

TOO «Bolashak Operating»
TOO «Geoscience Consulting»

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
TOO «Bolashak Operating»



К. Кулмағанбет

2025 г.

ПРОЕКТ

разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак,
расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан

согласно контракту

№ 5444-УВС от 07.03.2025 г.

Директор
TOO «Geoscience Consulting»



А.Е. Ебрашева

г. Астана, 2025 г.

РЕФЕРАТ

Авторы проекта Ебрашева А.Е., Касымова К.М., Исмуханова Г.Д. и др.

«Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан согласно Контракта № 5444-УВС от 07.03.2025г.» (далее «Проект ...»).

Книга – текст 154 страниц, 30 таблиц, 26 рисунков, 6 текстовых приложений.

Папка с графическими приложениями – 13 приложений на 13 листах.

«Проект ...» составлен ТОО «Geoscience Consulting» г. Астана, пр-т Кабанбай батыра, 17, офис 1212-1213 лицензия № 0003328 от 13.01.2010 г., согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разведочных работ УВ (изменения и дополнения к нему)», утвержденного приказом Министра энергетики РК от 24.08.18 г. №329.

Целевым назначением проектируемых работ является проведение поисковых работ на нижнемеловые, юрские и палеозойские отложения в пределах геологического отвода участка недр Болашак, с целью изучения перспективных залежей нефти и газа в выявленных структурах, определения границ распространения нефтегазоносных коллекторов и изучение их фильтрационно-емкостных свойств.

«Проектом ...» предусматривается:

- 1) бурение поисковой скважины Sarytaul-Pz на структуре Сарытау, проектной глубиной 4500 м с проектным горизонтом-карбон;
- 2) бурение поисковой скважины Salkyn-1 на структуре Салкын, глубиной 3500 м с проектным горизонтом – нижняя юра;
- 3) проведение сейсморазведочных работ 3D МОГТ, зависимо от результатов бурения поисковых скважин - на перспективной палеозойской структуре Сарытау (232 кв. км) и на мезозойской структуре Салкын (200 кв. км.).

По результатам геологоразведочных работ, предусмотренных настоящим «Проектом ...», предусматривается анализ и обобщение всей геолого-геофизической информации с учетом новых данных сейсморазведки 3D и бурения скважин.

Настоящим «Проектом ...» освещены методика и объем разведочных работ, цели и задачи, условия проводки и характеристика буровых растворов, объемы промыслово-геофизических исследований, отбор керна и шлама, пластовых флюидов, опробований и испытаний, виды лабораторных исследований, основные технико-экономические показатели.

Обосновано место заложения скважин, конструкция, виды и объемы геофизических и геологических исследований.

Ключевые слова: участок Болашак, структуры Сарытау и Салкын, сейсморазведочные работы 3D отражающий горизонт, структурная карта, коллектор, риск, перспективные объекты, проектируемая скважина, конструкция скважины, отбор керна.

Составитель реферата

Исмуханова Г.Д.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ОО «Bolashak Operating»



К. Кумаганбет

2025 г.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение работы «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак» и Экологической оценки к нему согласно Контракта № 5444-УВС от 07.03.2025г.»

Основание для выдачи геологического задания: Программа работ по Контракту № 5444-УВС от 07.03.2025г на разведку и добычу углеводородного сырья на участке Болашак, расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан и Дополнения 1 к Контракту от 14.04.2025г., подписанного между Министерством Энергетики Республики Казахстан, АО «Национальная компания «КазМунайГаз» и ТОО «Bolashak Operating».

1. **Целевое назначение работ:** предоставление услуг по подготовке к проектной документации на проведение разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории:
 - 1.1. Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак, расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан (Далее – Проект);
 - 1.2. Экологическая оценка (Заявление о намечаемой деятельности (далее – ЗНД) и Отчет о возможных воздействиях (далее – ОоВВ)) (далее – ЭО) к Проекту.
 - 1.3. Проведение общественных слушаний по материалам ЭО, получение заключения УО ООС по результатам скрининга и по итогам оценки качества отчета о возможных воздействиях;
 - 1.4. Защита «Проекта» на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке полезных ископаемых Министерства Энергетики Республики Казахстан (далее МЭ РК).
 - 1.5. Утверждение «Проекта» в МЭ РК и регистрация в территориальном управлении «Запказнедра».

Основание на проведение работ:

- Контракт на Разведку и Добычу углеводородов на участке Болашак в Мангистауской области Республики Казахстан № 5444-УВС от 07.03.2025г.
- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года №125-VI ЗКР;
- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 15 июня 2018 года №239.
- Правила проведения государственной экологической экспертизы, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №317.

2. Геологические задачи:

Основными задачами для достижения указанных целей являются:

- 1.1. Анализ и оценка геолого-геофизических данных на контрактной территории участка Болашак;
- 1.2. Обоснование пространственных границ участка недр в целях их оценки;
- 1.3. Уточнение геологического строения и контуров площади обнаружения;
- 1.4. Обоснование и определение место заложения поисковых скважин, определение комплекса исследований и работ в поисковых скважинах;
- 1.5. Оценка прогнозных ресурсов углеводородного сырья;
- 1.6. Обоснование и определения место проведения, зависящих от результатов бурения скважин, сейсморазведочных работ 3Д;
- 1.7. Определение финансовых затрат;
- 1.8. Обоснование необходимого комплекса геолого-промысловых и геофизических исследований для решения следующих вопросов:
 - установление фазового состояния углеводородов и характеристик пластовых углеводородных систем;
 - изучение физико-химических свойств нефти, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;
 - изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов;
 - определение эффективных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности;

2. Содержание Проекта и виды работ:

- 2.1. Проект должен содержать полные сведения об изученности рассматриваемой территории, литолого-стратиграфическое расчленение разрезу, характеристику основного комплекса отложений, содержащих характеристику перспективных объектов, мероприятия по обеспечению рационального пользования и охране недр, природы и окружающей среды;
- 2.2. Привести информацию о нефтегазоносности в пределах разведочного участка и прилегающих территориях, открытых месторождениях и исторических результатах испытания скважин;
- 2.3. Провести анализ геологического разреза отложений изучаемого района;
- 2.4. Определить геолого-экономическую эффективность периода разведки;
- 2.5. Составить календарный план работ с указанием видов и объемов поисково-разведочных работ и сопутствующих исследований;
- 2.6. В пределах рассматриваемого участка обосновать цели, объемы и объекты (площади, структуры) проведения работ, провести оценку прогнозных ресурсов и вероятностей успешности по перспективным объектам и по отдельным комплексам отложений;
- 2.7. Предусмотреть бурение независимых 2 поисковых скважин на структурах Салкын, Сарытау с проектными глубинами 3500 (+/-250м) и 4500 (+/-250м) соответственно;
- 2.8. Предусмотреть проведение комплекса промыслово-геологических и гидродинамических исследований. Предусмотреть испытание объектов, запланировать отбор керна из проектных скважин;
- 2.9. В графических приложениях предоставить структурные карты по основным отражающим горизонтам и сейсмические разрезы, включая разрезы по точкам заложения поисковых скважин;
- 2.10. Проведение экологической оценки (далее – ЭО) с составлением Заявления о намечаемой деятельности (далее – ЗНД) и Отчета о возможных воздействиях (далее – ОоВВ), в соответствии с требованиями Экологического кодекса РК. Сопровождающие материалы ЭО к Проекту должны соответствовать требованиям

ст.65, 67, 68, 69, 72 Экологического кодекса РК от 02.01.2021г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.12.2024 г.) и «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

Согласно раздела 2 Приложения 1 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. № 400 VI (далее «ЭК РК») недропользование (разведка и добыча углеводородов) входит в перечень видов намечаемой деятельности, для которых проведение скрининга воздействия намечаемой деятельности является обязательной.

3. Содержание Заявления о намечаемой деятельности (ЗНД) и Отчета о возможных воздействиях (ОВВ)

ЗНД должно содержать следующую информацию:

- 1) для юридического лица: наименование, адрес места нахождения, бизнес-идентификационный номер, данные о первом руководителе, телефон, адрес электронной почты;
- 2) общее описание видов намечаемой деятельности и их классификацию согласно приложению 1 к настоящему Кодексу или описание существенных изменений, вносимых в такие виды деятельности согласно пункту 2 статьи 65 настоящего Кодекса;
- 3) сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обосновании выбора места и возможностях выбора других мест;
- 4) общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность (производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции;
- 5) краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности;
- 6) предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения;
- 7) описание видов ресурсов, необходимых для осуществления деятельности, в том числе водных ресурсов, земельных ресурсов, почвы, полезных ископаемых, растительности, сырья, энергии, с указанием их предполагаемых количественных и качественных характеристик;
- 8) описание предполагаемых видов, объемов и качественных характеристик эмиссий в окружающую среду и отходов, которые могут образовываться в результате осуществления намечаемой деятельности;
- 9) перечень разрешений, наличие которых предположительно потребуется для осуществления намечаемой деятельности, и государственных органов, в чью компетенцию входит выдача таких разрешений;
- 10) описание возможных альтернатив достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления (включая использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта);
- 11) характеристику возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости;
- 12) характеристику возможных форм трансграничных воздействий на окружающую среду, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости;
- 13) краткое описание текущего состояния компонентов окружающей среды на территории и (или) в акватории, в пределах которых предполагается осуществление

намечаемой деятельности, а также результаты фоновых исследований, если таковые имеются у инициатора;

14) предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий.

Подача заявления о намечаемой деятельности в электронной форме в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды (далее «УООС») по Мангистауской области согласно расположению структур, в целях проведения скрининга воздействия намечаемой деятельности.

Проведение УООС скрининга, включая рассмотрение с государственными органами и общественностью (заключения о результатах скрининга воздействия намечаемой деятельности с Мангистауской области); в случае заключения об определении сферы охвата с выводами о необходимости проведения ОВОС готовится отчет о возможных воздействиях (ОВВ) с проведением общественного слушания согласно территориальным расположениям структур; получение заключения по результатам ОВОС.

ОоВВ к Проекту должен быть разработан в соответствии требованиями ЭК РК, «Инструкцией по организации и проведению экологической оценки», утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 30 июля 2021 г. за № 280 и иными законодательными требованиями к проведению соответствующей процедуры.

С учетом содержания заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду проект отчета о возможных воздействиях должен содержать:

- 1) описание намечаемой деятельности, в отношении которой составлен отчет, включая:
 - описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами, а также описание состояния окружающей среды в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности на момент составления отчета;
 - информацию о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности;
 - информацию о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая их мощность, габариты (площадь занимаемых земель, высота), сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах;
 - описание работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности;
 - информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных негативных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия;
 - информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования;

Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан

2) описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности с учетом ее особенностей и возможного воздействия на окружающую среду, включая: вариант, выбранный инициатором намечаемой деятельности для применения, обоснование его выбора, описание других возможных рациональных вариантов, в том числе рационального варианта, наиболее благоприятного с точки зрения охраны жизни и (или) здоровья людей, окружающей среды;

3) информацию о компонентах природной среды и иных объектах, которые могут быть подвержены существенным воздействиям намечаемой деятельности, включая жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности, биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы), земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации), воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод), атмосферный воздух, сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем, материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты, а также взаимодействие указанных объектов;

4) описание возможных существенных воздействий (прямых и косвенных, кумулятивных, трансграничных, краткосрочных и долгосрочных, положительных и отрицательных) намечаемой деятельности на объекты, перечисленные в подпункте 3) настоящего пункта, возникающих в результате:

- строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по утилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения;
- использования природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира - в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных);
- эмиссий в окружающую среду, накопления отходов и их захоронения;
- кумулятивных воздействий от действующих и планируемых производственных и иных объектов;
- применения в процессе осуществления намечаемой деятельности технико-технологических, организационных, управленческих и иных проектных решений, в том числе в случаях, предусмотренных настоящим Кодексом, - наилучших доступных техник по соответствующим областям их применения;

5) обоснование предельных количественных и качественных показателей эмиссий, физических воздействий на окружающую среду;

6) обоснование предельного количества накопления отходов по их видам;

7) обоснование предельных объемов захоронения отходов по их видам, если такое захоронение предусмотрено в рамках намечаемой деятельности;

8) информацию об определении вероятности возникновения аварий и опасных природных явлений, характерных соответственно для намечаемой деятельности и предполагаемого места ее осуществления, в рамках осуществления намечаемой деятельности, описание возможных существенных негативных воздействий на окружающую среду, связанных с рисками возникновения аварий и опасных природных явлений, с учетом возможности проведения мероприятий по их предотвращению и ликвидации;

9) описание предусматриваемых для периодов строительства и эксплуатации объекта мер по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, в том числе предлагаемых мероприятий по управлению отходами, а также при наличии неопределенности в оценке возможных существенных воздействий - предлагаемых мер

по мониторингу воздействий (включая необходимость проведения послепроектного анализа фактических воздействий после реализации намечаемой деятельности в сравнении с информацией, приведенной в отчете о возможных воздействиях);

10) оценку возможных необратимых воздействий на окружающую среду и обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия, в том числе сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах;

11) способы и меры восстановления окружающей среды на случаи прекращения намечаемой деятельности, определенные на начальной стадии ее осуществления;

12) описание мер, направленных на обеспечение соблюдения иных требований, указанных в заключении об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду;

13) описание методологии исследований и сведения об источниках экологической информации, использованной при составлении отчета о возможных воздействиях;

14) описание трудностей, возникших при проведении исследований и связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний;

15) краткое нетехническое резюме с обобщением информации, указанной пунктах 1)-12) в целях информирования заинтересованной общественности в связи с ее участием в оценке воздействия на окружающую среду.

4. Согласование проекта

4.1. Согласование материалов ЭО (ЗНД и ОоВВ) с Заказчиком и в установленном законодательством порядке в контролирующих органах (ДЭМО и КЭРиК МЭиПР РК) с получением заключения по результатам скрининга воздействия намечаемой деятельности и оценки воздействия на окружающую среду;

4.2. Согласование Проекта с Заказчиком и в установленном законодательством порядке с контролируемыми органами - рассмотрение проекта на Центральной комиссии по разведке и разработке полезных ископаемых Министерства энергетики РК (ЦКРР РК) и получение положительного заключения (Протокол).

5. Ожидаемые результаты

5.1. Проект разведочных работ составляется согласно действующим инструкциям, правилам и стандартам с обоснованием целесообразности проведения поисковых работ, их объемов, целей и задач, местоположения проектируемых скважин и ожидаемых ресурсов УВС.

5.2. Проект должен быть согласован с Контролирующими органами и утвержден Компетентным органом согласно Кодексу Республики Казахстан «О недрах и недропользования» от 24 мая 2018 года №156 – VI.

6. Форма предоставления материалов

6.1. Проект должен быть составлен в соответствии с требованиями действующих инструкций и правил по составлению проектных документов;

6.2. Текст Проекта, таблицы и приложения в форматах *.doc, *.xls, *.pdf;

6.3. Графические приложения и рисунки в форматах *.pdf, *.jpg, *.cdr;

6.4. После утверждения проекта на ЦКРР РК, проект необходимо сдать в геологические фонды Заказчика на бумажном и электронном носителях в 2-х экземплярах и один экземпляр в цифровом формате на компакт диске (CD/DVD) для регистрации в Министерство энергетики РК.

7. Сроки выполнения работ

1 - этап: сбор и обобщение исходных геолого-геофизических данных, составление и оформление Проекта, согласование с Заказчиком – 3 месяца со дня подписания Договора;

2 – этап: получение заключения скрининга, проведение общественных слушаний и получение заключения на оценки воздействия на окружающую среду -

– 4 месяца со дня подачи заявки на УООС РК;

3– этап: сдача и защита Проекта на ЦКРР, оформление и сдача Проекта Заказчику (после получения заключения ЦКРР МЭ РК) – 3 месяца со дня сдачи проекта в ЦК

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК РИСУНКОВ.....	13
СПИСОК ТАБЛИЦ	14
СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ.....	15
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ.....	16
1. ВВЕДЕНИЕ	17
2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	20
3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	25
3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке.....	25
3.2 Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований.....	34
4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ	36
4.1 Проектный литолого-стратиграфическая разрез.....	36
4.2 Тектоника	48
4.3 Нефтегазоносность	52
4.3.1 Геохимическая характеристика нефтей	53
4.3.2 Перспективы нефтегазоносности	58
4.3.3 Нефтегазоносные комплексы	61
4.3.4 Характеристики месторождений-аналогов участка Болашак.....	66
4.4 Характеристика и строения локальных структур участка Болашак.....	72
4.5 Гидрогеологическая характеристика разреза	82
4.6 Инженерно-геологические изыскания.....	85
5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	86
5.1 Цели и задачи поисковых работ	86
5.2 Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, ВСП	87
5.2.1 Сейсморазведочные работы 3D на участке Болашак	88
5.2.2 Обработка данных 3D сейсморазведки	90
5.2.3 Интерпретация 3D сейсморазведочных работ.....	90
5.2.4 Отчеты по результатам сейсмических исследований 3Д.....	90
5.2.5 Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)	91
5.2.5.1 Методика и техника полевых наблюдений ВСП.....	91
5.2.5.2 Обработка и интерпретация данных ВСП.....	92
5.3 Система расположения скважин	93
5.3.1 Геологические условия проводки скважин Sarytau1-Pz и Salkyn-1	93
5.6 Оборудование устья скважин.....	99
5.7 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах	100
5.7.1 Отбор керна и шлама	100
5.7.2 Геофизические исследования	102
6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ.....	110
7. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	111
8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ.....	113
8.1 Ликвидация скважины	114
8.1.1 Сроки проведения ликвидационных работ.....	114
8.1.2 Технологические и технические решения по ликвидации скважины.....	114
8.1.3 Расчет стоимости ликвидации скважин	116
8.2 Консервация скважины	117
8.2.1 Технологические и технические решения по консервации скважины	117
8.2.2 Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности	117

9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	119
9.1 Климатические условия расположения участка Болашак	121
9.2 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	121
9.3 Охрана и рациональное использование почв и водных ресурсов	122
9.4 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов	123
9.5 Отходы производства и потребления	124
9.6 Аварийные ситуации.....	124
10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	132
11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	134
12 ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ	137
12.1 Подсчет перспективных ресурсов нефти на структурах Сарытау и Салкын	137
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	139
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	140
ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	141

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис.1.1 – расположение участка Болашак	17
Рис.2.1 – картограмма участка Болашак	23
Рис.2.2 – Батиметрия в пределах участка Болашак.....	24
Рис. 3.1.1 – Сейсморазведка 2D, проведенные ККШ 1995 и МК 1996г. в пределах участка Болашак.	26
Верхний отдел (ДЗ)	36
Рис. 4.1.1 – Схематические литолого-стратиграфические колонки Тенгиз-Кашаганской, Маткен-Ушмолинской и Южно-Эмбинской зон южного обрамления Прикаспийской впадины	37
Рис. 4.1.2 – Стратиграфические колонки южной части Прикаспийской впадины (надсолевой разрез), Бузачинского поднятия, Северного-Устюрта.....	38
Рис.4.2.1 – Тектоническая схема региона исследований по Быкадорову В. А. (2002 г.)	48
Рис. 4.2.2 – Тектоническая схема региона исследований по Быкадорову В. А. (2002 г.)	51
Рис. 4.3.1.1 – Соотношение плотности нефти и содержание в ней серы	53
Рис. 4.3.1.2 – Соотношение пристана, фитана и нормальных алканов C17 и C18.....	54
Рис. 4.3.1.3 – Содержание органического углерода в мезозойских и палеозойских отложениях северо-Устюртской впадины	54
Рис. 4.3.3.1 – Геологический разрез через зону сочленения Прикаспийской впадины и Бузачинского поднятия.....	66
Рис. 4.3.4.1 – Месторождение Комсомольское. Структурная карта и геологический разрез	68
Рис. 4.3.4.2 – Месторождение Толкын. Структурная карта и геологический разрез	69
Рис. 4.3.4.3 – Кашаган. Структурная карта по кровле Башкирских отложений	70
Рис. 4.3.4.4 – Геолого-геофизический профиль месторождения Кашаган, разработанный компанией «AGIP»	70
Рис. 4.3.4.5 – а) Кашаган-Тенгизская нефтегазоносная область,	71
б) Геологическая модель Тенгиза	71
Рис. 4.3.4.6 – Разрез осадочных отложений Кашаган-Тенгизской нефтегазоносной области	72
Рис. 4.4.1 – Структура Салкын. Структурная карта по ОГ IIIa кровля песчаников келловее	74
Рис. 4.4.2 – Исторические сейсмические профили вдоль структуры Салкын.....	75
Рис. 4.4.3 – Структура Сарытау. Структурная карта по ОГ IIIA (кровля средней юры)	77
Рис. 4.4.4 – Сейсмические профили по структуре Сарытау	78
Рис. 4.4.5 – Структура Сарытау. Структурная карта по ОГ П2 – кровля C1v-C2b карбонатов.	80
Рис. 4.4.6 – Сейсмические профили по структуре Сарытау	81
Рис. 4.5.1 – Фотосъемки из космоса участка Болашак (подчеркивающие земельные и водные особенности, а также разделение между Каспийским морем и Сором Кайдак).....	83

