

ТОО «БТ-мұнай»
ТОО «Казахский научно-исследовательский геологоразведочный
нефтяной институт» (КазНИГРИ)

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор ТОО «БТ-мұнай»

«_____» _____ 2024 г.



ПРОЕКТ
разведочных работ по поиску залежей углеводородов
на структурах Бекшибай, Егиз Южный, Жынгылды Юго-Западный,
Байменке-Байменке Южный согласно контракту №1077 от 28 декабря 2002 года

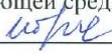
Директор ТОО «КазНИГРИ»

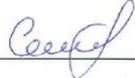


Юсубалиев Р.А.

Атырау-2024 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

| Должность | Глава, раздел |
|---|---|
| Директор департамента геологии и моделирования, к. г.-м. н., руководитель НИР  Шестоперова 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. и др. «**Проект разведочных работ по поиску залежей углеводородов на структурах Бекшибай, Егиз Южный, Жынгылды Юго-Западный, Байменке-Байменке Южный согласно контракту № 1077 от 28 декабря 2002 года**»

Текст на 128 стр., 44 рис., 32 таблицы, 8 текстовых приложений.

Папка – 10 графических приложений на 10 листах.

Организация-составитель: ТОО «КазНИГРИ».

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

Дата составления проекта: 2024 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 г 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 поиском залежей углеводородов в юрско-меловых и триасовых отложениях

«Проектом разведочных работ по поиску...» проектируется бурение 15 разведочных скважин с целью поиска залежей углеводородов в юрско-меловых и триасовых отложениях на структурах Байменке - Байменке Южный, Жынгылды Юго-Западный, Бекшибай и Егиз Южный, проведение детализационных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в объеме 360 км² на площади Байменке-Байменке Южный.

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 керна и шлама, пластовых флюидов, виды аналитических исследований, основные технико-экономические показатели.

Ключевые слова. Проект, Прикаспийская впадина, юрские отложения, перспективы нефтегазоносности, ловушки в среднеюрских и среднетриасовых отложениях, сейсморазведочные работы, бурение, скважина, месторождение, ресурсы и запасы УВ

Составитель реферата

Сейткалиева Г.К.

Приложение №1

к Договору №05/02-24
на разработку «Проекта разведочных работ по поиску
залежей углеводородов на структурах Бекшибай, Егиз Южный,
Жынгылды Юго-Западный, Байменке – Байменке Южный
согласно контракта № 1077 от 28 декабря 2002 года и Проекта ОВОС»
от 15 февраля 2024 года



ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку «Проекта разведочных работ по поиску
залежей углеводородов на структурах Бекшибай, Егиз Южный,
Жынгылды Юго-Западный, Байменке – Байменке Южный
согласно контракта № 1077 от 28 декабря 2002 года и Проекта ОВОС

1. Целевое назначение работ

Разработка «Проекта разведочных работ по поиску залежей углеводородов на структурах Бекшибай, Егиз Южный, Жынгылды Юго-Западный, Байменке – Байменке Южный согласно контракта № 1077 от 28 декабря 2002 года и Проекта ОВОС»

2. Основание для проведения работ

1. Дополнение №15 к Контракту на разведку углеводородного сырья на участке Атырау в Атырауской области Республики Казахстан №1077 от 28.12.2002г.
2. Программа геологоразведочных работ ТОО «БТ-мұнай».

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-В, С, E, F; XXIII-12; XXIII-13-А, В, D, E, F (частично); XXIV-11-В, С, E, F; XXIV-12-А (частично), В, С, D, E (частично), F (частично); XXIV-13-А, В, С, D, E, F (частично); XXV-11 В (частично), С (частично), F (частично); XXV-12-А, В (частично),

руфф

С (частично), D, E, F; XXV-13-A (частично), D (частично), в Атырауской области Республики Казахстан.

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. Перспективность подсоловых отложений южной части контрактной территории подтверждена бурением скв. ТЮВ-1 площади Тасым ЮВ, фактическая глубина которой составляет 7050 метров.

С целью уточнения геологической модели залежей месторождений Дараймола Западная и Дараймола Восточная, 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 детализация и уточнение геологического строения залежей месторождений Дараймола Западная и Дараймола Восточная. В отложениях средней юры на Западном склоне Дараймола выделены перспективные на нефть и газ ловушки.

В 2021 году ТОО «Geophysical Support Services» (Геофизикал Саппорт Сервисез) 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 на нефть объекты, оценены их прогнозные ресурсы и даны рекомендации на постановку буровых работ.

Проанализировав геолого-геофизические материалы, рекомендации на постановку бурения на локальных структурах по надсолевым отложениям, несмотря на сжатые сроки, связанные с окончанием действия контракта, недропользователь принял решение об ускоренном проведении разведочных работ на участках Егиз Южный, Жынгылды Юго-Западный, Бекшибай, Байменке – Байменке Южный.

3. Краткая характеристика изученности и геологического строения района работ

Прежний недропользователь ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» (далее НКВД) 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.

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

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 подсоловому комплексам.

По месторождениям Дараймола Западная и Дараймола Восточная проведены оперативные подсчеты запасов и 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, которая составила 1019,536 кв.км. Площадь оставленной части контрактной территории - 9 498,788 кв.км с учётом исключаемых месторождений: Дараймола, Бакланий Северный, Каратал, Жынгылды.

На сегодняшний день ведутся работы по составлению отчетов по подсчёту запасов нефти и растворенного газа месторождений Дараймола Западная, Дараймола Восточная.

4. Задачи, стоящие перед исполнителями Проекта

Исполнитель должен:

- 4.1 Провести анализ и обобщение результатов бурения и геолого-геофизических исследований, проведенных НКОД за контрактный период с привлечением материалов предыдущих лет.
- 4.2 Обосновать следующие виды ГРП и виды исследований на 2024 год:
- 4.3 По результатам бурения проведение детализационных сейсморазведочных работ МОГТ -3Д по результатам бурения первой скважины на площади Байменке – Байменке Южный проведения сейсморазведки МОГТ 3Д в объёме 360 км².
- 4.4 *Детально обосновать постановку бурения и точки заложения следующих скважин:*
 - **Бекшибай.** Бурение независимой скважины Бек-2 с проектной глубиной 1250 метров, проектным горизонтом - нижняя пермь (кунгурский ярус) для поиска залежей УВ в отложениях среднего триаса. По результатам бурения независимой скважины предусмотреть бурение 1-ой (одной) зависимой скважины Бек-3 с целью оценки и оконтуривания залежей УВ.
 - **Жынгылды Юго-Западный.** Бурение независимых скважин ЖЮЗ-1 для поиска юрских и триасовых залежей с проектной глубиной 1350 метров, проектным горизонтом - нижняя пермь (кунгурский ярус). По результатам бурения скв. ЖЮЗ-1 предусмотреть бурение зависимой скв. ЖЮЗ-4 глубиной 1350 метров, нижняя пермь (кунгурский ярус). Независимая скважина ЖЮЗ-2 проектной глубиной 1100м, нижняя пермь (кунгурский ярус) с целью поиска залежей в отложениях юры. По результатам бурения ЖЮЗ-2 предусмотреть бурение зависимых скважин ЖЮЗ-3, ЖЮЗ-5 с проектными глубинами 1100 метров, с целью оценки и оконтуривания залежей УВ.
 - **Егиз Южный.** Бурение независимой скважины ЕЮ-2 проектной глубиной 1350 метров на юрские и триасовые отложения со вскрытием соли (по отчёту ТОО «Geophysical Support Services» от 2021 года). По результатам бурения независимой скважины предусмотреть бурение зависимой скважины ЕЮ-3 глубиной 1350м с целью оценки и оконтуривания залежей УВ.
 - **Байменке - Байменке Южный.** Бурение независимых скважин Бай-1 в пределах Байменке Южный проектной глубиной 600 метров для поиска залежей в юрско-меловых отложениях, Бай-2 (R-9) на северном крыле Байменке с проектной глубиной 1350 метров для поиска залежей в триасовых отложениях, с проектным горизонтом - нижняя пермь (кунгурский ярус) и бурение независимой скважины Бай-3 на западном крыле Байменке с проектной глубиной 1100 метров для поиска залежей в юрско-меловых отложениях с проектным горизонтом - нижняя пермь (кунгурский ярус).
По результатам бурения независимых скважин предусмотреть бурение 3 (трёх) зависимых скважин Бай-4, Бай-5, Бай-6 с целью оценки и оконтуривания залежей УВ.
- 4.5 Объёмы и интервалы отборов керна.
- 4.6 Комплекс промыслово-геофизических исследований;

- 4.7 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;
- 4.8 Комплекс гидродинамические исследований скважин, объёмы - виды работ.
- 4.9 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.
- 4.10 Выполнить оценку прогнозных ресурсов на перспективных объектах и геолого-экономическую оценку проектируемых работ.
- 4.11 Включить информацию по ожидаемому объёму газа, для получения разрешения на сжигание в факелах попутного газа при испытании разведочных скважин
- 4.12 Рекомендовать конструкцию скважин и технологию бурения.
- 4.13 Обосновать мероприятия по охране труда, недр и окружающей среды.
- 4.14 Исполнитель должен еженедельно (в четверг, до конца рабочего дня) представлять Заказчику информационный отчёт о выполненных работах.

5. Перечень исходных данных, предоставляемых Исполнителю.

Сведения о проведенных геологоразведочных работах на участке Атырау:

- 5.1. «Проект поисково-разведочных работ на структурах Егиз, Кажигали, Жира-Бериш, Бекшибай в пределах блока «Атырау», ТОО «КазНИГРИ», Атырау, 2006 г.;
- 5.2. Дополнение к «Проекту поисково-разведочных работ на структурах Егиз, Кажигали, Жира-Бериш, Бекшибай в пределах блока «Атырау», ТОО «КазНИГРИ» (участок Жынғылды Западный), Атырау, 2007 г.;
- 5.3. «Проект оценочных работ на надсолевые отложения участка Атырау», ТОО «КазНИГРИ», 2014 г.;
- 5.4. Дополнение №1 к «Проекту оценочных работ на надсолевые отложения участка «Атырау», ТОО «КазНИГРИ», 2014 г.;
- 5.5. Дополнение №2 к «Проекту оценочных работ на надсолевые отложения участка Атырау», ТОО «КазНИГРИ», 2018 г.;
- 5.6. Отчет о результатах работ по обработке и интерпретации наземных данных 2Д на участке "Атырау" для ТОО "Норс Каспиан Ойл Девелопмент", АО "Геостан", 2008 г.;
- 5.7. Отчет о результатах сейсмических наземных работ 2Д и 3Д на участке "Атырау", АО "Геостан", 2009 г.;
- 5.8. Отчет о результатах комплексной интерпретации материалов грави- и сейморазведки (ТОО НПЦ, «Казгеофизика»), 2014 г.;
- 5.9. Отчет о обработке и интерпретации сейморазведочных данных МОГТ 2D и 3D на структурах Дараймола Западная, Дараймола Восточная, Егиз Южный, Кажигали (АО «Геостан»), 2014 г.;
- 5.10. Отчет «О результатах переработки сейсмических данных МОГТ 3Д и их интегрированной интерпретации по месторождению Дараймола Вост. Для выполнения структурного построения восточного склона купола и модели распространения нефтенасыщенных коллекторов в отложениях среднего триаса» Матлошинский Н.Г. и др. ТОО «Reservoir Evaluation Services» 2017 г.;
- 5.11. Отчет «Интегрированная интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д по площади Дараймола для изучения строения ловушек углеводородов и связанных с ними залежей в надсолевом комплексе отложений», Панкратов В.Ф., ТОО «Geophysical Support Services», 2020 г.
- 5.12. Отчёт «Интегрированная интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д по площадям Егиз Южный, Жира-Бериш (восточное крыло) и МОГТ 2Д/3Д по площади Жынғылды Западный для изучения строения потенциальных ловушек

углеводородов в надсолевом комплексе отложений», Панкратов В.Ф., ТОО «Geophysical Support Services», 2021 г.

- 5.13. «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.
- 5.14. «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа площади Дараймола Западная Атырауской области, Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.09.2014 г.)», ТОО «Болашак Мунай Проект», г. Атырау, 2014 г.

Ожидаемые результаты:

- 6.1 «Проект разведочных работ по поиску залежей углеводородов на структурах Бекшибай, Егиз Южный, Жынгылды Юго-Западный, Байменке – Байменке Южный, согласно контракта № 1077 от 28 декабря 2002 года и Проекта ОВОС», 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 К Проекту разведочных работ необходимо разработать материалы экологической оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) на основании проектных решений и в соответствии с требованиями Экологического Кодекса РК от 02.01.2021г. и Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».
При реализации экологической части проекта Проектная организация выполняет следующие объемы работ:
 - Подготовка Заявления о намечаемой деятельности с материалами экологической экспертизы и размещения на портале уполномоченного органа.
 - Составления материалов экологической оценки воздействия на окружающую среду (ОВВ или РООС) согласно Заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности.
 - Согласование материалов экологической оценки воздействия на окружающую среду (ОВВ или РООС) с уполномоченным органом в области ООС, получение Заключения.
 - Исправление замечаний по материалам экологической оценки воздействия на окружающую среду, возникающих в ходе проведения государственной экологической экспертизы.
- 6.3 Провести общественные слушания по материалам экологической оценки воздействия на окружающую среду, включая публикации и объявления в СМИ, в соответствии с требованиями Экологического Кодекса РК от 02.01.2021г и Приказ и.о. Министра Экологии, геологии и природных ресурсов РК от 3 августа 2021 года №286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний».
- 6.4 Согласование «Проекта разведочных работ по поиску залежей углеводородов на структурах Бекшибай, Егиз Южный, Жынгылды Юго-Западный, Байменке – Байменке Южный, согласно контракта № 1077 от 28 декабря 2002 года и Проекта ОВОС», (далее ПРОЕКТ) с уполномоченными и компетентными органами Республики Казахстан в соответствии с порядком, установленным Кодексом «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017 г. и «Экологическим кодексом» от 02.01.2021 г. № 400- VI ЗРК;
- 6.5 Согласование ПРОЕКТА с независимыми экспертами ЦКРР РК;
- 6.6 Защита ПРОЕКТА на заседании ЦКРР РК и сдача в геологические фонды РК.

7. Сроки выполнения работ:

- 7.1 Срок составления Проектов, Заявление о намечаемой деятельности и их предоставление на согласование Заказчику составляет - 15 календарных дней с даты получения необходимых данных от Заказчика.
- 7.2 Скрининг воздействия намечаемой деятельности, получение Заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности и составление отчета «Экологической оценки воздействия на окружающую среду» (ОВВ или РООС) 45 календарных дней. (вид экологической оценки определяется скринингом воздействия ОВВ или РООС).
- 7.3 Согласование материалов экологической оценки воздействия на окружающую среду (ОВВ или РООС) с уполномоченным органом в области ООС, организация и проведение общественных слушаний в период ГЭЭ. Получение Заключения ГЭЭ - 90 календарных дней (со дня получения заключения экологического скрининга).
- 7.4 Готовый проект, согласованный с государственными контролирующими органами Республики Казахстан Заказчику предоставить - август 2024г.
- 7.5 Завершение договора – декабрь 2024 г.

8. Количество экземпляров:

Передача Заказчику 4-х (четырёх) экземпляров Проекта с графическими приложениями на бумажных носителях в твердом переплете и в цифровом виде 4-х (четырёх) экземпляров на электронном CD, в формате Word, Excel, Jpeg, PDF. CorelDraw на русском языке.

Главный геолог

Начальник
геологического отдела

Искужнев А.Д.

Шудабаева Б.К.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|------------|
| ВВЕДЕНИЕ | 15 |
| 2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ | 18 |
| 3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ | 21 |
| 3.1 Обзор и результаты ранее приведенных работ на участке недр..... | 21 |
| 3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований..... | 34 |
| 3.3 Геофизические и геохимические исследования..... | 34 |
| 3.4 Лабораторные исследования..... | 39 |
| 4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ | 43 |
| 4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез..... | 43 |
| 4.2. Тектоника..... | 45 |
| 4.3. Нефтегазоносность..... | 56 |
| 4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза..... | 61 |
| 5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ | 62 |
| 5.1 Цели и задачи разведочных работ..... | 62 |
| 5.2 Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3Д..... | 64 |
| 5.3 Система размещения проектных разведочных скважин..... | 67 |
| 5.4 Геологические условия проводки скважин..... | 77 |
| 5.5 Характеристика промывочной жидкости..... | 78 |
| 5.6 Обоснование типовой конструкции скважин..... | 80 |
| 5.7 Оборудование устья скважин..... | 81 |
| 5.8 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований..... | 81 |
| 5.8.1 Отбор керна и шлама..... | 81 |
| 5.8.2 Геофизические и геохимические исследования..... | 83 |
| 5.8.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов..... | 85 |
| 5.8.4 Лабораторные исследования..... | 87 |
| 6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ | 88 |
| 7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ | 89 |
| 8. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ | 90 |
| 9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ | 94 |
| 9.1 Охрана атмосферного воздуха..... | 94 |
| 9.2 Охрана и рациональное использование земельных ресурсов..... | 94 |
| 9.3 Охрана поверхностных и подземных вод..... | 95 |
| 9.4 Охрана недр..... | 97 |
| 10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ | 99 |
| 11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ | 101 |
| 12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ | 102 |
| 12.1 Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа..... | 102 |
| 13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ | 105 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 106 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 107 |

СПИСОК РИСУНКОВ

| | |
|--|----|
| Рис .2 - Обзорная карта района проектируемых работ | 18 |
| Рис. 3.4.1 - Сопоставление плотности зерен от пористости..... | 39 |
| Рис. 3.4.2 - Соотношение проницаемости от пористости..... | 39 |
| Рис. 3.4.3 - Сопоставление пористости от минералогической плотности | 41 |
| Рис.3.4.4 - Зависимость коэффициента пористости от коэффициента проницаемости | 41 |
| Рисунок 3.4.5 - Сопоставление Кпр-Сгл по керну для меловых, юрских, триасовых отложений..... | 41 |
| Рис. 4.2.1-Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской НГП [6] | 45 |
| Рис. 4.2.2 - Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса | 46 |
| Рис. 4.2.3 - Структурная карта по отражающему горизонту VI..... | 47 |
| (из отчета ТОО «RES», 2017 г.) [20] | 47 |
| Рис. 4.2.4 - Межкупольная зона Дараймола Восточная-Байменке. | 48 |
| Структурная карта по условной кровле разновозрастных триасовых горизонтов T ₁ и T ₁ ¹ .. | 48 |
| Рис.4.2.5 - Структура Байменке-Байменке Южный. | 49 |
| Структурная карта по V ОГ [25] | 49 |
| Рис.4.2.6 - Структура Байменке-Байменке Южный. | 49 |
| Структурная карта по III ОГ [25] | 49 |
| Рис.4.2.7 - Структура Жынгылды Юго-Западный. Структурная карта по VI ОГ | 50 |
| Рис.4.2.8 - Структура Жынгылды Ю-З. Структурная карта по T ₂ ОГ | 51 |
| Рис.4.2.9 – Структура Жынгылды Юго-Западный. Структурная карта по V ОГ | 51 |
| Рис.4.2.10 - Структура Жынгылды Юго-Западный. Структурная карта по III ОГ | 52 |
| Рис.4.2.11 - Структура Бекшибай. Фрагмент структурной карты по VI ОГ | 52 |
| Рис.4.2.12 – Структура Бекшибай. Структурная карта по среднетриасовому горизонту (T ₂) | 53 |
| Рис. 4.2.13 - Структура Егиз Южный. Фрагмент структурной карты по VI ОГ | 54 |
| Рис.4.2.14 - Структура Егиз Южный. Карта изохрон по условному отражающему горизонту T ₂ ¹ (внутририасовый в условиях купола) | 54 |
| Рис.4.2.15 - Структура Егиз Южный. Структурная карта по ОГ V | 55 |
| Рис.4.2.16 - Структура Егиз Южный. Структурная карта по ОГ IV (подошва среднеюрских отложений) | 55 |
| Рис.4.2.17 - Структура Егиз Южный. Структурная карта по ОГ IIIб (внутриюрский) | 56 |
| Рис 5.2.1 –Фрагмент структурной карты по V отражающему горизонту с контуром проектируемой сейсмической съемки МОГТ-3Д..... | 64 |
| Рис. 5.3.1 – Структура Байменке- Байменке Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бай-1 и Бай-4..... | 68 |
| Рис. 5.3.2 – Структура Байменке -Байменке Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину Бай-1..... | 68 |
| Рис. 5.3.3 – Структура Байменке- Байменке Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бай-2 и Бай-6..... | 69 |
| Рис. 5.3.4 – Структура Байменке- Байменке Южный. Временной разрез по линии ПЛ-2070 через проектные скважины Бай-2 и Бай-6 | 69 |
| Рис. 5.3.5 – Структура Байменке- Байменке Южный. Временной разрез по линии СЛ 10330 через проектные скважины Бай-2 и Бай-6 | 70 |
| Рис. 5.3.6 – Структура Байменке- Байменке Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бай-5 и Бай-3..... | 70 |
| Рис. 5.3.7 – Структура Жынгылды Юго-Западный. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-2, ЖЮЗ-3 | 71 |
| Рис. 5.3.8 – Структура Жынгылды Юго-Западный. Временной разрез по линии ПЛ-2532 через проектные скважины ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-2, ЖЮЗ-3..... | 72 |

| | |
|--|----|
| Рис. 5.3.9 – Структура Жынгылды Юго-Западный. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины ЖЮЗ-4 и ЖЮЗ-1 | 72 |
| Рис. 5.3.10 – Структура Жынгылды Юго-Западный. Временной разрез по линии скважин ЖЮЗ-4 и ЖЮЗ-1 | 72 |
| Рис. 5.3.11 – Структура Жынгылды Юго-Западный. Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину ЖЮЗ-5 | 73 |
| Рис. 5.3.12 – Структура Жынгылды Юго-Западный. Временной разрез по линии П-2460 через проектную скважину ЖЮЗ-5 | 73 |
| Рис. 5.3.13 – Структура Бекшибай. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бек-2 и Бек-3 | 74 |
| Рис. 5.3.14 – Структура Бекшибай. Временной разрез LT_2006_09..... | 74 |
| Рис.5.3.15 – Структура Егиз Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину ЕЮ-2 | 75 |
| Рис. 5.3.16 – Структура Егиз Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину ЕЮ-3 | 75 |
| Рис. 5.3.17 – Структура Егиз Южный..... | 76 |
| Временной разрез по линии СL-762 через проектную скважину ЕЮ-2..... | 76 |
| Рис. 5.3.18 – Структура Егиз Южный..... | 76 |
| Временной разрез по линии СL-665 через проектную скважину ЕЮ-3..... | 76 |
| Рис. 5.4.1 - Прогнозный литолого-стратиграфический разрез скважин с проектной глубиной 1100+250 м..... | 77 |
| Рис. 5.4.2 - Прогнозный литолого-стратиграфический разрез скважин с проектной глубиной 600+250 м | 78 |

СПИСОК ТАБЛИЦ

| | |
|---|----|
| Таблица 2.1 - Географо-экономические условия | 19 |
| Таблица 3.1.1 - Геолого-геофизическая изученность участка «Атырау» | 24 |
| Таблица 3.1.2 Изученность площади глубоким бурением..... | 31 |
| Таблица 3.3.1 - Геофизические и геохимические исследования скважин..... | 36 |
| Таблица 3.4.1 - Данные определения карбонатности пород скважины ДВ-3 | 40 |
| Таблица 4.1–Стратиграфический разрез, вскрытый скважинами, пробуренными на участке «Атырау» ТОО «БТ-мұнай»..... | 44 |
| Таблица 5.2.2 - Рекомендуемые параметры систем наблюдений МОГТ-3Д..... | 65 |
| Таблица 5.2.3 - Рекомендуемые параметры регистрации сейсмических данных МОГТ-3Д | 66 |
| Таблица 5.2.4 - Ориентировочные параметры свип-сигнала | 66 |
| Таблица 5.2.5 - Параметры взрывного источника возбуждения | 67 |
| Таблица 5.5.1 - Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения..... | 80 |
| Таблица 5.5.2 - Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения по надсолевым отложениям..... | 81 |
| Таблица 5.6.1 - Рекомендуемая конструкция проектных скважин в пределах глубин 600+250 | 80 |
| Таблица 5.6.2 - Рекомендуемая конструкция проектных скважин в пределах глубины 1100+250 | 80 |
| Таблица 5.7.1 - Оборудование устья скважины | 81 |
| Таблица 5.8.1.1 - Проектные интервалы отбора кернa по проектируемым скважинам..... | 82 |
| Таблица 5.8.2.1-Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах с глубинами в пределах 600+250 м..... | 84 |
| Таблица 5.8.2.2-Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах с глубинами в пределах 1100+250 м | 84 |
| Таблица 5.8.3.1 - Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне | 86 |
| Таблица 5.8.3.2 - Прогнозируемые дебиты УВ, плотности и газосодержание нефти | 87 |

| | |
|--|------------|
| Таблица 5.8.4.1 – Виды и объемы лабораторных исследований кернa и флюидов..... | 87 |
| Таблица 7.1 - Основные показатели проектируемых работ..... | 89 |
| Таблица 8.1 - Сметная стоимость ликвидации проектных скважин | 91 |
| Таблица 8.2 - Используемые расходные материалы..... | 91 |
| Таблица 8.3– Вспомогательная техника | 91 |
| Таблица 8.4 Объемы и виды работ по технической рекультивации земель..... | 92 |
| Таблица 8.5- Сводная таблица затрат по ликвидации проектных скважин | 92 |
| Таблица 8.6 - Сводная таблица затрат по ликвидации пробуренных скважин..... | 93 |
| Таблица 10.1 - Календарный план бурения проектируемых скважин..... | 99 |
| Таблица 10.2 - Координаты проектируемых скважин (Пулково, 1942)..... | 100 |
| Таблица 12.1- Количество ожидаемых ресурсов в пределах перспективных участков структур по категории С ₃ | 103 |
| Таблица 13.1 - Основные технико-экономические показатели разведочных работ | 105 |

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

| № п/п | Наименование приложения | Стр. |
|-------|---|------|
| 1 | 2 | 3 |
| 1. | Реферат | 3 |
| 2. | Геологическое задание | 4 |
| 3. | Государственная лицензия | 111 |
| 4. | Геологический отвод с картограммой | 116 |
| 5. | Протокол заседания НТС ТОО «КазНИГРИ» | 121 |
| 6. | Протокол геолого-технического совещания сотрудников ТОО «БТ-мунай» и ТОО «КазНИГРИ» | 124 |
| 7. | Копия Заключения департамента экологии Атырауской области | 127 |

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

| № п/п | Наименование | Номер прил. | Кол-во листов | Масштаб |
|-------|---|-------------|---------------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. | Месторождения Дараймола Западная и Дараймола Восточная. Средне-нормальные геолого-геофизические разрезы | 1 | 1 | 1: 1 000 |
| 2. | Участок «Атырау». Схема геолого-геофизической изученности | 2 | 1 | 1: 200 000 |
| 3. | Площадь Байменке-Байменке Южный Структурные карты по отражающим горизонтам V, III и карта по условной кровле разновозрастных триасовых горизонтов T ₁ и T 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 Жынғылды Юго - Западный. Структурные карты по отражающим горизонтам VI, T ₂ , V, III | 4 | 1 | 1: 25 000 |
| 5. | Структура Жынғылды Юго - Западный. Временные разрезы по линиям ПЛ-2532, XL-579, XL-554 и через проектные скважины ЖЮЗ-4 и ЖЮЗ-1 | 5 | 1 | 1: 25 000 |
| 6. | Структура Жынғылды Юго-Западный. | 6 | 1 | 1: 25 000 |

| | | | | |
|-----|---|----|---|--|
| | Временные разрезы по линиям ПЛ-2460, ХЛ-614, ПЛ-2513, ХЛ-594, ПЛ-2359, ХЛ-520 | | | |
| 7. | Структура Бекшибай Структурная карта по отражающему горизонту Т2. Временные разрезы через линии ЛТ_2006_09, ЛТ_2006_10, ЛТ_2006_14, НС_0759 | 7 | 1 | 1: 25 000 |
| 8. | Структура Егиз Южный Структурные карты по отражающим горизонтам V, IV, ШБ, Мигрированные временные разрезы по линиям СЛ-665 (через проектную скважину ЕЮ-3), СЛ-762 (через проектную скважину ЕЮ-2) | 8 | 1 | 1: 20 000 гор 1:10 000 вер: 1см-20мс |
| 9. | Участок Атырау. Прогнозные литолого-стратиграфические разрезы проектных скважин глубиной 600 и 1100 (± 250) м | 9 | 1 | 1: 5 000 |
| 10. | Участок Атырау. Геолого-технические наряды на скважины глубиной 600 и 1100 (± 250) м | 10 | 1 | 1: 5 000 |

Всего 10 графических приложений на 10 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 «Атыраумунай».

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.

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

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» (2006 г.), Дополнением к нему (2007 г.), «Проектом поисковых работ на площади Зеленый, расположенной в Атырауской области Республики Казахстан» (2011 г.), «Проектом поисковых работ на структуре Дараймола Восточное крыло участка Атырау в Атырауской области» (2012 г.), «Проектом поисковых работ на структуре Дараймола Западное крыло участка Атырау в Атырауской области»(2012 г.), разработанными ТОО «КазНИГРИ» (г. Атырау).

В 2007-2013 годы Компанией ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» в южной части блока «Атырау» проведены сейсморазведочные работы 2Д/3Д. По результатам выполненных работ уточнено геологическое строение ранее выявленных структур и построены структурные карты по мезозойским и палеозойским комплексам отложений, выявлены перспективные объекты по надсолевым и подсолевым отложениям и выданы рекомендации на постановку поисковых работ. Нефтепоисковые работы сосредоточены в южной части контрактной территории. К настоящему времени на надсолевых структурах Кажигали, Егиз, Жира-Бериш, Бекшибай, Жынғылды Западный, Дараймола Восточное крыло, Дараймола Западное крыло пробурены 12 скважин: Кж-1, Е-1, Ж-Б-1, Б-1, Кж-14, Кж-3, Кж-4, Кж-5, R-1, R-3, ДВ-1 и ДЗ-1 и восстановлена скважина Г-5 на структуре Зеленый. По работам, выполненным 2012 году, в скважине ДЗ-1 (интервале 125-167 м) установлены четыре нефтяных пласта в отложениях средней юры.

По результатам обработки и интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 2Д и 3Д, выполненных в период 2006-2009 гг. в южной части контрактной территории, 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.

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». Обработка и интерпретация данных работ проведена компанией АО «Геостан» в 2014 году. В том же году специалистами АО «Геостан» проведены переинтерпретация сейсмических данных 2Д и 3Д на структурах Дараймола Западная и Дараймола Восточная. Строение триасового и юрско-мелового комплексов отложений характеризуется поведением отражающих горизонтов: Т₂ (кровля коллектора в среднем триасе), V (кровля триаса), IV (подошва 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 5,6м³/сут.

В 2013-2014 гг. на месторождении, Дараймола Западная согласно «Проекту оценочных работ на надсолевые отложения участка Атырау» (ТОО «КазНИГРИ», 2013г), 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.

В 2014 г специалисты ТОО «Болашак Мунай» выполнили оперативный подсчет запасов месторождения Дараймола Западное по состоянию на 01.09.2014 г [10]. Отчет составлен на основе геологической модели, полученной в результате комплексной интерпретации геолого-геофизических данных скважин и сейсмических работ МОГТ-2Д/3Д.

На структуре Дараймола Восточная, согласно «Проекту оценочных работ на надсолевые отложения...», 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 Восточное 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».

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

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. Эта работа была выполнена ТОО «Reservoir Evaluation Services» в 2017 году. Авторами отчета переобработаны данные сейсморазведки МОГТ-3Д, проведенные на поднятии Дараймола (месторождения Дараймола Западное и Дараймола Восточное) в 2013 г.

По результатам выполненных работ, преимущественно, уточнено строение залежи 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.

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.

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. Работа проведена с целью уточнения геологической модели залежей месторождений Дараймола Западное и Дараймола Восточное 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 Западное и Дараймола Восточное, выявлены перспективные ловушки на северном и южном крыльях поднятия Дараймола в отложениях средней юры. Авторами отчета подсчитаны перспективные ресурсы, выделены первоочередные объекты для постановки буровых работ.

В начале 2021 года специалистами ТОО «Geophysical Support Services» (Геофизикал Саппорт Сервисез) выполнена работа по комплексной интерпретации сейсмических данных МОГТ-3Д/2Д с использованием скважинных данных на участках 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.

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 по оценке (текстовое приложение 4).

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 2).

В «Проекте разведочных работ по поиску залежей углеводородов...» обосновано проведение в 2024 году бурения 15 разведочных скважин с целью поиска залежей углеводородов в юрско-меловых и триасовых отложениях на структурах Байменке-Байменке Южный, Жынғылды Юго-Западный, Бекшибай и Егиз Южный по результатам бурения поисковой скважины предусматривается, проведение детализационных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в объеме 360 км² на площади Байменке-Байменке Южный.

