XXII-13-D, Е; XXIII-11-В, С, Е, F; XXIII-12; XXIII-13-А, В, D, Е, F(частично); XXIV-11-В, С, Е, F; XXIV-12-А(частично), В, С, D, Е(частично), F(частично); XXIV-13-А, В, С, D, Е, F(частично); XXV-11 В(частично), С(частично), F(частично); XXV-12-А, В(частично), С(частично), D, Е, F; XXV-13-А(частично), D(частично)» заменить на: «XXII-11-Е (частично), F (частично); XXII-12-D (частично), Е (частично), F (частично); XXII-13-D, Е; XXIII-11-В, С, Е, F; XXIII-12; XXIII-13-А, В, D, Е, F (частично); XXIV-11-В, С, Е, F; XXIV-12-А (частично), В, С, D, Е (частично), F (частично); XXIV-13-А, В, С, D, Е, F (частично); XXV-11 В (частично), С (частично), F (частично); XXV-12-А, В (частично), С (частично), D, Е, F; XXV-13-А (частично), D (частично)».

2. Пункт 4.1. Раздела 4 «Контрактная территория»-Контракта изложить в следующей редакции:

«4.1. Недропользователь выполняет Разведку углеводородного сырья в пределах Контрактной территории общей площадью геологического отвода 9 498.788 (девять тысяч четыреста девяносто восемь целых семьсот восемьдесят восемь тысячных) кв. км в соответствии с условиями Контракта».

3. Приложение «Геологический отвод» и «Картограмма расположения геологического отвода» к Контракту изложить в новой редакции согласно приложению к настоящему Дополнению №14 к Контракту.

4. Остальные пункты Контракта, включая все приложения, дополнения и изменения к нему, не затронутые настоящим Дополнением №14 к Контракту, остаются без изменений и сохраняют свою юридическую силу в полном объеме.

5. Настоящее Дополнение № 14 к Контракту является неотъемлемой частью Контракта и составлено в 3 (трех) экземплярах, на государственном и русском языках, имеющих одинаковую юридическую силу.

4

6. Настоящее Дополнение № 14 к Контракту подписано «14» сентября 2023 года в городе Астана, Республики Казахстан, уполномоченными представителями Сторон и вступает в силу с момента его государственной регистрации в Компетентном органе.

Подписи Сторон

Компетентный орган:

**Министерство Энергетики
Республики Казахстан**



**Хасенов А.Г.
Вице-министр**



Недропользователь:

**ТОО «Норс Каспиан Ойл
Девелопмент»**



**Асубаева Д.Т.
Исполняющий обязанности
генерального директора**



Приложение 5

Государственный регистрационный № 5306 - 3BC

от « 23 » января 2024 г.

ДОПОЛНЕНИЕ № 15

к Контракту № 1077 от 28 декабря 2002 г. на разведку углеводородного сырья на участке Атырау (надсолевые и подсолевые блоки) в пределах блоков XXII-11-Е (частично), F (частично); XXII-12-D (частично), E (частично), F (частично); XXII-13-D, E; XXIII-11-B, C, E, F; XXIII-12; XXIII-13-A, B, D, E, F (частично); XXIV-11-B, C, E, F; XXIV-12-A (частично), B, C, D, E (частично), F (частично); XXIV-13-A, B, C, D, E, F (частично); XXV-11 B (частично), C (частично), F (частично); XXV-12-A, B (частично), C (частично), D, E, F; XXV-13-A (частично), D (частично), в Атырауской области Республики Казахстан

между

Министерством энергетики Республики Казахстан

(Компетентный орган)

и

Товариществом с ограниченной ответственностью

«Норс Каспиан Ойл Девелопмент»

(Недропользователь)

и

Товариществом с ограниченной ответственностью

«БТ-мұнай»

г. Астана, 2024 г.

Настоящее Дополнение №15 к Контракту № 1077 от 28 декабря 2002 г. на разведку углеводородного сырья на участке Атырау (надсолевые и подсолевые блоки) в пределах блоков XXII-11-Е (частично), F (частично); XXII-12-D (частично), E (частично), F (частично); XXII-13-D, E; XXIII-11-B, C, E, F; XXIII-12; XXIII-13-A, B, D, E, F (частично); XXIV-11-B, C, E, F; XXIV-12-A (частично), B, C, D, E (частично), F (частично); XXIV-13-A, B, C, D, E, F (частично); XXV-11 B (частично), C (частично), F (частично); XXV-12-A, B (частично), C (частично), D, E, F; XXV-13-A (частично), D (частично), в Атырауской области Республики Казахстан (далее - Контракт) заключено «23» января 2024 года между Министерством энергетики Республики Казахстан (далее - Компетентный орган) с одной стороны, и ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» (далее - «Недропользователь») со второй стороны и ТОО «БТ-мұнай», с третьей стороны, далее совместно именуемые «Стороны».

ПРЕАМБУЛА

Принимая во внимание, что:

3 июля 2023 года между ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» и ТОО «БТ-мұнай» подписан Договор купли-продажи права недропользования по Контракту (с учетом дополнительного соглашения от 13 ноября 2023 года №1);

ТОО «БТ-мұнай» обратился в Компетентный орган с заявлением о выдаче разрешения на переход права недропользования (доли в праве недропользования) и (или) объектов, связанных с правом недропользования (письмо от 20 сентября 2023 года № 168);

Компетентным органом принято решение о выдаче разрешения ТОО «БТ-мұнай» на приобретение у ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» 100% права недропользования по Контракту на основании Договора купли-продажи от 03 июля 2023 года, при условии закрепления в указанном контракте на недропользование обязательства ТОО «БТ-мұнай» по проведению очистных работ на структуре Байменке Южный путем обваловки грунтом загрязненного нефтеподобной жидкостью участка и его ограждения металлической сеткой в течение 6 месяцев с даты выдачи разрешения Компетентного органа (письмо от 11 ноября 2023 г. №04-12/6621-И, протокол от 06 ноября 2023г. №38/4 МЭ РК);

Комитетом геологии Министерства промышленности и строительства Республики Казахстан выдан геологический отвод на участок «Атырау» (от 04 декабря 2023 г. № 623-Р-УВ).

Рабочей группой Министерства энергетики Республики Казахстан по обсуждению условия проекта Дополнения №15 к Контракту после устранения замечаний рекомендовано подписать проект Дополнения №15 (протокол от 06 декабря 2023 г. № 17-РГ/МЭ РК).