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 – Сведения о районе проектируемых работ	20
Таблица 2.2 – Координаты угловых точек участка Болашак	23
Геолого-геофизическая изученность площади Болашак приведена в таблице 3.1.1.....	26
Таблица 3.1.1 – Геоолого-геофизическая изученность площади Болашак.....	26
Таблица 3.1.2 – Список глубоких поисковых скважин, пробуренных на участке Болашак.	28
Таблица 3.1.3 – Результаты бурения скважин	30
Таблица 4.3.3.1 – Характеристика нефтегазопоявлений на участке Болашак.....	63
Таблица 4.4.1 – Оценка вероятности успеха по структуре Салкын	76
Таблица 4.4.2 – Оценка вероятности успеха структуры Сарытау по мезозойскому комплексу	79
Таблица 4.4.3 – Оценка вероятности успеха по структуре Сарытау по палеозою	82
Таблица 5.2.1 – Перечень видов и объемов ГРП на перспективных объектах участка Болашак	88
Таблица 5.2.1.1 – Расчет системы наблюдений 3D для изучения целевого интервала до 6000м.....	89
Таблица 5.2.1.2 – Параметры регистрации 3D	89
Таблица 5.3.1.1 – Стратиграфия и термобарические особенности проектной скважины Sarytau1-Pz.....	94
Таблица 5.3.1.2 – Стратиграфия и термобарические особенности проектной скважины Salkyn-1.....	95
Таблица 5.5.1.1 – Сводные данные по типовой конструкции скважины Sarytau1-PZ.....	98
Таблица 5.5.2.1 – Сводные данные по типовой конструкции скважины Salkyn-1	99
Таблица 5.6.1 – Оборудование устья скважин Sarytau1-Pz и Salkyn-1	100
Таблица 5.7.1.1 – Предполагаемые интервалы отбора кернa скважины Sarytau1-Pz	102
Таблица 5.7.1.2 – Предполагаемые интервалы отбора кернa скважины Salkyn-1	102
Таблица 5.7.2.1 – Комплекс ГИС в проектируемой поисковой скважине Sarytau1-Pz	103
и Salkyn-1.....	103
Таблица 5.7.3.1 – Виды и объемы лабораторных исследований кернa и флюидов.....	105
Таблица 5.8.1 – Предлагаемые интервалы испытания в открытом и обсаженном стволе скважин Sarytau1-Pz и Salkyn-1.....	109
Таблица 7.1 – Виды и объемы геологоразведочных работ.....	112
Таблица 8.1.3.1 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Sarytau1-Pz глубиной 4500 м (при спуске эксплуатационной колонны).....	116
Таблица 8.1.3.2 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Salkyn-1 глубиной 3500 м (при спуске эксплуатационной колонны)	116
Таблица 8.1.3.3 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Sarytau-1-Pz глубиной 4500 м (при открытом стволе).....	116
Таблица 8.1.3.4 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Salkyn-1 глубиной 3700 м (при открытом стволе)	116
Таблица 10.1 – Календарный план геологоразведочных работ, предусмотренных данным «Проектом ...»	132
Таблица 11.1 – Финансовый расчет стоимости видов и объемов ГРП, предусмотренных настоящим «Проектом ...»	135
Таблица 11.2 – Основные геолого-экономические показатели поисковых работ в пределах рассматриваемой территории.....	136
Таблица 12.1.1 – Количественная оценка перспективных ресурсов предполагаемых залежей нефти на структурах, выявленных на Контрактной территории.....	138

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1 – Контракт на разведку и добычу УВ на участке Болашак	142
Приложение 2 – Геологический отвод	144
Приложение 3 – Картограмма участка Болашак	146
Приложение 4 – Лицензия ТОО «Geoscience Consulting»	147
Приложение 5 – Протокол НТС ТОО «Geoscience Consulting»	149
Приложение 6 – Протокол совместного рассмотрения	151

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование приложения	№ прил.	Степень секрет.
1	Карта геолого-геофизической изученности	1	н/с
2	структурная карта по ОГ Па	2	н/с
3	структурная карта по ОГ П2	3	н/с
4	сейсмический временной разрез по профилю МК-96-34	4	н/с
5	сейсмический временной разрез по профилю МК-96-32	5	н/с
6	сейсмический временной разрез по профилю МК-96-12	6	н/с
7	сейсмический временной разрез по профилю МК-96-13	7	н/с
8	сейсмогеологический разрез по профилю МК-96-34	8	н/с
9	сейсмогеологический разрез по профилю МК-96-32	9	н/с
10	сейсмогеологический разрез по профилю МК-96-12	10	н/с
11	сейсмогеологический разрез по профилю МК-96-13	11	н/с
12	ГТН по проектной скважине Salkyn-1		н/с
13	ГТН по проектной скважине Sarytau1-Pz		н/с

Итого 13 графических приложений на 13 листах.

1. ВВЕДЕНИЕ

В административном отношении участок относится к территории Мангистауской области РК и к северной части Казахстанского сектора Каспийского моря (рис. 1.1).

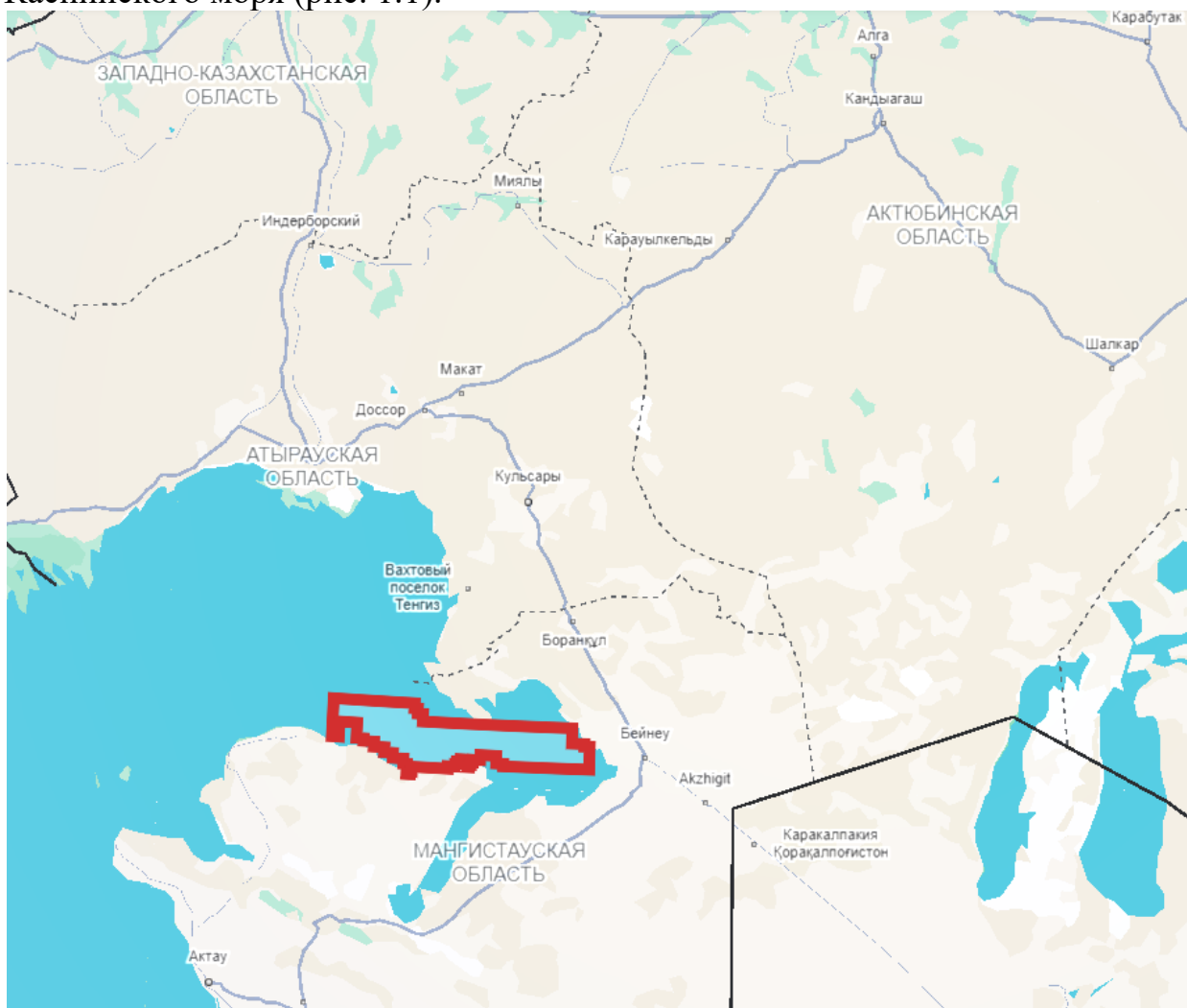


Рис.1.1 – расположение участка Болашак

Недропользователем является ТОО «Bolashak Operating», которое планирует проведение геологоразведочных работ на участке Болашак согласно Контракта № 5444-УВС от 07.03.2025г на разведку и добычу углеводородного сырья на участке Болашак, расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан и Дополнения 1 к Контракту от 14.04.2025г., подписанного между Министерством Энергетики Республики Казахстан, АО «Национальная компания «КазМунайГаз» и ТОО «Bolashak Operating»,

Настоящей «Проект ...» выполнен ТОО «Geoscience Consulting», в соответствии с геологическим заданием недропользователя и требованиями Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI ЗРК от 27 декабря 2017 г. [1] и «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» № 239 от 15 июня 2018 года [2].

Перспективность участка подтверждается открытием на соседних территориях таких месторождений, как Колтык, Каратурун, Кайран, Кашаган, Актоты и др.

В 1995-1996 гг. Международным Консорциумом «КазахстанКаспийШельф» (ККШ) были проведены сейсморазведочные работы 2D в Казахстанском секторе Каспийского моря. Часть сейсмических профилей ККШ 1995-1996 гг. проходит через территорию исследуемой площади.

В 1996 г. компанией ОРИКС и французской геофизической компанией «CGG», при посредничестве казахстанской геофизической компании «Геотолкын», были выполнены сейсмические исследования 2D в пределах залива Комсомолец (водном пространстве) и на структуре Салкынская. В результате этих исследований уточнено строение структур Сарытау, Островная Южная, Островная и Салкынская.

В 1996 году компанией Орикс на рассматриваемой территории были отработаны сейсмические профили серии МК-96.

В 2006 году АО НК «КазМунайГаз» выполнил работу по теме «Разработка геолого-геодинамической модели Северо-Устьюртской впадины и сопредельных с юга районов с целью оценки нефтегазоносного потенциала осадочного чехла и выработки рекомендаций по дальнейшим направлениям поисковых работ». Авторами отчета (Быкадоров В.А., Федоренко О.А. и др.) выполнен анализ геолого-геофизических материалов на современных геодинамических концепциях. Главное внимание в отчете уделено анализу палеогеографических и геодинамических условий формирования осадочного чехла в связи с его нефтегазоносностью. На основе выполненных исследований выделены перспективные площади и локальные структуры, на которых рекомендовано проведение поисковых работ (Болдар, Вост. Кырын, Самская, Шелуран Юж. и Каракудук-17).

В 2006 году АО РД «КазМунайГаз» провело тематическую работу по «Изучению характера сочленения зоны Южно-Эмбинских систем дислокаций и северного склона Северо-Бозашинского поднятия». По результатам переобработки и переинтерпретации сейсмических данных подготовлены перспективные структуры. Авторами (Альжанов Х., и др.) было рекомендовано проведение сейсморазведочных работ 2D и 3D на территории, находящейся между структурой Стар и Каратурунской группы месторождений для поисков ловушек в разрезах юры, триаса и нижнего мела.

В 2012 году АО НК «КазМунайГаз» по заданию Комитета геологии и недропользования выполнило работу по Комплексному изучению 15 осадочных бассейнов Республики Казахстан. Авторами отчета были выделены и обоснованы перспективы потенциальных ресурсов углеводородов, в том числе и в Устьюрт-Бозашинском бассейне.

В 2023 году ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» по заданию АО НК «КазМунайГаз» подготовил отчет «Переобработка и переинтерпретация исторических сейсмических данных 2D по участку Болашак». Авторами

отчета в результате переобработки исторических данных МОГТ 2D получены финальные мигрированные разрезы по профилям во временной и глубинной областях площадью 1600 пог.км. Все сейсмические профили МК-96 (ОРИКС) и Международного Консорциума «КазахстанКаспийШельф» (ККШ) были включены в работы по интерпретации и позволили вновь закартировать структуры Сарытау палеозойская (полностью) и Салкын мезозойская.

Настоящий «Проект ...» составлен по результатам ранее проведенных исследований на основании обобщающих отчетов, скважинных и сейсморазведочных данных и предусматривает:

- 1) бурение поисковой скважины Sarytau1-Pz на структуре Сарытау, проектной глубиной 4500 м с проектным горизонтом-карбон;
- 2) бурение поисковой скважины Salkyn-1 на структуре Салкын, глубиной 3500 м с проектным горизонтом – нижняя юра;
- 3) проведение сейсморазведочных работ 3D МОГТ, зависимо от результатов бурения поисковых скважин - на перспективной палеозойской структуре Сарытау (232 кв. км) и на мезозойской структуре Салкын (200 кв. км.).

По выявленным структурам (Сарытау и Салкын) выполнена оценка перспективных геологических ресурсов углеводородов с учетом вероятности успеха.

На поисковые скважины возлагаются следующие задачи: уточнение перспектив вскрываемого разреза в отношении нефтегазоносности с целью выявления залежей УВ. При получении притоков нефти и газа необходимо провести все геолого-геофизические исследования и отобрать кондиционные поверхностные и глубинные пробы для оперативной оценки запасов УВ.

На сейсморазведочные работы возлагаются следующие задачи: изучение границ распространения предполагаемо продуктивных горизонтов в увязке с имеющимися месторождениями нефти и газа, выявление перспективных участков на поиски нефти и газа структур в отложениях надсолевого и подсолевого комплексов, уточнение геологического строения и структурных планов по опорным и целевым сейсмическим горизонтам, получение достоверных данных для постановки последующих разведочных работ.

По завершению геологоразведочных работ предусматривается анализ и обобщение всей геолого-геофизической информации, включающие материалы сейсморазведки 2D/3D и данные бурения новых скважин.

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Таблица 2.1 – Сведения о районе проектируемых работ

№№ п/п	Наименование	Географо-экономические условия
1	Географическое положение района работ	Юго-восточная прибрежная часть Северного Каспия
2	Место базирования	Морской проект (Мелководная и транзитная зоны)
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	По данным батиметрии глубина моря в западной части Контрактной территории составляет порядка 1-3 м., абсолютные отметки рельефа постепенно опускаются от +30 м в районе песков Жылымшик на полуострове Бозаши, до отметок – 30 м в береговой части моря и в районе соров.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Северо-западная часть территории участка расположена в акватории Каспия. На сухопутной части постоянной гидрографической сети нет. На площади работ находится пересыхающая речка Манаши, наполняемая водой только в период снеготаяния и дождей. Ближайший пункт снабжения питьевой водой - поселок Бейнеу, через который проходит водовод волжской воды Астрахань - Мангистау, который может служить источником как бытового, так питьевого водоснабжения. Для технических целей можно использовать так же морскую воду залива Комсомолец.
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	Пластовую воду из альб-сеноманских отложений, на которые пробурены скважины глубиной 1100 м, можно использовать для технических целей.
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Исследуемая территория обладает резко континентальным климатом очень сухим жарким летом и морозной зимой. Экстремальные значения температур составляют в период летнего сезона +40°÷+42°С и зимой -38°÷-40°С.
7	Количество осадков	Годовое количество осадков 150-190 мм.
8	Преобладающее направление ветров и их сила	В холодный безледный период года над Северным Каспием преобладают ветры восточных румбов и уровень моря у восточного побережья на несколько сантиметров ниже, чем у западного уровня. В теплый период преобладают ветры западных румбов, и тогда уровень моря у восточного побережья на 2-4 см выше, чем у западного побережья. Скорость ветра в среднем составляет 5-6 м/с, до 12 м/с.

продолжение таблицы 2.1

1	2	3
9	Толщина снежного покрова и его распределение	Устойчивого снежного покрова не бывает. Снежный покров устанавливается в конце декабря – начале января, средняя продолжительность периода со снегом – 40 дней, причем большинство зим вообще бесснежны. Средняя из максимальных высот снежного покрова не превышает 10 см, при этом почва промерзает на глубину до 70 см.
10	Геокриологические условия	
11	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	Начало: первая – вторая декада октября, конец первая - вторая декада апреля.
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Растительный мир - полынь, буйыргун, жантак и редкая травянистая растительность. Животный мир типичен для зон полупустынь. Ихтиофауна моря насчитывает 124 вида рыб, промысловое значение имеют не более трех десятков рыб. Типично промысловых видов рыб - 8, в их числе 3 вида килек, 2 вида пузанков, долгинская сельдь и 2 вида кефалей, пресноводные рыбы- сом, судак, усач, осетр, белуга, севрюга, жерех. Кроме рыб на Каспии обитает Каспийский тюлень. Имеется ряд особо охраняемых природных территорий республиканского значения. К южной части изучаемого участка Болашак примыкает Жабайушканский заказник.
13	Населенные пункты и расстояния до них	Районный центр Бейнеу (25 км), месторождение Каламкас (50 км), областной центр - город Актау (более 400 км к юго- востоку от центра площади).
14	Состав населения	Казахи
15	Ведущие отрасли народного хозяйства	Животноводство
16	Наличие материально-технических баз	В райцентре Бейнеу имеется железнодорожная станция, телефонный узел, лечебные учреждения и аэродром. Кроме того, на месторождении Каламкас обустроен современный вахтовый поселок нефтяников.
17	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Магистральный газопровод Средняя Азия - Центр, магистральный нефтепровод Жанаозен – Новокуйбышевск.
18	Источники: - теплоснабжения, - электроснабжения	Автономное обеспечение.
19	Виды связи	Согласно заключаемым контрактам.
20	Пути сообщения	Редкая дорожная сеть района исследований представлена полевыми дорогами, ездить автотранспортом, по которым возможно в сухое время года. В период дождей проезд возможен на автотранспорте повышенной проходимости по бездорожью и грунтовым водам, а при работах в переходной зоне и в открытом водном пространстве - только с применением болотоходов и аэролодок.

продолжение таблицы 2.1

1	2	3
21	Условия перевозки вахт	Вертолетом, автомобилем.
22	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Местом базирования авиатранспорта, который будет использоваться при необходимости, могут быть аэропорты Актау и Атырау. Железнодорожная магистраль ст. Мангышлак - Макат, связывающая Мангистаускую область с другими областями Казахстана и России, проходит к востоку от площади. Ближайшим портом для судов являются Баутино (80 км). На суше ближайшими населенными пунктами являются вахтовые поселки нефтяников Каражанбас (80 км) и Каламкас (50 км), Каратурун (примыкает к участку).
23	Наличие зимников, срок их действия	нет
24	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	нет
25	Речные пути и период навигации по ним	
26	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	нет

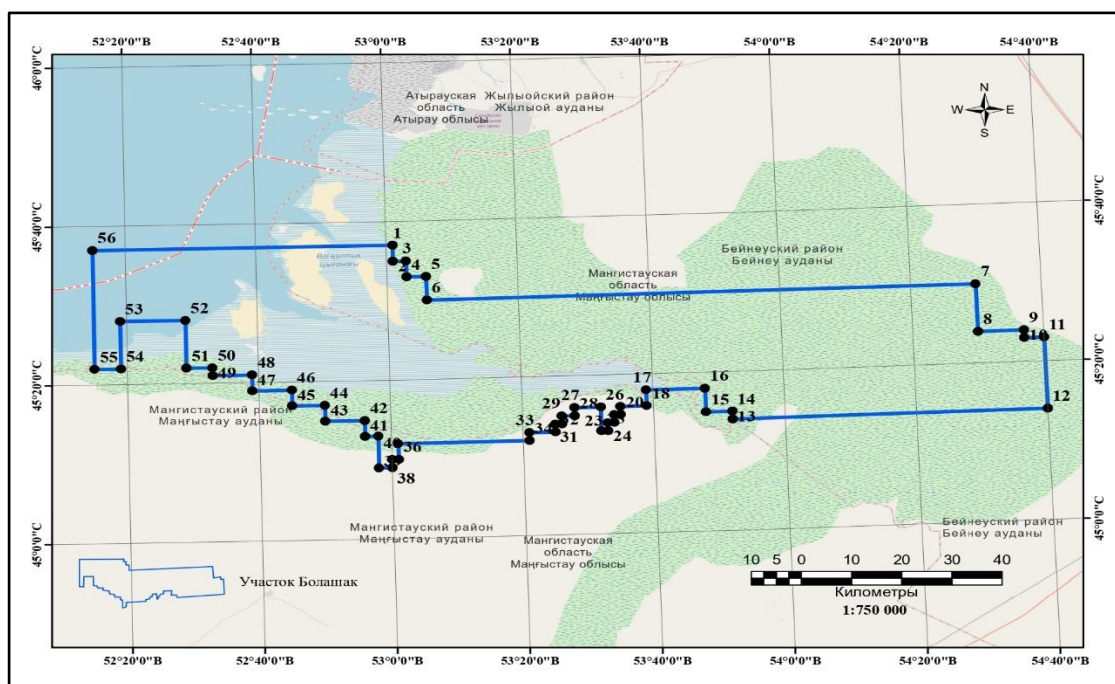
Соотношение площадей морской и сухопутной зон участка постоянно изменяется в зависимости от перемены уровня Каспия.