Проект составлен ТОО «КазНИГРИ» согласно геологическому заданию к договору № 05/02-24 от 15.02.2024 г. и в соответствии с «Методическими указаниями по составлению проектов разведочных работ углеводородов (приложение к приказу МЭ РК от 24.05.2018 г)».

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 Атырауской области Республики Казахстан. Расположение участка по отношению к основным транспортным линиям и объектам инфраструктуры Западного Казахстана показано на рисунке 2.

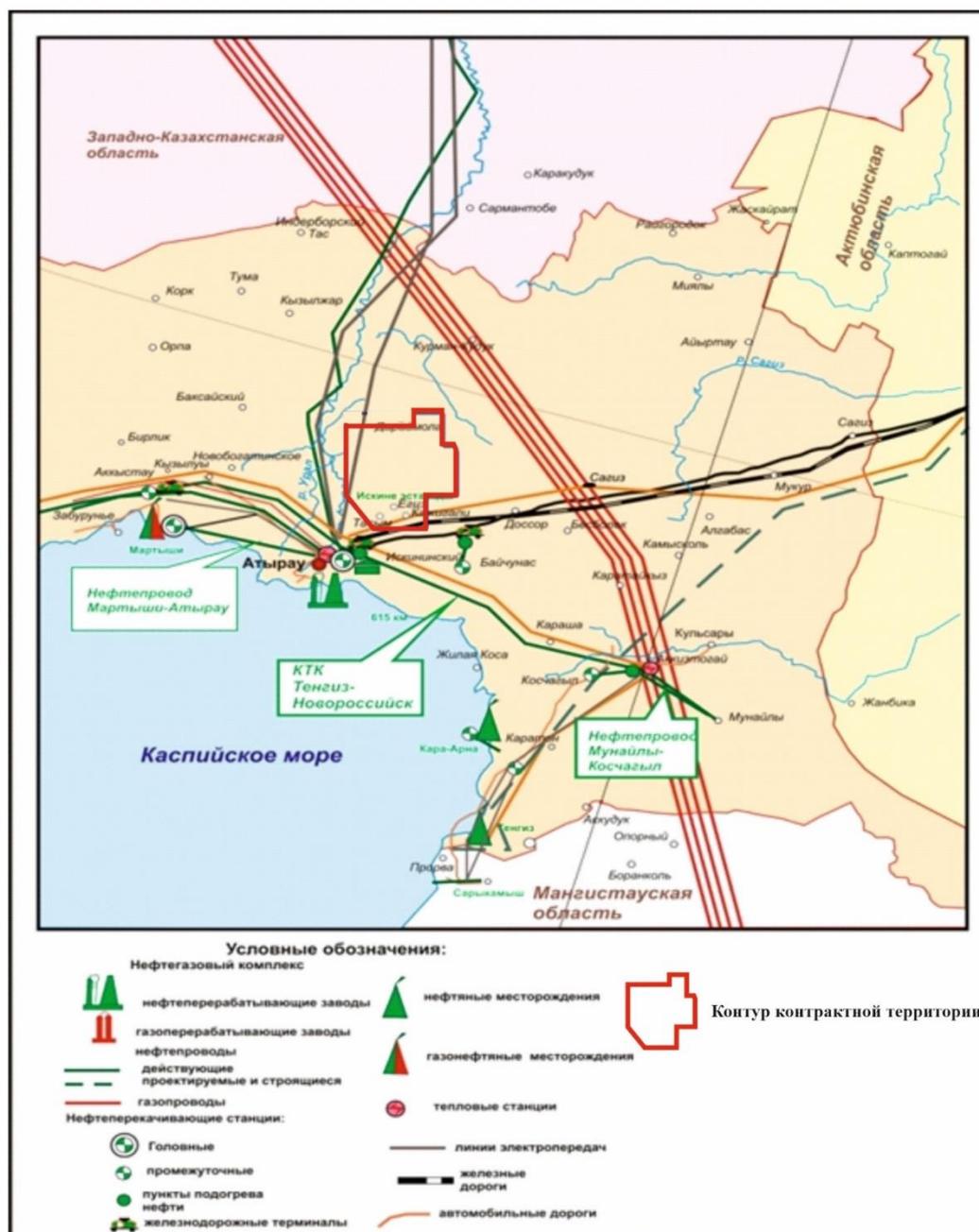


Рис .2 - Обзорная карта района проектируемых работ

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, Жынғылды, 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 «Атыраумунай».

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 4-6м. 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 соровых 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. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1 Обзор и результаты ранее приведенных работ на участке недр

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.

Первый этап изучения начался с 1930 года, когда гравиметрическими партиями треста «Эмбанефть» в результате проведения площадных гравиметрических съемок масштаба 1:200000 впервые выявлены гравитационные минимумы Егиз, Тасым, Жира-Бериш, Кажигали, Карабатан, Бакланий, Жандалысор, Каратал, Абыл, Теркобай-I, Теркобай-II и другие. Проводились сейсмические работы МПВ и МОВ, по данным которых были построены структурные карты по III и VI отражающим горизонтам в масштабе 1:50 000.

С 60-ых годов проведены картировочные работы, затем - структурно-поисковое бурение в пределах структур Теркобай-I, Жандалысор Жира-Бериш, Тасым и Егиз. По данным картировочного бурения составлена геологическая карта в масштабе 1:50 000 и изучен литолого-стратиграфический разрез до глубины 200 м. Структурно-поисковым бурением была проведена детализация сводовых частей структур и изучена нефтегазоносность отложений до глубины 500 м.

В 1974 году на структурах Жира-Бериш, Тасым и Егиз 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 пробурены 2 скважины. Все скважины прошли надсолевые отложения, вскрыли соль и ликвидированы с отрицательными результатами.

Начиная с 1976 года, для подготовки структур применялись комплексные исследования: сейсморазведка МОГТ и структурное бурение до глубины 1200 м.

Для второго этапа исследований, характерно проведение сейсморазведочных работ МОГТ, которые позволили решить задачу изучения надсолевого комплекса отложений за счет применения многократного прослеживания отражающих горизонтов. Благодаря проведению опытно-методических работ, совершенствовалась методика полевых работ, и интерпретации при изучении поверхности соли и примыкающих к ней пермотриасовых отложений. С 1980 года начинается внедрение невзрывных источников возбуждения упругих колебаний, в основном, вибрационного типа, которые показали эффективность применения невзрывных источников для решения геологических задач в условиях солянокупольной тектоники, особенно при изучении надсолевых отложений. Сейсмические исследования проводились Гурьевской геофизической экспедицией и трестом «Эмбанефтегеофизика».

Третий, современный этап геолого-геофизических исследований на участке Атырау начался Компанией «Ферст Интернейшнл Ойл Корпорейшн» (ФИОК), которой с 1997 по 2000 гг. были проанализированы и переобработаны геолого-геофизические материалы по ранее выполненным исследованиям. По результатам этих работ построены структурные карты по надсолевым отражающим горизонтам по всему участку Атырау и рекомендовано для постановки поискового бурения локальный объект Егиз Южный.

Компанией ФИОК скважина FX-1 Егиз Южный пробурена в 1999 году. Согласно проекту, скважина на глубине 1400 м должна была вскрыть соленосные отложения кунгура, однако, на отметке 1425 м 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.

В 2006 году согласно договору ТОО «Лигострейд Сервис» и ТОО «Азимут Энерджи Сервисез» на структурах Егиз, Кажигали, Жира-Бериш, Бекшибай, расположенных в

южной части участка Атырау, проведены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 254 пог. км.

В 2007-2008 годы в южной части контрактной территории проведены сейсморазведочные работы МОГТ 2Д/3Д. Обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д/2Д выполнены ТОО «Геостан».

В 2007 году в южной части участка Атырау выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 1336 пог. км

В 2008 году на участке Тасым выполнены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 212,8 кв. км, и дополнительно 2Д в объеме 42,7 пог. км. По результатам выполненных работ построены структурные карты и карты изохрон по отражающим горизонтам в масштабе 1:100 000, а также карты изопахит для всей площади лицензионного участка.

Для южной части участка составлены структурные карты, карты изохрон и изопахит в масштабе 1:50 000 с приложенными к ним временными сейсмическими разрезами. Отдельно была разработана карта перспективных структур подсолевых отложений в масштабе 1:100 000 для южной части площади.

Полученные результаты геологической интерпретации геофизических данных дают сравнительно полное представление о геологическом строении площади исследований.

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.

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» проведена интерпретация 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: T₂ (кровля коллектора в среднем триасе), V (кровля триаса), IV (подошва горизонта в средней юре), III (подошва неокома) отражающих горизонтов [21]. В результате подтверждены ранее представленные структурные построения, произведен ряд уточнений и выявлены новые перспективные объекты.

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 2017 г. специалисты ТОО «Reservoir Evaluation Services» (г. Алматы) на современных обрабатывающих интерпретационных системах выполнили переобработку сейсмических данных МОГТ-3Д (полнократных 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, сейсмofаций 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 [20].

Виды, объемы, анализ и оценка геолого-геофизических исследований, выполненных на участке «Атырау» прежним Недропользователем (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 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 общей площадью 100 кв. км (2013 г.), выполненных в комплексе со скважинными данными, уточнена геологическая модель залежей месторождений Дараймола Западное и Дараймола Восточное. 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 [22].

В начале 2021 года специалистами ТОО «Geophysical Support Services» выполнена работа по комплексной интерпретации сейсмических данных МОГТ 3Д/2Д с использованием скважинных данных на участках Егиз Южный-Жира-Бериш, Жынгылды Юго-Западный, Жынгылды-Жынгылды Западный. По результатам выполненных работ выявлены перспективные объекты, оценены их прогнозные ресурсы и даны рекомендации на постановку буровых работ [23].

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 «БТ-мұнай».

Таблица 3.1.1 - Геолого-геофизическая изученность участка «Атырау»

| № 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. | Арысов Р.Н. 1977г. «Результаты структурно – поискового бурения на площади Бекшибай за 1976-1977г.г.». КПКУ, 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. |
| 2. | Арысов Р.Н., Баранова М.С. 1978г. «Результаты структурно - поискового бурения на площади Теркобай I, III», отчет, КПКУ, 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. |
| 3. | 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. |
| 4. | Кошанова М. 1990 г. «Отчет о результатах нефтегазопискового 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. |
| 5. | 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. |
| 6. | 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 - Р _{1к} . В 1981-1982 гг на структуре Байгелисор пробурены скважины Г-3, Г-4, Г-5, Г-13, Г-14м, вскрытый горизонт- Р _{1к} . Обе структуры подтверждены бурением. |
| 7. | 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 - Р _{1к} . На структуре Тасым в 1974г пробурены скважины Г-1, Г-2, забой - 1200, 1368 м, вскрытый горизонт - Р _{1к} . Структуры Тасым и Егиз бурением подтвердились |

| | | | | |
|---------------------------------|---|--|---|---|
| 8. | 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 | | | | |
| 9. | 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 III и V, VI, PТ отражающим горизонтам и глубинные разрезы. | Структуры Тасым и Егиз бурением подтвердились |
| 10. | 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, PТ ¹ ?, PТ 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 _{1k} . Структура Зеленый бурением подтвердилась. |
| 11. | 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 1:100000. | Составлены структурные карты по III, V, VI, PТ и П ₁ отражающим горизонтам. | Структуры Жандалысор и Тогыз бурением подтверждены |
| 12. | 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 1:100000 | 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. |
| 13. | 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, PТ ₁ отражающим горизонтам. | В 1990г. пробурена скважина П-1, забой 3882 м, вскрытый горизонт- PТ. Структура Тогыз бурением подтвердилась. |
| 14. | 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. Т, Т ₁ П ₁ , П ₂ , П ₃ . | Уточнено строение структур на участке Атырау. |
| 15. | 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 «Норс Каспиан 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. |

| | | | | |
|-----|---|--------------------------------|---|--|
| 16. | Пантюшев Ю.А., Катаева Т.Г. и др. 2014 г. «Отчёт по сейсморазведочным 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. |
| 17. | Сиражев А.Н, Шарубин Н.В. и др. 2016 г. Отчет «О результатах обработки и интерпретации сейсморазведочных 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 |
| 18. | 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. В толще нижней и средней юры выявлено четыре структурных объекта (по ОГ IV), в толще среднего триаса - один объект (по ОГ T ₂). | |
| 19. | 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, IV, T, 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. |
| 20. | 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 (IIIa, IIIб, T0, T0'). 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. |

Изученность глубоким бурением контрактной территории

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 г.г 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 г.г на структурах **Жи́ра-Бе́риш, Тасы́м, Егиз, Яманка** начато глубокое поисковое бурение. На юго-западном крыле структуры Тасы́м пробурены скважины Г-1, Г-2, на северном крыле структуры Егиз – Г-3, Г-10. На юго-восточном крыле структуры Жи́ра-Бе́риш – 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 г.г 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 г.г 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 г.г 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.

В 1973 г. на структуре **Байменке Южный** пробурены картировочные скважины К-2, К-4, К-5, К-6.

Скважина К-2. Признаки нефти отмечены в интервале 259-266 м песчаник серый пропитанный маслянистой нефтью. В интервалах 477-479, 481-483 м доломит серый с признаками маслянистой нефти.

Скважина К-4. Признаки нефти отмечены в интервалах 66-70 м, светло серый с запахом нефти, 70-75 м песчаник серо-зеленый, пропитан легкой нефти Q-0,02, 75-85 м с признаками легкой нефти, 100-105 м глина серая, пропитана легкой нефтью Q-0,05, 105-109 м глина серая с запахом нефти, 178-184 м доломит серый пропитан легкой нефтью Q-0,05, 184-189 м песок с запахом легкой нефти, 204-209 м песчаник серый с запахом нефтяного газа, 225-231 м глина серая бурая с запахом легкой нефти, 271-287 м песок серо-зеленый с признаком лёгкой нефти, 284-292 м песчаник серо-зеленый пропитанный лёгкой нефтью Q-0,003.

Скважина К-5. Признаки нефти отмечены в интервалах 459-468 м, 468-472 м глины с чередованием песчаников с редким запахом нефтяного газа, 472-481 м песчаник серый

пропитан жидкой нефтью Q-0,003м, 481-485, 485-482 глины светло-серые с прослойками светло-серых песчаников с запахом нефтяного газа.

Скважина К-6. Признаки нефти отмечены в кернах интервалах 882-892м песок светло-серый с пятнами нефти. Уплотненно глинистый Q-0,007м.

С 1997 по 2000 г.г. компанией «Ферст Интернейшнл Ойл Корпорейшн» (ФИОК) были проанализированы все доступные геолого-геофизические материалы по лицензионному блоку Атырау, по результатам 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 [16].

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.

В 2006 году ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» по результатам анализа и обобщения, ранее выполненных исследований, составлен «Проект поисково-разведочных работ на структурах Кажигали, Егиз, Жира-Бериш, Бекшибай в пределах блока «Атырау». Данном Проектом на потенциально перспективных объектах надсолевого комплекса 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 [26].

В 2006-2007 г.г. по данному проекту пробурены 4 скважины со вскрытием кунгурских отложений: Кж-1 (Кажигали) с забоем 920 м; Е-1 (Егиз) с забоем 939м; 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 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 Жынгылды 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 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 связи с тем, что по разрезу скважина Кажигали Кж-3 нефтенасыщенные коллектора не выделяются, нефтенасыщенность не рассчитывалась.

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 Жынгылды Западный [27]. По данному проекту пробурены скважины R-1(2007г) и R-3 (2008 г). 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 [28].

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». Проектом было обосновано бурение одной независимой поисковой скважины ДВ-1 и зависимой скважины ДВ-2 [29]. 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 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 $19,4 \text{ м}^3$

В скважине Кж-5 м из интервала 1334-1364 (триас) при испытании методом свабирования получен приток нефти с газом. Дебит нефти составил $1,1 \text{ м}^3/\text{сут}$, плотность ее - $0,81 \text{ г/см}^3$. 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 скважине Кж-14 по данным ГИС в разрезе скважины были выделены водонасыщенные пласты в юрских и триасовых отложениях. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

В 2014 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 Западное, а в 2015 г. ТОО «СМАРТ Инжиниринг» - оперативный подсчет запасов месторождения Дараймола Восточное.

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 Восточное 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 гг 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, которая закончена бурением в октябре 2019 года при забое 745 м.

В таблице 3.1.2 показана изученность глубоким бурением участка «Атырау», проведенным Недропользователем ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» в 2006-2014гг.

Таблица 3.1.2 Изученность площади глубоким бурением

| № № п/п | № скважины | Категория скважины | Фактическая глубина (м) | Конструкция скважин | Дата бурения (начало /конец) | Результаты бурения, опробования, испытания, состояние скважины (ликвидирована, консервация) |
|--------------------------|-------------------------|-----------------------|--------------------------------|--|---------------------------------------|--|
| | | | Фактический горизонт (м) | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Егиз | | | | | | |
| 1. | Е-1 Егиз | поисковая | <u>939</u> P _{1k} | Направление 324 мм x 20 м; Кондуктор 245 мм x 340 м; | <u>30.11.2006</u> 26.02.2007 | Образцы керна отобраны из инт 605-610, 675-681, 745-750, 750-755, 755-760, 840-845, 870-875, 933-939м. Признаки нефти присутствуют в образцах, отобранных из инт 605-610, 750-755м в виде масляных пятен. В результате обработки каротаж материала ниже мела не были выявлены нефтегазоносные пласты. Экс колонна не была спущена. Установлен цементный мост, искусственный забой на глубине 333м. Был перфорирован интервал 270-288м зарядами RDX SDP по 5 отв/м. Притока жидкости нет. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. |
| Бекшибай | | | | | | |
| 2. | Б-1 Бекшибай | поисковая | <u>1560</u> P _{1k} | Направление 324 мм x 20 м; Кондуктор 245 мм x 345,9 м; Тех. колонна 168 мм x 1340 м; | <u>08.02.2007</u> 16.07.2007 | В скважине Б-1(Бекшибай) в отобранных образцах керна признаки нефти в виде масляных пятен и слабого запаха встречены в интервале 1037-1042м. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. |
| Жира-Бериш | | | | | | |
| 3. | Ж-Б-1 Жира- Бериш | поисковая | <u>1140</u> P _{1k} | Направление 324 мм x 20,1 м; Кондуктор 245 мм x 346,1 м; | <u>28.02.2007</u> 04.09.2007 | 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. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. |
| Жынгылды Западный | | | | | | |
| 4. | Р-1 Жынгылды Зап. | поисковая | <u>835</u> P _{1k} | Направление 245 мм x 147 м; Кондуктор 168 мм x 361,2 м; | <u>20.10.2007</u> 23.12.2007 | В разрезе скважины Р-1 (Жынгылды Западный) при испытании интервала 330-332 м получен приток пластовой воды без признаков нефти и газа. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. |
| 5. | Р-3 Жынгылды Зап. | поисковая | <u>815</u> P _{1k} | Направление 324мм x 22м; Кондуктор 245мм x 258,8 м; | <u>17.09.2008</u> 21.11.2008 | Скважина пробурена до глубины 815м, вскрыв проектный горизонт кунгурский ярус на глубине 802м. В процессе бурения керн не отбирался. В результате комплексных геофизических исследований в разрезе скважины отсутствуют объекты, заслуживающие интерес в нефтегазоносном отношении. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. |

| Кажигали | | | | | | |
|----------|-------------------|-----------|----------------------------------|---|---|---|
| 6. | Кж-1 Кажигали | поисковая | <u>920</u> Р _{1к} | Направление 324мм x 22,5м; Кондуктор 245мм x 307,8м; Тех. колонна 168мм x 872м; | <u>28.10.2006</u> <u>08.01.2007</u> | 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 м ³ /сут. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. |
| 7. | Кж-3 Кажигали | поисковая | <u>1380</u> Р _{1к} | Направление 323,9 мм x54м; Кондуктор 244,5мм x350 м; | <u>12.08.2011</u> <u>18.09.2011</u> | В связи с тем, что по разрезу скважина нефтенасыщенные коллектора не выделяются, нефтенасыщенность не рассчитывалась. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. |
| 8. | Кж-4 Кажигали | поисковая | <u>1352</u> Р _{1к} | Направление 323,9 мм x54м; Кондуктор 244,5мм x350м; Тех. колонна 168,3мм x1348м; | <u>15.06.2011</u> <u>13.09.2011</u> | 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 . Скважина ликвидирована по геологическим причинам. |
| 9. | Кж-14 Кажигали | поисковая | <u>1055</u> Р _{1к} | Направление 324мм x 20м; Кондуктор 245мм x 331,4м; | <u>01.08.2008</u> <u>17.10.2008</u> | В скважине Кж-14 по данным ГИС в разрезе скважины были выделены водонасыщенные пласты в юрских и триасовых отложениях. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. |
| 10. | Кж-5 Кажигали | поисковая | <u>1433,3</u> Р _{1к} | Направление 323,9мм x51м; Кондуктор 244,5мм x251,6м; Тех. колонна 168,3мм x1394,8м; | <u>23.12.2012</u> <u>08.02.2013</u> | В скважине Кж-5 м из интервала 1334-1364 (триас) при испытании методом свабирования получен приток нефти с газом. Дебит нефти составил 1,1 м ³ /сут, плотность ее - 0,81 г/см ³ . 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. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. |
| 11. | Кж-6 Кажигали | поисковая | <u>1370м</u> Р _{1к} | Направление 324мм x 50м Кондуктор 245мм x Экс.колонна 168мм x 1368м | <u>17.10.2010г</u> <u>25.12.2014г.</u> | 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. |

| Дараймола Восточное и Дараймола Западное | | | | | | |
|--|--------------------------------|-----------------------|--------------------------------|---|------------------------------------|--|
| 12. | ДВ-1 Дараймола Восточное крыло | оценочная | <u>1202.6</u> Т | Направление 323,9 мм x48мм; Кондуктор 244,5 мм x346,87мм; Тех. колонна 168,3 мм x1216,32мм; | <u>24.09.2012</u> 16.10.2012 | Скважиной вскрыты триасовые и юрско-меловые отложения. Признаки УВ в разрезе скважины не обнаружены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. |
| 13. | ДВ-2 | оценочная | <u>1154</u> Р _{1к} | Направление 324ммx50мм; Кондуктор 245 мм x350,66мм; | 25.12.2013 26.0.2.2014 | В скважине ДВ-2 в разрезе юры по результатам интерпретации и обработки данных ГИС выделены слабопроницаемые коллектора, характеризующиеся ухудшенными коллекторскими свойствами (УЭС ниже вмещающих глин), где промышленный приток углеводорода маловероятен. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. |
| 14. | ДВ-3 | оценочная | <u>1228</u> Р _{1к} | Направление 324ммx50,74мм; Кондуктор 244,5ммx347,19мм; Тех. колонна 168,3ммx1185,6мм. | 11.05.2014 24.06.2014 | По результатам интерпретации и обработки данных ГИС в скважине ДВ-3 в разрезе среднетриасовых отложениях выделены пласты коллектора в интервале 1118,5-1124 м, из которого при испытании получены фонтанные притоки нефти и газа. |
| 15. | ДВ-4 | оценочная | <u>1284</u> Р _{1к} | Направление 324 ммx48,6мм; Кондуктор 244,5ммx351,38мм; Тех. колонна 168,3ммx1280мм. | 03.07.2014 17.08.2014 | В скважине ДВ-4 по результатам интерпретации и обработки данных ГИС средний триас вскрыт в интервале 1255,2-1263 м; 1261,5-1263 м, 1136,3-1138,9 м при испытании интервалов получены притоки жидкости, а с интервала 1069-1072 м получен приток нефти с газом. |
| 16. | ДВ-9 | оценочная | <u>1206</u> Р _{1к} | | 04.10.2019 | В интервале 680,5-685 м, получен приток воды дебитом – 2,2 м ³ /сут. В интервалах 623-626, 498-506м, получен приток жидкости Обв. дебитом – 63,6%, средний дебит Qж-6,5 м ³ /сут., Qн-2,0 т/сут. |
| 17. | ДВ-21 | Опережающе-добывающая | <u>1140</u> Т | Направление 323,9ммx53,49мм Кондуктор 244,5ммx351,01мм Тех. колонна 168,3ммx1137,47мм | 18.11.2017 | В интервалах 1040-1045м, 1096-1115, 1118-1123,5м получен приток пластовой воды Qж-4,7м ³ /сут. В интервалах 1063-1066, 1079-1082м, получен приток нефти со среднесуточным дебитом по жидкости 13,7 м ³ /сут и обводненностью 61,3%, Qж-1,3 м ³ , Обв. 35%, Qгаза-21,4 м ³ . Испытания в интервале 1096-1100м, получен приток пластовой нефти Qн- 15,8м ³ /сут, Обв. 0%. |
| 18. | ДВ-22 | разведочная | <u>1206</u> Р _{1к} | | 10.12.2018 | В интервале 1104,38-1115,88м вытеснено объем жидкости 587,8м ³ /сут. |
| 19. | ДЗ-1 Дараймола Западное крыло | разведочная | <u>205</u> J ₂ | Направление 224,5 мм x50 м; Кондуктор 168,3 мм x203мм; | <u>23.12.2012</u> 31.12.2012 | В интервале 125-167 м установлены четыре нефтяных пласта в отложениях средней юры. |
| 20. | ДЗ-2 | оценочная | <u>365</u> Р _{1к} | Тех. колонна 244,5 мм x 40мм; Экс. колонна 168,3 мм x 178мм | <u>22.10.2013Г.</u> 19.11.2013Г | В скважине ДЗ-2 в ноябре 2013 года испытано шесть объектов путем снижения уровня столба жидкости посредством ШГНУ Ø57мм. В двух объектах получен |

| | | | | | | |
|-----|-------|-----------|----------------------|---|-------------------------------------|---|
| | | | | | | нефть. Дебиты нефти варьировали от 0,5 до 5,9 м ³ /сут. В трех объектах получена водонефтяная эмульсия дебитом 3,3-8,5 м ³ /сут при обводненности 18,7-95%. В одном объекте получена вода дебитом 5,6 м ³ /сут. Плотности воды - 1,12г/см ³ . |
| 21. | ДЗ-3 | оценочная | $\frac{200}{J_1}$ | Тех. колонна 244,5 мм x 70м; Экс. колонна 168,3 мм x 198м | $\frac{14.04.2014г.}{28.04.2014г.}$ | В скважине ДЗ-3 в апреле - мае 2014 года испытано два объекта путем снижения уровня столба жидкости посредством ЭВН. Оба объекта - неприточные. |
| 22. | ДЗ-4 | оценочная | $\frac{210}{P_{1k}}$ | Тех. колонна 244,5 мм x 44 м; Экс. колонна 168,3 мм x 206,5м | $\frac{16.11.2013г.}{12.12.2013г.}$ | Ликвидированна |
| 23. | ДЗ-5 | оценочная | $\frac{240}{J_2}$ | Тех. колонна 244,5 мм x 47 м; Экс колонна 168,3 мм x 240 м | $\frac{16.12.2013г.}{08.01.2014г.}$ | Ликвидированна |
| 24. | ДЗ-6 | оценочная | $\frac{203}{J_1}$ | Тех. колонна 244,5 мм x 47 м; Экс. колонна 168,3 мм x 198 м | $\frac{15.04.2014г.}{23.04.2014г.}$ | В скважине ДЗ-6 в мае 2014 года испытано три объекта путем снижения уровня столба жидкости посредством ШГНУ Ø57мм. Во всех объектах получена вода дебитом от 10,5 до 14,6 м ³ /сут. |
| 25. | ДЗ-7 | оценочная | $\frac{205}{J_1}$ | Тех. колонна 244,5 мм x 47 м; Экс. колонна 168,3 мм x 201 м | $\frac{16.01.2014г.}{04.02.2014г}$ | В скважине ДЗ-7 в феврале 2014 года испытан интервал 149-156м путем снижения уровня столба жидкости посредством ШГНУ Ø57 мм. Получена нефть дебитом 4,4 м ³ /сут. |
| 26. | ДЗ-8 | оценочная | $\frac{324}{T_2}$ | Кондуктор 324 мм x 20м; Тех. колонна 245 мм x 80 м; Экс. колонна 168,3 мм x 318 м | $\frac{18.09.2014г}{06.10.2014г}$ | В интервалах 185,5-195м и 180-195м, получен среднесуточный дебит нефти 4,6м ³ /сут. |
| 27. | ДЗ-9 | оценочная | $\frac{230}{T}$ | Тех. колонна 244,5 мм x 47 м; Экс. колонна 168,3 мм x 172 м | $\frac{24.11.2014г}{12.12.2014г}$ | В интервалах 146,5-150,2 и 94,3-98м, получен приток пластовой воды 6,4 м ³ /сут и 81 м ³ /сут. |
| 28. | ДЗ-10 | оценочная | $\frac{206}{T_2}$ | Тех. колонна 244,5 мм x 47 м; Экс. колонна 168,3 мм x 198 м | $\frac{05.07.2014г.}{05.08.2014г}$ | В скважине ДЗ-10 в августе 2014 года испытано два объекта путем снижения уровня столба жидкости посредством ШГНУ Ø57мм. Во всех объектах получена нефть дебитами от 1,2 до 4,9 м ³ /сут при обводненности 10-95%. Скважина в бездействии с 01.04.20г |
| 29. | ДЗ-11 | оценочная | $\frac{206}{T_3}$ | Тех. колонна 244,5 мм x 198 м; Экс. колонна 168,3 мм x 205,1 м | $\frac{11.05.2014г.}{25.05.2014г}$ | В скважине ДЗ-11 в мае - июле 2014 года испытано два объекта путем снижения уровня столба жидкости посредством ШГНУ Ø57 мм. Во всех объектах получена нефть дебитами от 0,5 до 3,9 м ³ /сут при низкой обводненности – 0-5%. Скважина в бездействии с 01.04.20г |
| 30. | ДЗ-12 | оценочная | $\frac{300}{T_2}$ | Тех. колонна 244,5 мм x 80 м; Экс. колонна 168,3 мм x 300 м | $\frac{14.08.2014г.}{01.09.2014г}$ | 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 м ³ /сут при |

| | | | | | | |
|--------------|-------|-----------|--------------------|--|------------------------------------|---|
| | | | | | | обводненности 40%. Скважина в консервации |
| 31. | ДЗ-13 | оценочная | $\frac{206}{P_1k}$ | Тех. колонна 244,5 мм x 47 м; Экс. колонна 168,3 мм x 198 м | $\frac{05.06.2014г.}{05.07.2014г}$ | Ликвидированна |
| 32. | ДЗ-14 | оценочная | $\frac{236}{J_2}$ | Тех. колонна 244,5 мм x 50 м; Экс. колонна 168,3 мм x 235 м | $\frac{27.06.2014г.}{07.07.2014г}$ | Верхнеюрский горизонт продуктивен в скважине ДЗ-14, в которой из инт. 104,8-107,3м, 110,5-114,6 м получен приток нефти с водой. Дебит нефти и воды, соответственно, составили 0,8 м ³ /сут и 0,36 м ³ /сут на уровне 65м. |
| 33. | ДЗ-15 | оценочная | $\frac{495}{P_1k}$ | Кондуктор 324 мм x 50м; Тех. колонна 244,5 мм x 150 м; Экс. колонна 168,3 мм x 500 м | $\frac{30.05.2014г.}{18.06.2014г}$ | В скважине ДЗ-15, выявлен нефтяной горизонт Т-I, продуктивность которого установлена испытанием трех объектов в интервале 389,6-448 м. Дебиты нефти составили 4,3-5,1 м ³ /сут. Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта равна 7,1мВ Скважина бездействии с 01.04.20г |
| Тасым | | | | | | |
| 34. | Тас-1 | оценочная | $\frac{350}{P_1k}$ | Кондуктор 245мм x 54м ликвидирована без спуска экс. колонны | $\frac{28.08.14г}{15.09.14г}$ | В результате интерпретации геофизического материала в разрезе скважины Тас-1 продуктивные нефтенасыщенные коллектора не выявлены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. |
| 35. | Тас-2 | оценочная | $\frac{400}{T}$ | Кондуктор 244,5мм x 56м Экс. колонна 168мм x 397,55м | $\frac{25.09.14}{15.10.14}$ | В эксплуатационной колонне скважины Тас-2 испытаны 4 объекта, из которых получены нефть с водой. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. |

3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

На контрактной территории участка «Атырау» пробурены скважины: Б-1, Е-1, Ж-Б-1, R-1, R-3, Кж-1, Кж-3, Кж-4, Кж-14, Кж-5, Кж-6, Тас-1, Тас-2, К-2, К-4, К-5, К-6, К-7, ДВ-2, ДВ-3, ДВ-4, ДЗ-1, ДЗ-2, ДЗ-3, ДЗ-6, ДЗ-7, ДЗ-10, ДЗ-11, ДЗ-12, ДЗ-14 и ДЗ-15, Г-5.

Ниже приведены виды и объемы геофизических исследований, выполненных в скважинах: ДВ-2; ДВ-3, ДВ-4 и ДЗ-1, ДЗ-2, ДЗ-3, ДЗ-6, ДЗ-7, ДЗ-10, ДЗ-11, ДЗ-12, ДЗ-14 и ДЗ-15, Г-5, Е-1, Ж-Б-1, R-1, R-3, Кж-4, Кж-14.