На основании вышеизложенного Стороны договорились о нижеследующем:

1. На титульном листе и по всему тексту Контракта, во всех приложениях, а также дополнениях к Контракту слова ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» заменить словами ТОО «БТ-мұнай» в соответствующих падежах.

2. Все права и обязанности по Контракту переходят от ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» к ТОО «БТ-мұнай» с момента регистрации в Компетентном органе настоящего Дополнения № 15 к Контракту.

3. ТОО «БТ-мұнай» обязан провести очистные работы на структуре Байменке Южный путем обваловки грунтом загрязненного нефтеподобной жидкостью участка и его ограждения металлической сеткой в течение 6 месяцев с даты выдачи разрешения Компетентного органа на приобретение права недропользования по Контракту, а также проводить на постоянной основе в течении срока действия Контракта соответствующий мониторинг состояния контрактной территории с соблюдением требований экологической и промышленной безопасности.

4. Пункт 33 Раздела 1 «Определения» Контракта изменить и изложить в следующей редакции:

«33. Недропользователь — означает Товарищество с ограниченной ответственностью «БТ-Мунай» (свидетельство о государственной регистрации №693-1915-09-ТОО выданное 09.04.2013 г.), БИН 130440010882, являющееся Стороной настоящего Контракта».

5. Пункт 30.2 Раздела 30 Контракта «Дополнительные положения» изменить и изложить в следующей редакции:

«30.2. Уведомления и документы вручаются собственноручно или отправляются по почте, заказной авиапочтой, электронной почтой, факсом, по телексу или телеграфу по следующим адресам:

Адрес Компетентного органа:

Республика Казахстан 010000,
г. Астана, пр. Кабанбай батыра 19,
Блок А
Тел: + 7 (7172) 78-69-81, 78-69-71,
78-69-61
Министерство Энергетики
Республики Казахстан

Адрес Недропользователя:

Республика Казахстан, 060100,
Атырауская область,
Жылыойский район, г. Кульсары,
ул. Келбатыр Төлесінов, 327
Тел: + 7 (7122) 99-75-20, 99-75-17
Товарищество с ограниченной
ответственностью «БТ-мұнай»

6. Приложение №1 к Контракту «Участок недр (Геологический отвод)» изменить и изложить в новой редакции, согласно приложению № 1 «Участок недр (Геологический отвод)» к настоящему Дополнению №15 к Контракту, являющимся его неотъемлемой частью.

7. Остальные пункты Контракта, включая все приложения, дополнения и изменения к нему, не затронутые настоящим Дополнением №15 к Контракту, остаются без изменений и сохраняют свою юридическую силу в полном объеме.

8. Настоящее Дополнение №15 к Контракту составлено в 4 (четыре) экземплярах на государственном и русском языках, имеющих одинаковую юридическую силу.

9. Настоящее Дополнение № 15 к Контракту подписано « 23 » января 2024 года в г. Астана, Республики Казахстан уполномоченными представителями Сторон и вступает в силу с момента его государственной регистрации в Компетентном органе.

Подписи сторон

КОМПЕТЕНТНЫЙ ОРГАН



(подпись)

Хасенов А. Г.
Вице-министр Энергетики
Республики Казахстан

НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЬ



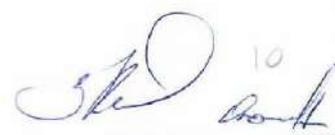
(подпись)

И.О. Генерального директора
ТОО «Норс Каспиан Ойл
Девелопмент»



(подпись)

Каражанов Б.Н.
Директор
ТОО «БТ-мұнай»



Приложение 6

БТ-мұнай

Государственный регистрационный № 5449-002от «19» декабря 2025 года

ДОПОЛНЕНИЕ № 16

к Контракту № 1077 от 28 декабря 2002 года на проведение разведки углеводородного сырья на участке Атырау (надсолевые и подсолевые блоки) в пределах блоков XXII-11-Е (частично), F (частично); XXII-12-D (частично), E (частично), F (частично); XXII-13-D, E; XXIII-11-B, C, E, F; XXIII-12; XXIII-13-A, B, D, E, F (частично); XXIV-11-B, C, E, F; XXIV-12-A (частично), B, C, D, E (частично), F (частично); XXIV-13-A, B, C, D, E, F (частично); XXV-11-B (частично), C (частично), F (частично); XXV-12-A, B (частично), C (частично), D, E, F; XXV-13-A (частично), D (частично) в Атырауской области Республики Казахстан.

между

Министерством энергетики Республики Казахстан
(Компетентный орган)

и

Товариществом с ограниченной ответственностью
«БТ-мұнай»
(Недропользователь)

г. Астана, 2025 г.

Настоящее Дополнение №16 к Контракту № 1077 от 28 декабря 2002 года на проведение разведки углеводородного сырья на участке Атырау (надсолевые и подсолевые блоки) в пределах блоков XXII-11-E (частично), F (частично); XXII-12-D (частично), E (частично), F (частично); XXII-13-D, E; XXIII-11-B, C, E, F; XXIII-12; XXIII-13-A, B, D, E, F (частично); XXIV-11-B, C, E, F; XXIV-12-A (частично), B, C, D, E (частично), F (частично); XXIV-13-A, B, C, D, E, F (частично); XXV-11-B (частично), C (частично), F (частично); XXV-12-A, B (частично), C (частично), D, E, F; XXV-13-A (частично), D (частично) в Атырауской области Республики Казахстан (далее - Контракт) заключено «19» января 2025 года между Министерством энергетики Республики Казахстан (далее – Компетентный орган) с одной стороны, и товариществом с ограниченной ответственностью «БТ-мұнай» (далее – Недропользователь) с другой стороны, далее совместно именуемые «Стороны».

ПРЕАМБУЛА

Принимая во внимание, что:

Решением акима Атырауской области №3 от 7 апреля 2024 года «Об объявлении чрезвычайной ситуации природного характера» на территории Атырауской области Республики Казахстан с 7 апреля 2024 года объявлена чрезвычайная ситуация природного характера.

Согласно письмам ГУ Аппарата акима Атырауской области от 7 октября 2024 года № ЗТ-2024-05508869 и ГУ Аппарата акима Кайыршахтинского сельского округа от 14 октября 2024 года №ЗТ-2024-05605554, указанное решение акима Атырауской области продолжает действовать по состоянию на 7 октября 2024 года.

Недропользователь обратился в Компетентный орган с заявлением о продлении срока действия контракта в связи с форс-мажорными обстоятельствами (письмо от 7 ноября 2024 года № 82/10-24).