Территория участка Болашак расположена в юго-восточной прибрежной части Северного Каспия и охватывает устье залива Комсомолец и сор Кайдак, заполняемые морскими нагонными водами. Южная и восточная части площади – многочисленные солончаки, сухие русла, кочковатые поверхности вокруг такыров.

Сор Мертвый Колтык простирается на 150 км в восточном направлении от устья залива Комсомолец до восточной оконечности контрактной территории. Верхняя часть разреза сухой северной части сора представлена песками и суглинками, покрытыми солончаками, западная и южная части сора могут заливаться водами Каспия в результате нагонных волн.

Большой сор Кайдак является фактически изолированным мелким соленым озером с ярко выраженной заболоченностью.

Соры постоянно топкие, весной покрыты большим слоем рапы, летом коркой соли, которая предохраняет от высыхания подстилающий влажный ил.



Площадь участка Болашак

Глубина исследования - до кристаллического фундамента, по абсолютной отметке -10 км

Рис.2.1 – картограмма участка Болашак

Общая площадь геологического составляет 5584, 45 (пять тысяч пятьсот восемьдесят четыре целых сорок пять сотых) км². Координаты угловых точек участка приводятся в таблице 2.2.

Северо-западная часть территории участка расположена в акватории Каспия, где глубина воды составляет 1,0-2,5 м.

В настоящее время уровень Каспия относительно стабилизировался и находится на отметке - 27,0 м. На фоне изменений среднегодового уровня Каспия отмечаются его сезонные изменения. Сезонные колебания уровня Каспия невелики (рис 2.2). Различия в сезонном ходе уровня моря вызываются изменчивостью направления ветра и его скорости, а также изменением атмосферного давления.

Геологоразведочные работы велись в трех зонах: на суше, в переходной зоне и в зоне воды. Как сама прибрежная суша, так и две последние зоны представляют собой территорию высшей категории трудности (по сути, внекатегорийную) для производства работ

Таблица 2.2 – Координаты угловых точек участка Болашак

№ точек	С.ш	В.д	№ точек	С.ш	В.д
1	2	3	4	5	6
1	45° 37' 00,00"	53° 01' 00,00"	29	45° 15' 00,00"	53° 26' 00,00"
2	45° 35' 00,00"	53° 01' 00,00"	30	45° 14' 00,00"	53° 26' 00,00"
3	45° 35' 00,00"	53° 03' 00,00"	31	45° 14' 00,00"	53° 25' 00,00"
4	45° 33' 00,00"	53° 03' 00,00"	32	45° 13' 00,00"	53° 25' 00,00"
5	45° 33' 00,00"	53° 06' 00,00"	33	45° 13' 00,00"	53° 21' 00,00"
6	45° 30' 00,00"	53° 06' 00,00"	34	45° 12' 00,00"	53° 21' 00,00"
7	45° 30' 00,00"	54° 30' 00,00"	35	45° 12' 00,00"	53° 01' 00,00"
8	45° 24' 00,00"	54° 30' 00,00"	36	45° 10' 00,00"	53° 01' 00,00"

Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6
9	45° 24' 00,00"	54° 37' 00,00"	37	45° 10' 00,00"	53° 00' 00,00"
10	45° 23' 00,00"	54° 37' 00,00"	38	45° 09' 00,00"	53° 00' 00,00"
11	45° 23' 00,00"	54° 40' 00,00"	39	45° 09' 00,00"	52° 58' 00,00"
12	45° 14' 00,00"	54° 40' 00,00"	40	45° 13' 00,00"	52° 58' 00,00"
13	45° 14' 00,00"	53° 52' 00,00"	41	45° 13' 00,00"	52° 56' 00,00"
14	45° 15' 00,00"	53° 52' 00,00"	42	45° 15' 00,00"	52° 56' 00,00"
15	45° 15' 00,00"	53° 48' 00,00"	43	45° 15' 00,00"	52° 50' 00,00"
16	45° 18' 00,00"	53° 48' 00,00"	44	45° 17' 00,00"	52° 50' 00,00"
17	45° 18' 00,00"	53° 39' 00,00"	45	45° 17' 00,00"	52° 45' 00,00"
18	45° 16' 00,00"	53° 39' 00,00"	46	45° 19' 00,00"	52° 45' 00,00"
19	45° 16' 00,00"	53° 35' 00,00"	47	45° 19' 00,00"	52° 39' 00,00"
20	45° 15' 00,00"	53° 35' 00,00"	48	45° 21' 00,00"	52° 39' 00,00"
21	45° 15' 00,00"	53° 34' 00,00"	49	45° 21' 00,00"	52° 33' 00,00"
22	45° 14' 00,00"	53° 34' 00,00"	50	45° 22' 00,00"	52° 33' 00,00"
23	45° 14' 00,00"	53° 33' 00,00"	51	45° 22' 00,00"	52° 29' 00,00"
24	45° 13' 00,00"	53° 33' 00,00"	52	45° 28' 00,00"	52° 29' 00,00"
25	45° 13' 00,00"	53° 32' 00,00"	53	45° 28' 00,00"	52° 19' 00,00"
26	45° 16' 00,00"	53° 32' 00,00"	54	45° 22' 00,00"	52° 19' 00,00"
27	45° 16' 00,00"	53° 28' 00,00"	55	45° 22' 00,00"	52° 15' 00,00"
28	45° 15' 00,00"	53° 28' 00,00"	56	45° 37' 00,00"	52° 15' 00,00"

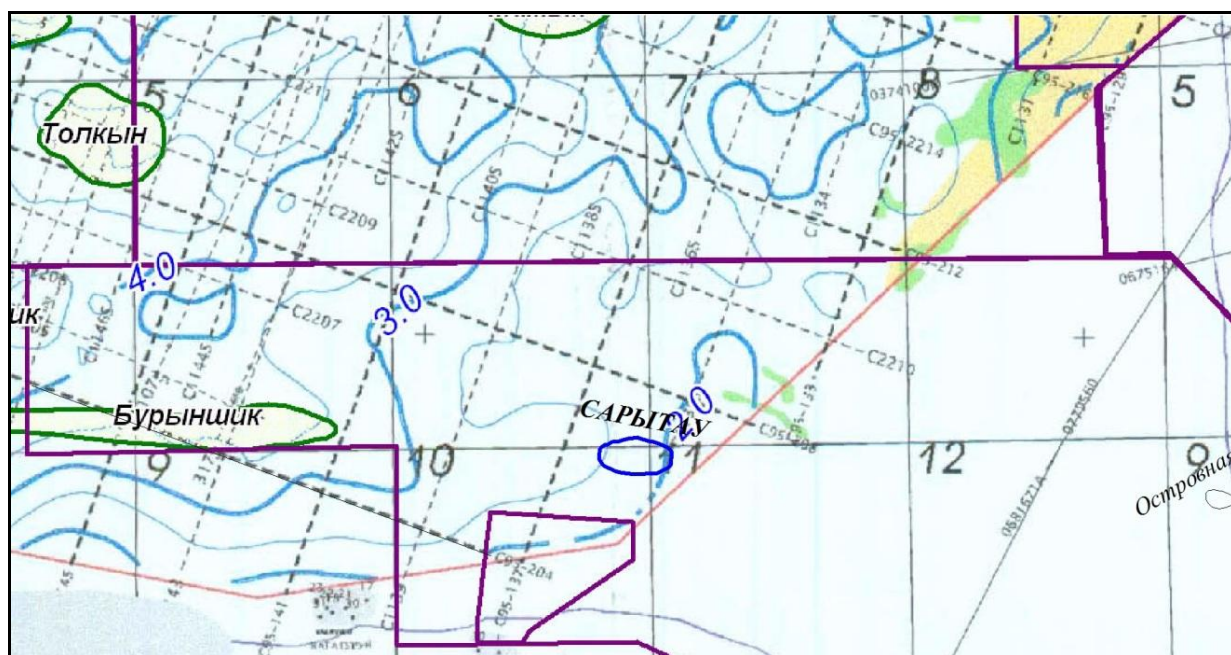


Рис.2.2 – Батиметрия в пределах участка Болашак

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке

Геологическое и геофизическое изучение территории началось в сороковых годах. С тех пор ею занимались различные организации Министерства Геологии СССР, Министерства Нефтяной Промышленности СССР, Министерства Геологии и охраны недр Республики Казахстан, а также Министерства Нефтяной и Топливной Промышленности Республики Казахстан. Начиная с 1974 г. геофизическими экспедициями проводились региональные сейсмические исследования, вплоть до 1989 г. Не менее пяти геофизических организаций проводили сейсмические работы по блоку, который получил в свое время название Мертвый Колтык. В период с 1990 г. по 1996 г. здесь был выполнен небольшой объем сейсмических работ. В 1994 г. компания «Орикс Казахстан Энерджи Компани» официально начала геолого-геофизическое изучение блока Мертвый Колтык (ныне уч. Болашак).

Планомерные геолого-геофизические исследования района начались в 40-х годах прошлого столетия. В 1944-46 гг. на всей территории между Мангышлаком и Эмбой была приведена геологическая съемка масштаба 1:1000 000 под руководством А.Л. Яншина. В 1948 году началось геологическое изучение территории Всесоюзным аэрогеологическим трестом (Васильев Ю.М., Гарецкий Р.Г. и др.). В настоящее время рассматриваемый район обеспечен государственными геологическими картами Республики Казахстан масштаба 1:500 000 под редакцией В.Ф. Беспалова.

В 1996 г. партнерством ORYX/EXXON было отработано 680 километров информативных сейсмических данных по двум наиболее перспективным зонам: в заливе Комсомолец (Островная, Сарытау) и в восточной части блока (Салкын).

В 1995–1996 гг. международным консорциумом «КазахстанКаспийШельф» (ККШ) была проведена сейсморазведка 2D в Казахстанском секторе Каспийского моря. В 1996 г. компанией ОРИКС и французской геофизической компанией «CGG», при посредничестве казахстанской геофизической компании «Геотолкын» были выполнены сейсмические исследования 2D в пределах залива Комсомолец (водном пространстве) и на структуре Салкынская (рис.3.1.1). В результате этих исследований уточнено строение структур Сарытау, Островная Южная, Островная и Салкынская. По структурам Островная и Салкынская построена серия структурных карт по отражающим горизонтам мезозойского комплекса (ОГ III-кровля юры, IIIa – кровля терригенного келовея средней юры, V – подошва юры – кровля пермотриаса).

Севернее района работ акватория Прикаспия хорошо изучена сейсмическими методами, на площади около 110 тыс. км² отработано более 26 тыс. км сейсмопрофилей. Сейсмические данные отличаются высокой вертикальной и горизонтальной разрешенностью, имеют высокое качество прослеживания как сейсмических горизонтов, так и малоамплитудных

Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан

тектонических нарушений. В результате их было выявлено около 160 локальных поднятий, среди которых были подтверждены структуры Кашаган, Кайран, Актоты, Каламкас-море и другие. Северный Каспий покрыт не только региональной сетью сейсморазведочных профилей, но и локальными съемками 2D, владельцами лицензионных участков проводятся сейсмические работы 3D, местами детальные 2D.



Рис. 3.1.1 – Сейсморазведка 2D, проведенные ККШ 1995 и МК 1996г. в пределах участка Болашак.

Несмотря на хорошую изученность прилегающих территорий к участку исследований, сам же участок покрыт исследованиями недостаточно, особенно его палеозойская часть. Информация о литологическом составе, степени дислоцированности и мощностях палеозойских и даже триасовых отложений отрывочна, недостаточна, а интерпретация их неоднозначна. Изученность сейсморазведочными работами рассматриваемой территории, которые переобработаны и переинтерпретированы ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» в 2023-2024 гг., приведена на рисунке 3.1.1.

Геолого-геофизическая изученность площади Болашак приведена в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Геолого-геофизическая изученность площади Болашак

№№ п/п	Авторы отчета, год, наименование. Организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования
1	1950-1973 гг. Турланская ГФЭ	сейсморазведочные работы КМПВ, ОГТ	Построена схематическая структурная карта по поверхности фундамента, завершены геологические съемки масштаба 1:200 000.

2	1973-1976 гг. КазИМС	проведена высокоточная магнитная съемка в пределах Северного Устюрта и Бозаши	Составлена схема структурно-тектонического строения района участка.
3	1981 г. Илийская ГФЭ	сейсмические исследования МОГТ в комплексе с гравиметрической, электроразведочной и газо-геохимической съемкой	Материал, полученный по методике МОГТ, позволил детально изучить юрско-меловой и доюрский (частично) комплекс отложений. На основании выполненных площадных исследований комплексом «прямых поисков» выявлено более 50 аномалий типа залежи.
4	1985 г. Мангышлакская ГФЭ ПГО «Казгеофизика»	поисковые сейсморазведочные работы	В результате работ заново перекрыты сейсморазведкой ОГТ с цифровой регистрацией значительные площади, ранее отработанные с аналоговыми станциями. Существенно уточнялись построения по подошве юры (ОГV), по внутритриасовым границам (горизонты V2, V3, VI), по поверхности доартинских отложений палеозоя (горизонт «б»).
5	ОРИКС / CGG (СиДжиДжи) / «Геотолкын»	сейсмические исследования 2Д в пределах залива Комсомолец (водном пространстве) и на структуре Салкынская	В результате этих исследований уточнено строение структур Сарытау, Островная Южная, Островная и Салкынская. По структурам Островная и Салкынская построена серия структурных карт по отражающим горизонтам мезозойского комплекса.
6	1995-1996 гг. международный Консорциум (ККШ) «КазахстанКаспийШельф»	сейсморазведка 2 Д в Казахстанском секторе Каспийского моря	Часть сейсмических профилей ККШ 1995-1996 гг. вместе с профилями ОРИКС переобработана компанией PGS Kazakhstan в 2023 году.
7	2023-2024 гг. ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан»)	«Переобработка и переинтерпретация исторических сейсмических данных 2Д по участку Болашак – 1 этап»	Отчет о результатах Переобработки и переинтерпретации исторических сейсмических данных 2Д по участку Болашак.

Буровая изученность

На севере в территорию исследований попадают отдельные скважины южного крыла структур Колтык и Николаевская, на самом востоке - Тышканды и Манаши, а на юго-востоке - Каракудук. Список пробуренных в пределах рассматриваемой территории скважин приведен в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 – Список глубоких поисковых скважин, пробуренных на участке Болашак.

№	Наименование скважины	Глубина, м	№	Наименование скважины	Глубина, м
1	Аралды 1П	4506	14	Мурынсор 1	3673
2	Восточный Каратурун 1П.	5200	15	Мурынсор 2	3491
3	Каратурун 2	1883	16	Южный Колтык 2	3710
4	Каратурун 4	1437	17	Тасорпа 1	3940
5	Каратурун 6	1490	18	Тасорпа 2	3001
6	Каратурун 10	1150	19	Тасорпа 3	3905
7	Каратурун 13	1413	20	Тасорпа 4	3313
8	Каратурун 14	1400	21	Восточная Тасорпа 1	3856
9	Каратурун 16	1490	22	Восточная Тасорпа 2	3800
10	Северная Прибрежная 1	2006	23	Комсомольская 10	3110
11	Северная Прибрежная 2	2350	24	Колтык 1	4000
12	Юго- Западная Акорпа 1	1800	25	Николаевская 4	4416
13	Юго-Западная Акорпа 2	1516	26	Тышканды 1	3850

На Каратурунской группе структур, Комсомольской, Колтыке, Каракудуке открыты залежи нефти и газа, связанные в основном с юрским комплексом отложений.

Почти все поисковые скважины пробурены со вскрытием триасового комплекса, представленного преимущественно красноцветными породами. Данными глубокого бурения подтверждалось наличие структур. Палеозойские отложения, в основном каменноугольного возраста, вскрыты скважинами за пределами площади исследования структура Южная - на севере, Арман, Вост. Каратурун - на западе от участка Болашак.

В 1982 г. была пробурена параметрическая скважина Аралды 1П до глубины 4506 м, которая вскрыла отложения оленекского яруса нижнего триаса. В процессе бурения нефтегазопроявлений не наблюдалось. В образцах керна и пробах, отобранных на каротажном кабеле, признаки нефти и газа не установлены.

В 1987 г. была пробурена вторая параметрическая скважина - Восточный Каратурун 1П. Она достигла глубины 5200 м с забоем в девонских отложениях и вскрыла карбонатные отложения каменноугольного возраста. В образцах керна признаков УВ не получено. Опробование не проводилось. Скважина ликвидирована как выполнившая целевое задание.

На сопредельных с полигоном Болашак территориях было пробурено еще несколько параметрических скважин: Арман П1, Каламкас П1, Жайылган П1 и Арыстановская П7. Эти скважины вместе с разведочными скважинами были использованы для решения стратиграфии пород мезозойских и

палеозойских отложений в пределах северного Устюрта, Южно-Эмбинской зоны и Бузачинского свода. По данным бурения скважин осуществлена привязка основных отражающих горизонтов. В непосредственной близости к участку пробурены глубокие поисковые скважины на структурах (с запада на восток) Каратурун, Северная Прибрежная, Юго-западная Акорпа, Туяк, Восточный Абрай-Михты, Мурынсор, Южный Колтык, Тасорпа, Восточная Тасорпа, Комсомольская.

На Каратурунской группе структур - Комсомольской, Колтыке, Каракудуке открыты залежи нефти и газа, связанные в основном с юрским комплексом пород.

Почти все поисковые скважины пробурены со вскрытием триасового комплекса, представленного преимущественно красноцветными породами. Палеозойские отложения, в основном каменноугольного возраста, вскрыты скважинами за пределами площади исследования.

Заложенная по данным сейсморазведки 2D, выполненной компанией Орикс в 1996, глубокая поисковая скважина Островная 1 пробурена в своде структуры Островная на пикете-770 сейсмопрофиля 96 МК-19 с целью изучения геологического строения и поисков залежей нефти и газа в отложениях юры и триаса. Проектная глубина - 3300 м. Фактическая глубина - 3012 м., горизонт - триас.

В процессе бурения нефтегазопроявлений не наблюдалось. По данным газового каротажа против номенклатурных перспективных горизонтов газопоказания не отмечались; начиная с глубины 40 м до фактически пробуренной глубины 3012 м проводился отбор шлама, по данным которого признаков нефтеносности не отмечено. По результатам работ скважина ликвидирована.

Результаты бурения, опробования и состояние скважин сведены в таблице 3.1.3

Гравиметрические, магнитометрические и электроразведочные работы.

В последние десятилетия, начиная с 1972 г., большая часть территории исследования была изучена высокоточными гравиметрическими работами (1:50000). Идеальные локальные аномалии увязываются с мезозойскими поднятиями, картируемыми съёмкой, что предопределяет возможность проведения гравиметрических исследований в труднопроходимой западной приморской части региона с целью выявления и подготовки структур.

В 1973–1976 гг. проведена высокоточная магнитная съёмка (1:50000) в пределах Северного Устюрта и Бозаши (КазИМС). По этим результатам составлена схема структурно-тектонического строения района участка.