3.3 Геофизические и геохимические исследования

Промыслово-геофизические исследования во всех пробуренных скважинах проведены с целью определения литолого-стратиграфической характеристики разреза, оценки емкостно-фильтрационных свойств пластов-коллекторов, выбора объектов для испытания, контроля состояния ствола скважины, качества цементации и других параметров. 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 «Казрогеофизика» 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 Западное крыло 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.

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.

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 Восточное крыло** 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 2011г в скважине **Г-5 Зеленый** после расконсервации в обсаженном стволе был проведен импульсный нейтронный каротаж прибором ЦСП-2ИННК с целью оценки коэффициента текущего насыщения пермтриасовых отложений, акустический цементомер (АКЦ) с целью оценки состояния цементного камня за колонной. Сделан замер комплексным прибором К-9 с записью кривой ГК, ЛМ. Доход прибора ЦСП-2ИННК составил 1094,5м, интервал записи кривых -105,5. Ниже глубины 1071,5 м скважиной вскрыты гидрхимические отложения - каменная соль, ангидрит и их разности. В результате сопоставления материалов открытого ствола и текущего ИННК можно сделать вывод, что все повышенные показания по импульсному методу приурочены к уплотненным пропласткам.

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.

Таблица 3.3.1 - Геофизические и геохимические исследования скважин

| №№ | Год проведения | Забой скважины | Виды исследований, их целевое назначение | Масштаб записи | Интервалы исследований, м | Примечание |
|---------------|----------------|----------------|--|----------------|---------------------------|------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| ДВ-1 | | | | | | |
| 1 | 03.11.2012г. | 0-350 | СК: N11M0.5A; N0.5M2.0A; A2 M 0.5 N. | 1:500/1:200 | 48-350 | |
| | | | БК | 1:500/1:200 | 48-350 | |
| | | | ПС | 1:500/1:200 | 48-350 | |
| | | | КВ | 1:500/1:200 | 48-350 | |
| | | | РК (ГК-НГК) | 1:500/1:200 | 0-350 | |
| | | | ТМ | 1:500 | 48-350 | |
| | | | Инклинометрия | непрерывный | 50-350 | |
| 2 | 25.09.2012 | 350-700 | СК: N11M0.5A; N0.5M2.0A; A2 M 0.5 N. | 1:500 | 347.8-700 | |
| | | | БК | 1:500 | 347.8-700 | |
| | | | ПС | 1:500 | 347.8-700 | |
| | | | КВ | 1:500 | 347.8-700 | |
| | | | ГК | 1:500 | 200-700 | |
| | | | Инклинометрия | непрерывный | 350-700 | |
| 3 | 13.10.2012 | 700-1200 | СК: N05A2M; N11M0.5A N0.5M2.0A | 1:200/1:500 | 347.8-1202.6м | |
| | | | МКЗ(А0.05м; А0.025М) | 1:200/1:500 | 347.8-1202.6м | |
| | | | МБК | 1:200/1:500 | 347.8-1202.6м | |
| | | | БК | 1:200/1:500 | 347.8-1202.6м | |
| | | | ИК (а+р) | 1:200/1:500 | 347.8-1202.6м | |
| | | | КВ | 1:200/1:500 | 347.8-1202.6м | |
| | | | АК | 1:200/1:500 | 347.8-1202.6м | |
| | | | ГК-НГК | 1:200/1:500 | 347.8-1202.6м | |
| | | | ГГК-п | 1:200/1:500 | 347.8-1202.6м | |
| Инклинометрия | непрерывный | 350-1200 | | | | |
| 4. | 03.1.2012 | 1200-1310 | СК: N05A2M; N11M0.5A; N0.5M2.0A | 1:200/1:500 | 1100-1310м | |
| | | | МКЗ(А0.05м; А0.025М) | 1:200/1:500 | 1100-1299м | |
| | | | БК | 1:200/1:500 | 1100-1314м | |

| | | | | | | |
|---------------|--------------|------------|-------------------------|-------------|--------------|--|
| | | | ИК (многозондовый) | 1:200/1:500 | 1100-1312м | |
| | | | КВ | 1:200/1:500 | 1100-1304м | |
| | | | АК | 1:200/1:500 | 1100-1294.7м | |
| | | | Термометрия | 1:200/1:500 | 1100-1306м | |
| | | | ГК-НГК | 1:200/1:500 | 1100-1303м | |
| | | | ННКт | 1:200/1:500 | 1100-1314м | |
| | | | ГГК-п | 1:200/1:500 | 1100-1302м | |
| | | | Инклинометрия | непрерывный | 1100-1300 | |
| ДЗ-1 | | | | | | |
| 5 | 27.12.2012г | 0-205 | БКЗ (5зондов) | 1:200/1:500 | 45.4-200.0м | |
| | | | МКЗ(А0.05м; А0.025М) | 1:200/1:500 | 45.4-203.0м | |
| | | | БК | 1:200/1:500 | 45.4-200.0м | |
| | | | ИК (а+р) | 1:200/1:500 | 45.4-200.0м | |
| | | | КВ | 1:200/1:500 | 45.4-205.0м | |
| | | | АК | 1:200/1:500 | 45.4-200.0м | |
| | | | ГК-НГК | 1:200/1:500 | 0-204.0м | |
| | | | ГГК-п | 1:200/1:500 | 45.4-200.0м | |
| | | | ПС | 1:200/1:500 | 45.4-200.0м | |
| | | | Термометрия | 1:200/1:500 | 45.4-200.0м | |
| Инклинометрия | непрерывный | 40-200 | | | | |
| КЖ-4 | | | | | | |
| 6 | 09.07.2011г | 0-352 | КС (NO.5M2A) | 1:200/1:500 | 54.8-350.0 | |
| | | | Зонлы БКЗ | 1:200/1:500 | 54.8-352.0 | |
| | | | БК | 1:200/1:500 | 54.8-352.0 | |
| | | | КВ | 1:200/1:500 | 54.8-352.0 | |
| | | | ИКа | 1:200/1:500 | 54.8-350.0 | |
| | | | ИКр | 1:200/1:500 | 54.8-352.0 | |
| | | | ПС | 1:200/1:500 | 54.8-350.0 | |
| | | | ГК | 1:200/1:500 | 0-352.0 | |
| | | | НГК | 1:200/1:500 | 0-352.0 | |
| | | | АК(Т, Т1, Т2) | 1:200/1:500 | 54.8-352.0 | |
| | | | ГГК-П | 1:200/1:500 | 54.8-350.0 | |
| | | | ТМ | 1:200/1:500 | 54.8-352.0 | |
| | | | Инклинометрия | непрерывный | 55-355.0 | |
| КЖ-3 | | | | | | |
| 7 | 30.08.2011г. | 0-352 | КС (NO.5M2A) | 1:200/1:500 | 54.0-350.0 | |
| | | | Зонды БКЗ | 1:200/1:500 | 54.0-352.0 | |
| | | | БК | 1:200/1:500 | 54.0-352.0 | |
| | | | КВ | 1:200/1:500 | 54.0-352.0 | |
| | | | ИКа | 1:200/1:500 | 54.0-352.0 | |
| | | | ИКр | 1:200/1:500 | 54.0-352.0 | |
| | | | ПС | 1:200/1:500 | 54.0-352.0 | |
| | | | ГК | 1:200/1:500 | 0-352.0 | |
| | | | НГК | 1:200/1:500 | 0-352.0 | |
| | | | АК (ΔТ, Т1, Т2) | 1:200/1:500 | 54.0-352.0 | |
| | | | ГГК-П | 1:200/1:500 | 54.0-352.0 | |
| | | | ТМ | 1:200/1:500 | 0-352.0 | |
| Инклинометрия | непрерывный | 55.0-355.0 | | | | |

3. 4 Лабораторные исследования

Во вскрытом разрезе скважин месторождения Дараймола Восточное 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 покрывками 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 δ зерен от Кп (рис.3.4.1). Как видно из рисунка, скелетное значение песчаников равно $2,69\text{г/см}^3$.

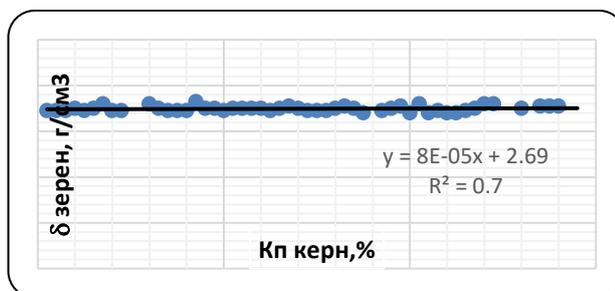


Рис. 3.4.1 - Сопоставление плотности зерен от пористости

На рисунке 3.4.2 представлен график сопоставления проницаемости от пористости.

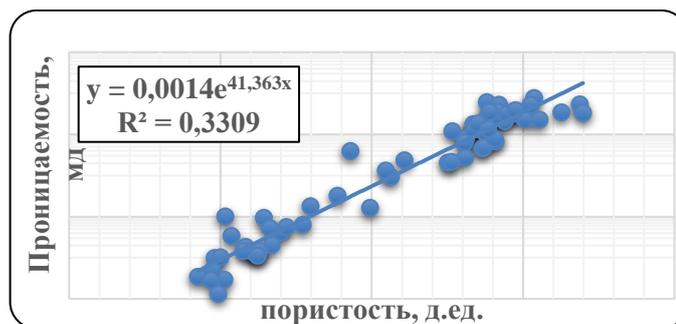


Рис. 3.4.2 - Соотношение проницаемости от пористости

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 3.4.1).

Таблица 3.4.1 - 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).

Результаты лабораторных исследований

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

На месторождении Дараймола Западная керн отобран из 15 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 апрокомсимации $R^2=0,0122$ (рис. 3.4.3);

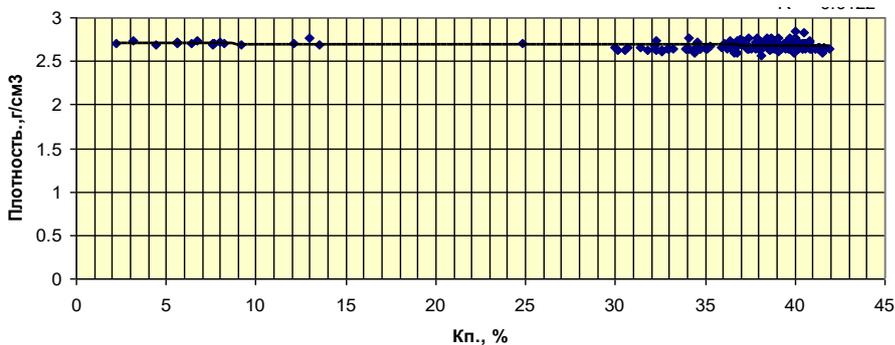


Рис. 3.4.3 - Сопоставление пористости от минералогической плотности

- 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. 3.4.4).

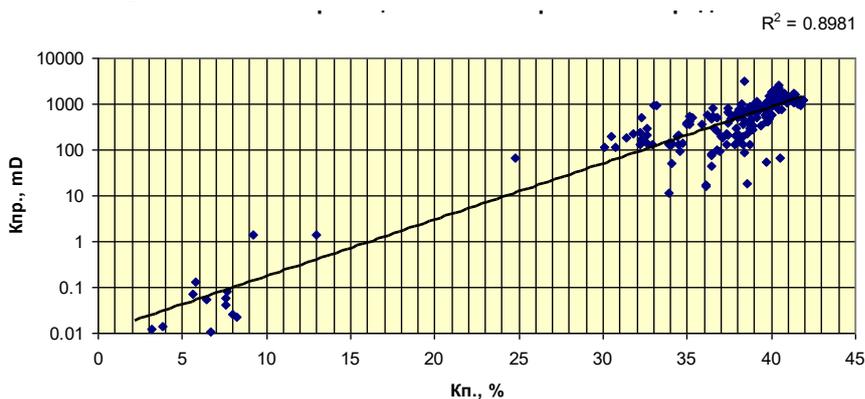


Рис.3.4.4 - Зависимость коэффициента пористости от коэффициента проницаемости

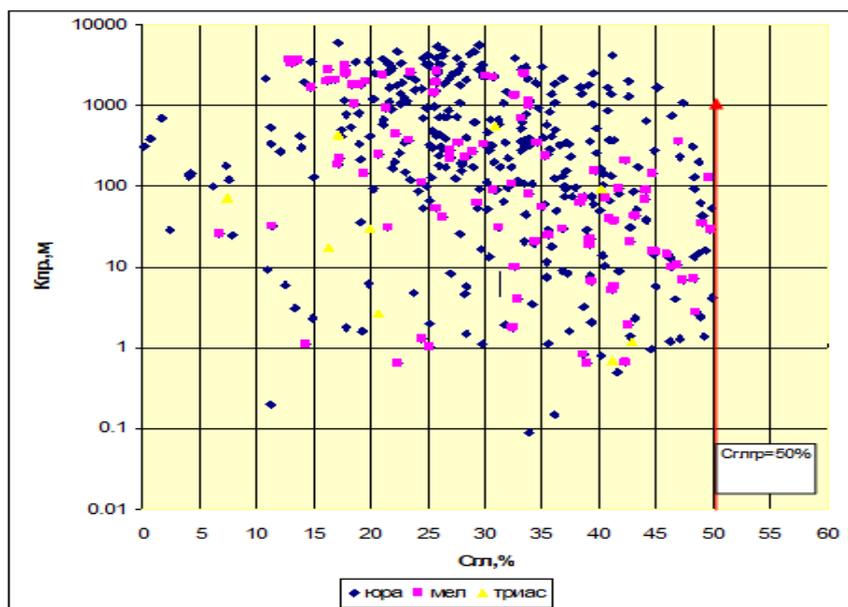


Рисунок 3.4.5 - Сопоставление Кпр-Сгл по керну для меловых, юрских, триасовых отложений

С целью определения нижнего предела глинистости коллекторов были построены графики зависимости проницаемости от глинистости. Как видно из рисунка 5.4 нижний предел глинистости для меловых, юрских, триасовых отложений равен 50%.

Для выбора представительных образцов керн в меловых и юрских горизонтах исходными данными служили нижние пределы пористости и проницаемости, величина карбонатности пород и содержание глинистой фракции.

На месторождении всего проанализировано 980 образцов. Из меловых горизонтов отобрано 245 анализов, юрских - 602, пермтриасовых -32. Вне продуктивной части проанализирован 101 образец.

Характеристика литологических свойств коллекторов

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

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 керн не являются чистыми, в разной степени песчанистые и алевролитистые, часто с тончайшими прослоями песка.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении надсолевого мегакомплекса участка Атырау принимают участие отложения от кунгурского яруса нижней перми до современных осадков четвертичной системы включительно. Изучены они в результате проведенного геокартирования, структурно-поискового и глубокого бурения.

Настоящее описание дано по скважинам, пробуренных на контрактной территории (таблица 4.1).

Кунгурский ярус (Р_{1к}). Наиболее древними отложениями из вскрытых скважинами являются кунгурские (нижняя пермь). 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, Жынгылды Зап.) - 1500 м (Б-1, Бекшибай).

Триасовая система (Т) представлена породами нижнего, среднего и верхнего отделов. В литологическом отношении они представлены глинами с прослоями известняков, песчаниками и аргиллитами. 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).

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, Женгельды 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 м (скв. Кж-3) до 150 м (ДВ-1, Дараймола Западное крыло).

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

В нижнем отделе выделяются породы неокома. Толщина их изменяется от 66 м (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 м (R-1) – 175 м (Ж-Б-1).

Палеогеновая система представлена палеоценовыми и эоценовыми отложениями, сложенными глинами и мергелями. Толщина палеогеновых отложений колеблется по площади в пределах 80-250 м, а по данным сейсморазведки и аномально активных мульдах может достигать 1000 м и более.

Отложения **неогена** совместно с породами четвертичного возраста трансгрессивно сплошным чехлом перекрывают более древние отложения мезозоя по всей площади. Литологически эти отложения представлены глинами, мергелями, песчаниками, суглинками и супесями. Вскрытая толщина их колеблется от 30 до 60 м.

Таблица 4.1–Стратиграфический разрез, вскрытый скважинами, пробуренными участке «Атырау» ТОО «БТ-мұнай»

| Объект | № скв. | N+Q | K ₂ | K _{1a1} | K _{1a} | K _{1n} | J ₃ | J ₂ | J ₁ | T ₃ | T ₂ | T ₁ | P _{ik} |
|------------------------------|--------|-----|----------------|------------------|-----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|-----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| Егиз | Е-1 | 50 | 128 | 218 | 270 | 394 | - | 740 | 840 | - | - | 912 | 939 (забой) |
| Бекшибай | Б-1 | 52 | 124 | 244 | 304 | 850 | 956 | 1304 | | - | - | 1500 | 1560 (забой) |
| Жира-Бериш | Ж-Б-1 | 45 | 220 | 518 | 576 | 608 | | 952 | 1024 | - | - | 1095 | 1140 (забой) |
| Жынғылды Западный | Р-1 | 40 | 118 | 150 | 212 | 278 | | 580 | 634 | - | - | 772 | 835 (забой) |
| | Р-3 | 38 | 100 | 130 | 180 | 258 | | 548 | 634 | - | - | 802 | 815 (забой) |
| Кажигали | Кж-1 | 50 | 120 | 150 | 200 | 268 | 368 | 708 | 782 | - | - | 850 | 920 (забой) |
| | Кж-3 | 60 | 160 | 320 | 4400 | 620 | 682 | 1051 | 1151 | 1301 | | | 1380 (забой) |
| | Кж-4 | 30 | 170 | 332 | 402 | 602 | 738 | 1060 | 1160 | 1301 | | | 1352 (забой) |
| | Кж-14 | 40 | 122 | 272 | 322 | 422 | | 790 | 848 | | | 920 | 1055 (забой) |
| | Кж-5 | 50 | 105 | 265 | 352 | 632 | 732 | 1030 | 1130 | | | 1262 | 1433 (забой) |
| Дараймола Восточное крыло | ДВ-1 | 45 | 180 | 420 | 550 | 710 | 860 | 1080 | 1090 | | | 1202,6 (забой) | |
| | ДВ-2 | 43? | 165 | 416 | 528 | 702 | 823 | 1128 | 1152 | 1040 | 1126 | | 1154 (забой) |
| | ДВ-4 | 40? | 97,5 | 260 | 394 | 532 | 622 | 932 | 964 | 1058 | 1220 | - | 1228 (забой) |
| | ДВ-3 | 34? | 127,5 | - | 455 | 602 | 704 | 1007 | 1045 | - | 1263 | - | 1284(забой) |
| Дараймола Западное крыло | ДЗ-1 | 44 | 136 | - | 470 | 617 | 723 | 987,5 | 1038 | | | | |
| | ДЗ-2 | 46 | - | - | - | - | - | 151 | 210 | - | - | 350 | 365* |
| | ДЗ-3 | 46 | - | - | - | - | - | 193 | 200* | - | - | - | - |
| | ДЗ-4 | 44 | - | - | - | - | - | 152 | 210 | - | - | 344 | 361* |
| | ДЗ-5 | 40 | - | - | - | 144 | 162 | 223 | 234* | - | - | - | - |
| | ДЗ-6 | 45 | - | - | - | - | - | 164 | 203* | - | - | - | - |
| | ДЗ-7 | 48 | - | - | - | - | - | 164 | 204* | - | - | - | - |

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 [6].

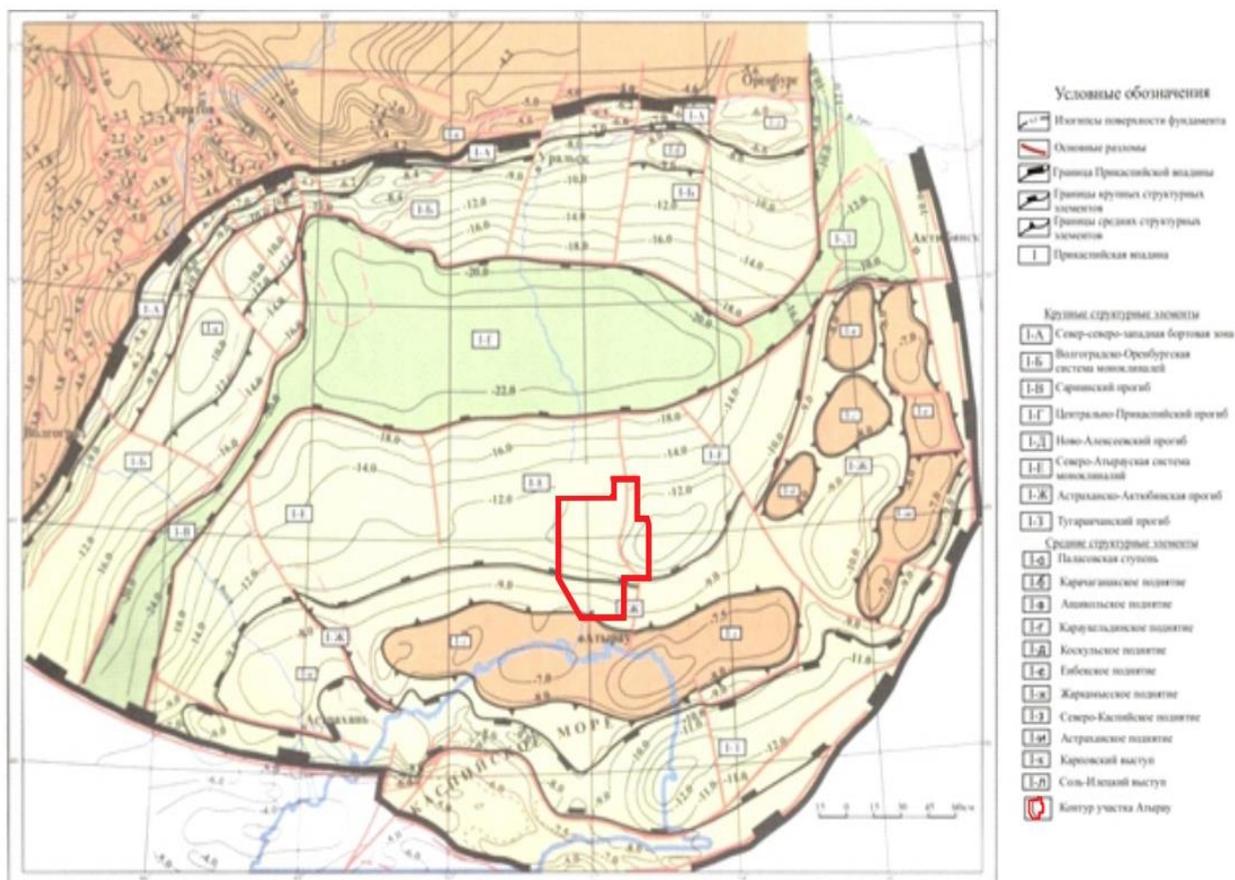


Рис. 4.2.1-Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской НПП [6]

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, размытые 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.

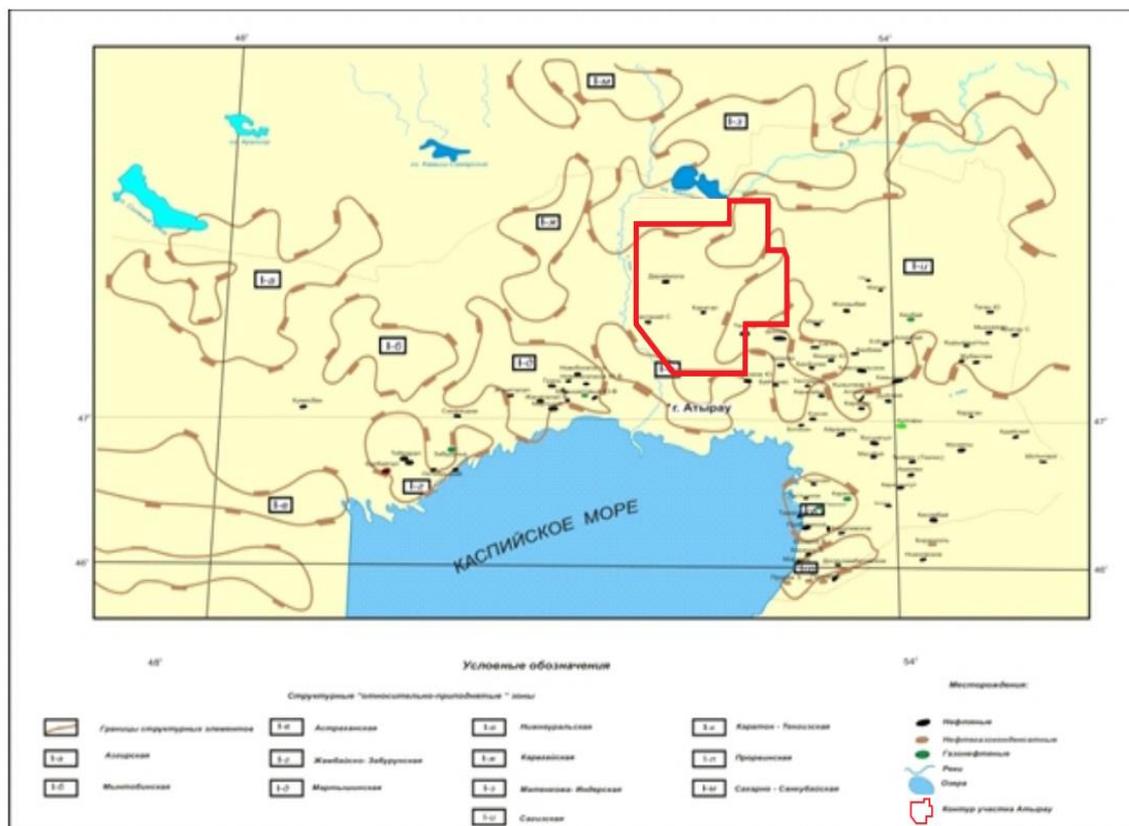


Рис. 4.2.2 - Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса

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 пермтриасу 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 [8].

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 Западное, Дараймола Восточное, 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 [18-23].

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 крутого 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 Восточное относится к этому типу ловушек.

В сейсмическом отчете ТОО «RES» [20] 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.

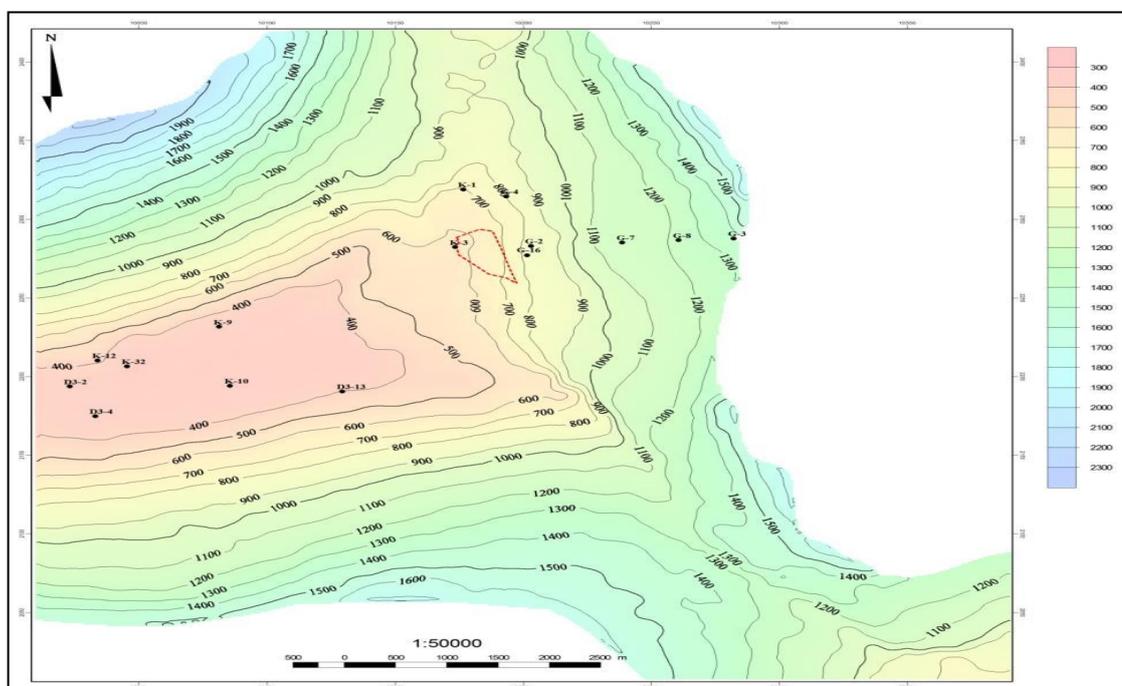


Рис. 4.2.3 - Структурная карта по отражающему горизонту VI (из отчета ТОО «RES», 2017 г.) [20]

В конце 2020 - начале 2021 годов специалистами ТОО «Geophysical Support Services» выполнена интегрированная интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д по площади Дараймола для изучения строения ловушек углеводородов и связанных с ними залежей в надсолевом комплексе отложений [22]. 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^I), а также установление зоны тектонического контакта этих разновозрастных горизонтов (Граф. прил.3 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.

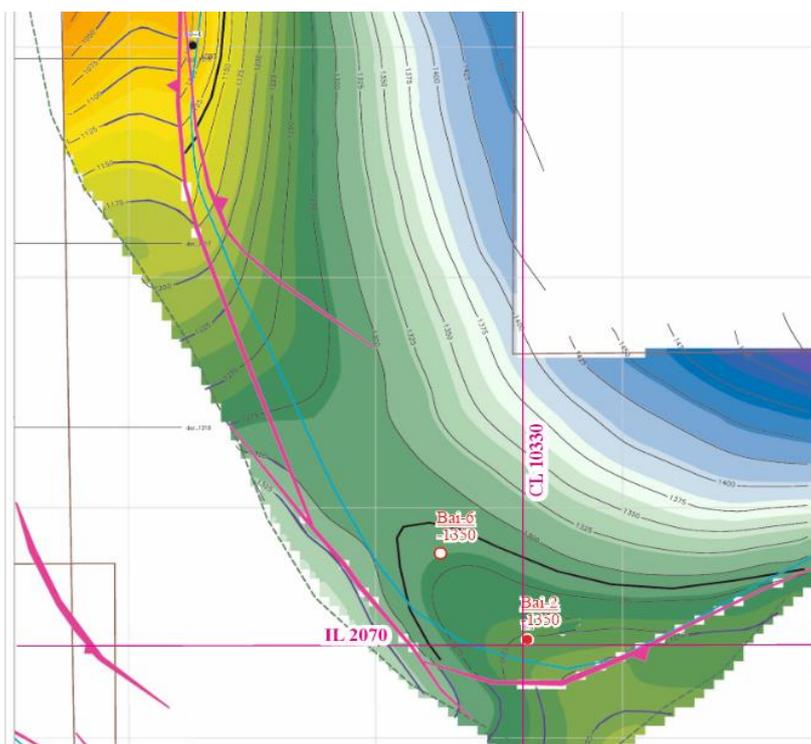


Рис. 4.2.4 - Межкупольная зона Дараймола Восточная-Байменке. Структурная карта по условной кровле разновозрастных триасовых горизонтов T_1 и T_1^I

Площадь Байменке-Байменке Южный изучена сейсморазведочными работами, выполненными в 80-90 годы прошлого столетия [25].

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 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.