Компетентным органом по итогам рассмотрения на заседании Экспертной комиссии по вопросам недропользования принято решение выдать разрешение Недропользователю на продление срока действия Контракта на 183 дня (с начала действия ЧС и до 7 октября 2024 года) (Протокол от 2 декабря 2024 года № 49/7 МЭ РК, письмо Министерства энергетики Республики Казахстан от 13 декабря 2024 года № 17-1-12/29120-ЕО).

Недропользователь обратился в Компетентный орган с заявлением о внесении изменений и дополнений в контракт в части продления срока действия Контракта (письмо от 23 января 2025 года №23-01/2025).

2 *[подпись]*

**Компетентный орган и Недропользователь договорились о
нижеследующем:**

1. Подпункт 1) Преамбулы Контракта изменить и изложить в следующей редакции:

«1) в соответствии со статьей 6 Конституции Республики Казахстан недра принадлежат народу Республики Казахстан, от имени народа право собственности осуществляет государство.»

2. Пункт 3.1 Раздела 3 Контракта дополнить абзацем следующего содержания:

«3.1. Срок действия Контракта, с учетом продления на 183 дня в связи с возникновением обстоятельств непреодолимой силы, истекает 29 июня 2025 года».

3. Подпункт 7.2.7 пункта 7.2, Раздела 7 Контракта изменить и изложить в следующей редакции:

«7.2.7. Доля внутрискановой ценности в товарах, работах и услугах, приобретаемых для проведения операций по недропользованию, в том числе по видам товаров, работ и услуг, включенных в Перечень приоритетных товаров, работ и услуг, утвержденный приказом исполняющего обязанности Министра энергетики Республики Казахстан от 13 апреля 2018 года № 124 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 16851), должна составлять не менее 70 % от общего объема приобретенных работ в течение календарного года, и не менее 70 % от общего объема приобретенных услуг в течение календарного года.

Доля внутрискановой ценности в товарах, приобретаемых для проведения операций по недропользованию, должна составлять не менее 20% от общего объема приобретенных товаров в течение календарного года.

Расчет доли внутрискановой ценности в товарах, работах и услугах осуществляется в соответствии с Единой методикой расчета организациями внутрискановой ценности при закупке товаров, работ и услуг, утвержденной приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 20 апреля 2018 года № 260 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 16942).».

4. Пункт 7.2.24 пункта 7.2 Раздела 7 Контракта изменить и изложить в следующей редакции:

«7.2.24. Недропользователь обязан в период продления действия Контракта на 183 дня (до 29 июня 2025 года) осуществлять финансирование социально-экономического развития региона и развития его инфраструктуры в размере 25 000 000 (двадцать пять миллионов) тенге.



К финансированию расходов на социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры относятся расходы недропользователя на развитие и поддержание объектов социальной инфраструктуры региона, а также средства, перечисляемые им на эти цели в государственный бюджет.».

5. Подпункт 7.2.26 пункта 7.2 Раздела 7 Контракта изменить и изложить в следующей редакции:

«7.2.26. При проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов недропользователь обязан отдавать предпочтение казахстанским кадрам. Минимальная доля внутристрановой ценности в кадрах должна составлять 90% по руководителям и их заместителям, 95% по руководителям структурных подразделений, 95% по специалистам и 100% по квалифицированным рабочим.

При этом количество руководителей, менеджеров и специалистов, осуществляющих трудовую деятельность на территории Республики Казахстан в рамках внутрикорпоративного перевода в соответствии с законодательством Республики Казахстан о занятости населения и миграции населения, должно быть не более пятидесяти процентов от общей численности руководителей, менеджеров и специалистов по каждой соответствующей категории. Расчет доли внутристрановой ценности в кадрах осуществляется в соответствии с Методикой расчета доли внутристрановой ценности в кадрах, утвержденной приказом Министра труда и социальной защиты населения Республики Казахстан от 18 мая 2018 года № 193 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 17021).

Недропользователь обязан обеспечить равные условия труда, в том числе оплаты труда для казахстанского персонала по отношению к привлеченному иностранному персоналу.

Недропользователь обязан обеспечить ежегодную индексацию заработной платы для казахстанского персонала не ниже уровня инфляции, публикуемого уполномоченной организацией.

Недропользователь в соответствии с обоснованными рыночными условиями обеспечивает определение справедливых тарифов для задействованных подрядных организаций на оказываемые ими нефтесервисные работы/услуги.».

6. Подпункт 7.2.32 пункта 7.2 Раздела 7 Контракта изменить и изложить в следующей редакции:

«7.2.32. Недропользователь обязан ежегодно осуществлять финансирование научно-исследовательских, научно-технических и (или)

опытно-конструкторских работ в размере одного процента от общего объема инвестиций в отчетном году.».

7. Пункт 21.1 Раздела 21 Контракта изменить и изложить в следующей редакции:

«21.1 Недропользователь несет ответственность в виде уплаты неустойки за неисполнение, ненадлежащее исполнение принятых им следующих обязательств:

1) за невыполнение обязательств по внутристрановой ценности в товарах, работах и услугах – в размере 10% от суммы не исполненных за отчетный период обязательств;

2) за невыполнение обязательств по местному содержанию в кадрах в размере 2000 месячных расчетных показателей (МРП) в соответствии с Законом «О республиканском бюджете» и действующего на 1 января соответствующего года;

3) за невыполнение финансовых обязательств в размере 1% от суммы неисполненного за отчетный период обязательства;

При этом, если фактические расходы Недропользователя вследствие изменения цен, действующих на рынке, а также по другим обстоятельствам, не зависящим от воли Недропользователя, оказались меньше тех, которые учитывались при заключении Контракта, утверждении Рабочей программы проектных документов, но при этом физический объем обязательств Недропользователя, предусмотренный Контрактом, Рабочей программой и проектными документами, исполнен в полном объеме, такое уменьшение фактических расходов Недропользователя не является нарушением условий Контракта и основанием для досрочного прекращения действия Контракта в одностороннем порядке.