Таблица 3.1.3 – Результаты бурения скважин

	№ скважин наименование площади	Категория скважин	Фактическая глубина, м фактический горизонт	Альтитуда	Дата окончания строитель- ством	Результаты бурения и опробования. Состояние скважины
1	2	3	4	5	6	8
1	2 Арыстановская	поисковая	3013	184,2	24.06.1975 г.	В процессе бурения скважины из интервалов: 2577-2592 м, 2619-2625 м, 2665-2670 м, 2816-2829 м, 2842-2846 м подняты образцы керна, представленные тонко-мелко и среднезернистыми песчаниками, пропитанными нефтью и дающим вытяжки желтого цвета. При испытании 1-ого объекта в интервале 2832,5-2845 м получен приток нефти (Ю-10). Фонтанные притоки нефти получены в Ю-7 и Ю-8, соответственно с 24 и 16,4 м3/сут при 5 мм штуцере. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
			РТ			
2	7-П Арыстановская	параметри- ческая	3907	172,6	05.08.1974 г.	В процессе бурения нефтегазопроявлений не наблюдалось. Признаки нефти отмечены в керне, поднятого из интервала 2626-2632 м. Скважина не опробована из-за аварии, связанной с полетом НК труб. Скважина в консервации.
			РТ			
3	П-1 Арман	параметри- ческая	5439	-21,2		Скважина вскрыла отложения от верхнего мела до девона включительно. В процессе бурения нефтегазопроявлений не наблюдалось. В образцах керна и пробах, отобранных на каротажном кабеле и ИПТ, признаки нефти и газа не отмечены.
			девон			

продолжение таблицы 3.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8
4	13 Арман	Поисковая	1423	-22,2	17.05.1989 г.	534,8	По результатам ГИС. Испытанием скважины установлена промышленная нефтегазоносность среднеюрских отложений. В скважине опробовано семь объектов. Во всех объектах получены притоки нефти и газа кроме объекта 1200- 1203 м, который испытывался с целью изучения гидрогеологических особенностей месторождения. При поинтервальном испытании получены следующие результаты: Ю-ХШ 1278-1303 м при 9мм QH=216 м3/с, Qr=14,2 т.м3/с Ю-ХИ 1200-1203 м при Hдин=423м QВ=1 1,1 м3/с, Ю-Х1 1179-1189 м нефть переливом QH=9,6 м3/с. Ю-VIII 1105-1115 м нефть переливом QH=9,6 м3/с. Ю-VII 1082-1094 м при 5мм QH=15м3/с, Qr=14,2 т.м3/с Ю-VII 1065-1073 м при 7мм QH=28,8м3/с, Qr=15,5 т.м3/с Ю-VII 1057-1064 м(дострел) при 7мм QH=4,2м3/с, Qr=64,4 т.м3/с
			триас				
5	1П Аралды	Параметри- Ческая	4506	-21,2	08.03.1982 г.	2473,8	Скважина вскрыла отложения от палеогена до нижнего триаса (оленекский ярус) включительно. В процессе бурения нефтегазопроявлений не наблюдалось. В образцах керна и пробах, отобранных на каротажном кабеле, признаков нефти и газа не установлены.
			нижний триас				
6	Каратурун	Поисковая	1250 триас		30.09.1986 г.		По результатам ГИС и испытания скважины установлена промышленная нефтегазоносность среднеюрских отложений. В скважине опробовано девять объектов. Во всех объектах получены притоки нефти и газа, кроме объекта 893-898 м, где получен приток воды.
7	2 Сев. Прибрежная	Поисковая	2350 триас	-22,2	30.09.1986 г.		Скважина вскрыла отложения от верхнего мела до триаса включительно. В процессе бурения нефтегазопроявлений не наблюдалось. В образцах керна и пробах, отобранных на каротажном кабеле и ИПТ, признаки нефти и газа не отмечены.

продолжение таблицы 3.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8
8	1 Мурынсор	Поисковая	2679 триас	-20,2		1617,8	Скважина вскрыла отложения от палеогена до пермотриаса включительно. В процессе бурения нефтегазопроявлений не наблюдалось. В образцах керна и пробах, отобранных на каротажном кабеле, признаков нефти и газа не отмечено. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
9	2 Каратурун	поисковая	1883 триас	-20,2	27.02.1978 г.	683,2	Скважина вскрыла отложения от палеогена до пермотриаса включительно. В процессе бурения нефтегазопроявлений не наблюдалось. В образцах керна и пробах, отобранных на каротажном кабеле, признаков нефти и газа не отмечено. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
10	1-П Вост. Каратурун	параметри- ческая	5200 карбон	-20,2	01.12.1988 г.		В разрезе скважины доюрские отложения вскрыты в интервалах 1478-1850 м (ср. триас), 1850-2440 м (ТД 2440-2480 м (P2), 2480-3147 м (Pj), 3147-5200 м (C2). При проведении пластоиспытания в интервале 4797- 4860 получен приток газированного бурового раствора. Во всех остальных попытках притока не получено. В образцах керна признаков УВ не получено. Опробование не проводилось. Скважина ликвидирована как выполнившая целевое задание.

Начиная с 80-х годов прошлого века на акватории Северного Каспия выполнен значительный объем гравиметрических и магнитометрических работ, проводимых трестами «Каспморнефтегеофизика» и «Южморнефтегеофизика», объединением «Казгеофизика» и институтом НИИМоргеофизика. Наиболее подробно изучена восточная часть Северного Каспия, где проведены съемки масштабов 1:200000 и 1:100000. На большей части изучаемого региона плотность наблюдений соответствует масштабу 1:500000 и даже 1:1000000.

В 1985–87 гг. проведены детальные гравиметрические работы в районах к западу и северу от полуострова Бузачи и на морском продолжении Приморского вала.

В 1987–1988 гг. в акватории Северного Каспия проведена гравиметрическая съемка масштаба 1:500 000. В 1987-88 гг. предприятие «Аэрогеофизика» (Алма-Ата) выполнило аэромагнитную съемку масштаба 1:100 000.

Магнитометрические исследования на Северном Каспии выполнялись в гидромагнитном и аэромагнитном вариантах. Масштаб съемок 1:200000 и 1:500000 (Глумов, Маловицкий и др., 2004).

Территория исследования покрыта гравиметрическими и магнитными съемками, но следует отметить, что регион характеризуется малоинтенсивными аномалиями. В пределах площади исследования гравитационное и магнитные поля имеют в целом мозаичный характер, что свидетельствует о сложном геологическом строении района. Выделенные в этих полях аномалии ориентированы по-разному, и в плане не находят прямого совпадения с выявленными структурами.

Несмотря на хорошую изученность прилегающих территорий к участку исследований, сам же участок покрыт исследованиями недостаточно, особенно его палеозойская часть. Информация о литологическом составе, степени дислоцированности и мощностях палеозойских и даже триасовых отложений отрывочна, недостаточна, а интерпретация их неоднозначна.

К настоящему времени почти по всей территории региона проведена гравиметрическая съемка и составлена сводная карта в редукции Буге, позволяющие представить четкое выражение крупные тектонических элементов по осадочному чехлу и фундаменту. В результате изучения плотностной характеристики пород различными исследователями в разрезе участка отмечено наличие нескольких границ раздела. Эти плотностные границы наиболее резко проявляются в третичных и верхнемеловых отложениях. Разность плотностей в них составляет $0,05\text{--}0,1\text{ г/см}^3$ и более. Юрские отложения отделяются от подстилающих пермотриасовых также с разницей средневзвешенных величин на контакте триас-юра I $0,4\text{ г/см}^3$ на Бозашинском своде, а в погруженных зонах, где средняя плотность юрских отложений возрастает, перепад плотностей равен $0\text{--}0,2\text{ г/см}^3$.

Необходимо отметить, что территория Устюрт-Бозашинского региона характеризуется малоинтенсивными гравитационными и магнитными

аномалиями и отсутствием резких зон градиента. В пределах площади исследования гравитационное и магнитные поля имеют в целом мозаичный характер, что свидетельствует о сложном геологическом строении района. Выделенные в этих полях аномалии ориентированы по-разному, и в плане не находят прямого совпадения со структурами, выявленными в юрско-меловой толще. Эти поля, характеризуют, прежде всего, строение фундамента в части изменения гипсометрии, степени дислоцированности и т.п. Практических и однозначных выводов о связи магнитного и гравитационного полей со структурными элементами в мезо-кайнозойских отложениях не получено. По-видимому, это объясняется слабой дифференциацией юрско-палеогенового и доюрского комплексов пород по магнитным свойствам и значительной глубиной магнитовозмущающих пород.

Электроразведочные работы выполнялись в модификации: ДМЗС - многоразностное зондирование становлением поля шагом по профилю 1-3 км и двухдипольное зондирование становлением поля в дальней зоне по сети 2х1 км. Начиная с 1985 г. ИГФЭ внедряется более эффективный электроразведочный метод зондирования в ближней зоне с применением 4-х кратного перекрытия.

Работами газогеохимической съёмки территория зоны Бозаши охвачена на площади 1000 км².

3.2 Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

Сейсморазведочные поисковые работы на Северном Устьюрте начаты в 1950-х гг. Этими работами выявлено большинство известных антиклинальных структур, выраженных по кровле и подошве меловых отложений. По внутриюрским и более глубоким отложениям материал был менее достоверным.

На региональном уровне в эти годы Турланской ГФЭ выполнялась сейсморазведка КМПВ по разреженной сети профилей (через 20-30 км), данные которой позволили построить схематическую структурную карту по поверхности фундамента. С 1972–73 гг. начато выполнение сейсморазведки ОГТ, в том числе с перекрытием площадей, ранее отработанных методом МОВ, т.к. большая информативность новой методики позволяла увеличить глубину исследований.

С 1985 г. поисковые сейсморазведочные работы на Северном Устьюрте выполняла вновь организованная Мангышлакская ГФЭ ПГО «Казгеофизика». В результате ее работ заново перекрыты сейсморазведкой ОГТ с цифровой регистрацией значительные площади, ранее отработанные с аналоговыми станциями. По поверхностям III, IV отражающих горизонтов эти работы существенного прироста информации не обеспечили, прирост геологической информации обеспечен, в основном, по доюрским отложениям. Существенно уточнялись построения по подошве юры (ОГ V), по внутритриасовым границам (горизонты V2, V3, VI), по поверхности доартинских отложений

палеозоя (горизонт «б»). Иногда построения выполнялись по условным внутрипалеозойским горизонтам PZ, как на поднятии Каракудук Южный.

В 1996 г. компанией ОРИКС были выполнены сейсмические исследования 2D в пределах залива Комсомолец (водном пространстве) и на структуре Салкынская. В результате этих исследований уточнено строение структур Сарытау, Островная Южная, Островная и Салкынская. По структурам Островная и Салкынская построена серия структурных карт по отражающим горизонтам мезозойского комплекса. Плотность сети профилей на структурах различная и составляет: Сарытау – 4км*4 км (на востоке) и 8км*8км (на западе), Бурыншик – 8км*8км, Островная – 4км*4км и Салкынская – 3,5км*4км.

Объектом для постановки геологоразведочных работ ОРИКС была выбрана структура Островная. На данной структуре была пробурена скважина №1.

В 2023 году ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» по заданию АО НК «КазМунайГаз» выполнил переобработку все сейсмические профили МК-96 (ОРИКС) и Международного Консорциума «Казахстан-КаспийШельф» (ККШ). В результате переобработки и интерпретации материалов 2D сейсморазведки в пределах рассматриваемого участка были подтверждены - 2 палеозойские структуры по ОГ П2: Сарытау Палеозойская и Островная Палеозойская. Также подтверждены четыре мезозойские структуры в юре по ОГ Ша: Сарытау, Островная, Островная Южная и Салкынская. С целью доизучения выявленных структур и подготовке их к бурению авторами отчета рекомендовано отстрелять сеть 2D профилей по району структур Сарытау и Островная (уплотнить имеющуюся сеть 2D съемок до 2 км).

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

4.1 Проектный литолого-стратиграфическая разрез

Участок Болашак расположен в зоне сочленения трех крупных геологических структур: северную его часть занимает южная бортовая зона Прикаспийской впадины (рис.4.1.1, 4.1.2), по Северо-Устюртскому разлому она граничит с Северо-Устюртским тектоническим блоком, вдоль юго-западной границы охватывает восточный фланг Бузачинского поднятия Мангышлакско-Бузачинской системы поднятий. Все это обуславливает сложное геологическое строение и неоднозначный взгляд на историю геологического развития рассматриваемой площади. Сложное геологическое строение также обусловлено замыканием Южно-Эмбинского поднятия в зоне изучения, которое, вопреки старой тектонической схеме, не соединяется с Бузачинским поднятием и в зоне их предполагаемого сочленения находится структура Сарытау палеозойская.

В разрезе рассматриваемого участка глубоким бурением вскрыты отложения палеозойского и мезокайнозойского возраста.

Мощность осадочного чехла на Устюрте достигает 10-12 км, из них 2-4 км составляет мел-неоген, 1-2,5 км юра, 3-5 км верхняя пермь-триас, 1-3 км верхний карбон-нижняя пермь, 1-2 км нижний-средний карбон и 3-5 км верхний девон-низы карбона. Юрско-неогеновые отложения распространены повсеместно, доюрские разновозрастные комплексы (пермтриас) в основном заполняют отдельные глубокие прогибы и грабены, связанные с региональными разломами.

Палеозойская группа – PZ

Девонская система (Д)

Средний отдел(Д₂)

Только одна скважина в пределах границ участка Болашак вскрыла девонскую систему - параметрическая скважина Восточный Каратурун П-1. Она прошла мощный разрез палеозоя с базальным основанием в 660 м, по данным палеонтологического анализа, приуроченного к верхнему девону. Девонский период представлен пестроцветными, трещиноватыми, мелкозернистыми битуминозными известняками. Истинная мощность этого отдела не четко определена, Приблизительный девонский период выявлен по сейсмическим данным и прослеживается как горизонт Пз на поднятии Южная и ограниченной территории к северу от Николаевской.

Верхний отдел (Д₃)

По данным временных разрезов в районе структуры Сарытау верхнедевонские отложения залегают на глубине от 8 км и ниже.

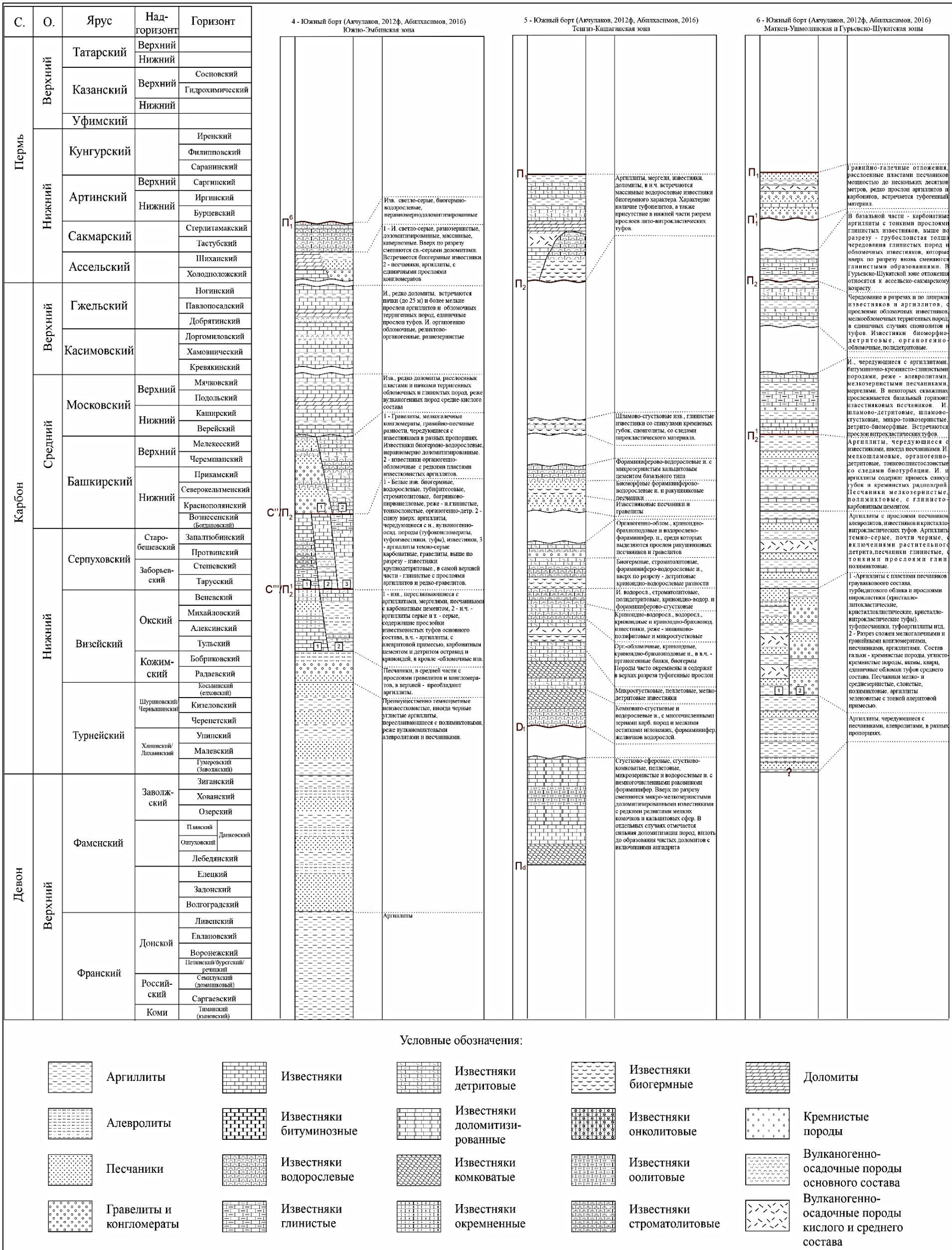


Рис. 4.1.1 – Схематические литолого-стратиграфические колонки Тенгиз-Кашаганской, Маткен-Ушмолинской и Южно-Эмбинской зон южного обрамления Прикаспийской впадины

По данным скважины 1-П площади Арман они состоят из переслаивающихся известняков и глинисто-аргиллитовых прослоев, однако, в районе структуры Сарытау не исключена возможность образования девонских рифовых карбонатов, как на поднятии Южное, так и на структуре Тенгиз.

Отложения девонского возраста представлены преимущественно вакстоунами и пакстоунами, среди которых выделяются пеллетовые и биокластовые разности. Меньшим распространением пользуются комковато-стустковые водорослевые отложения с кальцисферами и раковинками фораминифер. Возраст пород дается на основании определения фораминифер: *Frondilina*, *Evlani* (KCS, Paul Brenckle). В одной из скважин установлен комплекс фораминифер, характерных для отложений фаменского возраста: *Archaeosphaera minima* Sul, *Archaeosphaera grandis* Lip, *Vicinesphaera squalida* Antr, *Vicinesphaera angulata* Antr, *Parathuramina suleimanovi* Lip, *Ostracoda*, *Radiosphaera* sp. – водоросли.

Каменноугольная система (С)

Нижний отдел (C₁)

Отложения карбона представлены в разрезе отложениями турнейского, визейского и серпуховского возраста.

Нижнекаменноугольный разрез вскрыт тремя скважинами, расположенными в районе площадей Южная и Каратурун Восточный. В разрезе площади Южная нижний карбон представлен кремнистыми и туфовыми известняками с преобладающим материалом из водорослевых и скелетных остатков, а также карбонатными частично доломитизированными аргиллитами. В разрезе нижнего карбона присутствует зона слоистых туфов, отождествляемая с «ЗВР» или «Зоной Высокой Радиоактивности» по определению АО «Казахстанкаспийшельф» (ККШ). Вышеназванные туфы характеризуются высокими параметрами гамма-излучения по каротажу и с коррелированы по сейсмическому отражающему горизонту, который может быть нанесен на карту в межрегиональном масштабе. Этот отражающий горизонт по определению ККШ получил название «ЗВР» и эквивалентен сейсмическому горизонту П2. Возраст свиты датирован средневизейским. Компанией «Орикс» продолжено прослеживание «ЗВР» и горизонта П2 на участке Болашак в пределах зоны, данные по которой характеризуются более качественным определением. Корреляция горизонта П2 в центральной, восточной и южной части участка ограничена из-за недостаточности глубинной разрешающей способности, проведенной сейсмики. В зоне Каратурун Восточный нижний карбон представлен темно-серыми, мелкозернистыми, трещиноватыми частично насыщенными нефтью и пеллитизированными известняками

В пределах Жылыойской карбонатной платформы разрез турнейских отложений представлен пеллоидными, литокластовыми, органо-генно-обломочными, нередко грубообломочными, полидетритовыми грейнстоунами

и пакстоунами, с прослоями вакстоунов, реже мадстоунов, рудстоунов и водорослевых известняков. Грейнстоуны состоят из литокластов известняков, интенсивно микритизированных и обломков скелетных зерен.