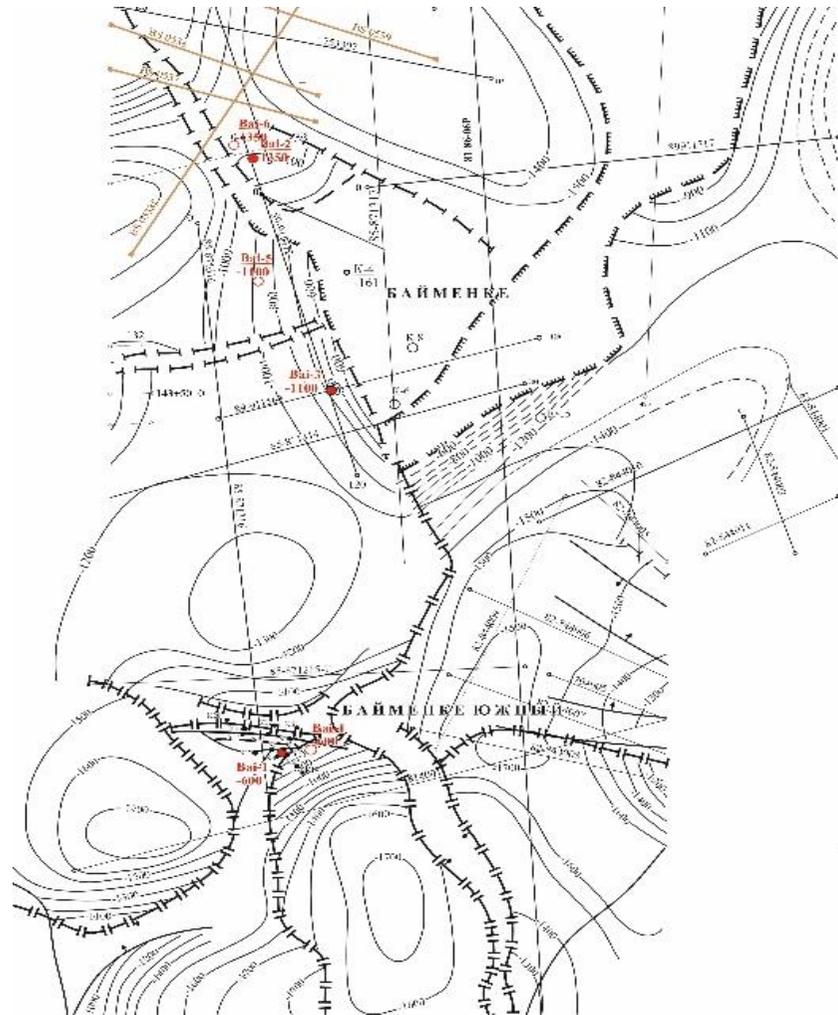


Рис.4.2.5 - Структура Байменке-Байменке Южный.
Структурная карта по V ОГ [25]

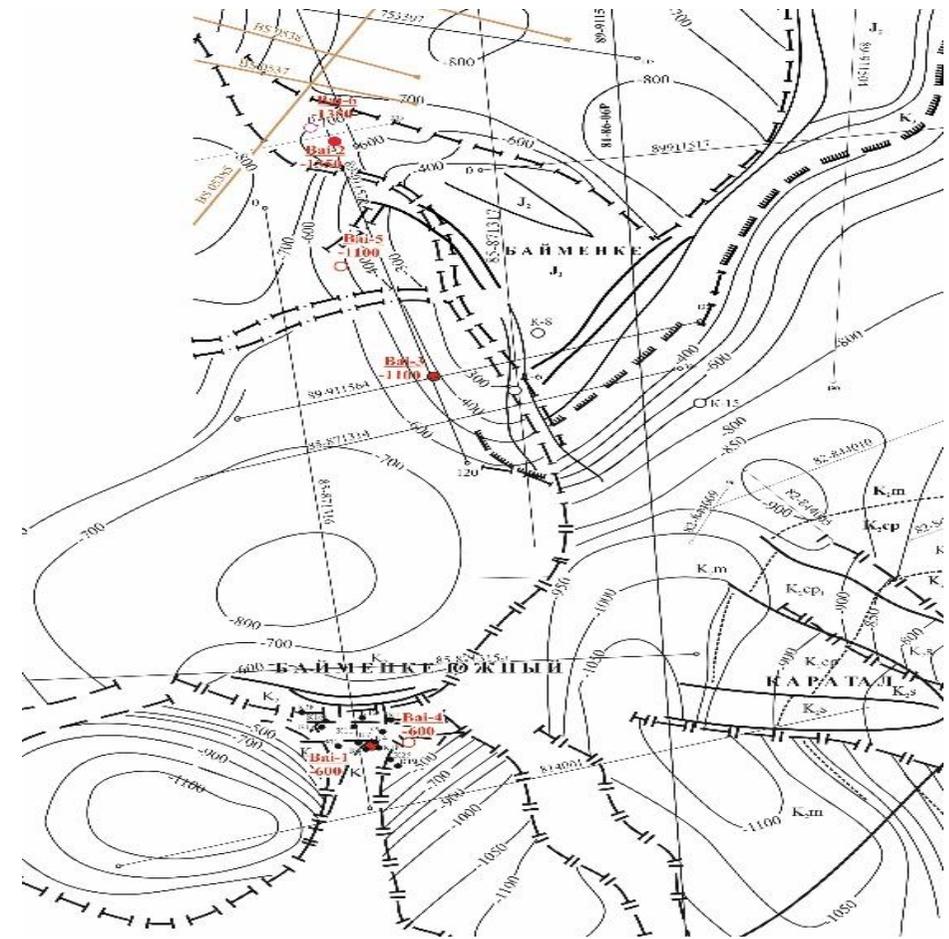


Рис.4.2.6 - Структура Байменке-Байменке Южный.
Структурная карта по III ОГ [25]

Структура Жынгылды Юго-Западный выявлен впервые Панкратовым В.Ф. и др. при переинтерпретации материалов съемки ЗД в южной периклинальной части купола Жынгылды [23].

При переинтерпретации сейсмических данных ЗД Уваковым К.А. в 2024 построены структурные карты по VI, T₂, V и III отражающим горизонтам.

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. В скважины ЖЮЗ-1 соленосные отложения ожидаются на глубине -1400 м (Рис.4.2.7).

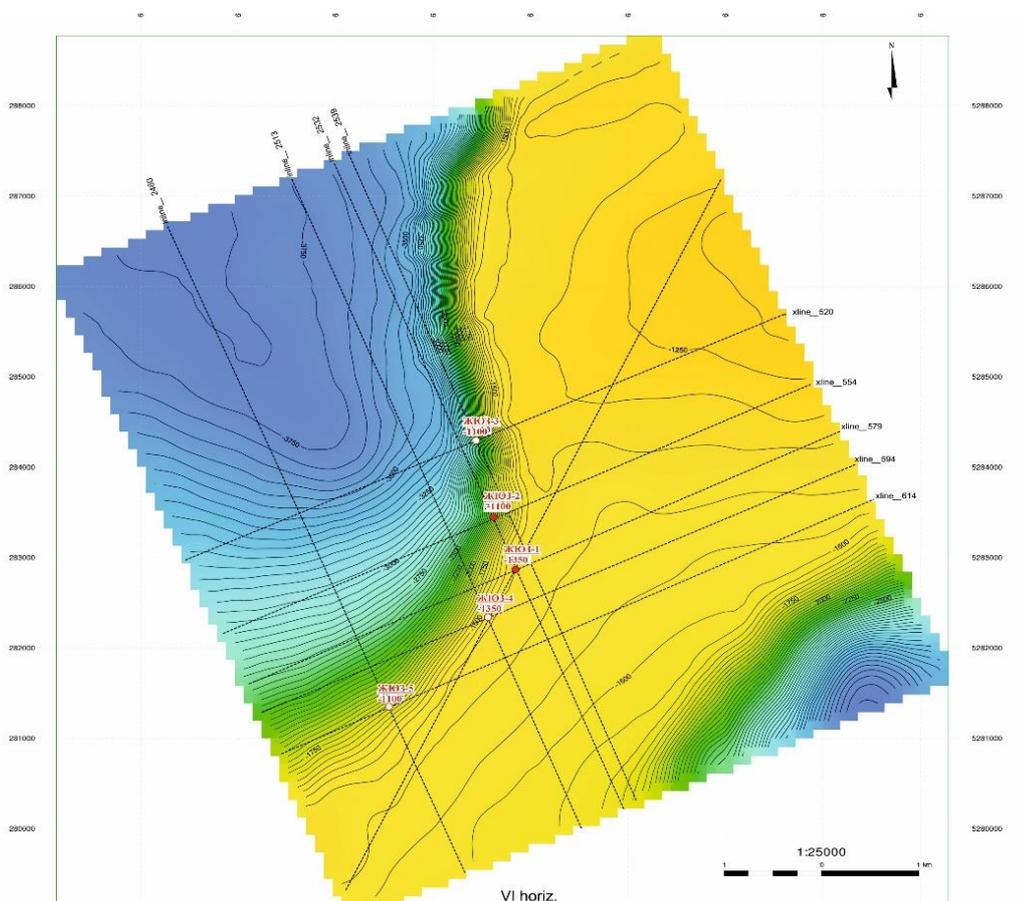


Рис.4.2.7 - Структура Жынгылды Юго-Западный. Структурная карта по VI ОГ

По внутрисословому горизонту T₂ по изогипсе 1220 структура представляет собой полуантиклиналь, экранированную с севера-запада тектоническим нарушением. В плане выделяются две вершины – северо-восточная и юго-западная. Северо-восточная вершина ограничивается изогипсой -1210 м, амплитуда её – 5 м. Юго-западная вершина ограничивается изогипсой 1210 м, малоамплитудная. Связанные с ними ловушки, вероятно, структурно-седиментационного типа (Рис.4.2.8).

По V отражающему горизонту по изогипсе -1160 м структура 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.

По ОГIII структура Жынгылды Юго-западный не выделяется, горизонт плавно погружается на северо-запад и более круто – на юго-восток.

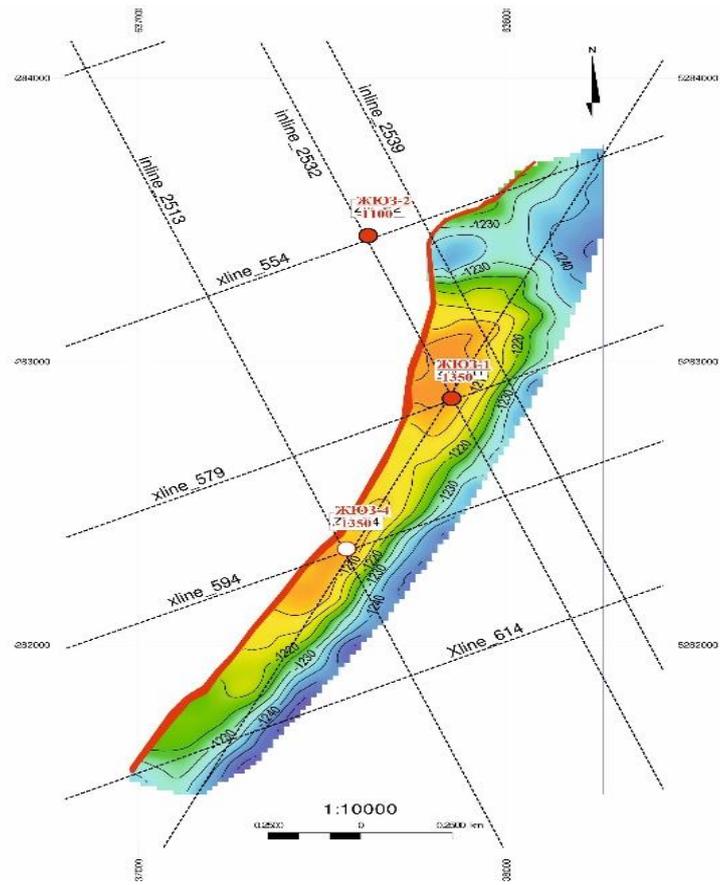


Рис.4.2.8 - Структура Жынгылды Ю-В. Структурная карта по T₂ ОГ

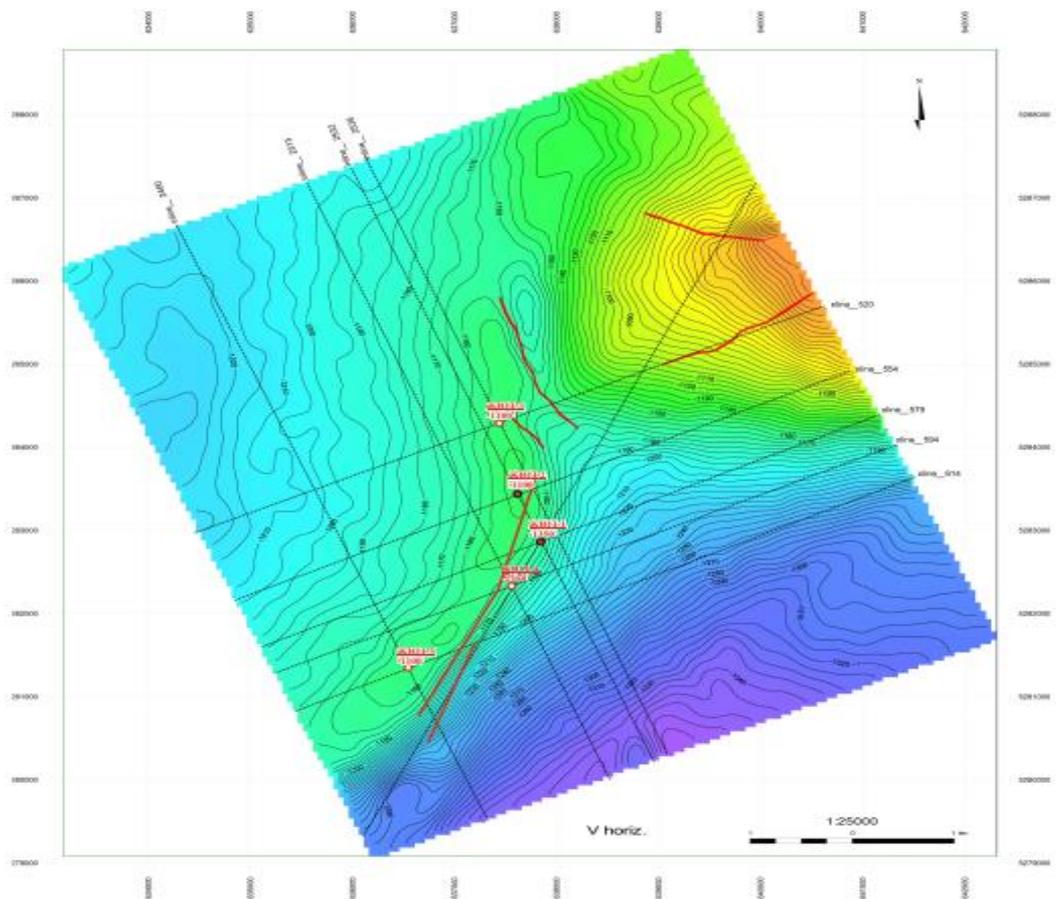


Рис.4.2.9 – Структура Жынгылды Юго-Западный. Структурная карта по V ОГ

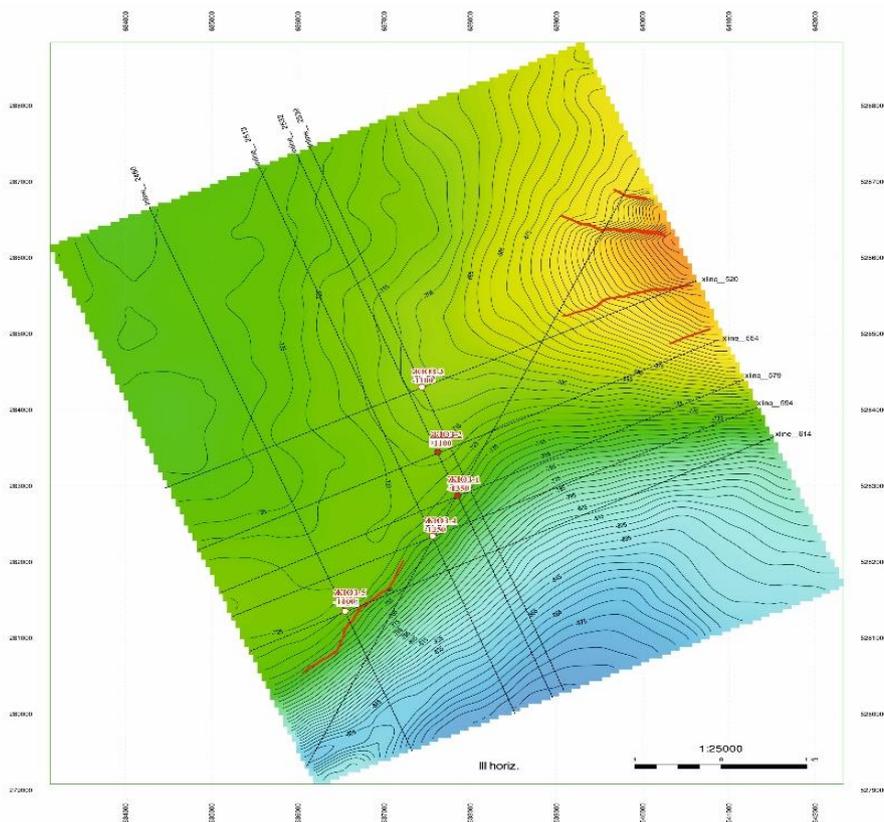


Рис.4.2.10 - Структура Жынгылды Юго-Западный. Структурная карта по III ОГ

Структура Бекшибай. Соляная структура Бекшибай по VI отражающему горизонту представляет собой валовобразное поднятие, сводовая часть которого находится на отметке -300 м. На контрактной территории Недропользователя расположена только северо-западная часть соляного массива, где поверхность соленосных отложений моноклинально погружается на северо-запад от минус 300 до -1000 м и глубже (Рис.4.2.11).

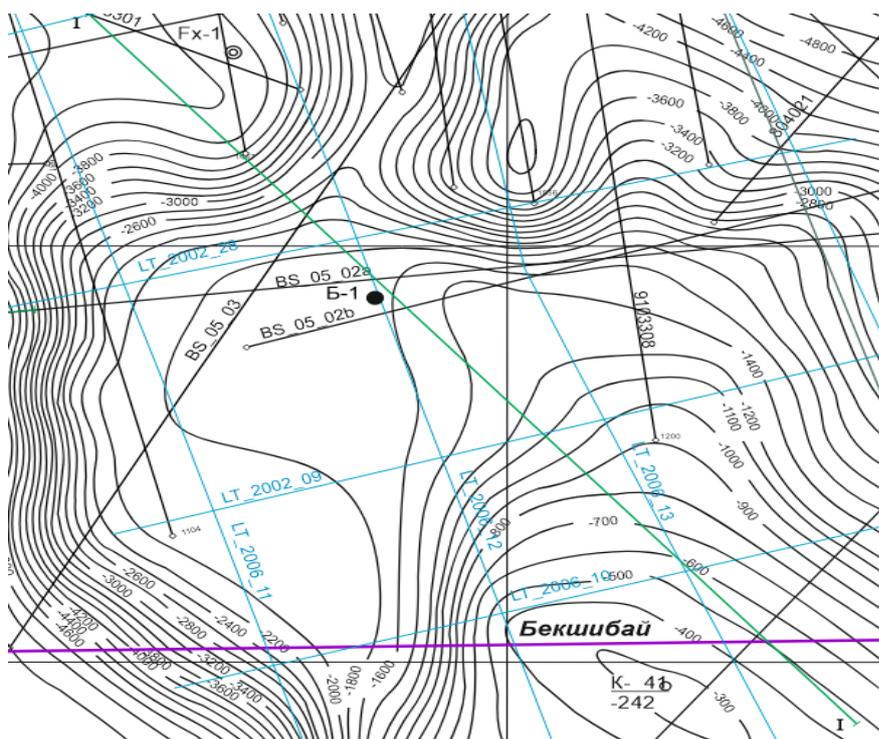


Рис.4.2.11 - Структура Бекшибай. Фрагмент структурной карты по VI ОГ

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.4.2.12, Граф. прил. 7).

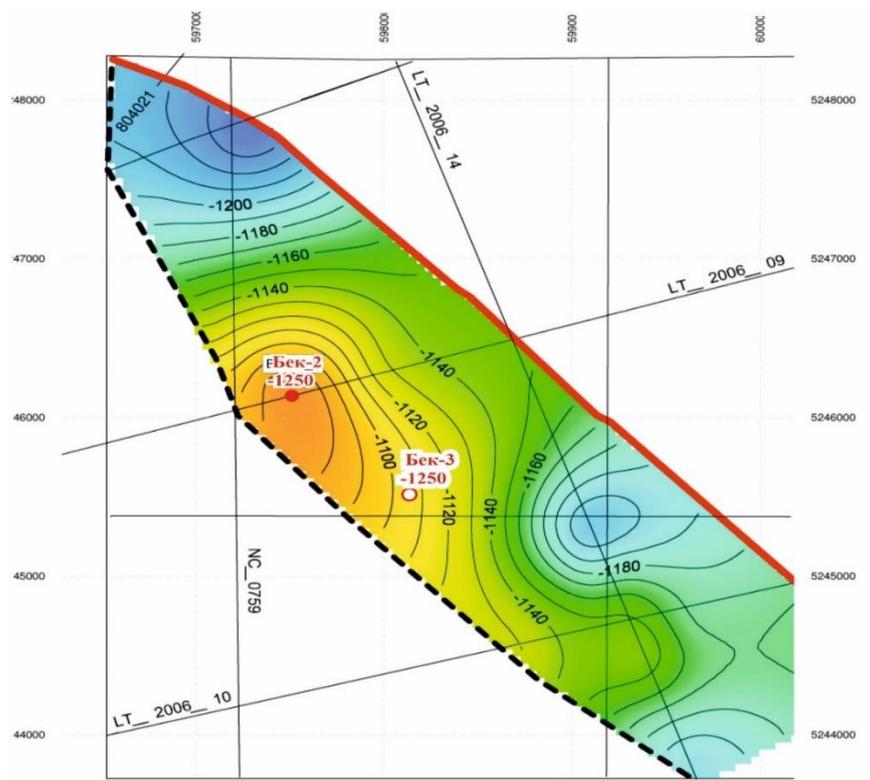


Рис.4.2.12 – Структура Бекшибай. Структурная карта по среднетриасовому горизонту (T_2)

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.4.2.13).

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 [16].

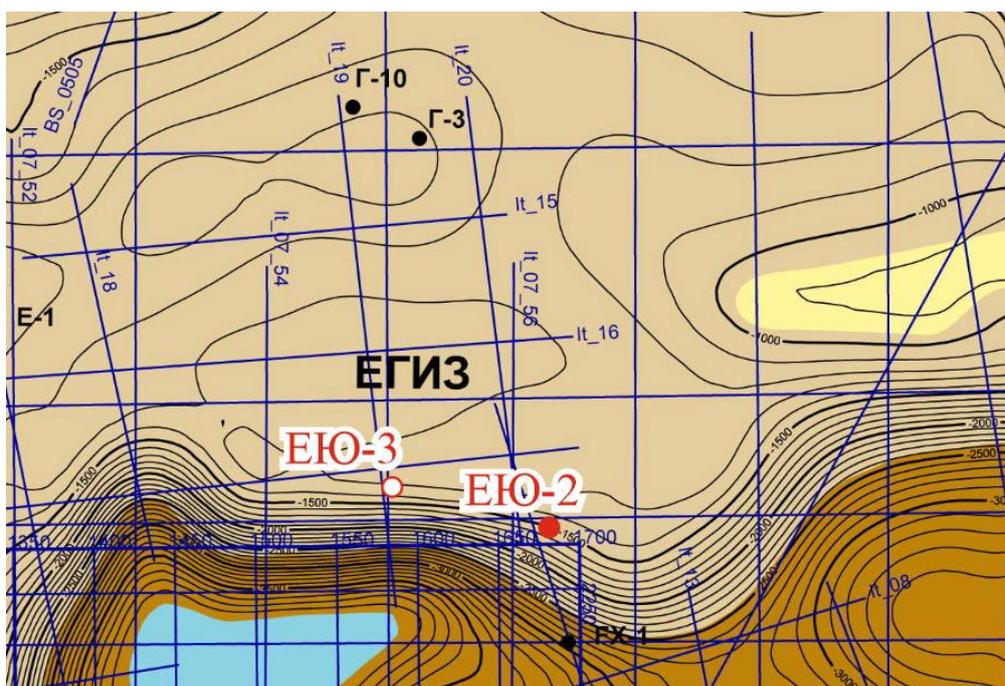


Рис. 4.2.13 - Структура Егиз Южный. Фрагмент структурной карты по VI ОГ

В надсолевой толще отложений участка 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 [23].

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) [23]. По сейсмическим данным 3Д в триасовой толще прослежен ОГ T_2^I . Согласно структурным построениям, по этому горизонту выделяются ловушки, экранированные с юга тектоническим нарушением.

Южнее этого разлома ОГ T_2^I 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. 4.2.14).

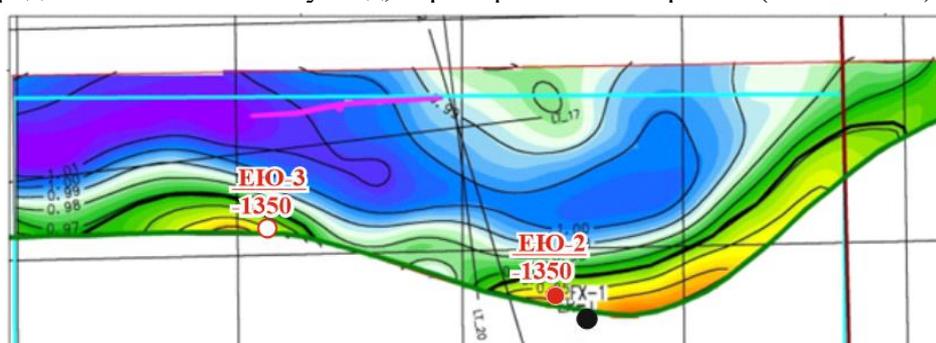


Рис.4.2.14 - Структура Егиз Южный. Карта изохрон по условному отражающему горизонту T_2^I (внутри триасовый в условиях купола)

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 ФХ-1, находится на отметке минус 1150 м. Выделенная на северном блоке по ОГ Т₂^I 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.4.2.15).

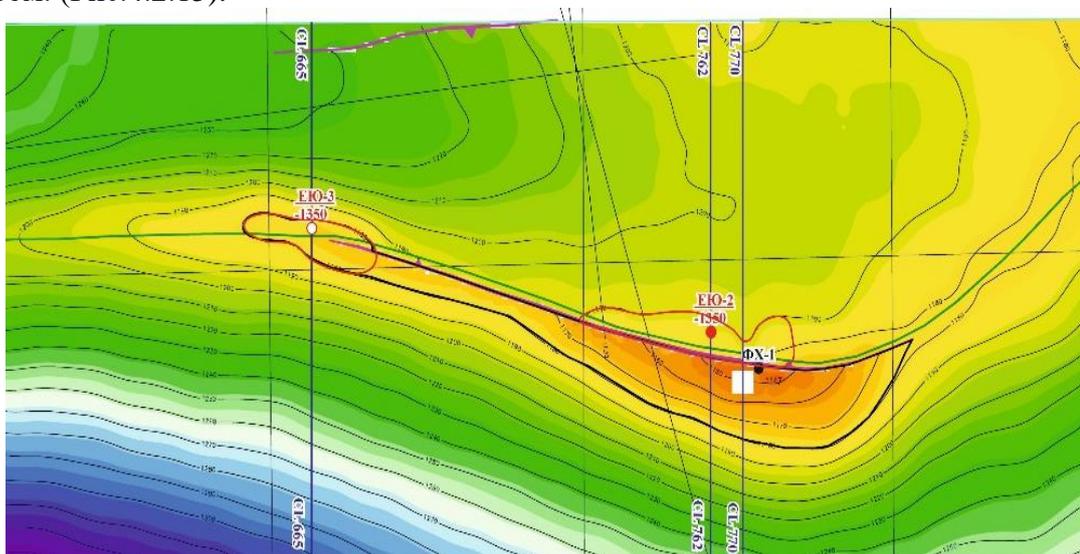


Рис.4.2.15 - Структура Егиз Южный. Структурная карта по ОГ V

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.4.2.16).

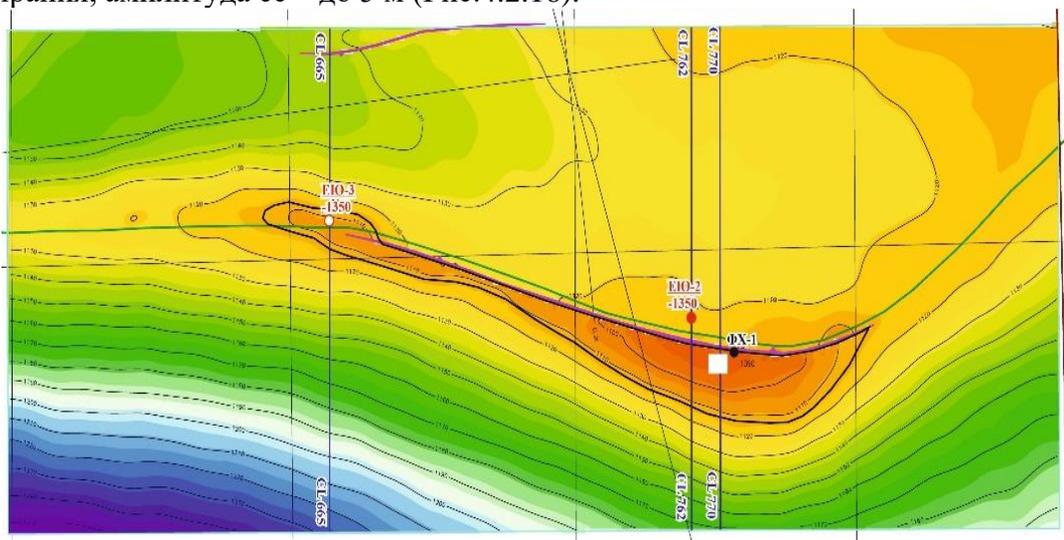


Рис.4.2.16 - Структура Егиз Южный. Структурная карта по ОГ IV (подшова среднеюрских отложений)

По ОГ IIIб 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 17).

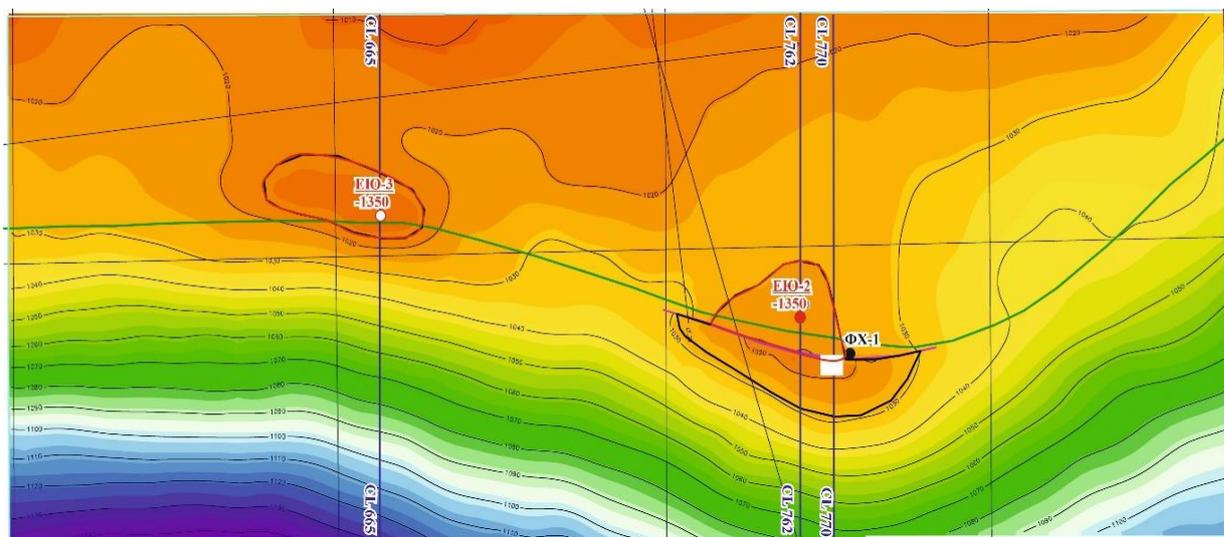


Рис.4.2.17 - Структура Егиз Южный. Структурная карта по ОГ Шб (внутриюрский)

4.3. Нефтегазоносность

На схеме нефтегазоперспективного районирования надсолевого комплекса Контрактная территория ТОО «БТ-Мұнай» расположена в Сагизском нефтегазоносном районе, который является одним из нефтедобывающих районов Прикаспия [2, 7].

В пределах участка Атырау признаки нефти в виде пропитанности, примазков, запаха углеводородов отмечены в керновом материале структурно-поисковых и поисково-разведочных скважин по всему разрезу надсолевого комплекса.

За период поисково-разведочных работ на огромной территории участка Атырау были открыты небольшие по запасам месторождения нефти: Бакланий Северный, Дараймола, Каратал, Жынғылды. Продуктивность этих месторождений связана с нижнемеловыми, юрскими и триасовыми отложениями.

Ниже приводятся сведения о нефтеносности вышеупомянутых месторождений.

Нефтяное месторождение Бакланий Северный расположено в 60 км к северу от г. Атырау.

Нефтеносность связана с нижнемеловыми отложениями, где установлены два продуктивных горизонта: верхнеальбский и аптский.

Глубина залегания горизонтов в своде – 294-513 м. Залежи пластовые, тектонически-экранированные. Горизонты сложены терригенными отложениями, коллектора поровые. Толщины горизонтов достигают 6-8 м, нефтенасыщенная толщина 2-4,1 м, открытая пористость коллектора 29-32%, коэффициент нефтенасыщенности 0,53-0,8. Пластовое давление изменяется от 4,37 до 2,84 МПа, пластовая температура колеблется от 18 до 19,2°C. Дебит нефти составляет порядка 20-35 м³/сут. Плотность нефти равна 899-911 кг/м³.

Месторождение Дараймола расположено в 130 км севернее г. Атырау. В тектоническом отношении оно приурочено к трехкрылому соляному куполу. Нефтеносность связана с погруженным восточным крылом, где продуктивными являются средне- и нижнеюрские отложения. Горизонты залегают на глубине порядка 500 м. Залежи пластовые, сводовые, тектонически- и стратиграфически экранированные (горизонты частично экранируются поверхностью соли). Продуктивный среднеюрский горизонт залегают на глубинах 461-480 м, нижнеюрский – 486-524 м. Эффективная средняя толщина горизонтов составляет, соответственно, 13 и 32 м, нефтенасыщенная – 7,3-10,9 м. Коллектора терригенные, поровые, с открытой пористостью 18,2-19%, представлены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. Нефтенасыщенность 54-80%. Пластовое давление составляет 5,3-5,6 МПа, температура 35°C.