4) за неисполнение или ненадлежащее исполнение обязанности поставлять нефть для переработки на территории Республики Казахстан и за ее пределами в объемах, определенных графиками, в соответствии с пунктом 1 статьи 130 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» (далее – Кодекс) – в размере 10 000 МРП;

5) за нарушение обязательства по соблюдению недропользователем и (или) его подрядчиками установленного законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании порядка приобретения товаров, работ и услуг при проведении операций по разведке или добыче углеводородов – в размере 5% от суммы нарушения, совершенного в виде:

приобретения товаров, работ и услуг способами, не предусмотренными порядком приобретения товаров, работ и услуг при проведении операций по разведке или добыче углеводородов, а равно с нарушением требований порядка к выбору способа закупа;

составления конкурсной документации с нарушением требований порядка приобретения товаров, работ и услуг при проведении операций по разведке или добыче углеводородов;

установления к потенциальным поставщикам требований, не предусмотренных порядком приобретения товаров, работ и услуг при проведении операций по разведке или добыче углеводородов;

необоснованного отклонения и/или необоснованного допуска конкурсных заявок потенциальных поставщиков;

заключения договора с нарушением требований порядка приобретения товаров, работ и услуг при проведении операций по разведке или добыче углеводородов;

закуп товаров, работ и услуг способом из одного источника с нарушением требований порядка приобретения товаров, работ и услуг при проведении операций по разведке или добыче углеводородов.

б) за непредоставление или несвоевременное предоставление программ, информации и отчетов в соответствии с пунктом 6 статьи 131 и статьей 132 Кодекса – в размере 100 МРП;

7) за ненаправление или несвоевременное направление уведомлений в соответствии с:

пунктом 1 статьи 47 и пунктом 5 статьи 123 Кодекса – в размере 5 000 МРП;

пунктам 2 статьи 26 и пунктом 4 статьи 50 Кодекса – в размере 2 000 МРП;

пунктом 11 статьи 123 Кодекса – в размере 100 МРП;

8) за неисполнение, ненадлежащее исполнение одного из показателей проектных документов, указанных в пункте 12 статьи 277 Кодекса, – 10 000 МРП если начальные геологические запасы по Контракту не превышают сто миллионов тонн нефти или пятьдесят миллиардов кубических метров природного газа или 20 000 МРП если начальные геологические запасы по Контракту превышают сто миллионов тонн нефти или пятьдесят миллиардов кубических метров природного газа.»

8. Настоящее Дополнение № 16 к Контракту является неотъемлемой частью Контракта.

9. Настоящее Дополнение № 16 к Контракту составлено в 3-х (трех) экземплярах на государственном и русском языках, имеющих равную юридическую силу.

10. Остальные пункты Контракта, включая все приложения, дополнения и изменения к нему, не затронутые настоящим Дополнением № 16 к Контракту, остаются без изменений и сохраняют свою юридическую силу в полном объеме.

11. Настоящее Дополнение № 16 к Контракту подписано «14» марта 2025 года в городе Астана, Республика Казахстан уполномоченными представителями Сторон Контракта и вступает в силу с момента его государственной регистрации в Компетентном органе.

Компетентный орган

**Вице-министр энергетики
Республики Казахстан**



(подпись)
Арымбек К.Б.



Недропользователь

Директор ТОО «БТ-мұнай»



(подпись)
Улиханов Т.С.





Приложение 7

**Акт ликвидации последствий недропользования
(о приемке работ)**

г. Атырау

№ 9-УБС« 05 » 11 2021 года

Товарищество с ограниченной ответственностью ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» (далее по тексту ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент»).

Контракт № 1077 на право недропользования для разведки и добычи углеводородного сырья на участке Атырау в пределах блоков XXII-11-Е, F; XXII-12- D, E, F; XXII-13- D, E; XXIII-11- B, C, E, F; XXIII-12; XXI-13- A, B, D, E, F (частично); XXIV-11- B, C, E, F; XXIV-12- A (частично), B, C, D, E (частично), F (частично); XXIV-13- A, B, C, D, E, F (частично); XXV-11- B (частично), C (частично), F (частично); XXV-12- A, B (частично), C (частично), D, E, F; XXV-13- A (частично), D (частично), в Атырауской области между Министерством Энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан (*Компетентный орган*) и ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» от «28» октября 2002 года

(название недропользователя (оператора по контракту на недропользование, доверительного управляющего), участка недр (или его части), название объекта, номер контракта)

«Проект ликвидации последствий недропользования на возвращаемой части контрактной территории участка «Атырау» от 2021 года утвержден генеральным директором ТОО «НорсКаспианОйл Девелопмент» (далее-Проект)

(название и дата утверждения проекта ликвидации последствий недропользования)

-Проект на проведение поисково-разведочных работ на структурах Егиз, Кажигали, Жира-Бериш, Бекшибай в пределах блока «Атырау», 2006 года;

-Проект геологоразведочных работ на участке «Атырау», расположенном в Атырауской области РК, 2009 года

(название и дата утверждения базового проектного документа, анализа разработки либо проектного документа, утвержденного до введения в действие Кодекса)

Геологический отвод выдан РЦГИ «Казгеоинформ» Комитета геологии и недропользования Министерство энергетики и минеральных ресурсов от 2007 года.

Геологический отвод расположен в Атырауской области. Границы отвода на картограмме обозначены угловыми точками с т.1 по т. 10.

Координаты угловых точек	Географические координаты	
	Северная широта	Восточная долгота
1	48° 30' 00"	51° 40' 00"
2	48° 30' 00"	52° 50' 00"
3	48° 10' 00"	52° 50' 00"
4	48° 10' 00"	52° 58' 30"
5	48° 07' 00"	53° 00' 00"
6	48° 40' 00"	53° 00' 00"



7	48° 40' 00"	52° 38' 00"
8	48° 20' 00"	52° 38' 00"
9	48° 20' 00"	52° 00' 00"
10	48° 40' 00"	51° 40' 00"

Общая площадь геологического отвода составляет 10518,324 кв.км.

Глубина отвода - до подошвы палеозоя.

С целью выполнения условий Дополнения №12 к Контракту № 1077 от 28 октября 2002 года ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» приняло решение произвести возврат части контрактной территории, не охваченной разведочными работами по оценке.

Площадь возвращаемой части контрактной территории составляет 1051,8324 (одна тысяча пятьдесят один целых восемь тысяч триста двадцать четыре) кв.км.