Разрез визейского яруса в литологическом отношении представлен тонкозернистыми, комковатыми известняками, лито-биокластовыми грейнстоунами и пакстоунами с редкими прослоями рудстоунов (известняковые гравелиты). Породы часто неравномерно перекристаллизованы и доломитизированы, участками сильно окремнены.

В пределах платформенной части верхневизейский разрез сложен мелкообломочными биокластовыми (криноидными и криноидно-брахиоподовыми) и пеллетовыми пакстоунами, литокластово-обломочными грейнстоунами, реже вакстоунами, с прослоями водорослевых известняков. Присутствуют литокласты вакстоунов, мадстоунов, реже пакстоунов – грейнстоунов.

Разрез серпуховских отложений сложен микропеллоидными пакстоунами, биокластовыми пакстоун-грейнстоунами с фрагментами водорослей, брахиопод, криноидей, фораминифер, реже встречаются оолитовые разности известняков. Породы иногда значительно перекристаллизованы, местами кавернозные, трещиноватые, пористые, битуминозные.

Средний отдел (C₂)

Средний карбон представлен отложениями башкирского и московского возраста.

Средний карбон в разрезе площади Южная представлен серо-цветными, желто-серыми известняками и доломитами, содержащие окаменелости и нерегулярное присутствие туфов в московских отложениях. Толщина отложений достигает несколько сотен метров. Эти карбонатные отложения образовались как биогермные постройки, которые содержат многочисленные водоросли, криноидеи и др. Средний карбон по данным площади Каратурун Восточный (скв. П-1) представлен темно-серыми, плотными, кремнистыми песчаниками; их накопление происходило в условиях низкой энергии осаждения или по крайней мере на уровне ниже основания штормовых волн.

Нерасчлененные отложения средне-позднекаменноугольного возраста на Бузачинском поднятии вскрыты в скважинах Северный Бузачи Г-7 (инт. 2800-3000 м) и Северный Каражанбас П-1 (инт. 2420-2978 м), Арман П-1 (инт. 3350-3825 м).

В скважинах Северный Бузачи Г-7 и Северный Каражанбас П-1 они представлены неравномерно переслаивающимися известняками, мергелями и аргиллитами. В средней части разреза увеличивается количество карбонатов, а в нижней и верхней – аргиллиты образуют пачки до 52-94 м и слабо расслоены карбонатными породами (Пронин, 1997). Аргиллиты темно-серые, до черных, чистые и алевроитистые (10-15%), иногда тонкослоистые за счет прослоек мергелей, сильно карбонатные, часто со значительным количеством окатанных тонких зерен кальцита (до 15-20%), с включениями

пирита, со шламом углефицированной растительной органики (до 5%), тонкими прожилками кальцита, плотные, крепкие.

На Жылыойской карбонатной платформе башкирские отложения сложены микропеллоидными пакстоунами, биокластовыми пакстоун-грейнстоунами, реже рудстоунами, основными компонентами которых являются окатанные и полуокатанные обломки известняков серпуховского возраста, мелкие фрагменты криноидей, брахиопод, водорослей (Koninckoroga), фораминифер, с прослоями мадстоунов. Вверх по разрезу развиваются преимущественно биокластовые, оолитовые грейнстоуны с прослоями микросгустково-пеллетовых водорослевых, фораминиферо-водорослевых известняков.

В пределах Прикаспийской впадины на Каратон-Тенгизском поднятии верхнекаменноугольные и среднекаменноугольные отложения в объеме московского яруса и верхнебашкирского подъяруса отсутствуют.

Разрез московского яруса представлены темно-серыми до черных тонкозернистых доломитов.

Пермская система (Р)

Нижний отдел (P₁)

Нижняя пермь представлена отложениями ассельского, сакмарского и артинского возраста.

Нерасчлененные отложения нижней перми в пределах южного обрамления Прикаспийской впадины выделяются в Тенгиз-Кашаганской подзоне на структурах Тенгиз, Южная, Королевская и Каратон. Мощности отложений непостоянны и варьируют от 10-90 м на приподнятых структурах (скв.44 Тенгиз), до 200-455 м в погруженных участках (скв. 18 Тенгиз, 15 Королевская).

На месторождениях Тенгиз и Королевское в составе отложений преобладают аргиллиты, аргиллитоподобные глины, в меньшей степени – мергели и известняки. Характерной особенностью их является площадное развитие туфопелитов и присутствие отдельных скважинах (14, 29) в нижней части разреза прослоев литовитрокластических туфов (Власова и др, 1991 г.). Аргиллиты известковистые, битуминозные, слабоалевритистые и кремнелые с прослоями доломитов и известняков.

Отложения нижней перми выделены в разрезе площади Южная. Тонкий покров верхнепермских зернистых известняков представляет непрерывный рост биогермных построек со случайными обнаженными, эрозийными и эвапоритовыми осадками. Карбонаты нижней перми представлены биогермными известняками, частично кристаллизованными, чаще с ангидритовым пустотным заполнением. В разрезе зоны Каратурун Восточный (скв П-1) нижнепермские отложения не обнаружены.

Эвапориты нижней перми (кунгурский ярус) имеют широкое распространение в разрезе Прикаспийского бассейна. Эвапоритовая толща выклинивается непосредственно к северной части участка Болашак.

Мощный нижнепермский разрез был ранее также вскрыт скважиной П-10 Мунайбай, расположенной непосредственно к северу от участка Болашак. Эта скважина вскрыла темно-серые кремнистые известняки, темно-серый мергель с включениями тонких прослоев битуминозного песчаника. Данные по этой толще указывают на ее артинский возраст.

Верхний отдел (P_2)

Отложения верхней перми представлены породами уфимского, казанского и татарского возраста.

Скважиной П-1 Каратурун Восточный была вскрыта верхнепермская толща, представленная темно-коричневыми, окаменелыми глинами, известняками и песчаниками. Накопление данных породы не связано с морскими условиями, на что указывают тонкие карбонатные слои растительных остатков. Песчанистые разности, возможно, имеют флювиальное происхождение.

На других известных площадях юго-восточного борта Прикаспия (Южная, Мунайбай др.) отложения верхней перми не выделены.

Вполне вероятно, что развитые толщи верхнепермских отложений присутствует в восточной части участка Болашак в районе структуры Салкынская. В восточном направлении от структуры Комсомольская в сторону Тышканды и Аманжол на сейсмических профилях фиксируется резкое утолщение пермо-триасового комплекса.

Средне-верхнепермские отложения, залегающие с разрывом на подстилающих каменноугольных и нижнепермских породах, вскрыты на п-ове Бузачи. В разрезе скважин Г-1, Г-2, Г-3 месторождения Каражанбас они сложены красноцветными аргиллитами, алевролитами с прослоями известняков и доломитов, песчаников (Куницына, 2023 г.). Трещиноватость и перемятость пород с углом падения 20-45 градусов является характерной их особенностью.

Толщина средневерхнепермских образований по данным (Козмодемьянский и др, 1995 г.) изменяется от 550 до 900 м.

Мезозойская группа – MZ

Триасовая система (Т)

Нижний и средний отделы (T_{1-2})

Нижний и средний триас представлен отложениями индского и оленекского возраста.

В пределах участка Болашак триасовый комплекс пород вскрыт многими скважинами. Предполагается, что интенсивный подъем в пределах Бозашинского свода, относящееся к тектоническим процессам, происходившим в киммерийский период, привел к изменению доюрских толщ. В процессе этого, эрозии подверглась значительная часть триасовых отложений.

Породы доюрского комплекса, известные по обнажениям массива Каратау более интенсивно погружались и испытывали подъем; были подвержены начальной метаморфизации.

Наиболее полное представление о триасовом комплексе участка Болашак представлено в результатах описания и изучения 36 образцов керна, отобранного в скважине Аралды П-1. Нижне и среднетриасовые породы представлены слюдистыми аргиллитами темно коричневого цвета, а также известняками и лититовыми и полевошпатовыми песчаниками. Породы эти идентичны отложениям верхней перми и, предположительно, являются осадками не морского происхождения. Сейсмическими методами установлена хорошо прослеживаемая поверхность среднего триаса, которая превалирует на большей части блока. Отражающий горизонт определен как налегающая поверхность, параллельная и согласная с подстилающим палеозойским комплексом и несогласно контактирующая с толщей, залегающей выше по разрезу.

Среднетриасовая толща имеет важное значение в изучении особенностей бассейна осадконакопления и последовательности и характера проявления разломов и формирования осадков на рубеже проявления региональных несогласий в дотриасовое время.

Отложения ниже-среднетриасового возраста выделены условно на площадях Сев. Каражанбас, Кызан, Кырын, Токубай, Арыстановская, Теренская и других. Образование песчано-глинистой красноцветной формации связано с прибрежным мелководным часто осушаемым бассейном, в котором преобладала окислительная обстановка. Мощность этих отложений, по геолого-геофизическим данным меняется от 1000 до 3000 м, причем её увеличение происходит в северо-западном направлении (Летавин, 1978 г.).

Верхний отдел (Т₃)

Верхний триас представлен отложениями карнийского и норийского возраста.

Верхнетриасовые отложения представлены сероцветной континентальной терригенной толщей, залегающей трансгрессивно на средне-или нижнетриасовых, или более древних отложениях. Они распространены спорадически. Полностью отсутствует верхний триас на Южно-Эмбинском, Актумсукском, Центрально-Устьюртском поднятиях, на Байчагырском выступе. В других частях Северо-Устьюртской впадины верхний триас уничтожен предъюрским размывом в сводах крупных антиклиналей (Арыстановская, Шомышты, Шагырлы, Ащитайпак, Жайылган, Кызылой, Аккулковское и другие) (Федоренко О. А. и др, 2006 г.).

Отложения верхнего триаса отличаются от нижнего и среднего триаса преобладанием не окисленных «серых» фаций, по сравнению с красноцветными. Разрез представлен светло-серыми «полимиктовыми» полевошпатовыми литаренитами, аргиллитами темно-серого цвета и

известняками. Некоторые типы песчаников обладают нефтеносными качествами и считаются целевыми объектами для бурения.

Отложения триасового возраста, вскрытые в призабойной части скважины Островная в интервале 2903-3012 м, условно отнесены к рэтскому (?) ярусу верхнего триаса. Тем не менее литологическая характеристика данного разреза включает его принадлежность к среднетриасовому времени.

Юрская система (J)

Юрские отложения в пределах Северного Устюрта представлены всеми тремя отделами – нижним, средним и верхним. Мощность юрской толщи меняется с запада на восток от первых десятков метров в своде Бузачинского поднятия до 1400 м Барсакельмесской впадине и 1800 м в Судочьем прогибе (Волкова, 1984 г.). На Южно-Эмбинском поднятии мощность юрских отложений варьирует от 546 до 893 м (Днепров, 1962 г.).

Естественные обнажения осадочных пород мезозойского периода на участке Болашак отсутствуют. Выходы юрских пород на поверхность отмечаются в 100 км юго-западу, в горах Каратау. Мощность юрской толщи меняется с запада на восток от первых десятков метров в своде Бузачинского поднятия до 1400 м Барсакельмесской впадине и 1800 м в Судочьем прогибе (Волкова, 1984 г.). На южно-эмбинском поднятии мощность юрских отложений варьирует от 546 до 893 м (Днепров, 1962 г.).

При описании литолого-стратиграфической характеристики геологического разреза использовались геолого-геофизические данные скважины Островная 1, пробуренной в пределах рассматриваемой территории. Они представлены сероцветной песчано-глинистой толщей континентального и мелководноморского происхождения.

Нижний отдел (J₁)

Ярусы: геттангский, синемюрский, плинсбахский, тоарский

Наличие пород нижней юры в скважинах, пробуренных на участке Болашак, не установлено, что обусловлено проблемой палеонтологической датировки континентальных отложений.

Средний отдел (J₂)

Нерасчлененные отложения среднего отдела в пределах Устюрта и Бузачинского поднятия развиты практически повсеместно. С угловым и стратиграфическим несогласием они залегают на размытой поверхности раннеюрских и более древних пород.

Ярусы: ааленский, байосский, батский, келловейский.

В скважинах, пробуренных на территории участка Болашак и вокруг него, повсеместно вскрыты отложения средней юры. Комплекс песчаников речного происхождения, толщина которого варьирует от нескольких метров до более, чем 300 м, встречается в верхней части несогласно залегающей

поверхности триаса Песчаники, представленные здесь, обычно от темной до светло-серой окраски, крупно- и мелкозернистые, присутствует полевошпатовый литаренит с редкими аргиллитами серой окраски и глиной. Условно они приурочены к ааленскому-байосскому возрасту. В средней юре участка отложения представлены серыми полевошпатовыми литаренитами, покрытыми серыми глинами, часто карбонатными с незначительным количеством угля, которые условно отнесены к батскому возрасту. Последовательность флювиальных отложений покрыта непрерывным сланцевым участком. В обнажениях пород гор Каратау средняя юра представлена комплексами Карадиирмен, Базарла и Сарыдиирмен, которые относятся к раннему Байосскому возрасту по классификации ГеоСтарта. Песчаники в основном относятся к келловейскому возрасту. В разрезе средней юры отмечается наличие дельтовых отложений, около береговой и морской среды.

Среднеюрская толща осадков является перспективным объектом поисково-разведочных работ на нефть и газ. Значительное сокращение мощности среднеюрских осадков наблюдается на отдельных участках в своде Бузачинского поднятия (пл. Каражанбас). Вместе с тем в прогибах, сопряженных с поднятием, вскрыто до 500 м (Южно-Бузачинский прогиб), 550-700 м (площади Мурынсор и Култук) отложений средней юры

Общая мощность отложений средней юры по скважине Островная 1 составляет порядка 500 м.

Верхний отдел (J_3)

Ярусы: оксфордский, киммериджский, волжский

На участке Болашак верхняя юра представляет трансгрессивное накопление серых дельтовых песчаников, алевролитов и сланцев, которые переходят в широко распространенные темно-серые сланцы морского происхождения. Сланцы морского происхождения относятся - к оксфордскому.

В верхней части разреза отмечаются известняки светло-серые глинистые, датируемые киммериджским возрастом. Верхняя юра, прослеженная в обнаженных породах гор Каратау, состоит из сланцев морского происхождения от коричневого до серого оттенков с песчаниками и алевролитами морского происхождения. Обычно песчаники морского происхождения имеют изобилие ракушечных остатков.

На Северном Устюрте верхнеюрские отложения представлены глинисто-карбонатными сероцветными образованиями с преобладанием известковистых разностей – мергелей, известняков и доломитов (Волкова, 1984 г.). Толща глинисто-карбонатных пород оксфорд-титонского возраста является на Северном Устюрте региональной покрывкой для продуктивных среднеюрских отложений. Мощность их варьирует и составляет от 140-320 м в пределах Мынсуалмасской ступени (площади Ашикпайтак, Адамли), до 300-440 м в Барсакельмесской впадине и Косбулакской прогибе. В своде

Бузачинского поднятия верхнеюрские отложения отсутствуют (Волкова, 1984 г.).

Общая мощность верхнеюрских отложений по скважине Островная-1 около 280 м.

Меловая система

Нижний отдел (K_1)

Ярусы: берриасский, валанжинский, готеривский, барремский, аптский, альбский. Ни в отчетах по скважинам участка Болашак, ни в обнажениях пород на юге не указывается на наличие отложений берриасского возраста.

К валанжинскому возрасту относятся известняки, имеющие окраску от белой до серой и содержащие окаменелости. Иногда в этом отделе отмечаются ангидриты. Выше залегает пестроцветная песчано - глинистая толща барремского возраста, которая перекрывается поверхностью несогласного залегания с уплотненным песчаным фосфоритовым горизонтом, который относится к нижнему апту. Аптский возраст представлен черными сланцами морского происхождения, с прослоями тонко- и мелкозернистых песчаников и конкрециями алевролита. Альбский ярус – это мощная толща терригенных пород, сложенная серыми, зеленовато-серыми песчаниками МКЗ и СРЗ, темно-серыми глинами с прослоями песка, алевролитами песчанистыми.

Отложения мелового периода с размывом и стратиграфическим несогласием залегают на позднеюрских осадках. Особенно явно этот размыв виден в структурно приподнятых зонах, таких, как Бузачинское поднятие.

На территории Северо-Каспийского поднятия нижнемеловой разрез начинается с готеривских отложений. В нижней (готерив-барремской) части они сложены переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. В верхней, апт-альбской части, залегающей с небольшим размывом на нижележащих отложениях, они сложены алевритоглинистыми разностями, иногда с прослоями песчаников (Куницына, 2023 г.). Мощность отложений готерив-баррема варьирует от 35 до 325 м, в среднем составляя 150 м. Мощность апт-альба составляет 250-400 м.

Меловые отложения имеют преимущественно морской, реже континентальный генезис. Максимальные мощности их зафиксированы по сейсмическим данным в Косбулакском прогибе (до 2600 м), в юго-восточной части Северного Устьярта мощность меловых осадков составляет 1800 м. На Бузачинском поднятии сокращается до 300-700 м.

Мощность нижнемеловых отложений составляет приблизительно 1170 м.

Верхний отдел (K_2)

Верхнемеловые отложения представлены толщей алевритовых глин, песков и песчаников сеномана, сменяющейся кверху серией карбонатных пород турона, сантона, кампана, маастрихта.

Для мощностей меловых отложений Южно-Эмбинского поднятия характерно общее уменьшение их с юго-запада на северо-восток. Общая мощность верхнемеловых отложений составляет около 400 м.

На Северном Устюрте верхнемеловые отложения разделяются на два комплекса: верхний морской карбонатный и нижний морской песчано-глинистый. Граница между комплексами на западе проходит в середине турона, на востоке она поднимается до сантона. Мощность терригенного верхнего мела составляет 100-250 м, карбонатного 150-400 м (Федоренко О. А., 2006 г.).

Кайнозойская группа – KZ

Палеогеновая система (Pg)

Палеоцен-эоцен (Pg_1+Pg_2)

Отложения палеогена отличаются поверхностью несогласного залегания пород. Палеогеновые отложения представлены мощной (600-900 м) толщей морских зеленовато-серых глин с прослоями мергелей, известняков, алевролитов. В западной части в эоцен-палеоцене преобладают мергели и карбонатные глины. В основании эоцена отмечаются битуминозные глины и сланцы, которые, вероятно, являются источником для месторождений газа в эоцене северо-востока Северного Устюрта (Федоренко, 2006 г.).

Отложения эоцена представлены белыми мергелями, желто-коричневой глиной и алевролитами с рыбными остатками.

Разрез олигоцена - монотонная желто-серая, алевроитоглинистая толща с многочисленными рыбными остатками; отмечаются прослои алевролитов и глинистых песчаников. В восточной части участка Болашак песчаники отображаются на сейсмических разрезах в виде подвигающихся клиноформы.

Неогеновая система (N)

На большей части района осадочный разрез завершается известняками сарматского яруса (верхний миоцен), бронирующими плато Устюрт. Мощность их достигает 200 м. Нижние горизонты миоцена сложены прибрежно-морскими песками, глинами, мергелями мощностью до 100 м (Федоренко, 2006 г.).

Важным рубежом в формировании современной структуры Северного Устюрта является поздний миоцен-плиоцен. В это время идет интенсивное закрытие Кавказского субокеанического бассейна и рост Кавказской суши. К началу плиоцена Северный Устюрт был поднят выше уровня моря, возобновились движения по крупным разломам (Каратауский, Токубайский, Центрально-Устюртский, Арало-Кызылкумский).

Отделы: миоцен, плиоцен, плейстоцен.

Отложения неогена размыты почти на всей территории участка Болашак, что обусловлено низкими гипсометрическими отметками уровня дневной поверхности приморской долины.

Четвертичная система (Q)

Отложения четвертичной системы несогласно залегают на размытой поверхности неогеновых отложений и представлены несколькими метрами тонкозернистого песка, алевроита и битой ракуши. Широко распространены соровые отложения.

4.2 Тектоника

Исследуемый участок расположен вдоль южной окраины Прикаспийского бассейна, в зоне сочленения с Бузачинским поднятием и Северо - Устьюртской впадиной (рис. 4.2.1).