Дебит нефти по среднеюрскому горизонту $7 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 3 мм штуцере. Плотность нефти $903 \text{ кг}/\text{м}^3$. Нефть сернистая (0,54%), парафинистая (2,97%), высокосмолистая. Содержание силикагелевых смол и асфальтенов достигает 56%.

Дебит нефти по нижнеюрскому горизонту составляет $17,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 5 мм штуцере. Нефть тяжелая, плотностью $889 \text{ кг}/\text{м}^3$, содержание серы и парафина аналогично залежи средней юры. Содержание смол и асфальтенов – 37%.

В скважине ДЗ-9 В интервалах 146,5-150,2 и 94,3-98м, получен приток пластовой воды $6,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $81 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В скважине ДЗ-8 В интервалах 185,5-195м и 180-195м, получен среднесуточный дебит нефти $4,6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В скважине ДВ-9 В интервале 680,5-685 м, получен приток воды дебитом – $2,2 \text{ м}^3/\text{сут}$. В интервалах 623-626, 498-506м, получен приток жидкости Обв. дебитом – 63,6%, средний дебит $Q_{ж}-6,5 \text{ м}^3/\text{сут}$., $Q_{н}-2,0 \text{ т}/\text{сут}$.

В скважине ДВ-21 В интервалах 1040-1045м, 1096-1115, 1118-1123,5м получен приток пластовой воды $Q_{ж}-4,7 \text{ м}^3/\text{сут}$. В интервалах 1063-1066, 1079-1082м, получен приток нефти со среднесуточным дебитом по жидкости $13,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ и обводненностью 61,3%, $Q_{ж}-1,3 \text{ м}^3$, Обв. 35%, $Q_{газа}-21,4 \text{ м}^3$. Испытания в интервале 1096-1100м, получен приток пластовой нефти $Q_{н}-15,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, Обв. 0%.

В скважине ДВ-22 В интервале 1104,38-1115,88м вытеснено объем жидкости $587,8 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Месторождение Каратал приурочено к четырехкрылой солянокупольной структуре. Нефтеносными являются северо-западное и южное крылья. Залежи на обоих крыльях пластовые, сводовые, тектонически-экранированные.

Северо-западное крыло системой тектонических нарушений разбито на несколько самостоятельных блоков. Нефтеносность этих блоков связана с апт-неокомским горизонтом. Глубина залегания горизонта- 360-443 м. Нефтенасыщенная толщина равна 2,6-3,0 м, открытая пористость коллекторов 21,5%, нефтенасыщенность достигает 81%. Начальный дебит нефти - $0,54 \text{ м}^3/\text{сут}$. Нефть по составу малосернистая (0,4%), малопарафинистая (0,65%), высокосмолистая (34%). Пластовое давление - 3,65 МПа.

На южном крыле, которое также разбито системой радиальных и продольных тектонических нарушений на отдельные блоки, нефтеносность связана с тремя среднеюрскими горизонтами. Дебит нефти – $5,2 \text{ т}/\text{сут}$ на 5 мм штуцере. Толщина горизонта равна 5 м.

Месторождение Жынгылды расположено к северу от месторождения Доссор на расстоянии 10 км.

В тектоническом отношении надсолевая структура связана со сводом скрытопрорванного соляного купола и узкими грабенами делится на три крыла: северное, северо-западное и юго-западное. Нефтеносность связана с юго-западным крылом. Крыло системой тектонических нарушений разделено на три поля: западное, центральное, восточное. В пределах центрального поля нефтеносными являются отложения апта, неокома, средней юры, на восточном поле нефтеносны отложения апта. Всего насчитываются 10 продуктивных горизонтов. Глубина залегания горизонтов - от 135 до 500 м.

Коллекторы представлены песчаниками с открытой пористостью 29-34%. Общая толщина продуктивных горизонтов апта меняется от 5 до 10 м, неокома – от 5,6 до 13 м, юрских – от 4,3 до 9,0 м. Эффективные толщины, соответственно, изменяются в пределах 4,0- 8,5 м; 3,8-5,2 м; 1,3-2,9 м. Нефтенасыщенность составляет 55-68%.

Дебиты нефти в аптских залежах достигали $0,5-3,0 \text{ м}^3/\text{сут}$, средней юры $0,4-12,0 \text{ м}^3/\text{сут}$. Нефти нижнемеловых отложений тяжелые, плотностью $875-881 \text{ кг}/\text{м}^3$, малосернистые, малопарафинистые (1,67-1,77%). Содержание силикагелевых смол- 10-14,5%.

В процессе картировочного бурения на площади Жандалысор в керновом материале ряда скважин были отмечены признаки нефтеносности в виде запаха нефтяного газа. В большинстве случаев эти признаки зафиксированы в отложениях неогенового возраста (плиоцена).

На площадях Абыл и Абыл Западный признаки нефтегазоносности в виде запаха нефти в отложениях средней юры и неогена встречены в скважинах №210,345,346,785.

На площади Зеленый в скважине Г-5 при забое 1097 м в триасовых отложениях отмечено нефтегазопоявление в виде пленок нефти в циркулирующем растворе. Нефть имеет следующие свойства: уд.вес при 20°C – 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 метано-нафтеновые 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 интервале 1078-1087 м и 1052-1072 м. При перфорации нижнего интервала 1078-1087 м был получен приток жидкости в объеме 0,5 м³ с удельным весом 1,0-0,85 г/см³. Откачка жидкости производилась путем свабирования. При перфорации верхнего объекта в интервале 1052-1072 м - приток жидкости в объеме 30 м³ с удельным весом 1,21 г/см³.

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

На северном крыле структуры Егиз признаки нефти в виде пропитанности пород баррема и альба отмечены в кернах скважин К-1, К-4, К-6. В разрезах глубоких скважин признаки нефти в виде пропитанности отмечены в керне, например, 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. Все они отобраны из разреза 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 Компанией ФИОК [16] на далекой периферии южного крыла структуры Егиз, из интервалов 1074-1079,5 м (J₂), 1390,8-1399 м, 1424,6-1427 м, 1433-1444,6 м (T₃+T₂) 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 Жи́ра-Бериш признаки нефти в виде пятен тяжелой смолистой нефти отмечены лишь в одной скважине - К-27 в известняках триасового возраста. Однако, на каротажной диаграмме объектов, соответствующих нефтяным горизонтам, не выделено.

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 удельного веса 0,9076 относится к сернистым, смолистым, парафиновым, содержащим средне индексные масла.

Судя по разрезу и каротажной диаграмме, зона водонефтепроявления приурочена, по-видимому, к зоне тектонического нарушения на глубине 151-160 м с сопротивлением 5,0-50,5 омм и по возрасту относится к отложениям верхней юры.

Отдельные признаки нефти по керну в виде пропитанности и запаха отмечены в разрезах скважин СП-3 и СП-4, стратиграфически приуроченных к отложениям средней юры.

По результатам промыслово-геофизических исследований продуктивные горизонты в разрезах пробуренных скважин не отмечены.

В скважине СП-4, где отмечались обильные признаки нефти по керну в отложениях средней юры, в процессе испытания интервала 370-375 м притока нефти или воды не было получено.

На структуре Теркобай-I в скважине СП-9 по керну признаки нефти отмечены в интервалах 290-300 м и 360-368 м. В интервале 290-300 м вскрыты песчаники тёмно-серые, весьма крепкие, трещиноватые с прослойками пирита и запахом нефти. В интервале 360-368 м вскрыты глины с прослойками алевритового песка серого, мелкозернистого, слабо пропитанного нефтью. Пески характеризуются нефтенасыщенностью до 36,01% от объёма пор.

В скважине СП-25 – в интервалах 510-515 и 515-520 м вскрыты мергели серые, плотные, трещиноватые, трещины заполнены лёгкой нефтью.

В скважине СП-26 в интервале 365-375 м вскрыты глины, с прослоями алевролитов, слабо пропитанные лёгкой нефтью, стратиграфически приуроченные к отложениям апт - неокома. Нефтенасыщенность глин - 9,78% при открытой пористости 25-26%, алевролитов, соответственно, 22,04% и 37,29%.

На каротажной диаграмме в интервале 364-368 м выделяется пласт с сопротивлением 5 ом.

По заключению промыслово-геофизических исследований, в разрезе скважины СП-9 были рекомендованы шесть объектов на приток нефти в следующих интервалах: 150-158 м, 294-297 м, 352-361 м, 372-376 м, 587-591 м, 596-600 м. Объекты стратиграфически приурочены к отложениям альба, апта, неокома, верхней юры. Согласно пробам, отработанным боковым грунтоносом, в вышеуказанных интервалах отмечены признаки нефти в виде пропитанности и запаха, содержащихся в песках. При испытании интервала 587-591 м, соответствующего отложениям келловея, получен приток нефти с дебитом 0,19 м³/сут при динамическом уровне 10м от устья. Статический уровень 10 м от устья.

В интервале 573-579 м приток флюидов не наблюдался. Пласт оказался «сухим». На остальных объектах получили воду с плёнкой нефти. Дебит воды колеблется в пределах 0,24 -1,7 м³/сутки.

Келловейский продуктивный горизонт вскрыт скважинами СП-9 и СП-25. С ним связаны перспективы нефтегазоносности структуры. Подошва горизонта отбивается по стратиграфической границе между келловейскими и батскими отложениями. Горизонт повсеместно перекрывается мергельно-глинистой пачкой оксфорда. Мощность горизонта в скважине СП-9 составляет 4 м, в скважине С-25 – 6 м. Суммарная эффективность мощности возрастает к своду структуры.

На структуре **Байменке Южный** пробурены картировочные скважины К-2, К-4, К-5, К-6, К-7.

Скважина К-2 признаки нефти отмечены в интервале 259-266 м песчаник серый пропитанный маслянистой нефтью. В интервалах 477-479, 481-483 м доломит серый с признаками маслянистой нефти.

Скважина К-4 признаки нефти отмечены в интервалах 66-70м, светло серый с запахом нефти, 70-75м песчаник серо-зеленый, пропитано легкой нефти Q-0,02, 75-85 м с признаками легкой нефти, 100-105 м глина серая, пропитано легкой нефти Q-0,05, 105-109м глина серая с запахом нефти, 178-184м доломит серый пропитано легкой нефтью Q-0,05, 184-189м песок с запахом легкой нефти, 204-209 м песчаник серый с запахом нефтяного газа, 225-231м глина серый бурый с запахом легкой нефти, 271-287м песок серо-зеленый с признаком лёгкой нефти, 284-292 м песчаник серо-зеленый пропитанной лёгкой нефтью Q-0,003.

Скважина К-5 признаки нефти отмечены в интервалах 459-468м, 468-472м глины с чередованием песчаников с редким запахом нефтяного газа, 472-481м песчаник серый пропитано жидкой нефтью Q-0,003м, 481-485, 485-482 глины светло-серые с прослойками светло серых песчаников разными запахами нефтяного газа.

Скважина К-6 Признаки нефти отмечены в кернях интервалах 882-892м песок светло-серый с пятнами нефти. Уплотненно глинистый Q-0,007м.

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 и 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 Жынгылды 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 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 0,81 г/см³. С 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.

Признаки нефти в виде запаха, примазок и различной пропитанности пород были отмечены в отложениях средней юры в разрезе структурно-поисковых скважинах, пробуренных в сводовой части структуры Дараймола. В скважинах №№ 6, 12, 13,32 кроме прямых признаков нефти отмечены и косвенные признаки в виде резкого запаха сероводорода в свежем изломе керна из отложений средней и верхней юры, неокома, апта, альба, верхнего мела и неогена

В разрезе структурно-поисковой скважины К-32 выявлены пласты-коллекторы в интервалах: 82-95 м, 119-123 м с удельными сопротивлениями порядка 1,0÷3,5 ом (J₂). По керну в интервале 84-100 м в среднеюрских отложениях отмечены мелкозернистые песчаники, пропитанные маслянистой нефтью.

В скважине ДЗ-1 на Дараймола Центральный свод (Западное крыло) в результате перфорации с интервалов 114-125 м; 105-112 м; 84-89 м; 67-80 м получены притоки нефти. Среднеюрские продуктивные пласты залегают на небольшой глубине. Залежь по типу - пластовая, тектонически экранированная сбросом. Нефть с глубины 105-125 м имеет плотность 0,885 г/см³, при 20°С кинематическая вязкость равна 58,84 мм²/с, смолистая (смола - 16,5%), малосернистая (серы - 0,47%), малопарафиновая (массовое содержание парафина- 0,69%), выход светлых фракций, выкипающих до 300°С не превышает 25%. Нефть из интервалов 84-89 м; 67-80 м отличается большей плотностью (0,9012 г/см³), вязкостью (при 20°С кинематическая вязкость равна 177 мм²/с).

Полученные данные свидетельствуют о перспективах нефтегазоносности структур, расположенных на контрактной территории ТОО «БТ-мұнай».

4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

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

Пермотриасовый водоносный комплекс. Отложения пермотриаса в пределах Атырауского блока вскрыты на целом ряде соляных куполов, однако исследований водоносных горизонтов не проведено. В связи с этим, приводятся данные по прилегающей площади Танатар Южный. Основным водоносным горизонтом здесь является песчано-галечниковая свита верхнего триаса, которая также развита на сводах куполов Атырауского блока. Плотность триасовых вод 1100 кг/м^3 , что соответствует минерализации порядка 40 г/л. Воды слабосульфатные, бессульфатные, хлоркальциевого типа.

Нижнеюрский водоносный комплекс. Отложения этого комплекса представлены песчано-галечниковыми породами и слабо изучены в гидрогеологическом отношении. Наиболее изучены воды нижней юры на месторождении Дараймола, которые имеют минерализацию порядка 90 г/л (плотность 1170 кг/м^3). Воды бессульфатные, хлоркальциевого типа. Дебит достигает $92 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Среднеюрский водоносный комплекс представлен переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых горизонтов. На месторождении Дараймола минерализация среднеюрских вод 38 г/л (плотность 1150 кг/м^3), на месторождении Онгар Восточный пластовые воды представлены слабыми рассолами 17,5 г/л (плотность 1137 кг/м^3), на месторождении Танатаре минерализация несколько повышена и составляет 55,8-128,0 г/л (плотность $1042-1073 \text{ кг/м}^3$). Воды хлоркальциевого типа. На месторождении Онгар Восточный в водах средней юры присутствуют йод (8,6 мг/л), бром (162 мг/л). Горизонты слабонапорные. Дебит воды на месторождении Онгар Восточном составил $4,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ при среднединамическом уровне 600 м.

Нижнемеловой водоносный комплекс состоит из нескольких водоносных горизонтов: неокомского, аптского, альбского. Представлены песчаниками, алевролитами, песками мелко-среднезернистыми. Воды нижнего мела слабонапорные, пластовые давления на уровне гидростатических. По химическому составу воды хлоркальциевые, бессульфатные, слабосульфатные. Плотность воды меняется от 1095 до 1150 кг/м^3 . Дебиты изменяются от 0,2 до $6,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ (месторождение Жынғылды).

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

5.1 Цели и задачи разведочных работ

На участке «Атырау» проведен анализ и обобщение результатов бурения и геолого-геофизических исследований, выполненных ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» (ныне ТОО «БТ-мұнай») за контрактный период с привлечением материалов предыдущих лет.

Дальнейшие перспективы нефтегазоносности контрактной территории (участка «Атырау») связаны с поиском залежей углеводородов в юрско-меловых и триасовых отложениях.

По надсолевым отложениям выявлены перспективные структуры Байменке-Байменке Южный, Жынғылды Юго-Западный, Бекшибай, Егиз Южный, представляющие интерес для постановки поисково-разведочных работ.

В мезозойской толще, преимущественно, перспективы связаны с триасовыми отложениями на склонах соляных куполов. Примером служит поднятие Дараймола, на склоне восточного крыла которого, над вторым уступом соли, выявлено месторождение Дараймола Восточная. Ловушки нефти и газа - «структурно-седиментационного» типа [11]. Коллекторами служат сероцветные терригенные отложения среднего триаса. Наряду с этим, перспективными являются и юрские отложения на блоках в присводовых частях солянокупольных структур. Основная проблема в поисках указанных ловушек заключается в сложном блоковом строении юрского и триасового комплексов пород и в наличии многочисленных участков замещения коллекторов, что приводит к ограниченным запасам УВ. Поиск таких ловушек проводят, как правило, сейсморазведочными работами 3Д.

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. Это структура плохо изучена сейсморазведкой, бурение глубоких скважин на ней не проводилось.

В периферийной части северо-западного крыла структуры Байменке, погружающегося в сторону соляного перешейка, выделяется ловушка, экранированная сбросами. Здесь может быть обнаружена залежь УВ в присводовой части структуры, экранированная сбросом. С целью более детального изучения строения данной ловушки, поиска и разведки залежи углеводородов 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-6.

Западное крыло структуры Байменке по ОГВ поперечным сбросом делится на блоки – северный и южный. Южный блок погружен относительно северного, амплитуда сброса - 100 м. К каждому из них приурочены ловушки в виде полусводов, ограниченных сбросом и зоной потери корреляции.

Ловушка на северном блоке выделяется по изогипсе минус 1000 м, свод ее находится на отметке минус 600 м, амплитуда составляет 400 м.

Ловушка на южном блоке ограничена изогипсой минус 1000 м, свод ее расположен на отметке 600 м, амплитуда – 400 м.

Скважина Бай-3, независимая, проектируется на южном блоке западного крыла структуры Байменке на пересечении сейсмопрофилей 89-911572 и 89-911564 с целью поиска и разведки залежей нефти и газа в меловых и юрских отложениях. Здесь могут быть обнаружены залежи УВ в присводовой части структуры, экранированной сбросом. Скважина Бай-5, зависимая от результатов бурения скважины Бай-3, проектируется на северном блоке западного крыла структуры Байменке с целью поиска и разведки залежей нефти и газа в меловых и юрских отложениях.

Южнее от структуры Байменке выявлена структура Байменке Южная по юрско-меловому комплексу. С целью поиска и разведки залежей нефти и газа в меловых и юрских отложениях на структуре Байменке- 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 (Граф. прил. №3).

На структуре Жынгылды Юго-Западный по результатам интерпретации ТОО «GSS» [23] 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 проектируется бурение разведочных скважин ЖЮЗ-1 и ЖЮЗ-2 с целью разведки залежи нефти в триасовых и юрских отложениях оценки перспектив юрских и триасовых отложений. Зависимые скважины ЖЮЗ-4, ЖЮЗ-3 и ЖЮЗ-5 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 проектируется бурение независимой скважины Бек-2 на отложения среднего триаса. В случае обнаружения углеводородов скважиной Бек-2 проектируется бурение зависимой скважины Бек-3.

На участке **Егиз Южный** выделена перспективная ловушка, образованная среднеюрскими и триасовыми породами надкупальной зоны. С целью поиска и 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.

Настоящим Проектом разведочных работ по поиску залежей нефти и газа в юрско-меловых и триасовых отложениях проектируется:

1. На площади Байменке-Байменке Южный с целью поиска залежей в юрско-меловых отложениях в пределах южного крыла структуры Байменке Южный 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 поиска и разведки залежи углеводородов в триасовых отложениях 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 с целью поиска и разведки залежей нефти и газа в меловых и юрских отложениях бурение независимой скважины Бай-3 и зависимой скважины Бай-5 на северном блоке западного крыла структуры Байменке. Проектная глубина скважины – 1100 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.
2. На структуре Жынгылды Юго-Западный с целью разведки залежи нефти в триасовых и юрских отложениях предусмотрено бурение независимых скважин ЖЮЗ-1 и ЖЮЗ-2. Проектная глубина скважин – 1350 м и 1100 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми и триас. Зависимые скважины ЖЮЗ-4, ЖЮЗ-3 и ЖЮЗ-5 проектируются с целью прослеживания и оконтуривания залежей, выявленных независимыми скважинами. Проектные глубины – 1350 и 1100 м, проектные горизонты – триасовый и юрские, соответственно
3. На структуре Бекшибай с целью поиска залежей УВ в отложениях триаса бурение независимой скважины Бек-2 и зависимой скважины Бек-3. Проектная глубина скважин - 1250 м, проектный горизонт - нижняя пермь (кунгурский ярус).
4. На структуре Егиз Южный с целью разведки залежи нефти в юрских и триасовых отложениях бурение независимой скважины ЕЮ-2 и зависимой скважины ЕЮ-3. Проектная глубина – 1350 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

5. Проведение сейсморазведочных работы МОГТ-3Д площадью 360 кв. км на структурах Байменке-Байменке Южный.

Перед разведочными работами ставятся следующие задачи: поиск залежей углеводородов в юрско-меловых и триасовых отложениях на структурах Бекшибай, Жынгылды Юго-Западный, Егиз Южный, Байменке-Байменке Южный 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 отдельно по каждому горизонту; получение исходных данных для подсчета запасов углеводородов.

В соответствии с существующими инструкциями, на проектные скважины возложена задача вскрытия в наиболее оптимальных структурно-геологических условиях на полную мощность перспективного разреза и выявление промышленных залежей УВ в юрско-меловых и триасовых отложениях.

5.2 Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3Д

Настоящим «Проектом...» на площади Байменке-Байменке Южный с целью изучения геологического строения и выявления перспективных на нефть и газ объектов юрско-меловых и триасовых отложениях проектируется проведение детализационных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в объеме 360 км² (Рис 5.2.1).

Проведение сейсмической съемки планируется по результатам бурения первой скважины.

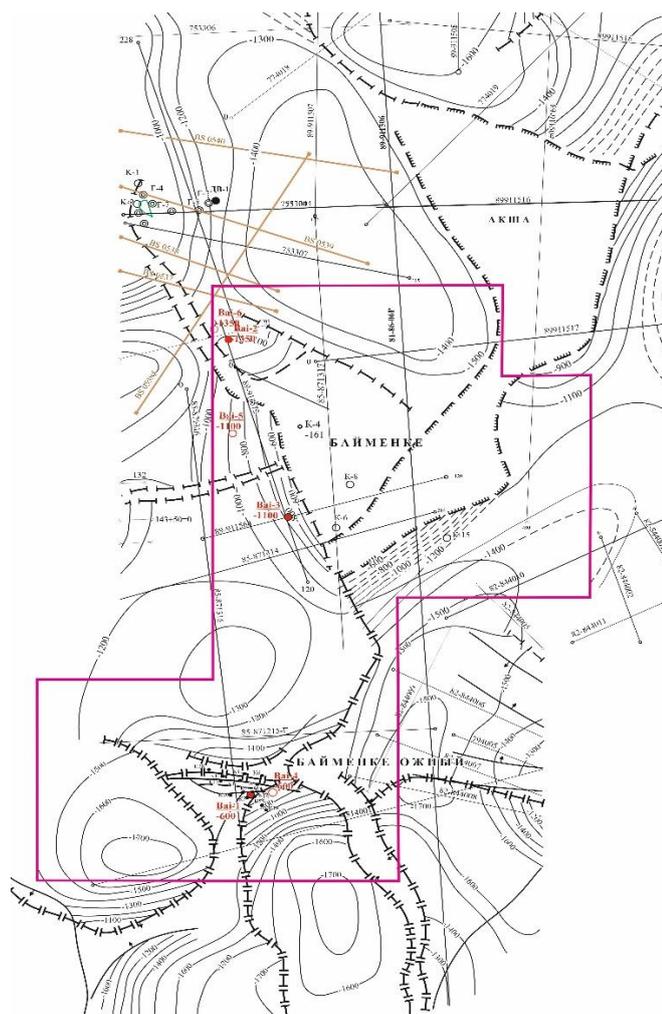


Рис 5.2.1 –Фрагмент структурной карты по V отражающему горизонту с контуром проектируемой сейсмической съемки МОГТ-3Д

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

| Угловые точки | Координаты угловых точек | |
|---------------------------------|--------------------------|-------------------|
| | Северная широта | Восточная долгота |
| Байменке- Байменке Южный | | |
| 1 | 47° 56' 41,71" | 52° 7' 11,157" |
| 2 | 47° 56' 35,94" | 52° 16' 24,746" |
| 3 | 47° 54' 25,797" | 52° 16' 21,551" |
| 4 | 47° 54' 23,902" | 52° 19' 9,438" |
| 5 | 47° 49' 1,933" | 52° 19' 1,272" |
| 6 | 47° 49' 5,988" | 52° 12' 53,713" |
| 7 | 47° 42' 16,76" | 52° 12' 44,191" |
| 8 | 47° 42' 23,464" | 52° 1' 15,517" |
| 9 | 47° 47' 14,48" | 52° 1' 21,215" |
| 10 | 47° 47' 11,333" | 52° 6' 58,886" |

В таблице 5.2.2 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 5.2.2 - Рекомендуемые параметры систем наблюдений МОГТ-3Д

| Наименование параметров | Значения параметров |
|--|---------------------|
| Основные параметры 3Д 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 систем 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 5.2.3 приведены рекомендуемые параметры регистрации сейсмических данных МОГТ-3Д.

Таблица 5.2.3 - 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 | |
| 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-алаясинговый 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 18 м |
| Устройство синхронизации взрыва | Контролер-синхронизатор SGD-S |

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.

Возбуждение упругих колебаний, в основном, будет осуществляться с использованием вибрационного источника. Ориентировочные параметры свип-сигнала приведены в таблице 5.2.4.

Таблица 5.2.4 - Ориентировочные параметры свип-сигнала

| Наименование параметров | Значения параметров |
|--------------------------------|----------------------------|
| Тип свипа | Линейный upsweep |
| Длительность свип-сигнала | 8-12 сек |
| Начальная частота | 6-10 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 отработать соровые участки вибрационным источником, нужно рассмотреть возбуждение упругих колебаний при помощи взрывного источника, параметры которых приведены в таблице 5.2.5.

Количество скважин, величина заряда и глубина погружения заряда должны уточняться по ходу отработки таких участков, с учетом качества получаемых сейсмических данных.

Таблица 5.2.5 - Параметры взрывного источника возбуждения

| Наименование параметров | Значения параметров |
|-----------------------------|---|
| Количество взрывных скважин | 1 |
| Глубина взрывных скважин | 18 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 сейсмостратиграфический 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.

5.3 Система размещения проектных разведочных скважин

Для детального изучения геологического строения, разведки перспектив нефтегазоносности юрско-меловых и триасовых отложений настоящим проектом предусматривается бурение 15 скважин на структурах Байменке-Байменке Южный, Жынгылды Юго-Западный, Бекшибай, Егиз Южный.

Структура Байменке - Байменке Южный

Скважина Бай-1 – разведочная, независимая, проектируется на структуре Байменке- Байменке Южный с целью поиска и 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.5.3.1 граф. прил.3).

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.5.3.1).

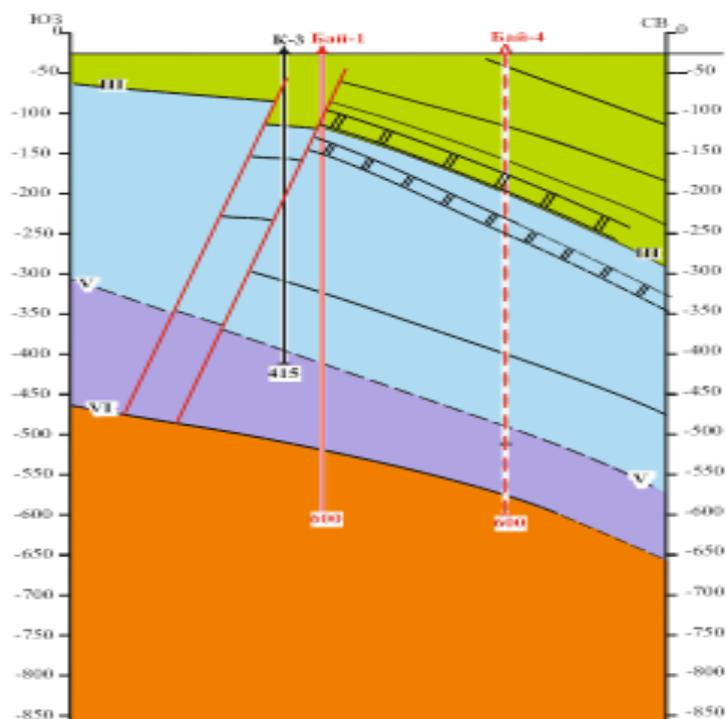


Рис. 5.3.1 – Структура Байменке- Байменке Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бай-1 и Бай-4

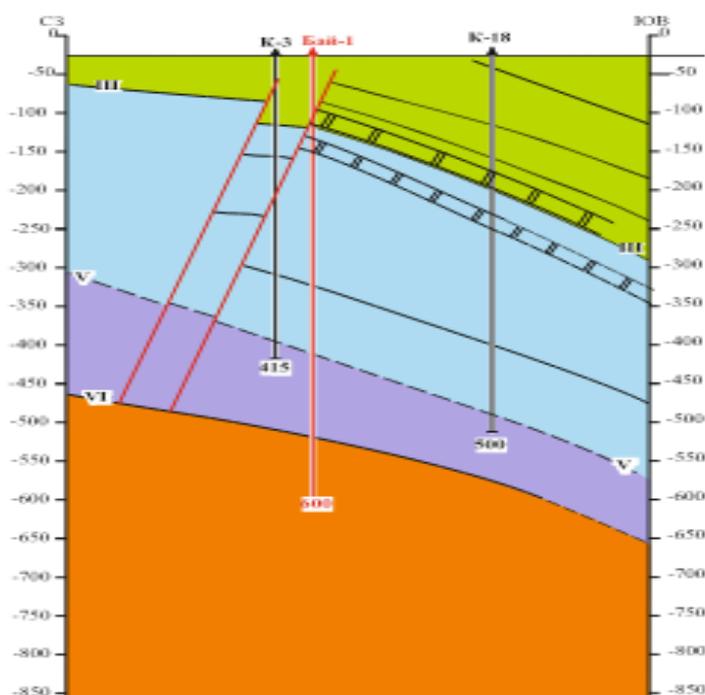


Рис. 5.3.2 – Структура Байменке -Байменке Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину Бай-1

Скважина Бай-2 – разведочная, независимая, проектируется на северо-западном крыле структуры Байменке с целью поиска и 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.5.3.3 граф. прил.3).

Скважина Бай-6 – разведочная, зависимая от результатов бурения скважины Бай-2, проектируется в 740 м от скважины Бай-2 на север целью прослеживания и

оکنونуривания залежей, прогнозируемых в разрезе скважины Бай-2. Проектная глубина – 1350 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми (Рис.5.3.3).