Координаты угловых точек возвращаемой части контрактной территории:

Координаты угловых точек	Географические координаты	
	Северная широта	Восточная долгота
1	48° 30' 00"	51° 40' 00"
2	48° 30' 00"	52° 28' 38"
3	48° 20' 32,5"	52° 28' 38"
4	48° 20' 32,5"	51° 40' 00"

Комиссия, назначена приказом и.о. Министра энергетики Республики Казахстан за №324 от «21» октября 2021 года

(название органа, создавшего комиссию)

В составе:

Председатель: Ергалиев Манас Машанович – главный специалист Западного межрегионального управления государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерство энергетики Республики Казахстан;

Члены комиссии:

Кажығалиев Салауат Сағынғалиевич - государственный экологический инспектор государственного экологического контроля Департамент экологии по Атырауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан (по согласованию);

Искакова Айгүль Сабировна - руководитель отдела надзора и контроля за производственными, рационально – опасными объектами, гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций департамента санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области Министерства здравоохранения Республики Казахстан» (по согласованию);



Талапиденова Айдана Балтабаевна – руководитель отдела недропользования, водных ресурсов и лесного хозяйства управления природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области акимата Атырауской области (по согласованию);

Уртанбаев Марат Демеуович - генеральный директор ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» (по согласованию);

Бердалиев Еркебулан Женисович - юрист ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» (по согласованию)

(фамилия, имя, отчество (при наличии) и занимаемая должность каждого члена комиссии)

Комиссия произвела осмотр участка недр (части объекта), а именно ближе расположенных территории скважины **Жандалысор Г-2**, рассмотрела все представленные документы и материалы, характеризующие полноту и качество работ, осуществленных в целях ликвидации последствий недропользования в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании, Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, а также проекта ликвидации последствий недропользования.

Согласно Проекту, в пределах возвращаемой части участка «Атырау» находится 1 (одна) ликвидированная скважина **Жандалысор Г-2**, которая находится на территории Индерского района Атырауской области, принятая недропользователем согласно Акту межведомственной комиссии от 23.05.2011г.

Скважина Жандалысор Г-2, начало бурение -07.01.1988г, окончания бурения - 26.02.1988г. Скважина ликвидирована в апреле 1988г. по геологическим причинам по I категории пункта «а» «Положения о порядке ликвидации нефтяных и газовых других скважин и списания затрат на их сооружения».

При осмотре территории, устье скважины соответствует установленным требованиям, установлена тумба, металлический репер с надписью.

Согласно Проекту, на возвращаемой части контрактной территории какие-либо других объектов недропользования не имеется.

Решение комиссии: на основании вышеизложенного Комиссия принимает работы по ликвидации последствий недропользования по контрактной территории ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» на возвращаемой части участка Атырау, расположенной в Атырауской области Республики Казахстан

К акту прилагается:

1. Приказ Министерства энергетики РК №324 от 21.10.2021 года «О создании комиссии по приемке работ по ликвидации последствий недропользования по Контракту №1077 от 28 декабря 2002 года;
2. «Проект ликвидации последствий недропользования на возвращаемой части контрактной территории участка «Атырау» от 2021 года.





Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____ г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
Разведка
(вид недропользования)
От 4 апреля 2022 г. Рег. № 483-Р-УВ

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

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД
(УЧАСТОК НЕДР)**

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» для осуществления операций по недропользованию на участке Атырау в пределах блоков XXII-11-E (частично), F (частично); XXII-12-D (частично), E (частично), F (частично); XXII-13-D, E; XXIII-11-B, C, E, F; XXIII-12; XXIII-13-A, B, D, E, F (частично); XXIV-11-B, C, E, F; XXIV-12-A (частично), B, C, D, E (частично), F (частично); XXIV-13-A, B, C, D, E, F (частично); XXV-11-B (частично), C (частично), F (частично); XXV-12-A, B (частично), C (частично), D, E, F; XXV-13-A (частично), D (частично) на основании решения Министерства энергетики Республики Казахстан от 22 февраля 2022 года (письмо № 04-12/2261).

Геологический отвод расположен в Атырауской области.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 12.

Координаты угловых точек

Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	48° 30' 00"	52° 28' 38"	7	47° 40' 00"	52° 38' 00"
2	48° 30' 00"	52° 50' 00"	8	47° 20' 00"	52° 38' 00"
3	48° 10' 00"	52° 50' 00"	9	47° 20' 00"	52° 00' 00"
4	48° 10' 00"	52° 58' 30"	10	47° 40' 00"	51° 40' 00"
5	48° 07' 00"	53° 00' 00"	11	48° 20' 32,50"	51° 40' 00"
6	47° 40' 00"	53° 00' 00"	12	48° 20' 32,50"	52° 28' 38"

Из геологического отвода участка Атырау исключаются месторождения Дараймола (*геологический отвод*), Дараймола (*горный отвод*), Бакланий, Женгельды, Каратал (*геологический отвод возвращен государству*), Каратал участок 1, Каратал участок 2

Географические координаты угловых точек месторождения Дараймола (<i>геологический отвод возвращен государству</i>)					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	47° 58' 52"	52° 04' 49"	4	47° 58' 02"	52° 04' 42"
2	47° 58' 04"	52° 05' 09"	5	47° 58' 18"	52° 04' 36"
3	47° 57' 47"	52° 05' 01"	6	47° 58' 41"	52° 04' 41"
глубиной отвода – до подошвы юрских отложений, площадью – 0,741 кв. км					
Географические координаты угловых точек месторождения Дараймола (<i>горный отвод</i>)					
1	47° 58' 28"	52° 04' 41"	7	47° 58' 07"	52° 05' 04"
2	47° 58' 32"	52° 04' 52"	8	47° 58' 09"	52° 04' 56"
3	47° 58' 31"	52° 04' 58"	9	47° 58' 19"	52° 04' 42"
4	47° 58' 22"	52° 05' 02"	10	47° 58' 23"	52° 04' 41"
5	47° 58' 11"	52° 05' 06"	11	47° 58' 26"	52° 04' 42"
6	47° 58' 04"	52° 05' 09"			
глубиной отвода до подошвы юрских отложений, площадью – 0,258 кв. км					
Географические координаты угловых точек месторождения Бакланий					
1	47° 38' 00"	51° 51' 00"	3	47° 40' 00"	51° 52' 00"
2	47° 40' 00"	51° 51' 00"	4	47° 38' 00"	51° 52' 00"
глубиной отвода до подошвы аптских отложений нижнего мела, площадью – 4,641 кв. км					
Географические координаты угловых точек месторождения Женгельды					
1	47° 43' 04"	52° 57' 05"	8	47° 42' 36"	52° 56' 39"
2	47° 42' 56"	52° 57' 32"	9	47° 42' 30"	52° 57' 00"
3	47° 42' 42"	52° 57' 57"	10	47° 42' 37"	52° 56' 59"
4	47° 42' 17"	52° 57' 40"	11	47° 42' 40"	52° 56' 47"
5	47° 42' 21"	52° 57' 24"	12	47° 42' 52"	52° 56' 47"
6	47° 42' 10"	52° 57' 10"	13	47° 42' 49"	52° 57' 00"
7	47° 42' 21"	52° 56' 48"			
глубиной отвода – до абсолютной отметки минус 700 м, площадью – 1,521 кв. км					
Географические координаты угловых точек месторождения Каратал (<i>геологический отвод возвращен государству</i>)					
1	47° 48' 00"	52° 13' 00"	3	47° 35' 00"	52° 27' 00"
2	47° 48' 00"	52° 27' 00"	4	47° 35' 00"	52° 13' 00"
глубиной отвода – до кровли кунгурских отложений, площадью – 420,8 кв. км					
Географические координаты угловых точек месторождения Каратал участок 1					
1	47° 44' 15"	52° 18' 54"	4	47° 44' 38"	52° 19' 11"
2	47° 44' 31"	52° 18' 46"	5	47° 44' 27"	52° 19' 10"
3	47° 44' 27"	52° 18' 55"			
глубиной отвода – до кровли кунгурских отложений, площадью – 0,147 кв. км					
Географические координаты угловых точек месторождения Каратал участок 2					
1	47° 40' 04"	52° 22' 13"	4	47° 39' 51"	52° 23' 14"
2	47° 40' 13"	52° 23' 00"	5	47° 39' 37"	52° 22' 40"
3	47° 40' 09"	52° 23' 28"	6	47° 39' 41"	52° 22' 08"
глубиной отвода – до кровли кунгурских отложений, площадью – 1,164 кв. км					