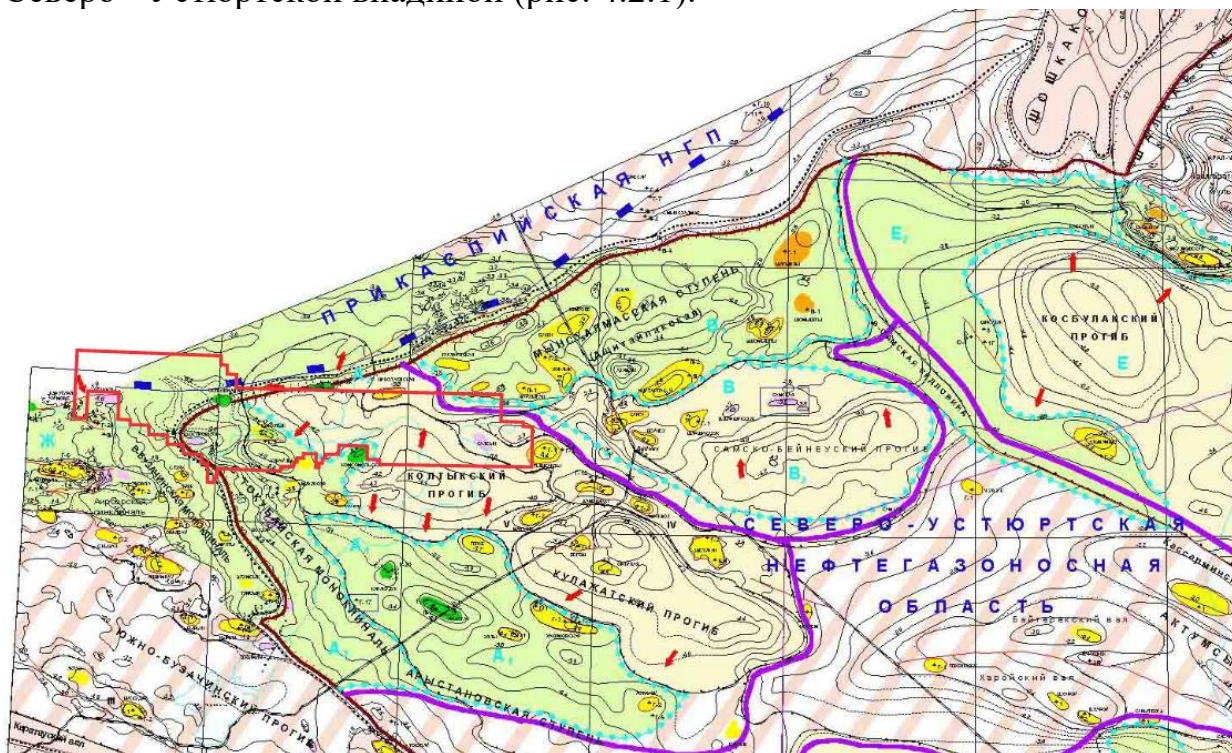


Рис.4.2.1 – Тектоническая схема региона исследований по Быкадорову В. А. (2002 г.)

Осадочный чехол Прикаспийской впадины подразделяется на три мегакомплекса: подсолевой (рифейско-артинский), соленосный (кунгурско-казанский) и надсолевой (татарско-неогеновый). Вдоль юго-восточной окраины Прикаспийского бассейна расположена Актюбинско-Астраханская система поднятий, глубина залегания фундамента 7-10 км. Разрез по сейсмическим данным начинается со среднего девона.

К югу от этой системы выделяется Южно-Эмбинский нижнепалеозойский прогиб с глубинами фундамента до 11-12 км. По юго-восточной части прогиба проходит Северо-Устьюртский правосторонний позднепалеозойско-раннемезозойский сдвиг. В пермский и триасовый периоды интенсивные сдвиговые движения вдоль Южно-Эмбинского прогиба привели здесь к довольно интенсивной складчатости, воздыманию Южно-Эмбинского поднятия и резкому погружению Северного Устьюрта.

В прогибе нижний этаж представлен вулканогенно-терригенными отложениями нижнего палеозоя мощностью до 4 км. Выше залегает мощная терригенная толща верхнего девона-нижнего карбона (2-4 км), перекрытая на севере терригенными (до 1 км), а на юге карбонатными (до 2,5 км) породами верхнего визе-нижней перми. В северной части разрез наращивает галогенный кунгур и терригенный пермо-триас. Вблизи Северо-Устьюртского разлома (свод Южно-Эмбинского поднятия) среднеюрские отложения с глубоким размывом залегают на карбонатах визе-нижней перми.

Юго-восточная граница Прикаспийской впадины сформировалась в конце триаса-начале юры в результате интенсивных сдвиговых и складчатых движений вдоль Северо-Устьюртского разлома, приведших к формированию эродированного местами до фамена Южно-Эмбинского поднятия. Юго-западная граница была сформирована в два этапа сжатия в Донецко-Туаркырском рифте и надвигании его на Прикаспийский бассейн. Интенсивные сжатия произошли в артинское время и в позднем триасе – ранней юре, в результате чего образовался ряд пластин из верхнепалеозойских и триасовых пород, надвинутых на север, на Прикаспийский бассейн. Фронтальные части надвигов установлены по северу Каракульско-Смушковских дислокаций (надвинуты на Астраханскую карбонатную платформу) и по северу Бузачинского поднятия.

Соляная тектоника кунгурских отложений не позволяет выделить региональные особенности строения надсолевого комплекса, соляные купола прорывают пермо-триасовые отложения, юрско-кайнозойские отложения над куполами подняты на сотни метров, разбиты многочисленными разломами. По мезокайнозойскому комплексу переход от Прикаспия к Северо Устьюртской впадине, Бузачинской системе поднятий относительно плавный.

Бузачинский свод вместе с Южно-Бузачинским прогибом рассматриваются в составе Северного Мангышлака, на северо-западе полуострова Бузачи кровля фундамента прослеживается на глубине порядка 4-5 км, погружаясь до глубины 8-9 км в южном и восточном направлениях. Несмотря на высокую дислоцированность сейсмическими методами на Горном Мангышлаке и Бузачах местами прослежен горизонт «б» - размытая поверхность карбона-нижней перми. Доюрский комплекс представлен на полуострове Бузачи пермо-триасовыми отложениями мощностью до 6 км.

По юрско-неогеновому комплексу переход от Прикаспийской впадины к Бузачинской системе поднятий плавный, В погруженных частях прогибов V отражающий горизонт (подошва юры) прослеживается на отметках -1600 м и -1800 м.

В пределах свода четко выделяются взбросы, малоамплитудные надвиги и приуроченные к ним тектонические валы: Каламкасский, Каражанбаский, Жаманорпинский и другие. Образование тектонических валов, надвигов обусловлено инверсией Донецко-Туаркырского рифта в ранней перми.

В осадочном чехле Северо-Устьюртской впадины выделяется два структурных комплекса: доюрский и юрско-неогеновый.

Более детально изучен верхний комплекс, его строение изучено по структурным картам по кровле и подошве юры (III и V сейсмические горизонты).

Доюрские отложения характеризуются низкой изученностью, внутри комплекса не прослежены сейсмические горизонты, за исключением горизонта «б», соответствующего размытой доверхнепермской поверхности.

По горизонту «б» в пределах исследуемого региона выделяются Кулажатский, Северо-Токубайский, Колтыкский и Косбулакский прогибы с глубинами 5-12 км (по горизонту «б») (Быкадоров В. А., 2004 г.).

Область сочленения Северного Устюрта с Прикаспийской впадиной характеризуется глубоким (до 10-12 км) прогибом фундамента и соответствующего этому прогибу крупному палеозойскому Южно-Эмбинскому поднятию (рис. 4.2.2).

Мощность отложений пермо-триаса в северо-западной части Северо-Устюртского бассейна составляет 3,5-5 км, а на юго-западе в районе сора Кайдак и Токубайского разлома достигает 9 и более км. Особенностью пермо-триасовых отложений Северного Устюрта является широкое развитие структур, которые связаны с деформациями присдвигового сжатия. Складки и разломы охватывают весь разрез пермо-триаса, вплоть до его эрозионной поверхности. Для всего рассматриваемого комплекса характерна сильная нарушенность, создающая типично блоковую структуру.

Региональная и зональная структура юрского-неогенового комплекса изучена более детально.

Структурный план комплекса в целом совпадает с нижележащими отложениями, прогибы и их пространственное положение в целом сохраняется. На месте Южно-Эмбенской моноклинали, а также части Южно-Эмбенского поднятия фиксируется крупная Мынсуалмасская ступень, осложненная серией локальных структур.

Осложненность локальными структурами возрастает также на Арыстановской ступени, седловинах и бортах прогибов. Более контрастно прослеживаются седловины и линейные антиклинальные зоны, разделяющие локальные прогибы. Для всего региона структурный план на региональном и зональном уровнях более сглажен в сравнении с подошвой пермотриасовых отложений и поверхностью фундамента.

Сохраняются три главные ориентировки структурных элементов: северо-западная, юго-западная и меридиональная (север-юг), что свидетельствует о главенствующей роли пограничных крупнейших геологических элементов в формировании региональной структуры на мезозойском этапе развития.

Разломы интенсивно проявлены в доюрских отложениях. Ограничивающие впадину региональные разломы (Северо-Устюртский, Токубайский, Центрально-Устюртский и Восточно-Аральский) имеют сдвиго-надвиговую природу с движением Северо-Устюртского блока против часовой стрелки.

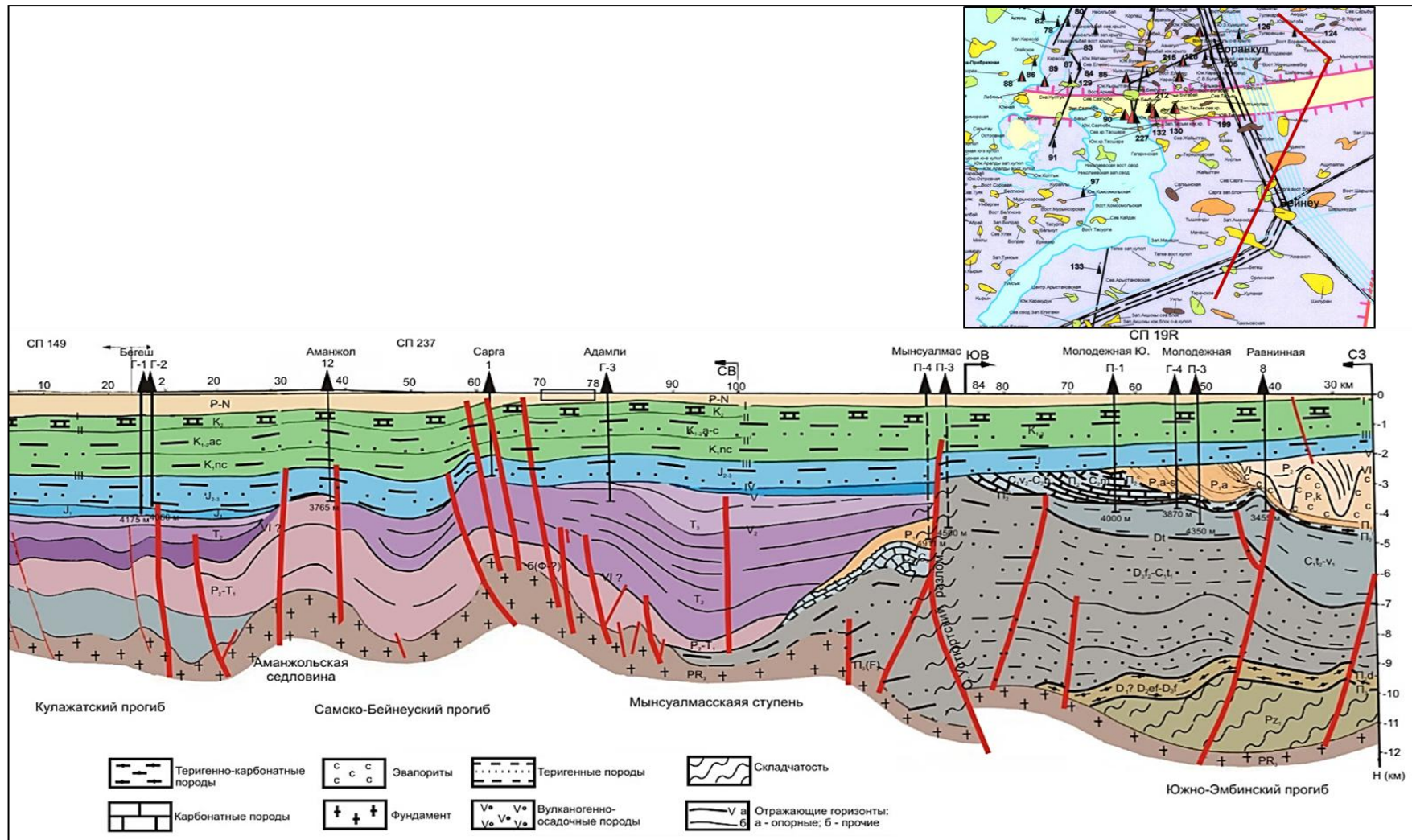


Рис. 4.2.2 – Тектоническая схема региона исследований по Быкадорову В. А. (2002 г.)

Заложение разломов произошло в девоне, Центрально-Устюртского в поздней перми. Как сдвига-надвиги они активно проявились в поздней перми, конце триаса-ранней юре. На протяжении средней юры-неогена указанные разломы неоднократно проявлялись. Последний этап активизации произошел во второй половине неогена (Быкадоров, 2004 г.).

4.3 Нефтегазоносность

В казахстанской части Северного Устюрта в юрских отложениях обнаружено 6 месторождений нефти (Каракудук, Арыстановское, Комсомольское, Колтык, Аккулковское/ Дорис). В палеогеновых отложениях выявлено 3 месторождения газа (Базайское, Кызылойское и Шагырлы-Шомышты).

Общим для всей территории, прилегающей к площади исследования является нефтегазоносность песчаных и песчано-алевролитовых пластов средне-верхнеюрской (аален-келловейской) части осадочного чехла. Региональная нефтегазоносность контролируется региональной валанжин-оксфордской карбонатной и глинисто-карбонатной покрывкой верхней юры. В зоне размыва верхнеюрской карбонатной региональной покрывки залежи нефти и газа присутствуют в нижнемеловом комплексе, где они контролируются зональными и локальными глинистыми покрывками в отложениях неокома и апта нижнего мела.

Сложное строение из-за широко развитых складчато-надвиговых дислокаций имеет доюрская толща северной и центральной частей Бозашинского поднятия. Доюрский разрез характеризуется широким стратиграфическим диапазоном, охватывающим помимо триасовых также пермские, каменноугольные. По данным сейсмических исследований и единичных скважин доюрский разрез здесь сильно нарушен и породы залегают под углами падения до 75°. Нефтегазоносность рассматриваемой толщи не доказана.

На территории Северного Устюрта стратиграфический диапазон доюрского разреза в значительной мере остается проблематичным. Практически полностью это относится к дотриасовым отложениям на подавляющей части Казахстанской территории Северного Устюрта, где сведения о возрасте, вещественном составе и структуре этих отложений базируются преимущественно на геофизических материалах и на данных бурения единичных скважин. Перспективы верхнетриасовых отложений в пределах рассматриваемой территории представляются очень низкой низкими по причине гидродинамической открытости с нижнеюрскими, отсутствием надежных покрывок. Получение единичного слабого притока верхнетриасовых отложений в интервале 3817-3840 м на месторождении Колтык является скорее исключением из более, чем 40 разбуренных структур на Северном Устюрте.

Региональные и поисковые сейсмические работы МОГТ, в том числе 1999-2001 гг. показали, что пермо-триасовые отложения имеют повсеместно большую мощность и на подавляющей части Болашак сложены красновато-

бурыми песчаниками, алевролитами и глинами, отложенными в условиях аридного климата. Они характеризуются плохим качеством резервуаров, связанных со значительной уплотненностью пород и негативным влиянием вторичного минералообразования и не представляющими интереса в отношении нефтегазоносности.

Там, где по данным сейсморазведки в доюрском комплексе выделяются в составе платформенного чехла палеозойские отложения (отражающий горизонт «б»), они как правило прослеживаются в виде отдельных площадок и залегают на глубинах, недоступных для массового глубокого бурения в коммерческих целях.

4.3.1 Геохимическая характеристика нефтей

Полученные данные по составу биомаркеров нефтей разведанных месторождений (Каракудук, Комсомольское, Култук, группа месторождений п-ва Бузачи) дают основание для дифференциации источников углеводородов, выявления основных очагов генерации и направлениях миграционных потоков.

Для анализа привлекались данные по нефтям ближайших месторождений, опубликованные в открытых источниках и содержащиеся в отчетах. Учитывая расположение рассматриваемого участка, анализировались нефти Прикаспийской впадины, Бузачинского поднятия и Северного Устья в интервале палеозойско-мезозойских отложений.

В соответствии с широкой стратиграфической приуроченностью скоплений свойства нефтей изменяются в сравнительно широких пределах. Плотность исследованных нефтей колеблется от 0.80-0.81 г/см³ на месторождениях Комсомольское и Каракудук, до 0.949 г/см³ на месторождении Северное Бузачи. В целом имеется общая тенденция увеличения плотности нефтей с уменьшением глубины (рис. 4.3.1.1-4.3.1.3).

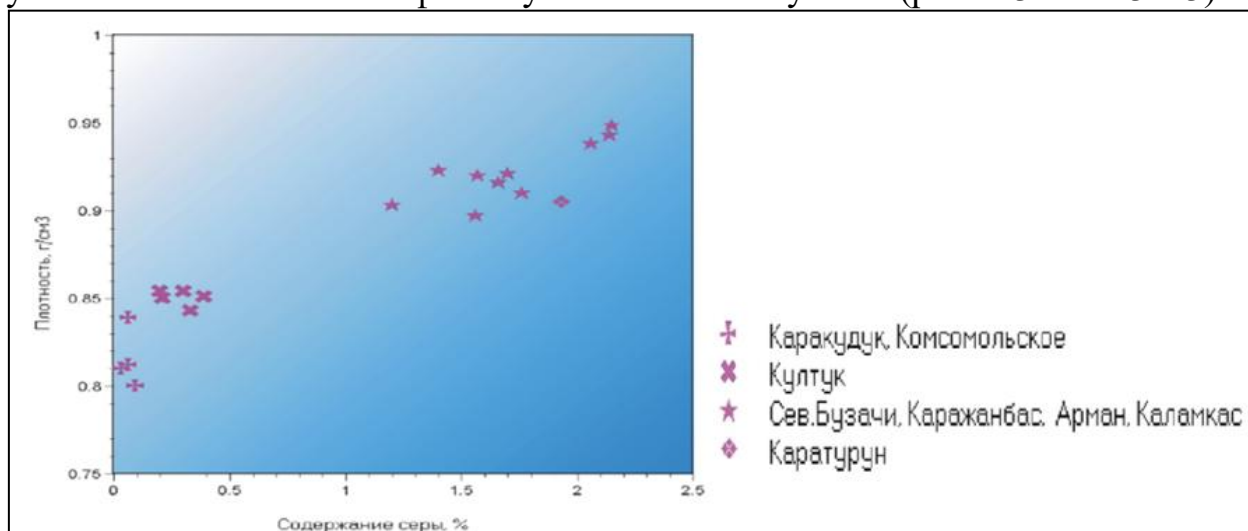


Рис. 4.3.1.1 – Соотношение плотности нефти и содержание в ней серы

По содержанию серы, изученные нефти, разделяются в основном на две большие группы с содержанием серы менее 0.5% и более 1%. Нефти месторождений Северного Устья характеризуются концентрациями серы,