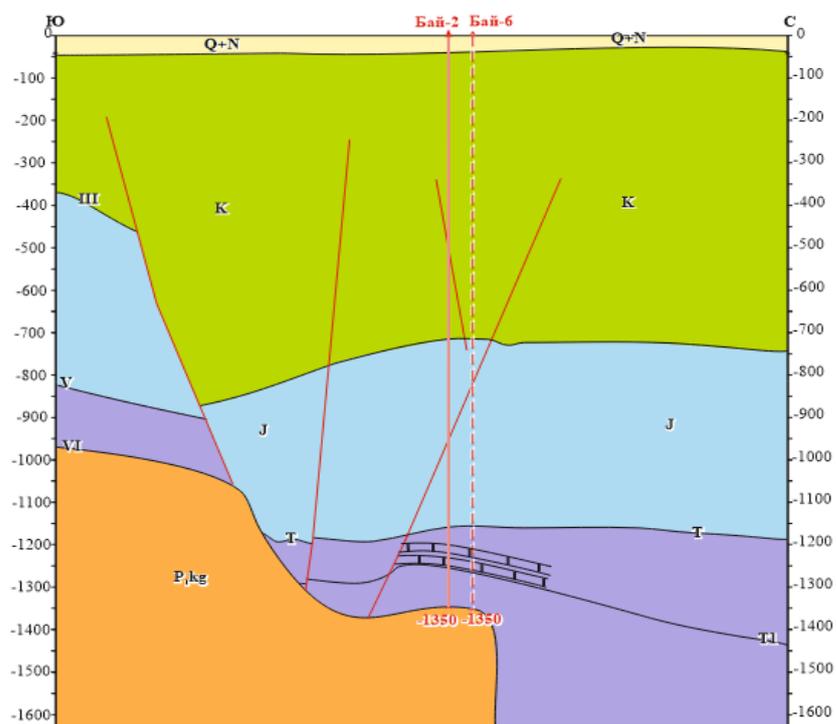


Рис. 5.3.3 – Структура Байменке- Байменке Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бай-2 и Бай-6

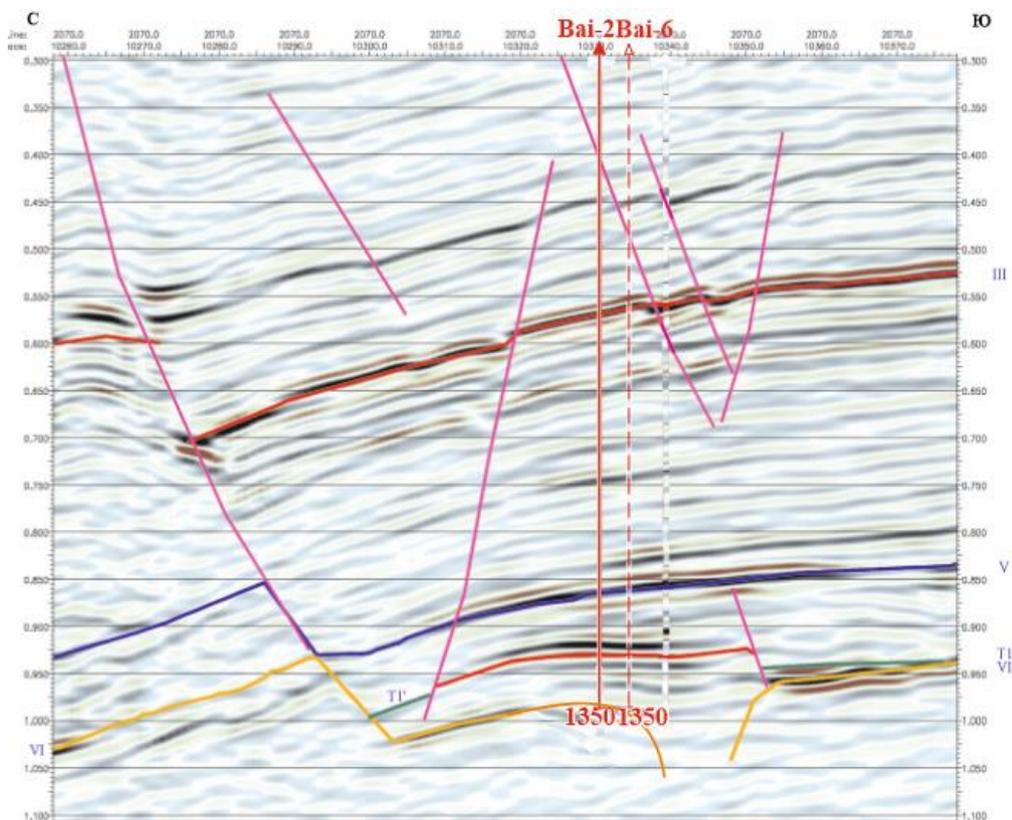


Рис. 5.3.4 – Структура Байменке- Байменке Южный. Временной разрез по линии ПЛ-2070 через проектные скважины Бай-2 и Бай-6

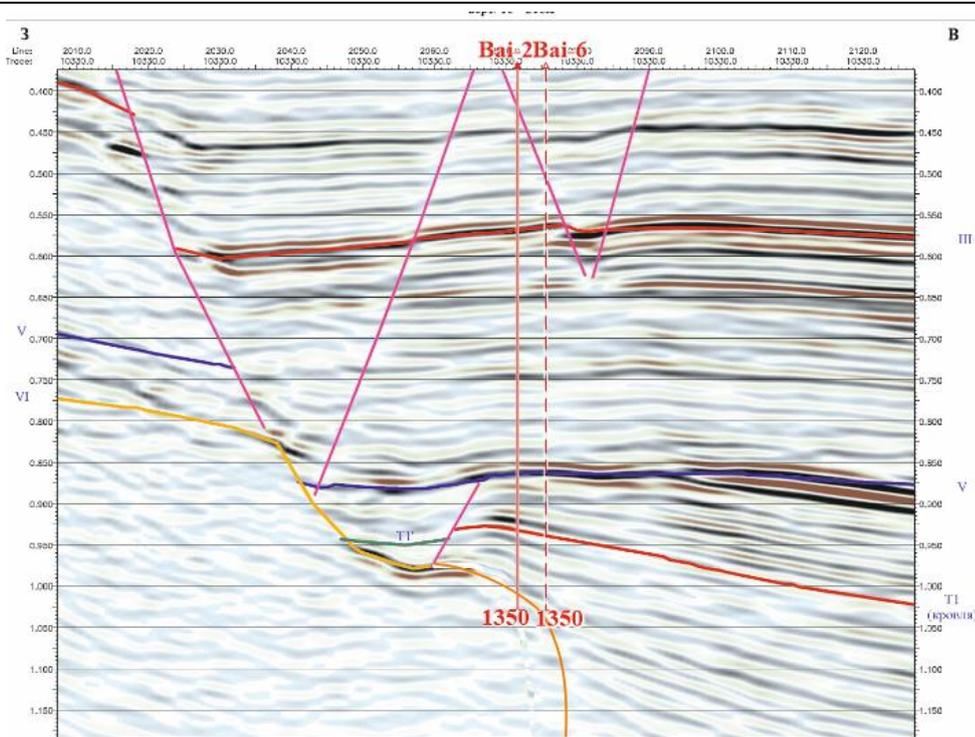


Рис. 5.3.5 – Структура Байменке- Байменке Южный. Временной разрез по линии CL 10330 через проектные скважины Бай-2 и Бай-6

Скважина Бай-3 – разведочная, независимая, проектируется на южном блоке западного крыла структуры Байменке на пересечении сейсмопрофилей 89-911572 и 89-911564 с целью поиска и 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 (рис.5.3.6 граф. прил.3).

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 поиска и разведки залежей нефти и газа в меловых и юрских отложениях. Проектная глубина – 1100 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми (Рис.5.3.6).

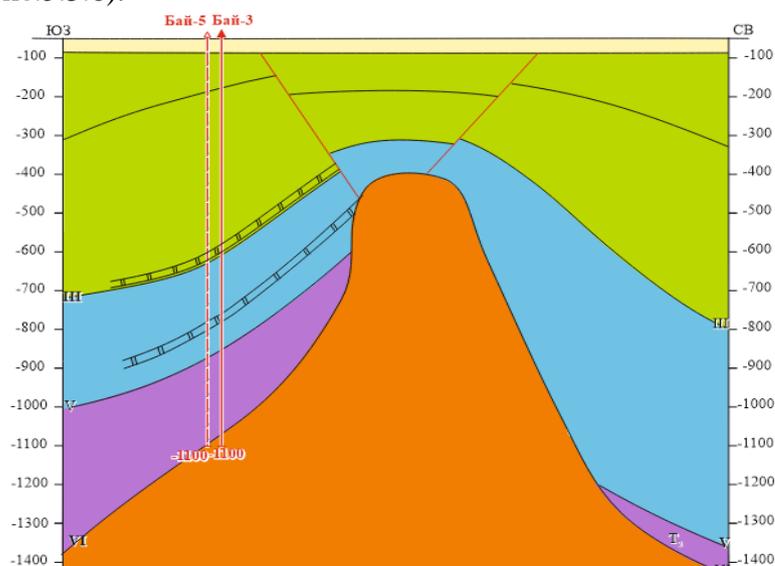


Рис. 5.3.6 – Структура Байменке- Байменке Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бай-5 и Бай-3

Структура Жынгылды Юго-Западный

Скважина ЖЮЗ-1 – разведочная, независимая, проектируется в пределах ловушки в своде по горизонту Т на пересечении профилей XLine 579 InLine 2532 структуры с целью поиска и разведки залежи нефти и газа в юрских и триасовых отложениях. Проектная глубина - 1350м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми (Рис.5.3.7, 5.3.9, граф. прил.4).

Скважина ЖЮЗ-4 – разведочная, зависимая от результатов бурения скважины ЖЮЗ-1, проектируется в пределах ловушки в своде по горизонту Т на пересечении профилей XLine 594 InLine 2513 структуры с целью прослеживания и оконтуривания залежей, прогнозируемых в разрезе скважины ЖЮЗ-1. Проектная глубина - 1350м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми (5.3.9, граф. прил.4).

Скважина ЖЮЗ-2 – разведочная, независимая, проектируется в своде ловушки по горизонту V на пересечении профилей XLine 554 и InLine 2532 с целью поиска и разведки залежи нефти в юрских отложениях. Проектная глубина – 1100 м, проектный горизонт – триасовый (Рис.5.3.7, 5.3.8, граф. прил.4).

Скважина ЖЮЗ-3 – разведочная, зависимая от результатов бурения скважины ЖЮЗ-2, проектируется на пересечении профилей XLine 520 и InLine 2539 с целью прослеживания и оконтуривания залежей, прогнозируемых в разрезе скважины ЖЮЗ-2. Проектная глубина – 1100 м. Проектный горизонт – триасовый (Рис.5.3.7, граф. прил.4).

Скважина ЖЮЗ-5 – разведочная, зависимая от результатов бурения скважины ЖЮЗ-2, проектируется на пересечении профилей XLine 614 и InLine 2460 с целью прослеживания и оконтуривания залежей, прогнозируемых в разрезе скважины ЖЮЗ-2. Проектная глубина – 1100 м. Проектный горизонт – триасовый (Рис.5.3.11, 5.3.12, граф. прил.4).

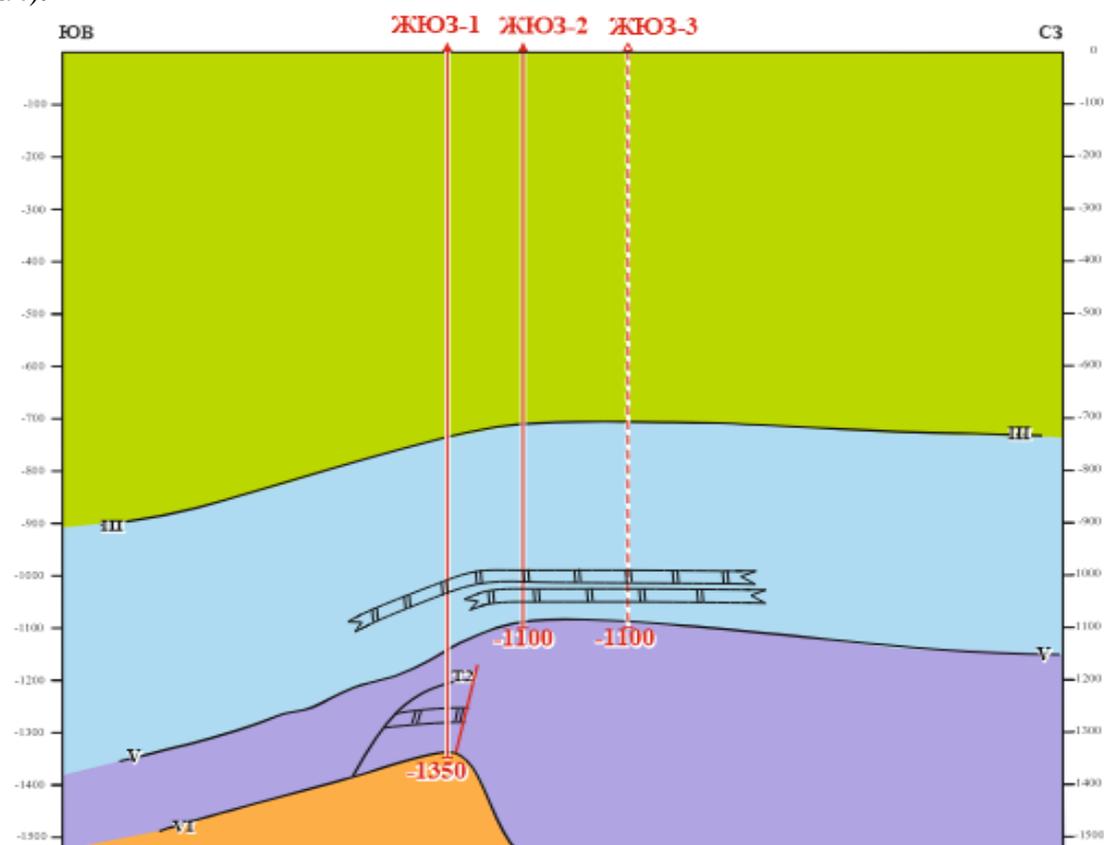


Рис. 5.3.7 – Структура Жынгылды Юго-Западный. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-2, ЖЮЗ-3

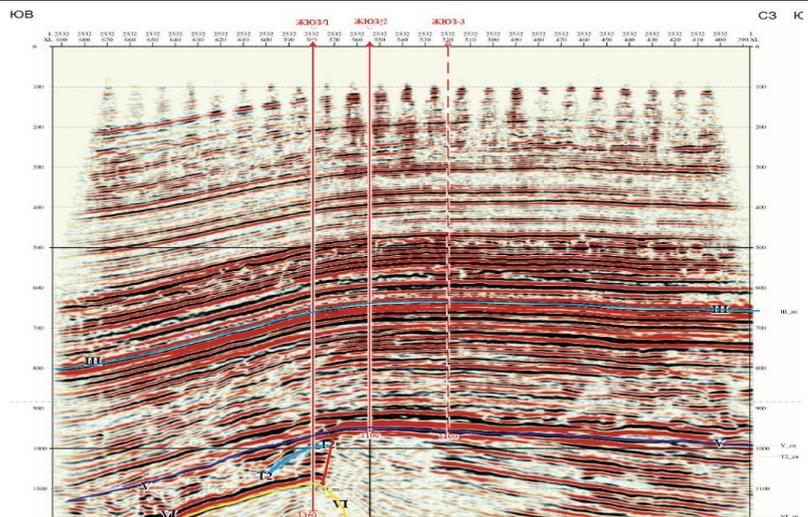


Рис. 5.3.8 – Структура Жынгылды Юго-Западный. Временной разрез по линии ПЛ-2532 через проектные скважины ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-2, ЖЮЗ-3

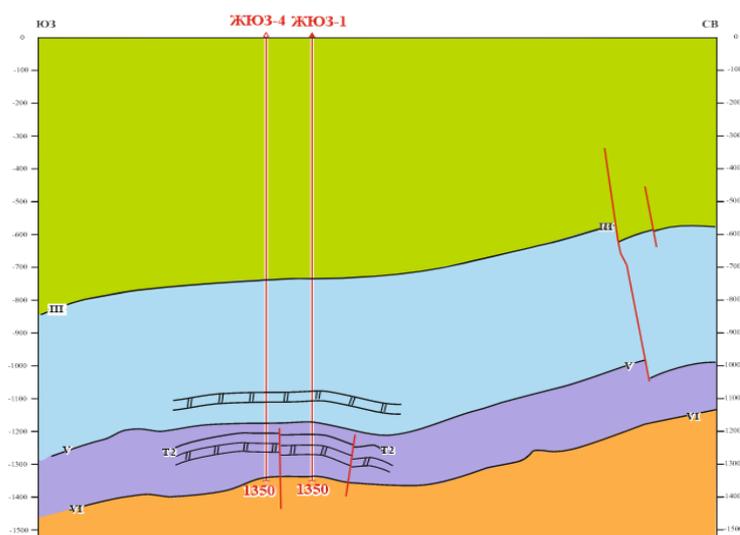


Рис. 5.3.9 – Структура Жынгылды Юго-Западный. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины ЖЮЗ-4 и ЖЮЗ-1

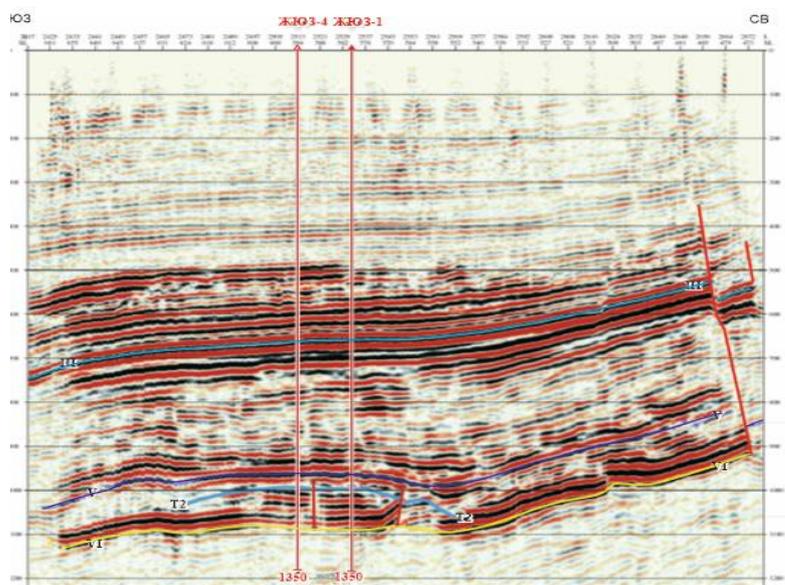


Рис. 5.3.10 – Структура Жынгылды Юго-Западный. Временной разрез по линии скважин ЖЮЗ-4 и ЖЮЗ-1

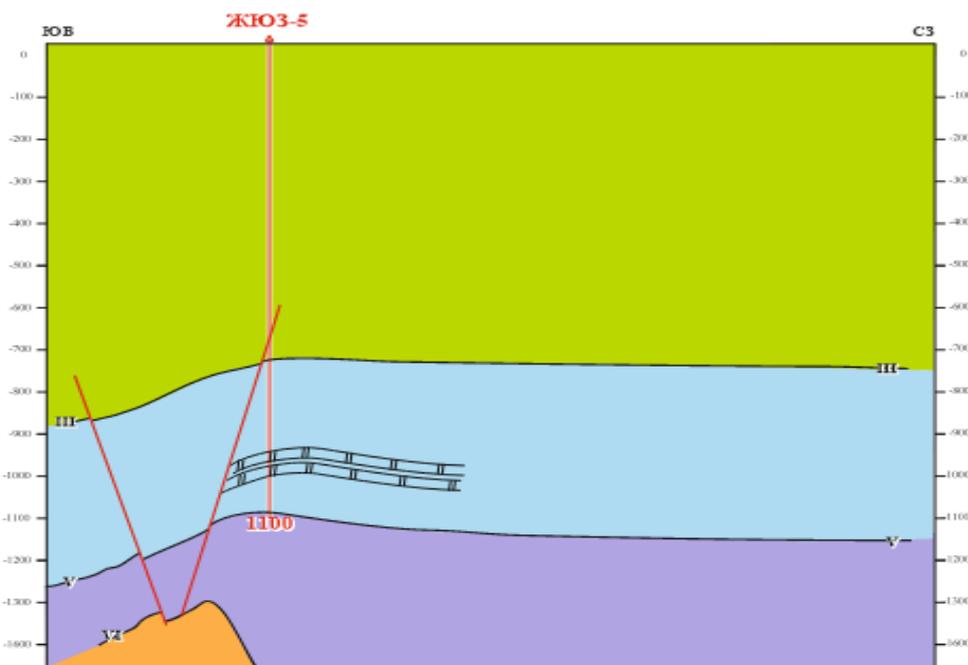


Рис. 5.3.11 – Структура Жынгылды Юго-Западный. Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину ЖЮЗ-5

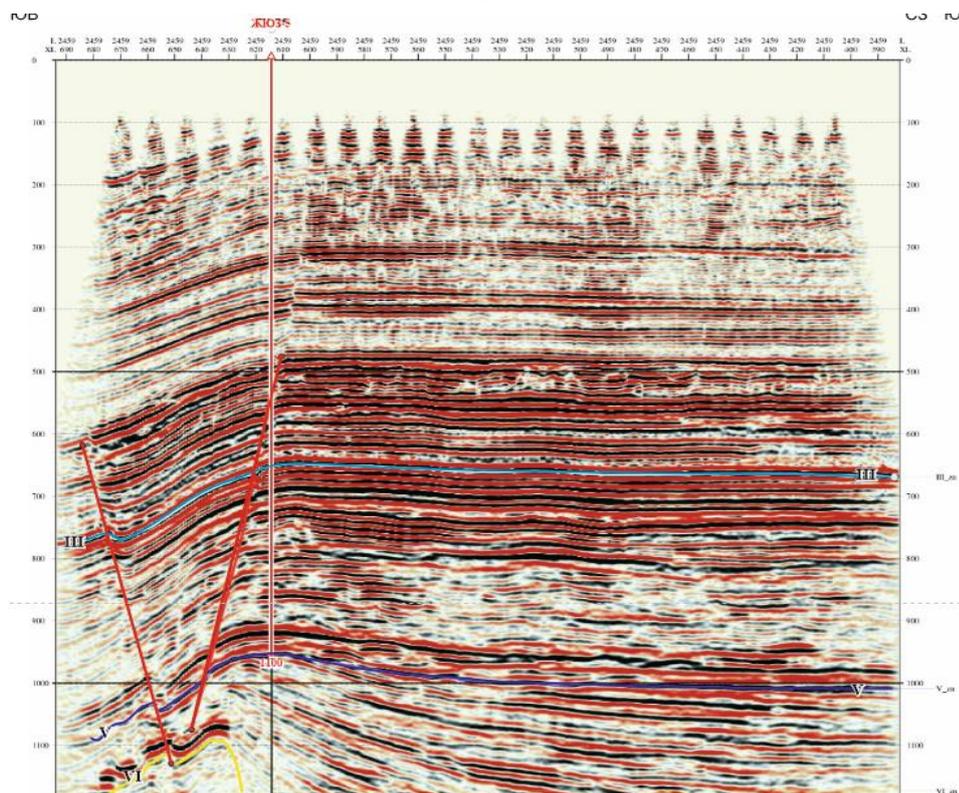


Рис. 5.3.12 – Структура Жынгылды Юго-Западный. Временной разрез по линии ПЛ-2460 через проектную скважину ЖЮЗ-5

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. 5.3.13 и 5.3.14, 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. 5.3.11 и 5.3.12, граф. прил. 7).

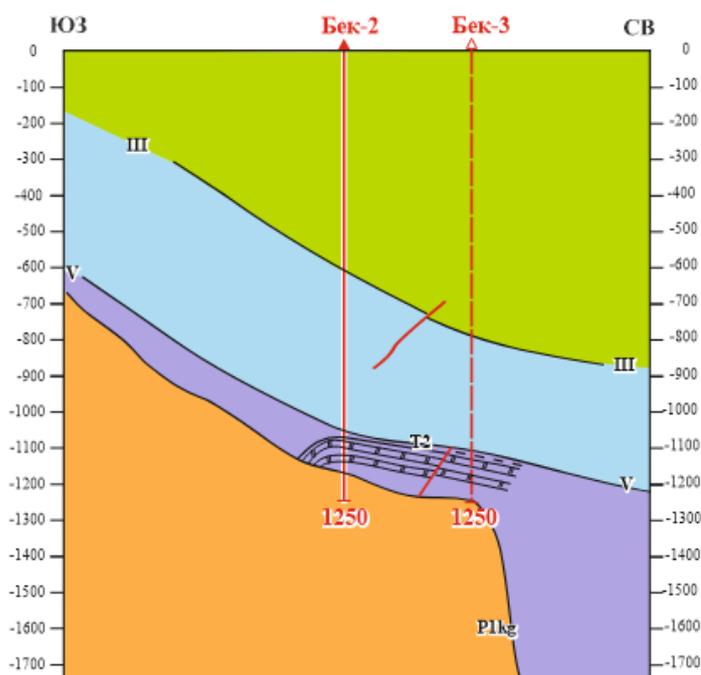


Рис. 5.3.13 – Структура Бекшибай. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины Бек-2 и Бек-3

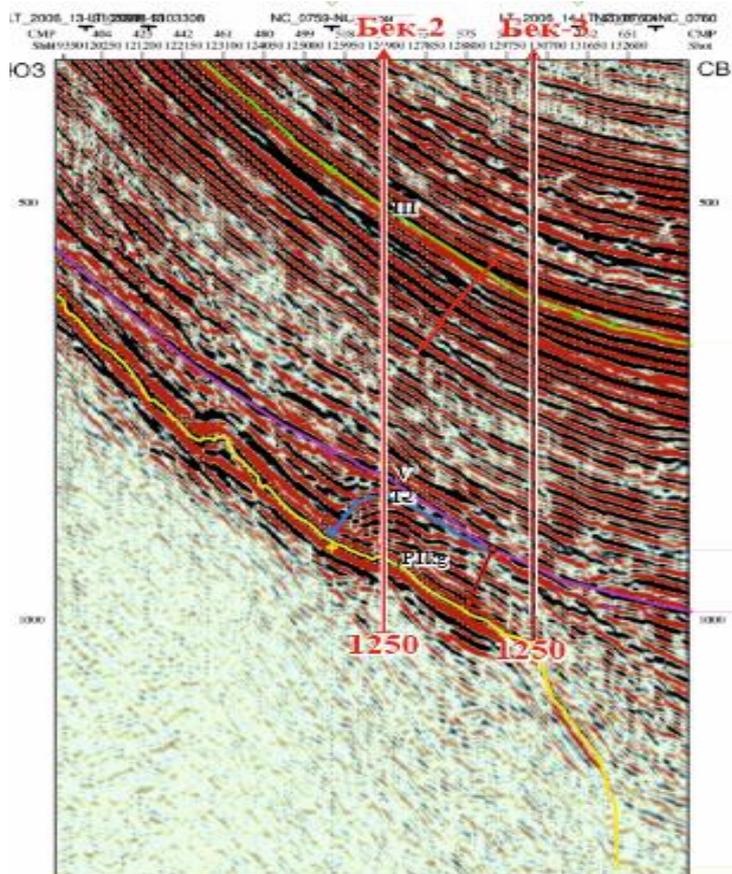


Рис. 5.3.14 – Структура Бекшибай. Временной разрез LT_2006_09

Структура Егиз Южный

Скважина ЕЮ-2 - разведочная, независимая, проектируется на структуре Егиз Южный с целью поиска и разведки залежи нефти и газа в юрских и триасовых отложениях. Проектная глубина – 1350 м, проектный горизонт – проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми. (Рис.5.3.15, граф. прил.8).

Скважина ЕЮ-3 - разведочная, зависимая от результатов бурения ЕЮ-2. Проектируется с целью прослеживания и оконтуривания залежей, прогнозируемых в разрезе скважины ЕЮ-2. Проектная глубина - 1350м, проектный горизонт - кунгурский ярус нижней перми. (Рис.5.3.16 граф. прил.8).

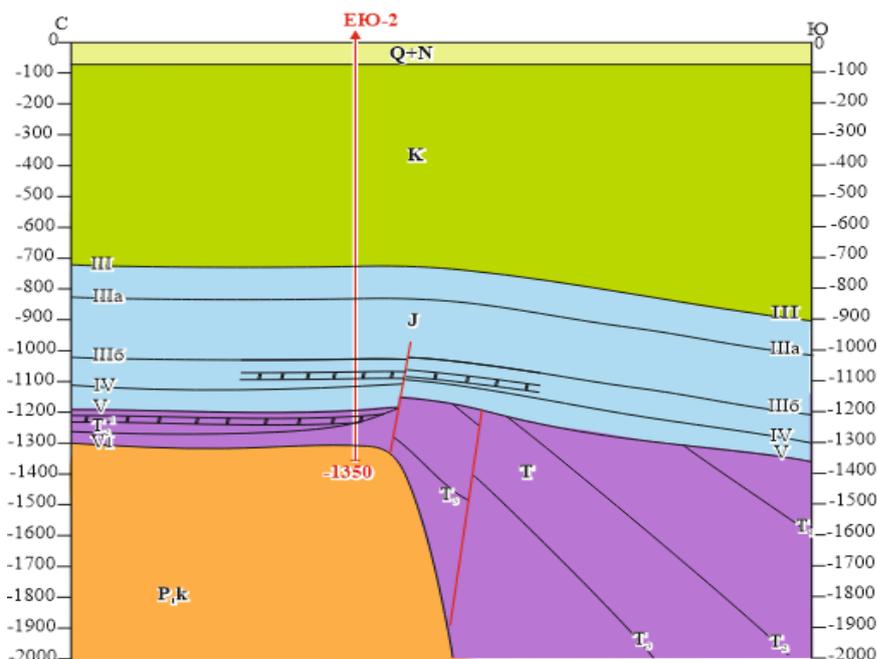


Рис.5.3.15 – Структура Егиз Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину ЕЮ-2

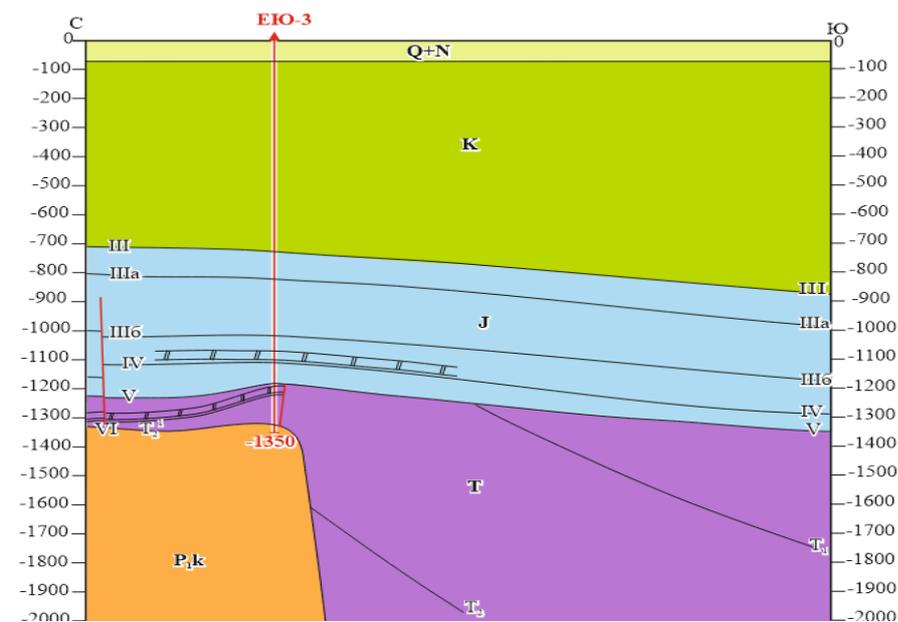
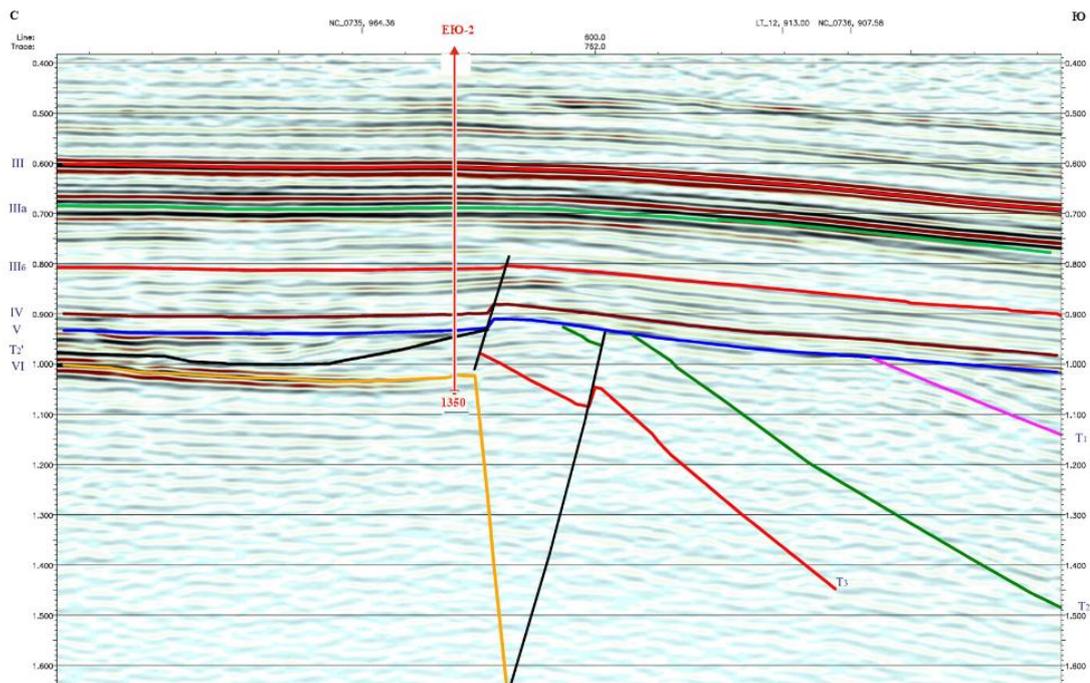
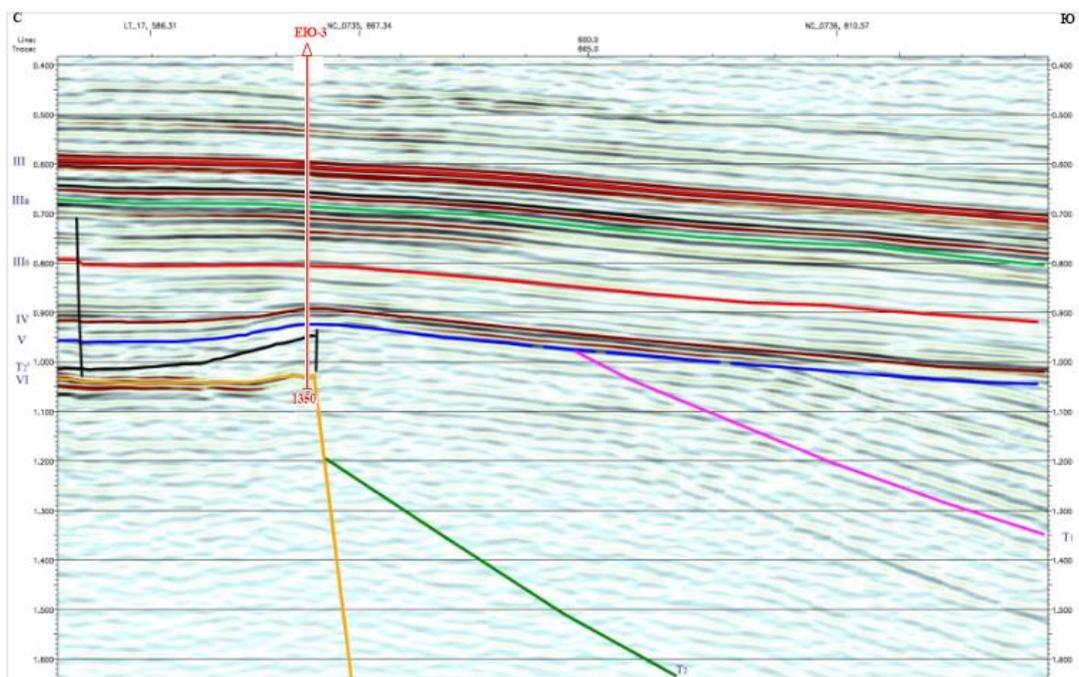


Рис. 5.3.16 – Структура Егиз Южный. Геолого-сейсмический разрез через проектную скважину ЕЮ-3



**Рис. 5.3.17 – Структура Егиз Южный.
Временной разрез по линии CL-762 через проектную скважину ЕЮ-2**



**Рис. 5.3.18 – Структура Егиз Южный.
Временной разрез по линии CL-665 через проектную скважину ЕЮ-3**

5.4 Геологические условия проводки скважин

Главным критерием успешного выполнения данного «Проекта разведочных работ...» является достижение проектной скважиной запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта, а также получение притоков нефти, не допуская аварий в процессе бурения и освоения (таблица 5.4.1).