Площадь геологического отвода участка Атырау, за вычетом исключаемых месторождений составляет – 9498,788 (девять тысяч четыреста девяносто восемь целых семьсот восемьдесят восемь тысячных) кв. км.

Глубина отвода – до подошвы палеозоя.

И.о. заместителя председателя

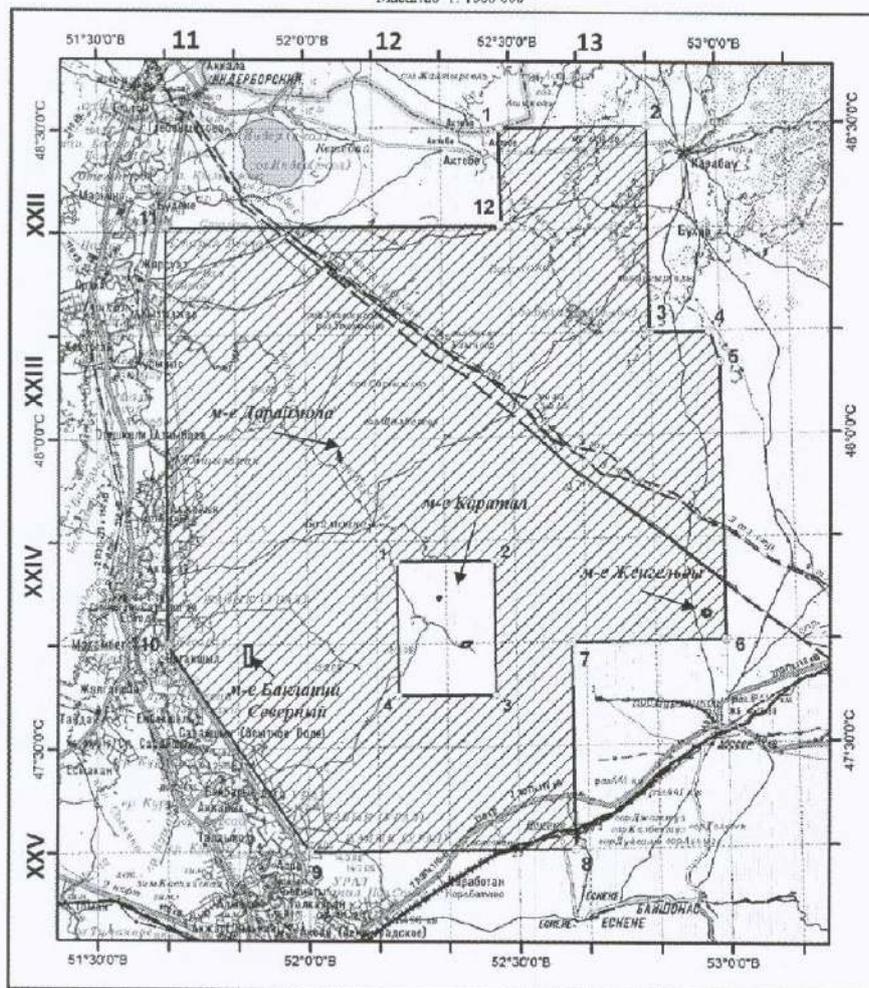


А. Пшенбаев

г. Нур-Султан,
апрель, 2022 г.

Приложение № _____
 по Контракту № _____ от _____ г.
 на право недропользования
 углеводороды
 (вид полезного ископаемого)
 разведка
 (вид недропользования)
 от «ОА» _____ ОА 2022 г. Рег. № _____ Р-УВ

Картограмма расположения геологического отвода участка Атырау в пределах блоков XXII-11-Е(частично),F(частично);XXII-12-D(частично),E(частично),F(частично);XXII-13-D,E;XXIII-11-B,C,E,F;XXIII-12;XXIII-13-A,B,D,E,F(частично);XXIV-11-B,C,E,F;XXIV-12-A(частично),B,C,D,E(частично),F(частично);XXIV-13-A,B,C,D,E,F(частично);XXV-11-B(частично),C(частично),F(частично);XXV-12-A,B(частично),C(частично),D,E,F;XXV-13-A(частично),D(частично).
 Масштаб 1: 1000 000



Условные обозначения

- контур участка недр для разведки
- контуры исключаемых месторождений
- железные дороги
- строящиеся железные дороги ширококолейные
- автодороги с покрытием (шоссе)
- улучшенные грунтовые дороги
- грунтовые проселочные дороги

- грунтовые проселочные дороги
- нефтепроводы подземные
- газопроводы подземные
- ЛЭП на металлических или железобетонных опорах
- водопроводы подземные
- каналы
- реки, ручьи (пересыхающие)

- реки, ручьи (постоянные)
- областные границы
- засоленные гуниты
- пески бугристые
- кустарники по пескам равным
- озера
- солончаки проходимые

г. Нур-Султан март, 2022 г.