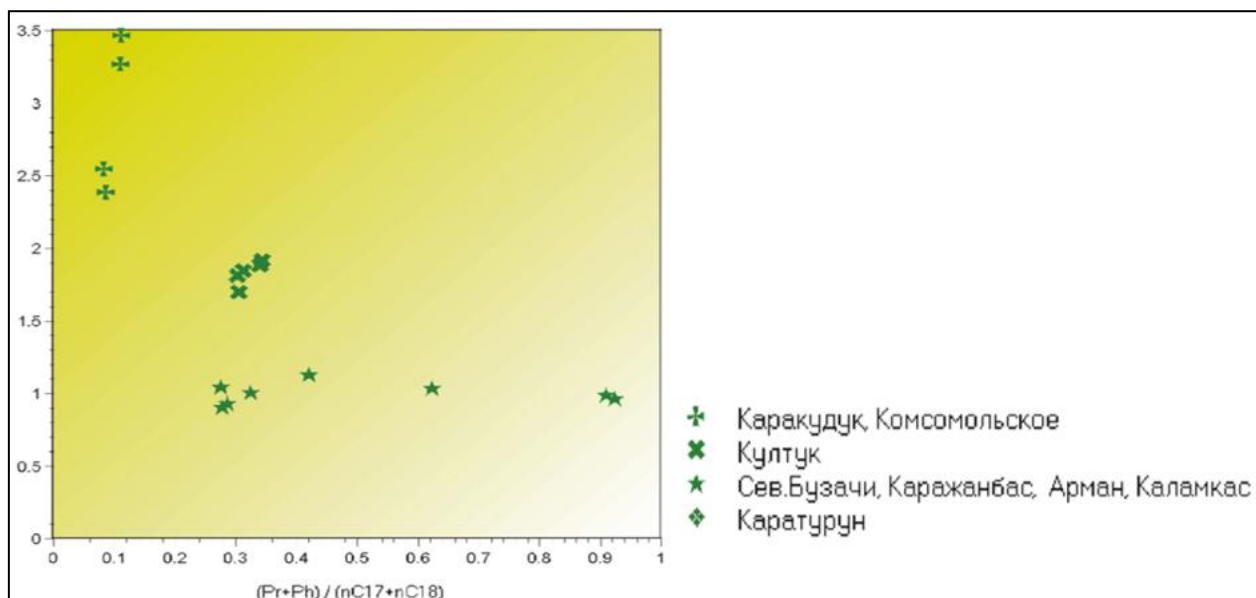


Рис. 4.3.1.2 – Соотношение пристана, фитана и нормальных алканов C17 и C18

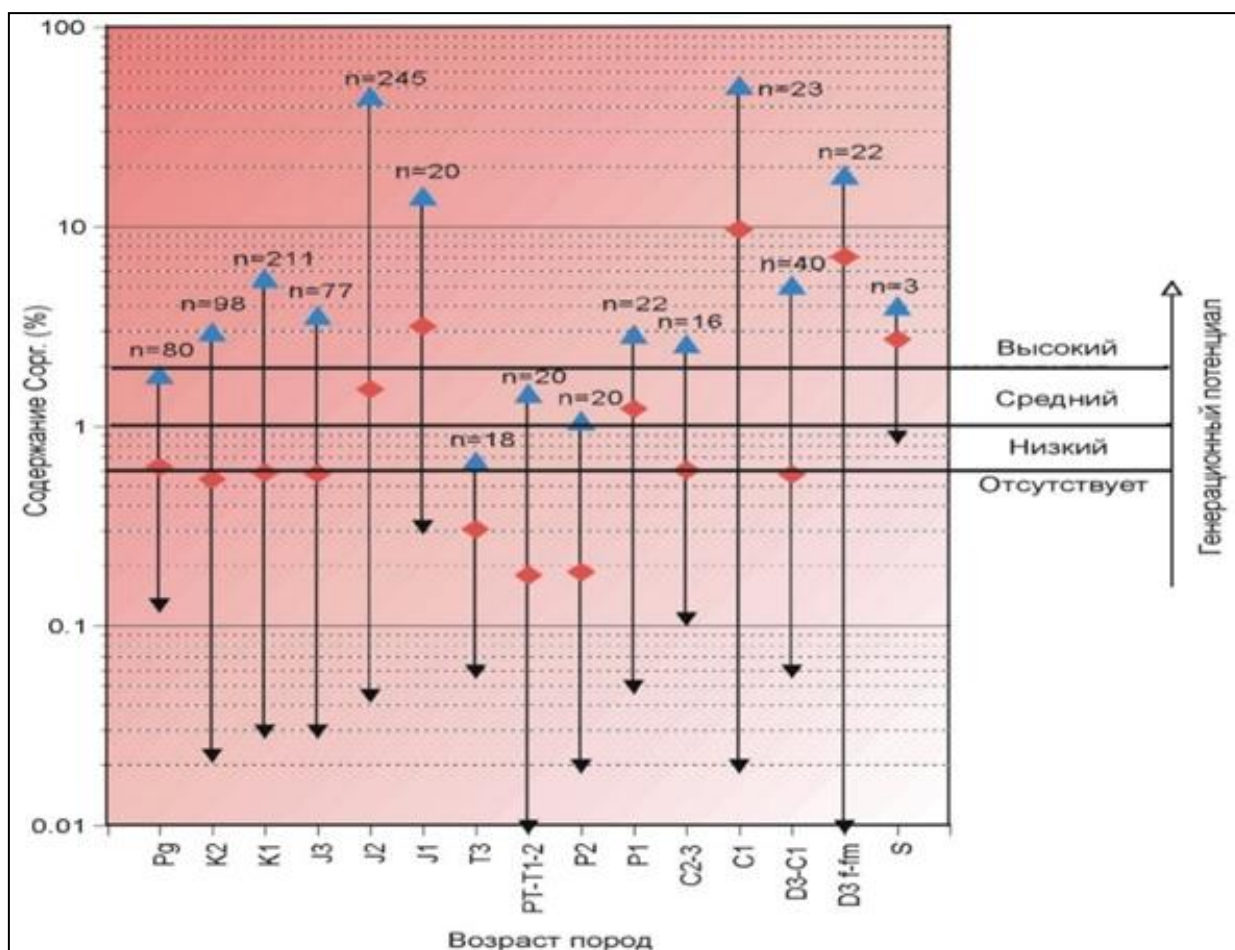


Рис. 4.3.1.3 – Содержание органического углерода в мезозойских и палеозойских отложениях северо-Устьуртской впадины

составляющими преимущественно сотые доли процента, лишь в отдельных случаях достигающими 0.20-0.25 %.

В целом, низкое содержание серы свойственно для нефтей, генерированных терригенными нефтематеринскими комплексами,

формировавшимися в слабовосстановительных или слабоокислительных условиях в сравнительно активной водной среде.

К группе высокосернистых, с содержанием серы более одного процента 1%, относятся нефти Бузачинского свода.

Высокое содержание серы и сернистых соединений в нефтях обычно является признаком накопления исходного керогена в застойных солоноводных морских условиях, при преимущественном накоплении карбонатов.

Групповой состав нефтей рассматриваемых месторождений характеризуется резким преобладанием насыщенных углеводородов в нефтях месторождений Комсомольское и Каракудук, где их количество составляет более 75 %, доля ароматических соединений, как правило, не превышает 20 %.

Нефти Бузачинского поднятия и месторождения Култук обогащены насыщенными углеводородами в меньшей степени, значительно более высокое содержание имеют ароматические углеводороды, количество которых составляет 20-40%.

В пределах Северного Устюрта и Бузачинского поднятия выделяются три генетические группы нефтей, существование которых было predetermined условиями реализации генерационного потенциала, нефтегазоматеринскими породами, различающимся составом керогена, литологическим составом отложений, фациальными признаками или принадлежностью к разновозрастным комплексам.

Нефти месторождений Каракудук и Комсомольское обладают многими близкими характеристиками и отнесены к одному генетическому типу. По данным газовой хроматографии они обогащены алканами нормального строения, в том числе длинноцепочечными, что характерно для нефтей, которые образованы в основном из остатков высшей растительности, обогащавших кероген материнских пород высокомолекулярными алканами (воски). Для такого типа нефтей свойственно значительное преобладание пристана над фитаном. В этих нефтях в составе терпанов отмечаются преобладание гопана C30 над норгопаном C29, резко повышенные значения тетрациклического и трициклического индексов.

В составе полиароматических УВ фенантрены преобладают над дибензотиофенами, что характерно для нефтей, формировавшихся за счет субаквальных континентальных материнских комплексов. На графике Хьюгеса и др. (1985 г.) эти нефти находятся на границе зон озерных осадков, аллювиально-дельтовых образований и углей.

На основании этих особенностей состава нефти выделены в самостоятельный тип, названный условно "каракудукским", образование которого связывается с континентальными (озерными?) материнскими комплексами, обогащенными остатками высшей растительности.

На месторождении Култук анализ состава биомаркеров дает основание для выделения этих нефтей в самостоятельную группу. Кривая распределения н-алканов имеет характерный вогнутый вид, что свойственно нефтям,

генерированным прибрежно-морскими и морскими терригенными (кластическими) отложениями. В нефтях такого типа отмечается увеличение доли нафтоароматических соединений, что проявляется в особенностях группового состава.

Количество пристана несколько повышено относительно фитана, отношение изменяется в пределах 1.7–1.9. Нефть характеризуется преобладанием гопана C30 над норгопаном C29, средней величиной тетрациклического индекса, что свойственно материнским породам, сложенным кластическим материалом. Их отличает так же повышенные концентрации дибензотиофена при низком содержании серы, что может подтверждать их связь с материнскими комплексами терригенного состава, формировавшимися в морских условиях. Нефти месторождения Култук имеют ряд сходных черт с нефтями месторождения Тасым (Прикаспийская впадина), что может свидетельствовать об их возможном генетическом родстве, хотя нефти Култука характеризуются более низким уровнем термической зрелости.

Нефти месторождений Каламкас, Каражанбас, Арман, Каратурун, Северо-Бузачинское (Бузачинская группа) по составу биомаркеров относятся к одному генетическому типу, который имеет признаки генерации морскими терригенно-карбонатными комплексами и по ряду характеристик сближается с нефтями, распространенными в Прорвинской зоне юга Прикаспийской впадины.

Анализ биомаркеров позволяет предполагать, что нефти Бузачинского полуострова были генерированы морскими терригенно-карбонатными породами.

В пределах Северо-Устюртской впадины распространены нефти двух других типов, формирование которых происходило: одних - за счет субаквального терригенного юрского комплекса, других - за счет морского комплекса верхнего триаса - юры.

Предполагаемый нефтематеринский комплекс триасового возраста включает образования верхнего триаса и, возможно, нижней юры, формировавшиеся в мелководных прибрежно-морских и морских условиях, существовавших только на западе территории преимущественно в наиболее прогнутых зонах Култукского прогиба. Миграция углеводородов из триасовых отложений происходила преимущественно в вертикальном направлении. Реализация генерационного потенциала этого комплекса могла обусловить формирование скоплений в пределах Култукской зоны.

Формирование скоплений месторождений Комсомольское, Каракудук (а также Арыстановского) происходило за счет термического преобразования керогена среднеюрских отложений, накапливавшихся в прогнутых зонах Колтыкского и, возможно, Кулажатского прогибов. Миграция новообразованных углеводородов, вероятно, происходила на юг, в сторону более крутого борта - Арыстановской ступени, занимавшей приподнятое положение, где формировались скопления в юрском продуктивном комплексе.

Наиболее существенные изменения фациальных условий накопления материнских пород наблюдаются в широтном направлении. Они были обусловлены распространением морских трансгрессий в восточном направлении, как в триасовом, так и в юрском периодах. Более значительные изменения отмечаются для юрского этапа накопления осадков, поскольку в структурно-тектоническом отношении территория была дифференцирована в большей степени. Все выполненные за предшествующие годы исследования показали, что состав рассеянного органического вещества (керогена), содержащегося в юрских и триасовых отложениях, имеет преимущественно смешанный, микстинитовый состав. Причем, соотношение микрокомпонентов керогена испытывает изменения в соответствии со сменой фациальных условий.

В целом, в юрских и триасовых породах преобладает гумусовый тип органического вещества (III тип по Тиссо, Вельте, 1981) со значительной долей структурированных элементов. Аморфные микрокомпоненты, определяющие величину нефтегенерационного потенциала, имеют подчиненное распространение. Их доля увеличивается в западном направлении, тогда как в восточных районах преобладают углефицированные остатки. Характер распространения преимущественно нефте- или газогенерационных комплексов в разновозрастных отложениях показан на прилагаемых литолого-палеогеографических картах.

При данном масштабе исследований различия в величине генерационного потенциала достаточно уверенно прослеживаются по содержанию органического углерода в породах, что является отражением благоприятных или неблагоприятных условий накопления исходного органического вещества.

Анализ обогащенности пород органическим углеродом (ТОС – total organic carbon) был проведен на основании статистической обработки более 900 анализов, выполненных по скважинам и обнажениям за предшествующие годы.

Наиболее высокое среднее содержание органического вещества отмечается в отложениях средне- и раннеюрского возраста, которые достигают значений более 2% и 1.8-1.9% соответственно. В породах, содержащих углистые прослои, содержание органического углерода может достигать 7.0 - 24.2 % (Баранова, Белов, 1973 г.), что отмечается в зонах, которые характеризовались устойчиво высоким положением в структурном отношении. В первую очередь, к таким элементам могут быть отнесены Центрально-Мангышлакская зона, где известны буроугольные месторождения юрского возраста, зоны Байчагырского выступа, Актумсукского поднятия. В этих зонах возрастание содержания органического вещества связаны с процессами угленакопления.

Другой тип районов с повышенными концентрациями органического вещества отмечается в зонах с прибрежно-морскими или озерными обстановками осадконакопления. В них возрастание доли органических

остатков происходит преимущественно за счет увеличения количества аквагенного (сапропелевого или аморфного) органического вещества. Как правило, такие зоны связаны с устойчиво прогибавшимися центральными частями прогибов.

Как уже отмечалось, анализ фациального состава и условий накопления юрских отложений свидетельствует о возрастании доли континентальных образований в восточном направлении, что предопределяет снижение углеводородного генерационного потенциала в этом направлении. Т.Э. Барановой и Е.В. Беловым (1973 г.) установлено значительное снижение битуминозности среднеюрских отложений до фоновых значений (первые сотые доли процента) в восточных частях Северного и Южного Устья (площади Теренкудук, Аламбек, Байтерек, Кокбахты, Шапахты и др.) и возрастание количества битумоидов в северо-западных районах (Арыстановская, Каракудук и др.).

Содержание серы изменяется в пределах от 0,5%-0,4% (мест. Арыстановское – 0,14%, мест. Комсомольское - 0,35%, мест. Сазтобе Вост.- 0,99%, мест. Култук - 0,4%). По мере повышения коэффициента карбонатности возможно увеличение содержания сероводорода с глубиной. Данный фактор необходимо учитывать при бурении проектируемых скважин.

4.3.2 Перспективы нефтегазоносности

Основные перспективы нефтегазоносности на Северном Устье связаны с юрскими отложениями. Различия в условиях осадконакопления предопределили разный состав углеводородов на западе (морские условия) и востоке (озерно-болотные условия).

Основным очагом генерации нефти на западе является Колтыкский прогиб, где наряду с юрскими к нефтепроизводящим относятся, вероятно, и верхнетриасовые отложения. Месторождения нефти выявлены только на западном и юго-западном бортах.

Новые антиклинали, несомненно, могут быть выявлены в неизученной части сора Кайдак и залива Комсомолец.

Восточная, большая часть Северо-Устьюртской впадины относится к потенциально нефтегазоносной. Основные очаги генерации углеводородов – Косбулакский и Самский прогибы.

Верхнедевонские отложения изучались бурением на Южно-Эмбинском поднятии. В скважине Г-1 Жанасу установлены многочисленные признаки нефти в виде примазок и капель жидкой нефти и битума в порах и трещинах. В интервале 2505-2184 м при испытании получено 0,4 м³/сутки нефти. Нефть густая, окисленная, с плотностью 0,98, смол 67%. В этой скважине из интервалов 2425-2495 м, 2512-2544 м, 2836-2838 м подняты образцы керна (алевролиты и известняки), пропитанные нефтью. Примазки нефти в керне имеются в фаменских известняках в скважине П-3 Мынсуалмас.

В южной части участка Болашак на Куаныш-Коскалинском (Аламбекском) валу, разделяющем Барсакельмесский и Судочий прогибы, на нескольких структурах из карбона получены притоки нефти и газа. В скв.1

Каракудук в 40 км южнее структуры Куаныш из кавернозных известняков нижнего карбона (3654-3722 м), перекрытых небольшой пачкой красноцветов перми, в результате испытания было получено 6,5 м³ нефти и 12,5 м³ воды. Удельный вес нефти 0,842 г/см³, температура застывания 60. По групповому углеводородному составу нефти относятся к метановому типу, соотношение бензиново-керосиновых фракций к масляным составляет 0,66-1,0.

Прямые признаки нефтегазоносности установлены еще на ряде площадей в этом же районе - Центральный Кушкаир (скв.1), Акчалак (скв.18) и Северный Караумбет (скв.1), Карачалак. Эти площади находятся в 20-60 км южнее Каракудука. В первых двух скважинах (Центр. Кушкаир и Акчалак) вскрыты известняки (232 м и 17 м, соответственно) и получено 50 тыс. м³/сут и 308 тыс. м³/сут горючего газа. На площади Северный Караумбет из трещиноватых аргиллитов (вскрыто 158 м) верхнего карбона-нижней перми получено 1500 м³/сутки газа. На всех упомянутых выше участках газ или нефть получены из верхней части карбоново-нижнепермских отложений, где интенсивно развиты процессы трещиноватости и выветривания с образованием каверн.

В таких условиях в этом районе обнаружено первое газовое месторождение Карачалак (45 км южнее Каракудука). В Судочьем прогибе на площади Северная Урга получен промышленный приток газа из верхней трещиноватой зоны песчано-аргиллитовой толщи СЗ-Р1.

На Северном Устюрте в пермо-триасовых отложениях нефтегазопроявлений по пробуренным скважинам не установлено. Повышенные содержания газа по газовому каротажу отмечались в красноцветной толще верхней перми на Теренкудукской и Харойской структурах, триасовых отложениях на структурах Шомышты, Ирдалы, Хакимовской, Жайлыган и др.

К нефтегазопроизводящим отложениям доюрского разреза в пределах Северного Устюрта относятся морские терригенно-карбонатные отложения верхнего девона-нижнего карбона, терригенные отложения верхнего карбона-нижней перми. Верхнепермско-среднетриасовые континентальные красноцветные отложения не содержат достаточного количества неокисленного органического вещества, а имеющиеся признаки нефти, битумов или газа являются вторичными. Поэтому этот комплекс не является нефтегазоматеринским. Верхнетриасовые сероцветные озерно-аллювиальные отложения можно относить к нефтегазопроводящим.

Верхнедевонско-нижнекарбоновые отложения Южно-Эмбинского поднятия помимо прямых признаков нефтегазоносности характеризуются высокими содержаниями органического вещества (0,3-1,56 %, иногда до 3,9 %) при содержании битумоидов от 0,05 до 0,26 %.

К востоку и юго-востоку от Южно-Эмбенского поднятия (Берчогурская синклиналь, Шалкарский прогиб) в разрезах девона-нижнего карбона возрастает роль известняков, в том числе рифогенных, и появляются угли

прибрежно-морского происхождения, что повышает нефтегазогенерационный потенциал этого комплекса.

Для юрских отложений характерна частая смена песчаных пластов глинами как по вертикали, так и по горизонтали. Для песчаных пластов характерна высокая степень цементации глинисто-карбонатным цементом. Это снижает качество резервуаров. Наиболее выдержанные пласты песчаников имеются в келловее, когда осадконакопление шло в морских условиях. Эти пласты характеризуются удовлетворительным и хорошим качеством резервуаров. На северо-востоке качество резервуаров улучшается по всему разрезу юры.

Все месторождения имеют четкий структурный контроль – они связаны с антиклиналями, расположенными на поднятиях вблизи крупных прогибов. Литологический контроль также имеет важное значение. Нефти Устюрта в отличие от нефтей п-ва Бозаши малосернистые (до 0,2 %), что может указывать на их генерацию терригенными породами.

Геохимические данные, в том числе по составу биомаркеров, показали, что нефти месторождений Каракудук и Комсомольское формировались за счет органического вещества высшей растительности в субаквальных условиях. Нефти месторождения Култук по геохимическим особенностям более характерны для морских терригенных нефтематеринских отложений и сходны с нефтями месторождения Тасым, принадлежащему Прикаспийской впадине.

Пониженным уровнем термической зрелости отличаются палеозойские породы, вскрытые на площади Арман.

Общий уровень величин современных геотермических градиентов составляет (по данным Ж.С. Садыкова и др., 1977 г.) для районов северо-западного обрамления Северо-Устюртской системы прогибов от 2,45 до 3,50 С/100 м на глубину от 0,5 км до 4,0 км. С возрастанием глубины величина рассчитанных геотермических градиентов снижается, составляя в среднем 2,450 С/100 м. В северо-восточных районах величина геотермических градиентов возрастает и достигает средней величины 2,90 С/100 м. В юго-восточных районах Северного Устюрта (в пределах Узбекистана) величина геотермического градиента еще более возрастает до средней величины 3,450 С/100 м.

Ограниченные геотермические данные по северо-западным районам Северного Устюрта позволяют отметить возрастание палеотемператур на близких глубинах от Прорвинской зоны Прикаспийской впадины к Кызан-Токубайскому валу (Горшков, Волкова, 1981 г.).

В пределах площадей Култук и Мурынсор зафиксирован подъем палеоизотермы 90°C до подошвы нижнемеловых отложений, что свидетельствует об оптимальных геотермических условиях нефтеобразования в отложениях юры и верхнего триаса. Южнее, на площади Кырын, такой уровень палеотемператур отмечен для отложений на глубинах около 1500 м.

В депрессионных зонах восточной части Северо-Устюртской впадины можно предполагать близкую катагенетическую зональность мезозойских

отложений, которая соответствует уровню главной фазы образования углеводородов на глубинах от 2000 – 2500 м до 4 км.