Из опыта бурения скважин, ранее пробуренных на участке, можно сделать вывод, что геологические условия их проводки характеризуются различной сложностью.

| Глубина, м | Система | Отдел | Ярус | Индекс | Литологическая колонка | Мощность | Литологическая характеристика пород | Нефтегазонасность |
|------------|---------------|--------|-------------|-----------------|------------------------|----------|---|--|
| | Палеог.-Четв. | Плюцен | Ашшеротский | Q-N | | 20 | | |
| 100 | Меловая | | | К | | 580 | Глины светло-коричневые, вязкие, песчанистые, известковистые с остатками растений и фауны | |
| 200 | | | | | | | Глины темно-серые, черные, глины зеленовато-серые, песчанистые, серые. Известняки серые Песчаники зеленовато-серые | |
| 300 | | | | | | | Глины темно-серые, песчанистые, мелкими включениями обуглившихся растительных остатков. | |
| 400 | | | | | | | Песчаники серые, среднезернистые. | |
| 500 | | | | | | | Песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, уплотненные | |
| 600 | | | | | | | Пески серые, слюдяные кварцево-карбонатные | |
| 700 | Юрская | | | J | | 250 | Песчаники светло-серые, мелкозернистые с ОРО. | Дараймола скв. Г-5 Q _н =7 м ³ /сут |
| 800 | | | | | | | Глины светло-серые, зеленые, бурые с прослоями песчаников. Алевриты серые мелкозернистые | |
| 900 | Триасовая | | | Т | | 230 | Глины красновато-коричневые, коричневые, местами с чередованиями песчаника конгломератского | Дараймола Восточная скв. ДВ-3 Q _н =55,6 м ³ /сут скв. ДВ-3 Q _н =16 м ³ /сут Котыртас Сев. Q _н =21-45 м ³ /сут |
| 1000 | | | | | | | Песчаники оливково-серые, светло-коричневато-серые и светло-серые мелкозернистые. Мергели серые с прожилками кальцита. | |
| | | | | | | | Глины с прослоями известняков и чередованием песчаника Ангидриты, каменная соль | |
| 1100 | Пермская | Нижний | Кунгурский | P _{1k} | | 20 | | |

Рис. 5.4.1 - Прогнозный литолого-стратиграфический разрез скважин с проектной глубиной 1100±250 м

| Глубина, м | Система | Отдел | Ярус | Индекс | Литологический разрез | Мощность | Литологическая характеристика пород | Нефтегазоносность |
|------------|-----------|---------|------------|-------------------|-----------------------|----------|--|--|
| 20 | Меловая | Плотины | Ашеровский | N ₂ ар | | 20 | Глины темно-зеленые, серовато-зеленые Песчаники серые, мелкозернистые, кварцевые с прослоями серых глин | Дараймола Западная скв. ДЗ-1 Qн=9,9 м ³ /сут скв. ДЗ-14 Qн=0,8 м ³ /сут скв. ДЗ-2 Qн=6,1 м ³ /сут скв. ДЗ-7 Qн=9,5 м ³ /сут скв. ДЗ-11 Qн=3,9 м ³ /сут |
| 40 | | | | | | | | |
| 60 | | | | | | | | |
| 80 | | | | | | | | |
| 100 | | | | | | | | |
| 120 | | | | | | | | |
| 140 | | | | | | | | |
| 160 | | | | | | | | |
| 180 | | | | | | | | |
| 200 | | | | | | | | |
| 220 | Юрская | | | J | | 370 | Чередование глин и песчаников с прослоями серых, мелкозернистых песков Пески серые, мелко и средне-зернистые с прослоями песчаников и глин Песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, уплотненные. Глины серые, буровато-серые, песчаников Песчаники оливково-серые, светло-коричнево-серые и светло-серые, мелкозернистые. Глины с прослоями известников и чередованием песчаника. Мергели серые | Дараймола Западная скв. ДЗ-15 Qн=5,1 м ³ /сут скв. ДЗ-15 Qн=4,3 м ³ /сут |
| 240 | | | | | | | | |
| 260 | | | | | | | | |
| 280 | | | | | | | | |
| 300 | | | | | | | | |
| 320 | | | | | | | | |
| 340 | | | | | | | | |
| 360 | | | | | | | | |
| 380 | | | | | | | | |
| 400 | | | | | | | | |
| 420 | Триасовая | | | Т | | 90 | | |
| 440 | | | | | | | | |
| 460 | | | | | | | | |
| 480 | | | | | | | | |
| 500 | | | | | | | | |
| 520 | | | | | | | | |
| 540 | Пермская | Пикаши | Куптурский | Р,к | | 20 | | |
| 560 | | | | | | | | |
| 580 | | | | | | | | |
| 600 | | | | | | | | |

Рис. 5.4.2 - Прогнозный литолого-стратиграфический разрез скважин с проектной глубиной 600±250 м

5.5 Характеристика промывочной жидкости

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

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

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

Два-три раза за смену отбираются пробы глинистого раствора для определения водоотдачи и процентного содержания песка, статического напряжения сдвига (СНС) глинистого раствора и насыщенности его водородными ионами (рН). Замеры плотности бурового раствора и вязкости производить через каждые 10-15 минут. Данные замеры фиксируются в журнале по глинистому раствору, здесь же фиксируется характер обработки, количество вводимых реагентов и их параметры.

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

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

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

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

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

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

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

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

Бурение скважин необходимо производить на буровом растворе при параметрах, приведенных в таблице 5.5.1.

Таблица 5.5.1 - Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения

| 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 | 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 | 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 5.5.2 - 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 | 1100 | 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

5.6 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 5.6.1):

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

Таблица 5.6.1 - 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 1100 ± 250 предусматривается следующая конструкция (таблица 5.6.2):

- Направление $\varnothing 323,9$ мм спускается на глубину 20 м с целью предохранения устья скважины от размыва, перекрытия неогена и цементируется до устья. ВПЦ – до устья;
- Кондуктор $\varnothing 244,5$ мм спускается на глубину $400(+/-100)$ м с целью перекрытия пород верхнего мела и для установки противовыбросового оборудования. ВПЦ – до устья;
- Эксплуатационная колонна $\varnothing 168,3$ мм спускается на глубину 1100 ± 250 м с целью разобщения предполагаемых продуктивных пластов в среднеюрских и триасовых отложениях и их опробования.

Таблица 5.6.2 - Рекомендуемая конструкция проектных скважин в пределах глубины 1100 ± 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 | 400 | | 400 |
| Эксплуатационная колонна | 168,3 | 0 | 1100 ± 250 | 0 | 1100 ± 250 |

5.7 Оборудование устья скважин

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

Типы противовыбросового оборудования (ПВО), устанавливаемого на устье скважин приведены в таблице 5.7.1.

Таблица 5.7.1 - Оборудование устья скважины

| Тип (марка) противовыбросового оборудования | Рабочее давление, МПа | ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. д. на изготовление | Количество преверторов, шт. | Диаметр колонны, на которую устанавливается превертор, мм |
|---|-----------------------|---|-----------------------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| ОКК1-350-168x245 | 35 | ГОСТ 13862-2003 | 1 | 244,5 |
| ОП32-350-35 | 35 | ГОСТ 13862-2003 | 1 | |
| ПУГ 13 5/8x35 | 35 | ГОСТ 30196-2001 | 1 | |
| ППГ 13 5/8x35 | | | | |
| АФК- 65x 35 | 35 | ГОСТ 13846-2003 | 1 | 168,3 |

5.8 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований

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

При бурении проектных скважин предусмотрен отбор керна и пластовых флюидов из юрско-меловой и триасовой перспективных частей разреза.

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

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

5.8.1 Отбор керна и шлама

В проектируемых скважинах предусматривается отбор керна в предполагаемых интервалах залегания продуктивных пластов с целью получения информации о фильтрационно-емкостных и петрофизических свойствах горных пород (пористость, карбонатность, гранулометрический состав и др.), являющихся исходным данным при подсчете запасов и проектировании пробной эксплуатации.

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

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

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

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

С отбором керн в юрско-триасовых отложениях, а в проектируемых скважинах предусматривается проходить не менее 30 м.

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

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

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

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

Шлам будет отбираться через 5-10 метров, продуктивной части разреза через каждые 1 метр проходки.

Шлам пакуется 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 керн составляется шламо-кернограмма.

Рекомендуемые проектные интервалы отбора по проектируемым скважинам приведены в таблице 5.8.1.1

Таблица 5.8.1.1 - Проектные интервалы отбора керн по проектируемым скважинам

| № скв. (альт.) | Геологический возраст | Интервал отбора керн, м | Проходка с керном, м |
|--|--------------------------|----------------------------------|-------------------------|
| Структура Жынгылды Юго-Западный | | | |
| ЖЮЗ-5 | J | 1010-1020, 1040-1050, 1090- 1100 | 30 |
| ЖЮЗ-4 | J,Т | 1100-1110, 1140-1150, 1270-1280 | 30 |
| ЖЮЗ-3 | Т | 970-980,1000-1010, 1090-1100 | 30 |
| ЖЮЗ-2 | Т | 970-980,1000-1010, 1090-1100 | 30 |
| ЖЮЗ-1 | J,Т | 1060-1070, 1290-1300 | 30 |
| Итого | | | 150 |
| Структура Егиз Южный | | | |
| ЕЮ-2 | J, Т | 1050-1060, 1290-1300,1340-1350 | 30 |
| ЕЮ-3 | J, Т | 1050-1060, 1290-1300,1340-1350 | 30 |
| Итого | | | 60 |
| Площадь Байменке-Байменке Южный | | | |
| Бай-1 | К, J | 90-100, 400-410, 590-600 | 30 |
| Бай-2 | Т | 1180-1190, 1280-1290, 1340-1350 | 30 |
| Бай-3 | К, J | 610-620, 800-810,1090-1100 | 30 |
| Бай-4 | К, J | 90-100,400-410, 590- 600 | 30 |
| Бай-5 | К, J | 610-620, 800-810,1090-1100 | 30 |
| Бай-6 | Т | 1180-1190, 1280-1290, 1340-1350 | 30 |
| Итого | | | 180 |
| Структура Бекшибай | | | |

| | | | |
|---------------|---|---------------------------------|------------|
| Бек-2 | Т | 1070-1080; 1110-1120; 1240-1250 | 30 |
| Бек-3 | Т | 1110-1120, 1180-1190, 1240-1250 | 30 |
| Итого | | | 60 |
| ИТОГО: | | | 450 |

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

5.8.2 Геофизические и геохимические исследования

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В таблице 5.8.2.1 приведены планируемый комплекс геолого-геофизических исследований, который необходимо проводить в проектируемых скважинах, а также рекомендуемые методы, которые будут проводиться по мере необходимости.

Таблица 5.8.2.1-Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах с глубинами в пределах 600±250 м

| Наименование работ | Интервал регистрации, м | Примечание |
|---|---------------------------|---|
| 1. Акустический каротаж, Радиоактивный каротаж (ГК, ННК-Т), Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П), ИК, Фокусированный боковой каротаж (MSFL, LLS, LLD), МБК, Гамма-спектрометрический каротаж (NGS), ПС, профилометрия или кавернометрия, термометрия | 85 - до проектной глубины | |
| 2. Измерение пластового и гидродинамического давления | 85-600 | В интервале предполагаемых продуктивных пластов |
| 3. Акустическая цементометрия (СВЛ), ОЦК | 0- до проектной глубины | |
| 4. Геолого-технические исследования, газовый каротаж | 85-до проектной глубины | Станция ГТИ |

Таблица 5.8.2.2-Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах с глубинами в пределах 1100±250 м

| Виды исследований | Интервал регистрации, м | Примечание |
|---|----------------------------|---|
| 1. Стандартный каротаж кажущегося сопротивления (КС), Самопроизвольная поляризация (ПС), Радиоактивный каротаж (ГК), Кавернометрия, Термометрия, Инклинометрия | 0 - до 350 | |
| 2. Акустический каротаж, Радиоактивный каротаж (ГК, ННК-Т), Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П), ИК, Фокусированный боковой каротаж (MSFL, LLS, LLD), МБК, Гамма-спектрометрический каротаж (NGS), ПС, профилометрия или кавернометрия, термометрия | 350 - до проектной глубины | |
| 3. Измерение пластового и гидродинамического давления | 700-1100 | В интервале предполагаемых продуктивных пластов |
| 4. Акустическая цементометрия (СВЛ), ОЦК | 0- до проектной глубины | |
| 5. Геолого-технические исследования, газовый каротаж | 400-до проектной глубины | Станция ГТИ |

5.8.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 5.8.3.1 - Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне

| №№ скв. | Возраст | Интервал испытания, м | Количество объектов |
|--|---------|-----------------------|---------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 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 | | | |
| ЖЮЗ-1 | J | 1080-1100 | 2 |
| | T | 1250-1270 | |
| ЖЮЗ-2 | J | 990-1010, 1030-1050 | 2 |
| ЖЮЗ-3 | J | 990-1010, 1030-1050 | 2 |
| ЖЮЗ-4 | J | 1070-1090 | 2 |
| | T | 1240-1260 | |
| ЖЮЗ-5 | J | 940-960, 980-1000 | 2 |
| Итого: | | | 10 |
| Структура Байменке-Байменке Южный | | | |
| Бай-1 | K | 100-120 | 2 |
| | J | 130-150 | |
| Бай-2 | T | 1200-1220, 1230-1250 | 2 |
| Бай-3 | K | 440-460 | 2 |
| | J | 760-780 | |
| Бай-4 | K | 180-200 | 2 |
| | J | 230-250 | |
| Бай-5 | K | 470-490 | 2 |
| | J | 780-800 | |
| Бай-6 | T | 1210-1230, 1240-1260 | 2 |
| Итого: | | | 12 |
| Структура Бекшибай | | | |
| Бек-2 | T | 1080-1100, 1120-1140 | 2 |
| Бек-3 | T | 1130-1150, 1170-1190 | 2 |
| Итого: | | | 4 |
| ВСЕГО: | | | 30 |

В каждой скважине в эксплуатационной колонне предполагается испытать по 2 объекта в юрско-меловых и триасовых отложениях.

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

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

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

Данные о планируемых к испытанию объектах в эксплуатационной колонне приводятся в таблице 5.8.3.1.

В таблице 5.8.3.2 приведены прогнозируемые дебиты УВ, плотность нефти и газосодержание нефти по стратиграфическим комплексам, вскрываемым проектными скважинами на участке «Атырау». За аналог приняты месторождения Дараймола Восточное, Дараймола Западное и Жынгылды, продуктивность которых связаны с юрско-меловыми и триасовыми отложениями.

Таблица 5.8.3.2 - Прогнозируемые дебиты УВ, плотности и газосодержание нефти

| | | | |
|--|--|--|---|
| Объекты, скважины | Дараймола Восточная*: Бай-2, Бай-6 (Байменке-Байменке Южный); ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-4 (Жынгылды Юго-Западный); ЕЮ-2, ЕЮ-3 (Егиз Южный); Бек-2, Бек-3 (Бекшибай) | Дараймола Западная**: ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-4, ЖЮЗ-2, ЖЮЗ-3, ЖЮЗ-5 (Жынгылды Юго-Западный); ЕЮ-2, ЕЮ-3 (Егиз Южный); Бай-3, Бай-5, Бай-1, Бай-4 (Байменке-Байменке Южный) | Жынгылды***: Бай-3, Бай-5, Бай-1, Бай-4 (Байменке-Байменке Южный) |
| Геологический возраст ожидаемых продуктивных горизонтов | Триас | Юра | Мел |
| Ожидаемые параметры | дебит нефти -18т/сут, плотность нефти -0,82 г/см ³ газосодержание – 55,6 м ³ /т | дебит нефти -14,4т/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.

5.8.4 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 разведочным скважинам приведены в таблице 5.8.4.1.

Отбор образцов пород и нефти будет корректироваться геологической службой Заказчика.

Таблица 5.8.4.1 – 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 |

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

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

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

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

Документы, предшествующие бурению скважин:

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

На бурящуюся скважину заводится дело, включающее в себя:

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

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

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

Виды и объемы, планируемых исследовательских работ показаны в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Основные показатели проектируемых работ

| № п/п | Виды работ | Единицы измерения | Объем работ по проекту | Количество образцов пород и проб УВ на анализы |
|-------|---|-------------------|------------------------|--|
| 1 | Объем бурения | м | 17 300 | - |
| 2 | Количество скважин | ед. | 15 | - |
| 3 | Отбор керна | м | 450 | 15 |
| 4 | Объем шлама | проба | - | 10 |
| 5 | ГИС | м | 17300 | - |
| 6 | Опробование и испытание объектов в экс. колонне | кол-во объектов | 30 | 8 |

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 разведочных работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных таким проектным документом.

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

Все произведенные экономические расчеты являются плановыми.

Сметная стоимость ликвидации одной скважины приведена в таблице 8.1, в таблице 8.2. приведены расходы на используемые материалы, в таблице 8.3 – затраты на вспомогательную спец. технику.

Таблица 8.1 - Сметная стоимость ликвидации проектных скважин

| № п/п | Наименование работ и затрат | Ед. изм. | Количество | Стоимость, тысяч тенге | Общая стоимость, тысяч тенге |
|-------|--|----------|------------|------------------------|------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Мобилизация и демобилизация агрегата на 60 км | станок | 1 | 300 | 300 |
| 2 | Ликвидационные работы на скважину | | | | |
| 3 | Монтаж и демонтаж передвижного агрегата грузоподъемностью | дней | 2 | 150 | 300 |
| 4 | Оплата труда бригады КРС | сутки | 3 | 138 | 414 |
| 5 | Дизтопливо и ГСМ комплекта главного привода агрегата | сутки | 3 | 43 | 129 |
| 6 | Затраты ЦА на изоляционные и прессовочные работы | опер | 2 | 58 | 116 |
| 7 | Материалы: | | | | |
| 8 | Цемент класса "G" | тн. | 10 | 21 | 210 |
| 9 | Ингибитор коррозии | литр | 0,17 | 0,25 | 0,0425 |
| 10 | Ингибитор H ₂ S | 25 кг. | 0,06 | 6 | 0,36 |
| | Итого затраты на ликвидацию одной скважины | | | | 1 469,4025 |
| | Итого ликвидационные затраты 15 проектных скважин, в т. ч. мобилизация и демобилизация агрегата | | | | 22 041,0375 |

Таблица 8.2 - Используемые расходные материалы

| Материал | Количество, баллон | Сумма, тенге | Итого, тенге |
|----------------------------|--------------------|--------------|----------------|
| Надсолевая скважина | | | |
| Кислород | 20 | 3000 | 60 000 |
| Пропан | 10 | 5000 | 50 000 |
| | | Итого | 110 000 |

Таблица 8.3– Вспомогательная техника

| Наименование техники | Кол-во | Стоимость, в час | Количество часов | Всего в тенге |
|---------------------------------|--------|------------------|------------------|----------------|
| Цементировочный агрегат | 1 | 10 000 | 5 | 50 000 |
| Цементосмесительная машина, СМН | 1 | 10 000 | 5 | 50 000 |
| Автокран | 1 | 10 000 | 5 | 50 000 |
| Автомашина "Камаз" | 3 | 10 000 | 5 | 50 000 |
| Автобус | 1 | 10 000 | 5 | 50 000 |
| Трактор | 1 | 10 000 | 5 | 50 000 |
| Итого | | | | 300 000 |

Затраты на рекультивацию земли

При расчете стоимости рекультивации земель учтены только земельные участки, отведенные под бурение скважин, так как стоимость затрат на ликвидацию последствий полевых сейсморазведочных работ уже были включены в стоимость планируемых полевых сейсморазведочных работ, общие стоимости которых приведены в главе 12 настоящего проекта.

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:

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

Таблица 8.4 Объемы и виды работ по технической рекультивации земель

| № п/п | Наименование и характеристика | Ед. изм. | Стоимость, тысяч тенге | Объем работ | Общая стоимость, тысяч тенге |
|-------|--|----------------|------------------------|-------------|------------------------------|
| 1 | Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами | м ³ | 93,062 | 0,47 | 43,739 |
| 2 | Вывоз загрязненного грунта, мусора | т | 84 | 1,86 | 156,24 |
| 3 | Планировка площадки | га | 95 | 0,85 | 80,75 |
| 4 | Сбор, резка и вывоз металлолома | т | 25 | 1,5 | 37,5 |
| | Итого | | | | 318,229 |

Согласно настоящему проекту разведочных работ запроектировано бурение 15 разведочных скважин.

Общая сметная стоимость ликвидации скважин приведена в таблице 8.5

Таблица 8.5- Сводная таблица затрат по ликвидации проектных скважин

| № п/п | Наименование | Ед. изм. | Сумма в тенге |
|---|--|--------------|-------------------|
| Скважины на мезозойский комплекс | | | |
| 1 | Ликвидация 15 скважин | тенге | 22 041 037 |
| 2 | Работа спецтехники и вывоз наземного и подземного оборудования | тенге | 300 000 |
| 3 | Используемые расходные материалы | тенге | 110 000 |
| 4 | Рекультивация земли | тенге | 318 229 |
| | Итого | тенге | 22 769 267 |
| | Прочие расходы, 10% | тенге | 2 276 927 |
| | Итого на 15 скважин | тенге | 25 046 193 |

Таблица 8.6 - Сводная таблица затрат по ликвидации пробуренных скважин

| № п/п | Наименование | Ед. изм. | Сумма в тенге |
|-----------------------------------|--|--------------|-------------------|
| 1 | Ликвидация 18 скважин | тенге | 26449245 |
| 2 | Работа спецтехники и вывоз наземного и подземного оборудования | тенге | 300 000 |
| 3 | Используемые расходные материалы | тенге | 110 000 |
| 4 | Рекультивация земли | тенге | 318 229 |
| | Итого | тенге | 27 177 474 |
| | Прочие расходы, 10% | тенге | 2 717 747 |
| | Итого на 18 скважин | тенге | 29 895 221 |
| Скважина ТЮВ-1 на палеозой | | | |
| 1 | Ликвидация 1 скважины | тенге | 3114402,5 |
| 2 | Работа спецтехники и вывоз наземного и подземного оборудования | тенге | 300 000 |
| 3 | Используемые расходные материалы | тенге | 165 000 |
| 4 | Рекультивация земли | тенге | 318 229 |
| | Итого | тенге | 3 897 632 |
| | Прочие расходы, 10% | тенге | 389 763 |
| | Итого на скважину ТЮВ-1 | тенге | 4 287 395 |
| | ИТОГО | | 34 182 616 |

Всего затраты на ликвидацию **проектных 15 скважин – 25 046 193 тенге, пробуренных 19 скважин – 34 182 616 тенге.**

Таким образом, затраты по ликвидации на период реализации данного проекта составляет **59 228 809 тенге.**

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

9.1 Охрана атмосферного воздуха

Качественное состояние атмосферного воздуха в районе проведения поискового бурения на контрактном участке «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 поисково-разведочного бурения и предупреждения их изменения вследствие техногенного воздействия на буровых площадках должен осуществляться производственный мониторинг окружающей среды по согласованной в установленном порядке программе Подрядной буровой компанией.

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

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

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

9.2 Охрана и рациональное использование земельных ресурсов

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

Согласно Земельному Кодексу, охрана земель включает систему правовых, организационных, экономических, технологических и других мероприятий, направленных на охрану земли как части окружающей среды, рациональное использование земель,

предотвращение необоснованного изъятия земель из сельскохозяйственного и лесохозяйственного оборота, а также на восстановление и повышение плодородия почв.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

После завершения всех работ на площади, в соответствии с Земельным Кодексом Республики Казахстан, № 442-II от 20 июня 2003 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.02.2024 г.) недропользователем оформляется акт о передаче восстановленной земли землевладельцу.

9.3 Охрана поверхностных и подземных вод

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

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

- блок приготовления и химической обработки бурового и цементного растворов (гидроциклон, вибросито);
- циркуляционная система;
- насосный блок (охлаждение штоков насосов, дизелей);

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Захоронение жидких отходов производства, сброс сточных вод регламентируется в соответствии Кодексом РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27 декабря 2017 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024 г.) и «Экологическим

кодексом РК» №400-VI от 2 января 2021 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024 г.).

Запрещается размещение на территории объектов шламовых амбаров.

9.4 Охрана недр

В соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании», №125-VI от 27 декабря 2017 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024 г.), охрана недр осуществляется обеспечением:

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

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

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

- обязательность монтажа сертифицированного противовыбросового оборудования (ПВО) для предотвращения выбросов, открытого фонтанирования;
- обязательность учета особенностей геологического строения при расчёте конструкций скважины;
- разработка плана ликвидации возможных осложнений в процессе бурения скважины и мероприятий, направленных на предупреждение причин, снижающих надёжность скважины;
- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- обеспечение надёжной изоляции нефтяных, газовых и водоносных интервалов друг от друга высоким качеством цементажа;
- использование технологического оборудования, отвечающего требованиям международных стандартов;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;

- применение экологически безопасных сертифицированных компонентов бурового и цементного растворов.

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

Оценка воздействия на окружающую среду на период разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Атырау» в виде ориентировочных значений показателей объемов выбросов ЗВ в атмосферу от технологического оборудования, ориентировочных объемов водопотребление и водоотведения, отходов производства и потребления представлены в Отчете о возможных воздействиях (ОВВ) к «Проекту разведочных работ по поиску залежей углеводородов на структурах Бекшибай, Егиз Южный, Жынгылды Юго-Западный, Байменке-Байменке Южный согласно контракту №1077 от 28 декабря 2002 года».

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Продолжительность строительства проектных скважин приняты исходя из опыта бурения ранее пробуренных поисково-разведочных скважин структурах Байменке-Байменке Южный, Жынгылды Юго-Западный, Егиз Южный, Бекшибай.

Продолжительность бурения и освоения одной проектной скважины на структурах Байменке - Байменке Южный (Бай-2, Бай-3, Бай-5, Бай-6), Бекшибай (Бек-2, Бек-3), Жынгылды Юго-Западный (ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-2, ЖЮЗ-3, ЖЮЗ-4, ЖЮЗ-5), Егиз Южный (ЕЮ-2, ЕЮ-3) с проектной глубиной 1100±250 м составляет 109 суток:

- строительные-монтажные и подготовительные работы к бурению, демонтаж – 12 сут;
- бурение, крепление и проведение ГИС – 30 сут;
- испытание двух объектов по 30 суток каждый – 60 сут;
- ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земель – 7 сут.

Продолжительность бурения и освоения одной проектной скважины на структурах Байменке -Байменке Южный Бай-1, Бай-4 с проектной глубиной 600±250 м составляет 89 суток:

- строительные-монтажные и подготовительные работы к бурению, демонтаж – 7 сут;
- бурение, крепление и проведение ГИС – 15 сут;
- испытание двух объектов по 30 суток каждый – 60 сут;
- ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земель – 7 сут.

Продолжительность проведения полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д составляет 110 суток (в зависимости от времени года) и состоит из следующих этапов:

1. Мобилизация/демобилизация – 15 суток;
2. Полевые работы – 95 суток;

Проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д общей площадью 360 кв. км планируется в 2024 г.

Календарный план бурения проектируемых скважин приведен в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - 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 |
| Байменке-Байменке Южный | | | | | |
| 1 | Бай-1 (независимая) | 600 | P ₁ kg | 2024 | 2024 |
| 2 | Бай-2 (независимая) | 1350 | P ₁ kg | 2024 | 2024 |
| 3 | Бай-3 (независимая) | 1100 | P ₁ kg | 2024 | 2024 |
| 4 | Бай-4 (зависимая) | 600 | P ₁ kg | 2024 | 2024 |
| 5 | Бай-5 (зависимая) | 1100 | P ₁ kg | 2024 | 2024 |
| 6 | Бай-6 (зависимая) | 1350 | P ₁ kg | 2024 | 2024 |
| Структура Жынгылды Юго-Западный | | | | | |
| 7 | ЖЮЗ-1 (независимая) | 1350 | P ₁ kg | 2024 | 2024 |
| 8 | ЖЮЗ-2 (независимая) | 1100 | T | 2024 | 2024 |
| 9 | ЖЮЗ-3 (зависимая) | 1100 | T | 2024 | 2024 |
| 10 | ЖЮЗ-4 (зависимая) | 1350 | P ₁ kg | 2024 | 2024 |
| 11 | ЖЮЗ-5 (зависимая) | 1100 | T | 2024 | 2024 |
| Структура Бекшибай | | | | | |
| 12 | Бек-2 (независимая) | 1250 | P ₁ kg | 2024 | 2024 |
| 13 | Бек-3 (зависимая) | 1250 | P ₁ kg | 2024 | 2024 |
| Структура Егиз Южный | | | | | |
| 14 | ЕЮ-2 (независимая) | 1350 | P ₁ kg | 2024 | 2024 |
| 15 | ЕЮ-3 (зависимая) | 1350 | P ₁ kg | 2024 | 2024 |
| Итого: 15 скважин – 17 300 м | | | | | |

Таблица 10.2 - Координаты проектируемых скважин (Пулково, 1942)

| № п/п | № скв | Географические координаты | |
|---|----------|---------------------------|-------------------|
| | | северная широта | восточная долгота |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Структура Байменке -Байменке Южный | | | |
| 1. | Бай-1 | 47° 44' 34,86704" | 52° 7' 53,50139" |
| 2. | Бай-3 | 47° 51' 7,199" | 52° 9' 36,064" |
| 3. | Бай-2 | 47° 55' 30,20598" | 52° 7' 46,09345" |
| 4. | Бай-4 | 47° 44' 38,53081" | 52° 8' 11,41089" |
| 5. | Бай-5 | 47° 53' 10,04086" | 52° 7' 48,1152" |
| 6. | Бай-6 | 47° 55' 45,6996" | 52° 7' 19,9992" |
| Структура Жынгылды Юго-Западный | | | |
| 7. | ЖЮЗ-1 | 47° 41' 4,1424" | 52° 50' 17,4552" |
| 8. | ЖЮЗ-2 | 47° 41' 22,902" | 52° 50' 7,224" |
| 9. | ЖЮЗ-3 | 47° 41' 50,7228" | 52° 49' 59,466" |
| 10. | ЖЮЗ-4 | 47° 40' 47,172" | 52° 50' 3,1884" |
| 11. | ЖЮЗ-5 | 47° 40' 15,996" | 52° 49' 13,2744" |
| Структура Егиз Южный | | | |
| 12. | ЕЮ-2 | 47° 25' 31,91442" | 52° 13' 24,06661" |
| 13. | ЕЮ-3 | 47° 25' 50,31022" | 52° 11' 27,53646" |
| Структура Бекшибай | | | |
| 14. | Бек-2 | 47° 21' 41,0616" | 52° 17' 33,9432" |
| 15. | Бек-3 | 47° 21' 21,01939" | 52° 18' 4,21033" |

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

На участке «Атырау» в период разведочного этапа по поиску стоимость проведения геологоразведочных работ планируется в объеме 8,761 млрд. тенге (таблица 11.1).