Приложение 9

№ 17-1-0/2957-вн от 02.05.2025

Протокол № 13/2 МЭ РК
к заседанию экспертной комиссии по вопросам недропользования

г. Астана

21 апреля 2025 года

Сведения о заявителе: ТОО «БТ-мунай».
Заявление недропользователя: № 33/04-25 от 11.04.2025 года, № 36/05-25 от 21.04.2025 года.
Сведения о Контракте: №1077 от 28.12.2002 года.
Вид контракта: на разведку углеводородного сырья на участке Атырау (надсолевые и подсолевые блоки) в пределах блоков XXII-11-Е (частично), F (частично); XXII-12-D (частично), E (частично), F (частично); XXII-13-D, E; XXIII-11-B, C, E, F; XXIII-12; XXIII-13-A, B, D, E, F (частично); XXIV-11-B, C, E, F; XXIV-12-A (частично), B, C, D, E (частично), F (частично); XXIV-13-A, B, C, D, E, F (частично); XXV-11 B (частично), C (частично), F (частично); XXV-12-A, B (частично), C (частично), D, E, F; XXV-13-A (частично), D (частично), в Атырауской области Республики Казахстан.
Срок действия контракта: до 29.06.2025 года.
Предмет обращения: Обращается с заявлением на получение разрешения на продление срока действия Контракта на 185 календарных дней, соответствующих периоду с 7 октября 2024 года по 09 апреля 2025 года, в связи с чрезвычайной ситуацией природного характера, установленной решением Акима Атырауской области РК №3 от 7 апреля 2024 года, который до настоящего времени продолжает действовать, что подтверждается письмом Управления природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области от 04 апреля 2025 года №ЗТ-2025-01049176, а также письмом Аппарата Акима Кайыршахтинского сельского округа от 09 апреля 2025 года №ЗТ-2025-01049378. Вместе с тем, Недропользователь обязуется осуществить возврат части контрактной территории, а именно 42% от общей площади участка недр, что составляет 4038,8 кв.км., также в случае положительного решения по продлению срока действия Контракта выражает готовность принять на себя дополнительные финансовые обязательства по СЭРР в размере 10 000 000 тенге на продлеваемый период. В четвертом квартале 2024 года ТОО «БТ-мунай» было пробурено три разведочные скважины на участке Жынғылды Юго-Западный.
Основание: в соответствии с пунктом 5 статьи 36 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» срок действия контракта на недропользование продлевается компетентным органом на срок действия обстоятельств непреодолимой силы, если недропользователь представит доказательства таких обстоятельств в соответствии с законодательством РК. В соответствии с пунктом 2 статьи 359 Гражданского кодекса РК к обращению приложены доказательства наличия форс-мажорных обстоятельств (1) решение акима Атырауской области №3 от 07.04.2024 года, (2) письма руководителя управления природных ресурсов и регулирования природопользования

Атырауской области №ЗТ-2025-01049176 от 04.04.2025 года и Аппарата акима Кайыршахтинского сельского округа №ЗТ-2025-01049378 от 09.04.2025 года о подтверждении действия режима ЧС природного характера.

Наличие не устраненных недропользователем нарушений обязательств по Контракту на недропользование, указанных в уведомлении компетентного органа: штраф за неисполнение финансовых обязательств за 2024 год в размере 119 267 230 тенге.

Позиция Департамента недропользования: С учетом **(1)** решения акима Атырауской области №3 от 7 апреля 2024 года «Об объявлении чрезвычайной ситуации природного характера» (далее – ЧС), действующего на момент подачи заявления, **(2)** письма руководителя управления природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области №ЗТ-2025-01049176 от 04.04.2025 года и Аппарата акима Кайыршахтинского сельского округа №ЗТ-2025-01049378 от 09.04.2025 года о подтверждении действия режима ЧС природного характера, рекомендовать Компетентному органу выдать разрешение ТОО «БТ-Мұнай» на продление периода разведки по Контракту №1077 от 28.12.2002 года на 185 календарных дней (с начала действия ЧС до 12.03.2025 года), при условии закрепления в контракте **(1)** дополнительного обязательства по направлению 25 000 000 тенге на строительство социального объекта в населенном пункте, расположенного в районе размещения участка недр, **(2)** возврата части контрактной территории, а именно 42% от общей площади участка недр, что составляет 4038,8 кв.км.

В случае непредоставления соответствующего заявления до окончания срока действия Контракта (до 29.06.2025 года), настоящее решение Компетентного органа считать недействительным.

Позиция Департамента юридической службы: С учетом **(1)** решения акима Атырауской области №3 от 7 апреля 2024 года «Об объявлении чрезвычайной ситуации природного характера» (далее – ЧС), действующего на момент подачи заявления, **(2)** письма руководителя управления природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области №ЗТ-2025-01049176 от 04.04.2025 года и Аппарата акима Кайыршахтинского сельского округа №ЗТ-2025-01049378 от 09.04.2025 года о подтверждении действия режима ЧС природного характера, рекомендовать Компетентному органу выдать разрешение ТОО «БТ-Мұнай» на продление периода разведки по Контракту №1077 от 28.12.2002 года на 185 календарных дней (с начала действия ЧС до 12.03.2025 года), при условии закрепления в контракте **(1)** дополнительного обязательства по направлению 25 000 000 тенге на строительство социального объекта в населенном пункте, расположенного в районе размещения участка недр, **(2)** возврата части контрактной территории, а именно 42% от общей площади участка недр, что составляет 4038,8 кв.км.

В случае непредоставления соответствующего заявления до окончания срока действия Контракта (до 29.06.2025 года), настоящее решение Компетентного органа считать недействительным.

Позиция Департамента газовой промышленности: С учетом **(1)** решения акима Атырауской области №3 от 7 апреля 2024 года «Об объявлении чрезвычайной

ситуации природного характера» (далее – ЧС), действующего на момент подачи заявления, (2) письма руководителя управления природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области №ЗТ-2025-01049176 от 04.04.2025 года и Аппарата акима Кайыршахтинского сельского округа №ЗТ-2025-01049378 от 09.04.2025 года о подтверждении действия режима ЧС природного характера, рекомендовать Компетентному органу выдать разрешение ТОО «БТ-Мұнай» на продление периода разведки по Контракту №1077 от 28.12.2002 года на 185 календарных дней (с начала действия ЧС до 12.03.2025 года), при условии закрепления в контракте (1) дополнительного обязательства по направлению 25 000 000 тенге на строительство социального объекта в населенном пункте, расположенного в районе размещения участка недр, (2) возврата части контрактной территории, а именно 42% от общей площади участка недр, что составляет 4038,8 кв.км.