Таблица 11.1 - Планируемые финансовые затраты на период проведения разведочных работ

| № п/п | Наименование работ | Единица измерения | Год | |
|-------|---|------------------------|----------------|--------------|
| | | | 2024 | 2025 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Затраты на геологоразведку, всего: | млн. тенге | 8 253,0 | 90,0 |
| 1.1 | Бурение 3-ёх (трёх) независимых разведочных скважин на структуре Байменке - Байменке Южная , отбор шлама, керна, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы | млн. тенге | 1 368,0 | |
| | | скв/пог. м | 3 | 3050 |
| 1.2 | Бурение 3-ёх (трёх) зависимых разведочных скважин на структуре Байменке - Байменке Южная , отбор шлама, керна, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы | млн. тенге | 1 368,0 | |
| | | скв/пог. м | 3 | 3050 |
| 1.3 | Бурение 1-ой (одной) независимой разведочной скважины на структуре Бекшибай , отбор керна и шлама, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы | млн. тенге | 540,0 | |
| | | скв/пог. м | 1 | 1250 |
| 1.4 | Бурение 1-ой (одной) зависимой разведочной скважины на структуре Бекшибай , отбор керна и шлама, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы | млн. тенге | 540 | |
| | | скв/ пог. м | 1 | 1250 |
| 1.5 | Бурение 2-х (двух) независимых разведочных скважин на структуре Жынгылды Юго-Западный , отбор шлама, керна, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы | млн. тенге | 1 062,0 | |
| | | скв/пог. м | 2 | 2450 |
| 1.6 | Бурение 3-х (трёх) зависимых разведочных скважин на структуре Жынгылды Юго-Западный , отбор керна и шлама, ГИС, испытание и опробование объектов и др. работы | млн. тенге | 1 548,0 | |
| | | скв/пог. м | 3 | 3550 |
| 1.7 | 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 | 553,5 | |
| | | скв/пог. м | 1 | 1350 |
| 1.8 | 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 | 553,5 | |
| | | скв/ пог. м | 1 | 1350 |
| 1.9 | По результатам бурения сейсморазведочные работы МОГТ-3Д на структуре Байменке-Байменке Южный (полевые работы-2024г, обработка и интерпретация полученных данных в 2025 году) | млн. тенге | 720,0 | 90,0 |
| | | кв. км | 360 | 360 |
| 2. | Прочие затраты по геологоразведке, в том числе: | млн. тенге | 80,0 | 338,0 |
| | | кол-во проектов | 3 | 15 |
| 2.1 | Групповой технический проект на строительство поисково-разведочных скважин глубиной 1100 метров (+/- 250 метров) на площадях Бекшибай, Жынгылды Юго-Западный, Егиз Южный, Байменке-Байменке Южный участка Атырау и ОВОС» | млн. тенге | 30,0 | |
| | | кол-во | 1 | |
| 2.2 | Групповой технический проект на строительство поисково-разведочных скважин глубиной 600 метров (+/- 250 метров) на площади Байменке-Байменке Южный участка Атырау и ОВОС. | млн. тенге | 30,0 | |
| | | кол-во | 1 | |
| 2.3 | Технический проекта на проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3Д на площади Байменке - Байменке Южный в объёме 360км2 и ОВОС. | млн. тенге | 20,0 | |
| | | кол-во | 1 | |
| 2.4 | 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 | | 40,0 |
| | | кол-во | | 1 |
| 2.5 | Отчёт по возврату контрактной территории участка "Атырау" | млн. тенге | | 27,0 |
| | | кол-во | | 1 |
| 2.6 | Проект ликвидации объектов недропользования | млн. тенге | | 25,0 |

| | | | | |
|-----|---|---------------------|---------------------------|---------------------|
| | | КОЛ-ВО | | 1 |
| 2.7 | Подсчёт запасов нефти и растворённого газа по состоянию на 01.03.2025 год | млн. тенге | | 108,0 |
| | | КОЛ-ВО | | 6 |
| 2.8 | Проект разработки месторождения | млн. тенге | | 138 |
| | | КОЛ-ВО | | 6 |
| | ВСЕГО кол-во бурения на 2024 г.г. | скв. /пог. м | 15 17 300 | 0 0 |
| | ВСЕГО затраты на 2024-2025 г.г. | млн. тенге | 8 333,00 | 428,00 |

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1 Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа

Перспективные ресурсы подсчитаны объемным методом по категории С₃.

Подсчётные параметры (пористость, нефтенасыщенность и т.д.) приняты по аналогии с месторождениями Дараймола Восточная, Дараймола Западная, Жынгылды, где в юрских и триасовых отложениях (J-T) выявлены нефтегазовые горизонты.

В целом, перспективные ресурсы нефти юрско-меловых и триасовых отложений, подсчитанные объемным методом по категории С₃, составляют (млн. т): геологических – 49,7; извлекаемых – 14,9.

В таблицах 12.1. приведены результаты подсчета перспективных ресурсов ловушек на надсолевой комплекс, где проектируется разведочное бурение.

Таблица 12.1- Количество ожидаемых ресурсов в пределах перспективных участков структур по категории С₂

| 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 | |
|-----------------------|--|---------------------|----------|----------------|---|---------------------------------|-----------|------------|------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--|----------------------------------|-----------------------------------|---|----------|
| | | | | | | | | | | | | | | | Геологич. | Извлеч. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| Жынгылды Юго-Западный | Соляной перешеек, северо-западный блок | ЖЮЗ-3, ЖЮЗ-2, ЖЮЗ-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 |
| | Соляной перешеек, юго-восточный блок | ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-4 | J | 1170 | 425 | 12 | 0,22 | 0,5 | 0,8 | 0,87 | 390,5 | 0,3 | 117,1 | 30 | 11713,7 | 3514,1 |
| | | | T | 1215 | 200 | 12 | 0,17 | 0,5 | 0,79 | 0,98 | 157,9 | 0,3 | 47,4 | 30 | 4738,1 | 1421,4 |
| | | | | | | | | | | J | 2201,8 | | 660,5 | | 66053,8 | 19816,1 |
| | | | | | | | | | | T | 157,9 | | 47,4 | | 4738,1 | 1421,4 |
| Егиз Южный | Северное крыло, Восточная и Западная ловушки | 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 |
| | Западное крыло Южный блок | 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 |
| | Западное крыло Северный блок | 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 Южный | Южное крыло | Бай-1, Бай-3 | K | 500 | 1600 | 12 | 0,28 | 0,5 | 0,88 | 0,95 | 2247,2 | 0,3 | 674,2 | 30 | 67415,0 | 20224,5 |
| | | | J | 900 | 2300 | 12 | 0,2 | 0,5 | 0,85 | 0,9 | 2111,4 | 0,3 | 633,4 | 30 | 63342,0 | 19002,6 |
| | | | | | | | | | | K | 28230,0 | | 8469,0 | | 846901,4 | 254070,4 |
| | | | | | | | | | | J | 16799,4 | | 5039,8 | | 503982,0 | 151194,6 |
| | | | | | | | | | | T | 1009,9 | | 303,0 | | 30296,3 | 9088,9 |
| Бекшибай | Южной блок | Бек-2, Бек-3 | T | 1110 | 829,8125 | 12 | 0,17 | 0,5 | 0,79 | 0,98 | 655,3 | 0,3 | 196,6 | 30 | 19658,7 | 5897,6 |
| | | | T | | | | | | | | | 655,3 | | 196,6 | | 19658,7 |
| | | | | | | | | | | K | 28230,0 | | 8469,0 | | 846901,4 | 254070,4 |
| | | | | | | | | | | J | 19418,1 | | 5825,4 | | 582544,4 | 174763,3 |
| | | | | | | | | | | T | 2150,2 | | 645,1 | | 64505,0 | 19351,5 |
| | | | | | | | | | | Итого: | 49798,4 | | 14939,5 | | 1493950,9 | 448185,3 |

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

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

Таблица 13.1 - Основные технико-экономические показатели разведочных работ

| №№ п/п | Показатели | Единица измерения | Объем работ |
|-----------|---|----------------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Стоимость геологоразведочных работ в период разведки | млн. тенге | 8 761 |
| 2 | Количество проектных поисковых скважин | шт. | 15 |
| 3 | Проектные глубина, горизонт | м | 600; 1100; 1350 (Т, Р ₁ kg) |
| 4 | Суммарный метраж | м | 17 300 |
| 5 | Средняя коммерческая скорость бурения | м/ст-мес | 1 125 |
| 6 | Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины | млн. тенге | 7 533 ₸ |
| 7 | Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения | тенге | 435 434 ₸ |
| 8 | Продолжительность проектируемых работ на площади | год | 1 |
| 9 | Ожидаемый прирост запасов нефти (геолог.) | тыс. т | 49798,4 |
| 10 | Прирост ожидаемых запасов нефти на 1 м проходки | тыс. т/м | 2,88 |
| 11 | Прирост ожидаемых запасов нефти на 1 поисковую скважину | тыс. т/скв. | 3319,9 |
| 12 | Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов нефти | тыс. тенге/т | 151 270 ₸ |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Перспективы нефтегазоносности контрактной территории участка «Атырау» связаны с поиском залежей углеводородов в юрско-меловых и триасовых отложениях

По надсолевым отложениям выявлены перспективные структуры Байменке-Байменке Южный, Жынғылды Юго-Западный, Бекшибай, Егиз Южный, представляющие интерес для постановки поисково-разведочных работ.

На площади Байменке-Байменке Южный с целью поиска 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 поиска и разведки 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 независимой скважины Бай-3 и зависимой скважины Бай-5. Проектная глубина скважин – 1100 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

На структуре Жынғылды Юго-Западный с целью разведки залежи нефти в триасовых и юрских отложениях предусмотрено бурение независимых скважин ЖЮЗ-1 и ЖЮЗ-2. Проектные глубины скважин – 1350 и 1100 м, проектные горизонты – кунгурский ярус нижней перми и триасовый горизонт. Зависимая скважина ЖЮЗ-4 от скважины ЖЮЗ-1, зависимые скважины ЖЮЗ-3 и ЖЮЗ-5 от скважины ЖЮЗ-2 проектируются с целью прослеживания и оконтуривания залежей, выявленных независимыми скважинами. Проектные глубины 1350м и 1100 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.

Суммарный метраж 15-ти скважин – 17 300 м. Бурение проектных скважин планируется в 2024 году.

В проектных скважинах запроектирован комплекс геолого-геофизических исследований - отбор керна, проведение ГИС современными методами, опробование перспективных объектов в экс. колонне.

Площадь Байменке-Байменке Южный, объединяющая структуры Байменке и Байменке Южный, плохо изучены сейсморазведкой, бурение глубоких скважин на них не проводилось. Структуры имеют крутые и пологие склоны триасовых отложений в глубокие мульды, в своде отсутствуют отложения мела и часть юрского разреза. Сводовые части структур нарушены сбросами.

По результатам бурения независимой скважины на площади Байменке-Байменке Южный 2024 году проектируется проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3Д площадью 360 кв. км.

Перспективные ресурсы нефти юрско-меловых и триасовых отложений по категории С₃ составляют (млн. т): геологических – 49,7; извлекаемых – 14,9.

Ликвидационный фонд на период реализации данного проекта составляет **59 228 809 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 24.03.2024) |
| 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 | Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С. | Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и газ. Том третий. 169 с. г. Алматы, 2002 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. |

Б) Фондовые

| | | |
|----|---------------------|--|
| 12 | 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. |
| 13 | Дюсебаева Г. М. | Проект пробной эксплуатации месторождения Дараймола Западный в Атырауской области Республики Казахстан. Авторы: ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2015 г. |

| | | |
|----|---|---|
| 14 | 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. |
| 15 | 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. |
| 16 | Ескожа Б.А. | Окончательный отчет о геологических результатах работ, выполненных ФИОК на лицензионном участке АТЫРАУ в 1997-2000 г.г. ФИОК, Алматы, 2000г. |
| 17 | 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. |
| 18 | Жемчужников В.Г., Абдулкабирова А.А. и др. | Отчет о результатах сейсмических наземных работ 2Д и 3Д на участке «Атырау». АО «Геостан», г.Алматы, 2009 г |
| 19 | 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. |
| 20 | 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 «Reservoir Evaluation Services», г. Алматы, 2017 г. |
| 21 | 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. |
| 22 | 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», г. Атырау, 2020 г. |
| 23 | 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 Жынғылды Западный для изучения строения потенциальных ловушек углеводородов в надсолевом комплексе отложений». ТОО «Geophysical Support Services», г. Атырау, 2021 г. |
| 24 | 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. |
| 25 | Салакпаев К.Р. | Отчет о результатах сейсмических исследований на площади Теркобай-Жарсуат (с.п.15/ 89-91 г.). ГГЭ, г. Гурьев, 1991 г. |

| | | |
|----|---|--|
| 26 | Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др. | Проект на проведение поисково-разведочных работ на структурах Егиз, Кажигали, Жира-Бериш, Бекшибай в пределах блока «Атырау» ТОО «Лигострейд Сервис». ТОО «КазНИГРИ», Атырау, 2006 г. |
| 27 | 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 Жынгылды Западный). КазНИГРИ, г. Атырау, 2007 г. |
| 28 | 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. |
| 29 | 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. |
| 30 | Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др. | Проект оценочных работ на надсолевые отложения участка Атырау. ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2014 г. |
| 31 | 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. |
| 32 | Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др. | Дополнение № 3 к Проекту оценочных работ на надсолевые отложения участка «Атырау» (месторождение Дараймола Восточное). ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2015 г. |
| 33 | 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. |

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)

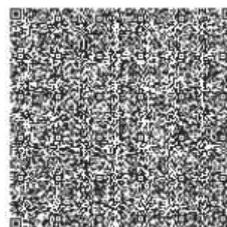
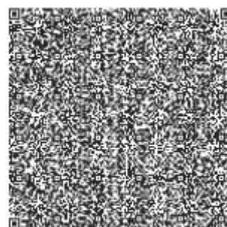
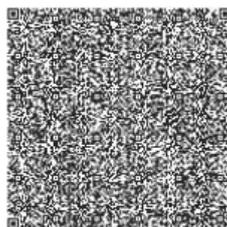
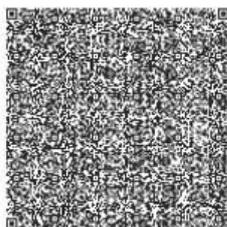
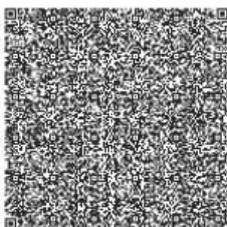
Руководитель
(уполномоченное лицо)

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 физлица 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

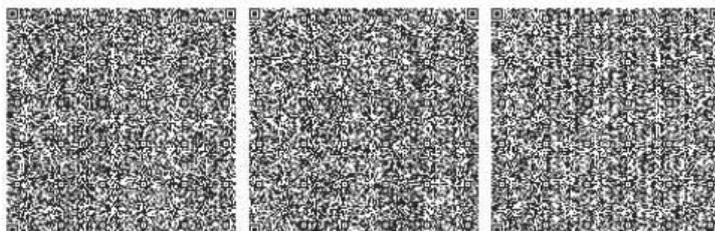
Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

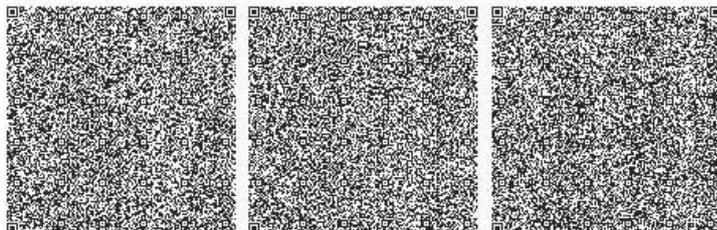
БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

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



Одним из методов защиты от подделок является использование так называемых «водяных знаков». Водяной знак – это изображение, которое можно увидеть, если посмотреть на документ под углом. Водяной знак – это изображение, которое можно увидеть, если посмотреть на документ под углом. Водяной знак – это изображение, которое можно увидеть, если посмотреть на документ под углом.

Номер приложения 001
Срок действия
Дата выдачи приложения 22.09.2015
Место выдачи г.Астана



Осыз жердегі электрондық құжат жетекшісінің өкілеттісінің қолымен берілген. Қолданысқа: Республикасымыздың 2003 жылғы 7 маусымдағы Заңында 7 бабының 1 тармағына сәйкес жүзеге асырылған құжаттың жетекшісі берілген. Дәлелді құжаттың сәйкестігі туралы 72 РК от 7 мамыр 2003 жылғы "Объекттер мен құжаттардың электрондық формасындағы құжаттардың" рәсімділігі мен дәлелділігі туралы заңмен сәйкес.



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)

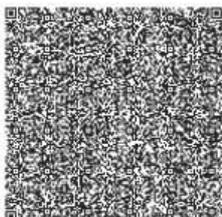
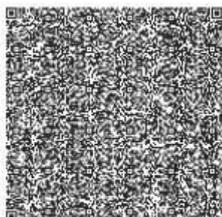
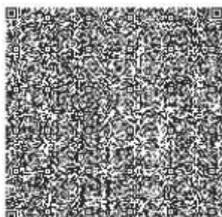
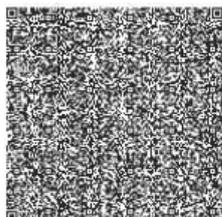
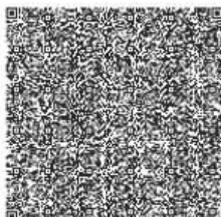
АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ

(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 ӘЙТЕКЕ БИ, дом № 43А., БИН: 991240001478

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

Производственная база **060000, город Атырау, улица Геологопоисковая -8**

(местонахождение)

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

Лицензиар **Министерство энергетики Республики Казахстан**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо) **АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ**

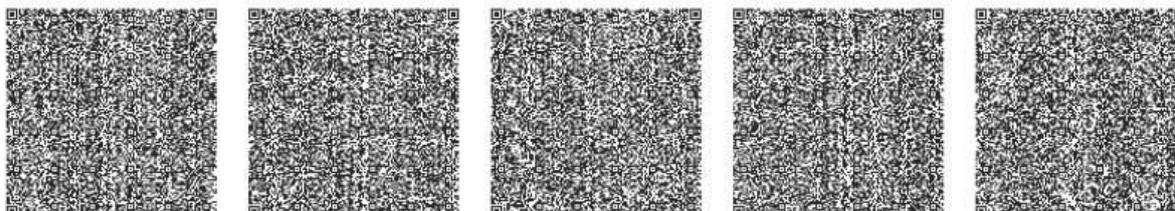
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 16.02.2018

Место выдачи г. Астана



Одна из копий приложения может быть заверена электронным способом с помощью государственного портала Республики Казахстан 2003 года или 7-го уровня доверия 7-го уровня доверия 1-го уровня доверия с помощью государственного портала Республики Казахстан. Данные доверия согласно пункту 1 статьи 7 ЗДРК от 7 января 2003 года "Об электронном доверии и о государственной информационной политике" Республики Казахстан.

Приложение 3



Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____ г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
Разведка
(вид недропользования)

от 04 декабря 2023 г. Пер. № 6883 -Р-УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА
ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «БТ-Мұнай» для осуществления операций по недропользованию на участке 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) на основании решения Министерства энергетики Республики Казахстан Протокол Экспертной комиссии №38/4 МЭ РК от 06 ноября 2023 года).

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" |
| Площадь 9926,48 – кв.км | | | | | |

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 (геологический отвод возвращен государству) | | | | | |
|---|-----------------|-------------------|---------------|-----------------|-------------------|
| 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 – 0,74 кв. км (с исключением гор. отвода 0,49 кв. км) | | | | | |
| Географические координаты угловых точек месторождения Дараймола (горный отвод) | | | | | |
| 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 – 0,25 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 – 4,64 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 – 1,52 кв. км | | | | | |
| Географические координаты угловых точек месторождения Каратал (геологический отвод возвращен государству) | | | | | |
| 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 – 0,14 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 – 1,16 кв. км

**Площадь геологического отвода участка Атырау, за вычетом
исключаемых месторождений составляет – 9498,78 (девять тысяч
четыреста девяноста восемь целых семьдесят восемь сотых) кв. км.**

Глубина отвода – до подошвы палеозоя.

Заместитель председателя



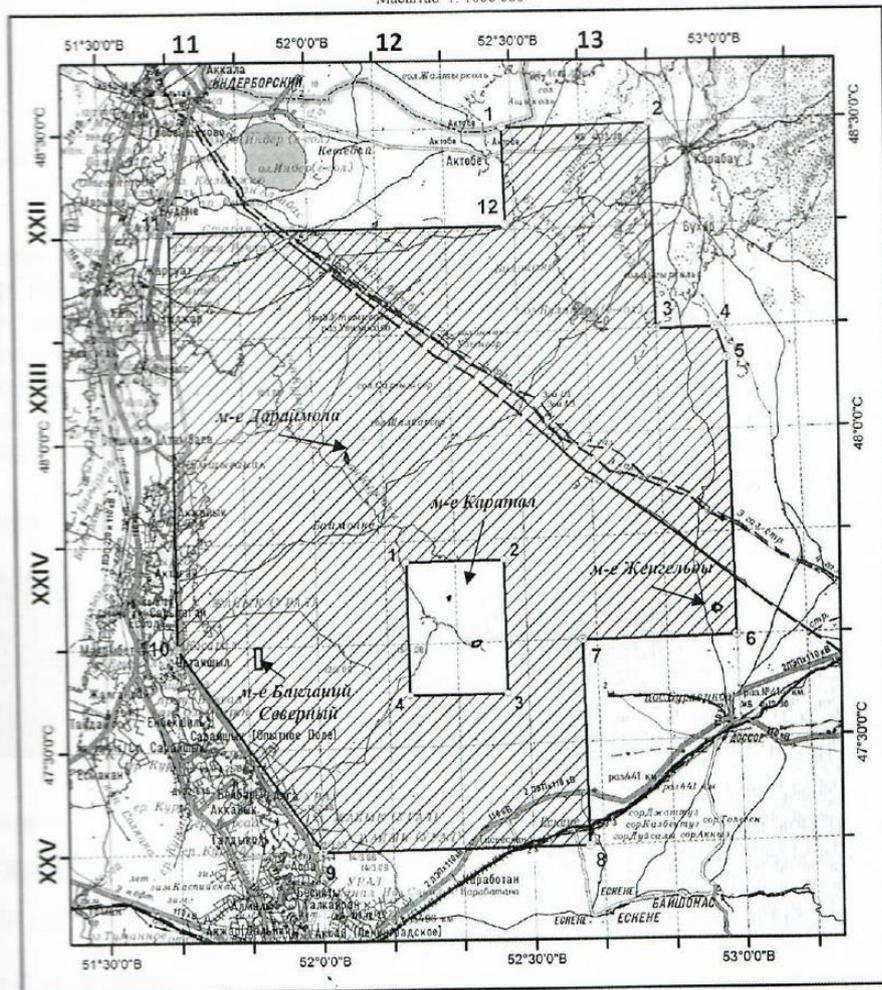
K. Tutkysbaev
К. Туткышбаев

г. Астана,
декабрь, 2023 г.

Приложение № _____
 по Контракту № 1077 от 28.10.2002г.
 на право недропользования
углеводороды
 (вид полезного ископаемого)
разведка
 (вид недропользования)

от « _____ » _____ 2023 г. Рег. № Р-УВ

Картограмма расположения геологического отвода участка Атырау в пределах блоков XXII-11-
 Б(частично),F(частично);XXII-12-D(частично),E(частично),F(частично);XXII-13-D,E;XXIII-11-B,C,E,F;XXIII-
 А,В,С,D,E,F(частично);XXIV-11-B,C,E,F;XXIV-12-A(частично),B,C,D,E(частично),F(частично);XXIV-13-
 А,В,С,D,E,F(частично);XXV-11-B(частично),C(частично),F(частично);XXV-12-
 А,В(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
- малые 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
- населенные пункты
- пески бугристые
- кустарники по пескам равным
- озера
- солончаки проходимые

г. Астана ноябрь, 2023 г.

Приложение 3

Протокол № 02/2024
заседания Научно-Технического Совета ТОО «КазНИГРИ»
(тип собрания)

ТОО «КазНИГРИ»

место проведения: г. Атырау

12.03.2024 г. кол-во стр. 3

(Дата проведения)

Председатель – Юсубалиев Р.А., директор ТОО «КазНИГРИ»,

Секретарь собрания – Сейткалиева Г.К., сотрудник ТОО «КазНИГРИ»

Присутствовали:

Туленбаева Б.Р. – Заместитель директора по проектно-функциональному обеспечению;

Арапов К.С. – Заместитель директора

Таймурзин Ж.С. – Заместитель директора по геологии;

Шестоперова Л.В. – Директор департамента геологии и моделирования, к.г.- м.н;

Жумалиева К.К. – Руководитель отдела проектирование поиска и разведки УВС;

Исламов Х. М. – Руководитель отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ;

Калемова Ж.Ж. – Руководитель отдела охраны окружающей среды;

Сагинбаева С.Е. – Руководитель отдела геологии и подсчета запасов;

Мербаева А.Г. – Главный специалист отдела ГИС.

Приглашенные:

Бришева К.Е. – Ведущий инженер отдела проектирование поиска и разведки УВС;

Ибраева А.Н. – Ведущий инженер отдела охраны окружающей среды.

Повестка дня:

Рассмотрение «Проекта разведочных работ по поиску залежей углеводородов на структурах Бекшибай, Егиз Южный, Жынғылды Юго-Западный, Байменке-Байменке Южный согласно контракту № 1077 от 28 декабря 2002 года».

Слушали сообщение ответственного исполнителя проекта Жумалиевой К.К. об основных проектных решениях.

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

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».

Общая площадь геологического отвода составляет 9 498,78 кв. км. Из территории геологического отвода исключены площади месторождений Дараймола, Бакланий Северный, Жынғылды, Каратал.

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 «Атыраунауй».

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.

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

В 2007-2013 годы Компанией ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» в южной части блока «Атырау» проведены сейсморазведочные работы 2Д/3Д. По результатам выполненных работ уточнено геологическое строение ранее выявленных структур и построены структурные карты по мезозойским и палеозойским комплексам отложений, выявлены перспективные объекты по надсолевым и подсолевым отложениям и выданы рекомендации на постановку поисковых работ. Нефтепоисковые работы сосредоточены в южной части контрактной территории.

В начале 2021 года специалистами ТОО «Geophysical Support Services» (Геофизикал Саппорт Сервисез) выполнена работа по комплексной интерпретации сейсмических данных МОГТ-3Д/2Д с использованием скважинных данных на участках 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.

Настоящим Проектом разведочных работ по поиску залежей нефти и газа в юрско-меловых и триасовых отложениях проектируется:

На площади Байменке-Байменке Южный с целью поиска 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 поиска и разведки 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 независимой скважины Бай-3 и зависимой скважины Бай-5. Проектная глубина скважин – 1100 м, *На площади Байменке-Байменке Южный* с целью поиска 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 поиска и разведки 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 независимой скважины Бай-3 и зависимой скважины Бай-5. Проектная глубина скважин – 1100 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

На структуре *Жынғылды Юго-Западный* с целью разведки залежи нефти в триасовых и юрских отложениях предусмотрено бурение независимых скважин ЖЮЗ-1 и ЖЮЗ-2. Проектная глубина скважин – 1350 м и 1100 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми и триас. Зависимые скважины ЖЮЗ-4, ЖЮЗ-3 и ЖЮЗ-5 проектируются с целью прослеживания и оконтуривания залежей, выявленных независимыми скважинами. Проектные глубины – 1350 и 1100 м, проектные горизонты – триасовый и юрские, 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.

Таким образом, Проектом предусматривается бурение 15-ти скважин, суммарный метраж которых составляет - 17300 м. Бурение проектных скважин планируется в 2024 году.

По результатам бурения скважин на структурах Байменке-Байменке Южный предусматривается проведение сейсморазведочных работы МОГТ-3Д площадью 360 кв. км.

В проектных скважинах запроектирован комплекс геолого-геофизических исследований - отбор керна, проведение ГИС современными методами, опробование перспективных объектов в экс. колонне.

В проектных скважинах запроектирован комплекс геолого-геофизических исследований - отбор керна, проведение ГИС современными методами, опробование перспективных объектов в экс. колонне.

Перспективные ресурсы нефти юрско-меловых и триасовых отложений по категории С₃ составляют (млн. т): геологических –49,7; извлекаемых – 14,9.

Ликвидационный фонд на период реализации данного проекта составляет **59 228 809 тенге**.

Ход совещания:

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

После обмена мнениями НТС постановил:

1. «Проект разведочных работ по поиску залежей углеводородов на структурах Бекшибай, Егиз Южный, Жынғылды Юго-Западный, Байменке-Байменке Южный согласно контракту № 1077 от 28 декабря 2002 года» с проектом РООС - принять;
2. Направить Проекты на согласование в контролирующие органы с последующим рассмотрением в ЦКРР РК и утверждением Компетентным органом в установленном порядке.

Председатель НТС:

Секретарь НТС:



Юсубалиев Р.А.

Сейткалиева Г.К.

Протокол № 2
Совместного заседания Геолого-Технического Совещания
ТОО «БТ-мұнай» и ТОО «КазНИГРИ»

г. Атырау

16.03.2024г.

Присутствовали:

От ТОО «БТ-мұнай»

Улыкпиев Т.С. – Директор, председатель;
Искужиев А.Д. – Главный геолог;
Шудабаева Б. К. – Начальник геологического отдела, секретарь;
Есенова У.А. – Геофизик;

От ТОО «КазНИГРИ»

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

Рассмотрение «Проект разведочных работ по поиску залежей углеводородов на структурах Бекшибай, Егиз Южный, Жынгылды Юго-Западный, Байменке-Байменке Южный согласно контракту № 1077 от 28 декабря 2002 года».

Слушали сообщение ответственного исполнителя проекта Жумалиевой К.К. об основных проектных решениях.

Проект составлен ТОО «КазНИГРИ» согласно геологическому заданию к договору №05/02-24 от 15 февраля 2024 года и в соответствии с «Методическими указаниями по составлению проектов разведочных работ углеводородов (приложение к приказу МЭ РК от 24.05.2018 г)».

ТОО «БТ-мұнай» проводит операции по недропользованию 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.

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».

Общая площадь геологического отвода составляет 9 498,78 кв. км. Из территории геологического отвода исключены площади месторождений Дараймола, Бакланий Северный, Жынгылды, Каратал.

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 «Атыраумунай».

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.

За 2005-2014 годы на участке «Атырау» проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в объеме 1026,85 кв. км, МОГТ-2Д протяженностью 2603 пог. км. Пробурено 36 скважин. 2008-2021 годы были проведены обработка и интерпретация, переобработка, переинтерпретация сейсмических данных 2Д и 3Д МОГТ по площадям Дараймола, Тасым, Тасым ЮВ, Кажигапи, Копак, Бекпибай, Жира-Бериш, Егиз, Егиз Южный, Жынгылды Западный, Жынгылды Юго-Западный.

В 2007-2013 годы Компанией ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» в южной части блока «Атырау» проведены сейсморазведочные работы 2Д/3Д. По результатам выполненных работ уточнено геологическое строение ранее выявленных структур и построены структурные карты по мезозойским и палеозойским комплексам отложений, выявлены перспективные объекты по надсолевым и подсолевым отложениям и выданы рекомендации на постановку поисковых работ. Нефтепоисковые работы сосредоточены в южной части контрактной территории.

В начале 2021 года специалистами ТОО «Geophysical Support Services» (Геофизикал Сашорт Сервисез) выполнена работа по комплексной интерпретации сейсмических данных 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.

Настоящим Проектом разведочных работ по поиску залежей нефти и газа в юрско-меловых и триасовых отложениях проектируется:

На площади Байменке-Байменке Южный с целью поиска 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 поиска и разведки 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 независимой скважины Бай-3 и зависимой скважины Бай-5. Проектная глубина скважин – 1100 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

На структуре Жынгылды Юго-Западный с целью разведки залежи нефти в триасовых и юрских отложениях предусмотрено бурение независимых скважин ЖЮЗ-1 и ЖЮЗ-2. Проектная глубина скважин – 1350 м и 1100 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми и триас. Зависимые скважины ЖЮЗ-4, ЖЮЗ-3 и ЖЮЗ-5 проектируются с целью прослеживания и оконтуривания залежей, выявленных независимыми скважинами. Проектные глубины – 1350 и 1100 м, проектные горизонты – триасовый и юрские, соответственно.

На структуре Бекпибай 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.

Таким образом, Проектом предусматривается бурение 15-ти скважин, суммарный метраж которых составляет - 17300 м. Бурение проектных скважин планируется в 2024 году. По результатам бурения скважин на структурах Байменке-Байменке Южный предусматривается проведение сейсморазведочных работы МОГТ-3Д площадью 360 кв. км.

В проектных скважинах запроектирован комплекс геолого-геофизических исследований - отбор керна, проведение ГИС современными методами, опробование перспективных объектов в экс. колонне.

Перспективные ресурсы нефти юрско-меловых и триасовых отложений по категории С₃ составляют (млн. т): геологических – 49,7; извлекаемых – 14,9.

Ликвидационный фонд на период реализации данного проекта составляет **59 228 809 тенге.**

После обмена мнениями ГТС постановил:

1. «Проект разведочных работ по поиску залежей углеводородов на структурах Бекшибай, Егиз Южный, Жынгылды Юго-Западный, Байменке-Байменке Южный согласно контракту № 1077 от 28 декабря 2002 года» с проектом РООС - принять;
2. Направить Проекты на согласование в контролирующие органы с последующим утверждением.
3. Направить Проекты в уведомительном порядке в Компетентный орган в соответствии с пунктом 2, статьи 139 «Кодекса о недрах и недропользовании Республики Казахстан».

Председатель:

Уликпанов Т.С.

Секретарь:

Шудабаева Б.К.