В случае непредоставления соответствующего заявления до окончания срока действия Контракта (до 29.06.2025 года), настоящее решение Компетентного органа считать недействительным.

Позиция Департамента разработки и добычи нефти: С учетом (1) решения акима Атырауской области №3 от 7 апреля 2024 года «Об объявлении чрезвычайной ситуации природного характера» (далее – ЧС), действующего на момент подачи заявления, (2) письма руководителя управления природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области №ЗТ-2025-01049176 от 04.04.2025 года и Аппарата акима Кайыршахтинского сельского округа №ЗТ-2025-01049378 от 09.04.2025 года о подтверждении действия режима ЧС природного характера, рекомендовать Компетентному органу выдать разрешение ТОО «БТ-Мұнай» на продление периода разведки по Контракту №1077 от 28.12.2002 года на 185 календарных дней (с начала действия ЧС до 12.03.2025 года), при условии закрепления в контракте (1) дополнительного обязательства по направлению 25 000 000 тенге на строительство социального объекта в населенном пункте, расположенного в районе размещения участка недр, (2) возврата части контрактной территории, а именно 42% от общей площади участка недр, что составляет 4038,8 кв.км.

В случае непредоставления соответствующего заявления до окончания срока действия Контракта (до 29.06.2025 года), настоящее решение Компетентного органа считать недействительным.

Позиция Департамента государственного контроля в сферах углеводородов и недропользования: С учетом (1) решения акима Атырауской области №3 от 7 апреля 2024 года «Об объявлении чрезвычайной ситуации природного характера» (далее – ЧС), действующего на момент подачи заявления, (2) письма руководителя управления природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области №ЗТ-2025-01049176 от 04.04.2025 года и Аппарата акима Кайыршахтинского сельского округа №ЗТ-2025-01049378 от 09.04.2025 года о подтверждении действия режима ЧС природного характера, рекомендовать Компетентному органу выдать разрешение ТОО «БТ-Мұнай» на продление периода разведки по Контракту №1077 от 28.12.2002 года на 185 календарных дней (с начала действия ЧС до 12.03.2025 года), при условии закрепления в контракте (1) дополнительного обязательства по направлению 25 000 000 тенге на строительство

социального объекта в населенном пункте, расположенного в районе размещения участка недр, (2) возврата части контрактной территории, а именно 42% от общей площади участка недр, что составляет 4038,8 кв.км.

В случае непредоставления соответствующего заявления до окончания срока действия Контракта (до 29.06.2025 года), настоящее решение Компетентного органа считать недействительным.

Позиция Департамента транспортировки и переработки нефти: С учетом (1) решения акима Атырауской области №3 от 7 апреля 2024 года «Об объявлении чрезвычайной ситуации природного характера» (далее – ЧС), действующего на момент подачи заявления, (2) письма руководителя управления природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области №ЗТ-2025-01049176 от 04.04.2025 года и Аппарата акима Кайыршахтинского сельского округа №ЗТ-2025-01049378 от 09.04.2025 года о подтверждении действия режима ЧС природного характера, рекомендовать Компетентному органу выдать разрешение ТОО «БТ-Мұнай» на продление периода разведки по Контракту №1077 от 28.12.2002 года на 185 календарных дней (с начала действия ЧС до 12.03.2025 года), при условии закрепления в контракте (1) дополнительного обязательства по направлению 25 000 000 тенге на строительство социального объекта в населенном пункте, расположенного в районе размещения участка недр, (2) возврата части контрактной территории, а именно 42% от общей площади участка недр, что составляет 4038,8 кв.км.

В случае непредоставления соответствующего заявления до окончания срока действия Контракта (до 29.06.2025 года), настоящее решение Компетентного органа считать недействительным.

Позиция Комитета геологии Министерства промышленности и строительства Республики Казахстан: в соответствии с письмом за исх.№ 31-10/ТФ-54 от 23.04.2025 года.

Решение: С учетом (1) решения акима Атырауской области №3 от 7 апреля 2024 года «Об объявлении чрезвычайной ситуации природного характера» (далее – ЧС), действующего на момент подачи заявления, (2) письма руководителя управления природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области №ЗТ-2025-01049176 от 04.04.2025 года и Аппарата акима Кайыршахтинского сельского округа №ЗТ-2025-01049378 от 09.04.2025 года о подтверждении действия режима ЧС природного характера, рекомендовать Компетентному органу выдать разрешение ТОО «БТ-Мұнай» на продление периода разведки по Контракту №1077 от 28.12.2002 года на 185 календарных дней (с начала действия ЧС до 12.03.2025 года), при условии закрепления в контракте (1) дополнительного обязательства по направлению 25 000 000 тенге на строительство социального объекта в населенном пункте, расположенного в районе размещения участка недр, (2) возврата части контрактной территории, а именно 42% от общей площади участка недр, что составляет 4038,8 кв.км.

В случае непредоставления соответствующего заявления до окончания срока действия Контракта (до 29.06.2025 года), настоящее решение Компетентного органа считать недействительным.

Председатель комиссии

К. Арымбек

Секретарь комиссии	А. Сакенов
Департамент недропользования	Б. Зкрия Д. Оспанова С. Елубаев С. Бисенгалиев
Департамент юридической службы	А. Туртбаев
Департамент газовой промышленности	Е. Алиев
Департамент разработки и добычи нефти	Б. Ермаханов
Департамент государственного контроля в сферах углеводородов и недропользования	Н. Бердиев
Департамент транспортировки и переработки нефти	Д. Арыкбаев
Комитет геологии Министерства промышленности и строительства Республики Казахстан	М. Байбатыров

Согласовано

25.04.2025 09:47 Ермаханов Берик Аралбаевич
25.04.2025 12:06 Бисенгалиев Сындыбек Бердибекович
25.04.2025 12:27 Оспанова Дана Кадвокасовна
25.04.2025 17:11 Арыкбаев Даулет Мелсович
25.04.2025 18:20 Бердиев Нурлыбек Орингалшевич
25.04.2025 19:23 Елубаев Султан Ерланулы
28.04.2025 08:25 Алиев Елтай Жумабаевич
30.04.2025 19:26 Зкрия Бахтияр Жанатович
02.05.2025 14:31 Туртбаев Алмат Мирамович

Подписано

02.05.2025 20:19 Арымбек Құдайберген Берікұлы



Министерство энергетики Республики Казахстан - Джусупкалиева А. К.