Таким образом, юрские и верхнетриасовые отложения имеют необходимый уровень зрелости для генерации жидких углеводородов. Образования раннемелового возраста только в нижней части достигли зоны генерации углеводородов ("нефтяного окна"), тогда как большая часть имеет недостаточный уровень зрелости.

Источником углеводородов для юрских отложений могут являться и сероцветные континентальные и прибрежно-морские (на западе) породы верхнего триаса мощностью до 1500 м. Косвенным подтверждением являются наличие нефти в триасе на месторождении Прорва и нефтепроявления в триасе на площади Култук.

В юрские отложения нефть и газ могли мигрировать и из палеозойских отложений. Особо благоприятными для этого были северо-западный район и район Шикудукской седловины.

4.3.3 Нефтегазоносные комплексы

Палеозойский комплекс пород

Прямые признаки газонефтеносности из палеозойских отложений известны на южном склоне Южно-Эмбенского поднятия на площадях Жанасу и Туресай (Днепров, 1962 г.; Замаренов, 1970 г.). На площади Жанасу в скважине 11 из интервала 2505-2184 м получен приток нефти. Возраст, давший приток нефти пород, определяется как позднедевонский (ДЗ). На Туресайской площади в скважине Г-3 признаки нефтегазоносности наблюдались в отложениях нижнего карбона в интервалах 2920-2923 м, 3046-3051 м, 3051-3056 м; 3124-3126 м, 3129-3164 м.

На месторождении Каракудук, расположенной на северо-восточном борту Барсакельмесской впадины, при испытании скв. Г-1 из до верхнепермских известняков при испытании интервала 3654-3722 м открытым забоем было получено 10 м³ нефти, а из интервала 3558-3570 м при испытании за 12 суток стоянки на притоке получено 8 м³ нефти. Нефть обнаружена в залегающих горизонтально под 20-метровой пачкой верхнепермско-нижнетриасовых красноцветов известняках беловато-серого и розового оттенков. Эти органогенно-обломочные известняки по содержащимся в них фораминиферам отнесены к верхам раннего карбона - позднему палеозою (Карцева и др., 1971 г).

На площади Центральный Кошкаир из известняков нижнекаменноугольного возраста скважины 2 получен приток газа до 50 тыс. м³/сутки (Акрамходжаев и др., 1979 г.).

Промыслово-геофизическими исследованиями верхнепермско-нижнетриасовых отложений в скважине 7-П Арыстановская в интервале 2960-3690 м установлено несколько интервалов с повышенными газопоказаниями (до 4% при фоне 0,2-0,25). Эти интервалы, охарактеризованные повышенным удельным сопротивлением, рекомендованы к испытанию.

Представление о перспективах нефтегазоносности доюрских отложений расширила скважина трехкилометровой глубины, пробуренная на площади Култук. Из триасовых пород получен приток нефти (интервал 3817-3840 м) с дебитом 50 т/сутки. Нефть содержит высокий процент бензиновых фракций, плотностью 0,817 г/см³.

Таким образом, нефтегазоносными комплексами палеозойского комплекса являются: известняки фаменского яруса верхнего девона, известняки нерасчлененных толщ пермо-карбона; известняки нижнекаменноугольного возраста.

Покрышками для нефтегазоносных комплексов служат в основном глинистые породы, а в редких случаях плотные известняки (Табл.4.3.3.1).

Резервуары палеозойских пород представлены плотными кавернозными трещиноватыми известняками. Типы залежей в терригенных породах пластово-сводовые. В ряде случаев встречаются литологически экранированные, а в известняках массивные.

Юрский комплекс пород

Нефтегазоносность мезозойских отложений доказана открытием промышленных месторождений в казахстанской части Устюрта - Арыстановского, Каракудукского; газа - Шахпахтинского и газоконденсатного - Куанышского в Каракалпакской части.

На Арыстановской ступени установлены в юрских отложениях нефтеносные комплексы на двух месторождениях.

Месторождение Каракудук расположено в пределах западной части ступени. По III (подошва мела) опорному отражающему горизонту оно представляет собой антиклиналь широтного простирания с более крутым северным крылом, площадью 13х9 км и амплитудой 55 м. Она замыкается изогипсой 2175 м.

Установлены 9 продуктивных горизонтов в верхне- и среднеюрских отложениях, из которых получена промышленная нефть. Разрез продуктивной части сложен терригенными отложениями, представленные переслаивающимися песчаниками, глинами и алевролитами, в нижней части появляются аргиллиты. Все залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Коллекторы поровые, с пористостью 13,5-16,9 % и проницаемостью 0,003-0,02 мкм².

Месторождение Арыстановское расположено восточнее месторождения Каракудук. Месторождение приурочено к одноименной антиклинали субширотного простирания, размером 30х9 км с амплитудой 170 м по III отражающему горизонту и замыкается по нему изогипсой 2150 м.

Продуктивны верхне- и среднеюрские отложения, в которых выделены 11 продуктивных горизонтов. Разрез представлен переслаивающимися песчаниками, аргиллитами и алевролитами. Общая толщина продуктивных

Таблица 4.3.3.1 – Характеристика нефтегазопроявлений на участке Болашак

Месторождения	Общая характеристика коллектора										
	Тип структуры	Амплитуда	Покрышка	Возраст	Блоки/Единицы/Горизонты	УВ	Литология	Глубина (м)	Площадь кв. км	Запасы Геол/Изв. Тысяч тонн	Сум. Запасы Геол/Изв. Тысяч тонн
Арман	Антиклиналь	80	Тектонич и литологический экран	Ср Юра	Ю-II & IV	Н	Песч/Алевр	-800	2068	20314/6893	20314/6893
					Ю-V	Г					
					Ю-VI & VII	ГН					
					Ю-VIII-XVI	Н		-1280			
Бозаши Сев.	Антиклиналь осложнен разломом	100	2-126м глини	Неоком	А, Б, В, Д	НК	Песч/Алевр	289-405	16638	223256/79928	223256/79928
			Углы 2-4 град.	Бат-Байос	Ю-I, Ю-II			407-504	1634		
Каламкас	Антиклиналь осложнен разломом	60	Литологический экран 4-53м глини	Неоком	А, Б, В, Г, Д	НГ	Песч/Алевр	-505		504681/165131	504681/165131
				Апт	1 & 2						
			Тектонический Экран	Ср Юра	Ю-I & Ю-II						
					Ю-III to Ю-VII			-936			
Каражаңбас	Антиклиналь осложнен разломом	130	2-126м глини Углы 2-4 град.	Валанжин		Н	Песч/Алевр	-288		238535/96983	238535/96983
				Готерив							
				Баррем	А, Б, В, Г, Д						
				Бат	Ю-I & Ю-II			-466			
Каракудук	Антиклиналь	15-50	Глин. и тектонический экран	Келловей	I	Н	Песч/Алевр	-2365	36441	19846/7574	25547/9774
					II			-2446	2009	380/152	

Продолжение таблицы 4.3.3.1

	<u>осложн</u> <u>разломом</u>										
				<u>Ср Юра</u>	III			-2512	2009	303/121	
					IV			-2562	2009	770/308	
					V			- 2 6 0 0		1 5 2 8 / 6 1 1	
					VIII			-2754	8612	1860/664	
					IX			-2809	2009	860/334	
<u>Арыста</u> <u>новская</u>	Антиклин аль	170	Глин. и <u>литол.</u> экран	Бат	III-IV	Н	Песчан ик и Алевро лит		30х9		
					V-IX						
				<u>Байос</u>	XI						
<u>Колтык</u>	Антиклин аль	30	Глин. и <u>литол.</u> экран	<u>Келлов</u> <u>ей</u>	I	Н	<u>Песч/А</u> <u>левр</u>	-2863	10725	4757/1430	8203/2464
				<u>Байос</u>				-3150	14500	3446/1034	
Комсом ольская	Антиклин аль <u>ослож.</u> <u>разломом</u>	70	Глин. и <u>тектон.</u> экран	<u>Келлов</u> <u>ей</u>	I (А,Б,В,Г,Д)	Н	Песчан ик	-2995	15607	12952/5787	13243/5847
			2-80м глин		II			-3047	1624	291/60	

отложений составляет около 600 м. Породы отличаются значительной глинистостью и карбонатностью. Коллекторы поровые, трещиноватые, низкопроницаемые и малоемкие. Пористость равна 1-15 %, а проницаемость изменяется от 0,001 до 0,1 мкм². Покрышками для залежей юрских пород служат глинистые отложения, а резервуары сложены терригенными, поровыми, трещиноватыми, частично низкопроницаемыми, малоемкими отложениями. Нефтяные залежи пластово-сводовые, в ряде случаев литологически экранированные.

Меловой комплекс пород

Кроме признаков нефтегазоносности на ряде структур, промышленные залежи нефти и газа в меловых отложениях на территории Северный Устюрт не установлены. По всем признакам меловые отложения можно отнести к потенциально нефтегазоносным комплексам. На выявленных структурах в разрезе нижнего мела чередуются глины и песчаники. Причем физические свойства (пористость и проницаемость) резервуаров нижнемеловых пород намного выше, чем у юрских. Отличительной особенностью литологии пород верхнего мела является нарастание вверх по разрезу их карбонатности с полным переходом в карбонатные породы отложений трех верхних ярусов: кампанского, маастрихтского и датского.

Во всех ярусах нижнемеловых пород установлены песчаные пласты различной толщины, которые являются резервуарами и надежно перекрываются глинистыми покрышками. Исключение составляют карбонатные породы указанных трех ярусов верхнего мела, которые замыкающие разрез мела.

Палеогеновый комплекс пород

Промышленная газоносность установлена на шести площадях в эоценовых отложениях палеогена. Коллекторами здесь служат песчаные пласты среднего и верхнего эоцена, а покрышками мощные глинистые отложения. Однако песчаные пласты носят ограниченный характер распределения и установлены северо-северо-восточной части Устюрта, где сосредоточены наибольшие мощности палеогеновых пород. Следовательно, распространение коллекторов, а также структурных ловушек на территории Устюрта носит ограниченный характер. Известные месторождения газа расположены в северо-северо-восточной части Северного Устюрта.

Территория участка расположена вдоль южной окраины Прикаспийского морского бассейна. Зона надвигов, формирующая южную окраину Прикаспийского бассейна, расположена параллельно Бузачинской системе разломов. Имеющиеся данные сейсморазведки по складчато-надвиговому поясу показывают взбросовые структуры (надвиги и складки), сильно осложняющие палеозойские пакки отложений вдоль окраины Прикаспийского бассейна. Интенсивность разломов сохраняется до уровня киммерийского несогласия (рис. 4.3.3.1).

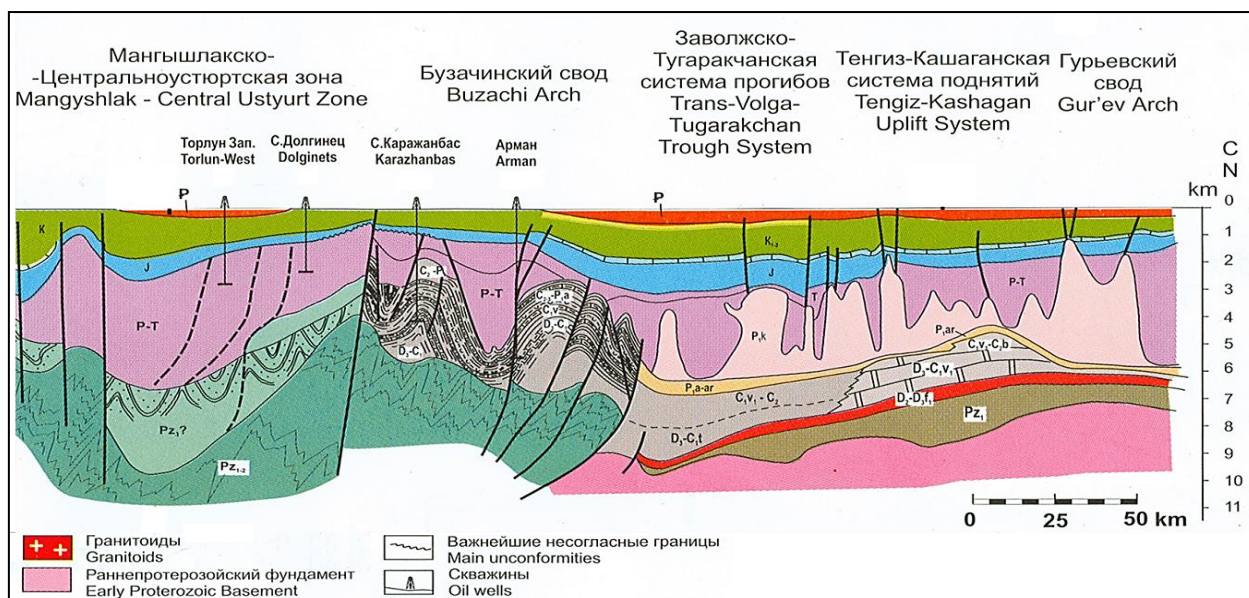


Рис. 4.3.3.1 – Геологический разрез через зону сочленения Прикаспийской впадины и Бузачинского поднятия

4.3.4 Характеристики месторождений-аналогов участка Болашак

К основным месторождениям-аналогам относятся Каракудук, Арыстановское, Комсомольское, Колтык, Каратурун, Сазтобе, Кашаган, Кайран, Тенгиз, Королевское.

Месторождение Арыстановское расположено на территории Северного Устьурта, в административном отношении в пределах Мангистауского района Мангистауской области Республики Казахстан, в 300 км к северо-востоку от г. Актау. Ближайшими населенными пунктами являются поселок Уялы и железнодорожная станция Сай-Утес.

Поднятие Арыстановское впервые выявлено и закартировано сейсморазведочными работами МОВ в 1964 году, затем его строение уточнялось в 1967 г. (МОВ), 1969 г. (МОВ), 1987 г. (МОГТ) годах (сейсморазведка 2Д). Глубокое бурение начато в 1965 году, когда была забурена параметрическая скважина 1-П проектной глубиной 4000 м. Месторождение открыто в 1968 г. скважиной 2, давшей фонтанный приток нефти при опробовании среднеюрского горизонта VII. За период 1965-1974 гг. на площади пробурены 17 скважин, которыми были открыты четыре залежи в отложениях средней и нижней юры.

По результатам бурения 17 скважин в 1974 г. проведен подсчет запасов нефти в количестве 6039 тыс.т. балансовых, 1812 тыс. т извлекаемых по категориям $C_1 + C_2$.

Нефтяное месторождение Каракудук расположено в Мангистауской области, в 35 км к северо-западу от разъезда 4 железнодорожной линии Макат-Актау, в 160 км на юго-запад от районного центра Бейнеу.

Структура подготовлена сейсморазведочными работами в 1964 г. Поисковое бурение начато в 1966 г., месторождение открыто в 1971 г. скважиной 1. В структурном отношении представляет собой антиклинальную

складку субширотного простирания размерами 12,8х8,7 км, с амплитудой от 15 до 50 м, разбитую тектоническими нарушениями на три блока. Углы падения крыльев с глубиной увеличиваются: в туроне доли градуса, в нижнем мелу – 1-2°.

Месторождение многопластовое, продуктивными являются отложения средней и верхней юры, где выделены 9 продуктивных горизонтов. Нефтяные залежи выявлены в семи из них, за исключением III и VII горизонтов. Разрез продуктивной части сложен терригенными отложениями, представленными переслаивающимися песчаниками, глинами и алевролитами, в нижней части появляются прослои аргиллитов.

Нефтяная залежь I горизонта выделяется во всех трех блоках структуры, II горизонта – в I и II блоках, а залежи нижних горизонтов выявлены только во II блоке. Все залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Залежь IV горизонта состоит из 2-х нефтеносных пластов. Коллекторы поровые, с пористостью 13,5-16,9 % и проницаемостью 0,003-0,02 мкм². Нефтенасыщенная толщина для I блока составляет 2 м, для II блока меняется от 4,73 м (II горизонт) до 24,6 м (IX). ВНК определены для горизонтов I, II, V и IX на абсолютных отметках соответственно -24429,2 м, -2461 м, -2594,4 м и -2846,7 м. Высота залежи в I горизонте изменяется от 19,7 м в III блоке до 72,6 м во II, по нижележащим горизонтам – от 1,2 м до 45,6 м. Средние значения общей толщины коллекторов колеблются от 9,6 м (I горизонт) до 45 м – в IV горизонте, нефтенасыщенные толщины от 2 м до 24,6 м в IX.

Нефти легкие, высокопарафинистые (4,2-22,3 %), с температурой застывания +8+29°С), малосернистые (0,03-0,49 %), с низкой кислотностью. Нефть в среднеюрских отложениях более легкая (плотность 807,8 кг/м³ – VII горизонт), чем в верхней юре (плотность 866 кг/м³ – II горизонт). Количество фракций, выкипающих до 200°С, 8-19 %. По групповому УВ составу нефти нафтенено-метановые.

Начальные пластовые давления изменяются в пределах 25,3-29,7 МПа, температура 78-111°С. Газонасыщенность пластовой нефти с глубиной увеличивается от 107 м³/т в I горизонте до 289,5 м³/т VIII и IX, и 299,8 м³/т в IV и V. Дебиты по горизонтам варьируют в пределах от 25,3 м³/сут до 153 м³/сут на 9 мм штуцере. Пластовые воды высокоминерализованные, хлоркальциевого типа, с пластовой температурой 104-110°С. Минерализация меняется от 132 г/л во II горизонте до 177 г/л в VII. Воды в промышленном отношении йодо-бромные, имеют бальнеологическое значение и относятся к хлоридно-натриевым лечебным рассолам Боевского типа. Газонасыщенность вод 862 см³/л, в составе газа значительны концентрации азота (от 30 до 57 %).

Самым перспективным объектом является келловейский комплекс верхней юры, который был опробован на **месторождении Комсомольское**, расположенном в центральной части Устья. Структура выявлена и подготовлена к поисковому бурению сейсморазведкой в 1977-1980 гг. Поисковое бурение начато в 1981 г. Месторождение открыто в 1984 г.

скважиной 2. Максимальный приток на месторождении Комсомольское был получен в скважине 11 из интервала 2028-3036 м, дебит нефти и газа составил 202 м³/сут и 22000 м³/сут, соответственно (рис.4.3.4.1).

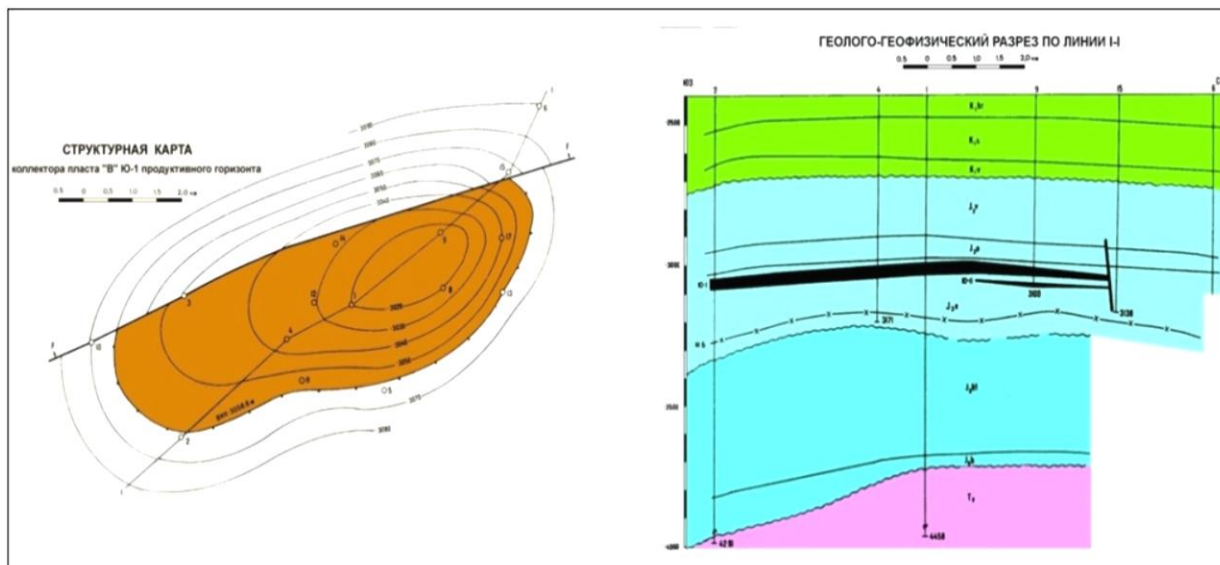


Рис. 4.3.4.1 – Месторождение Комсомольское. Структурная карта и геологический разрез

В западной части площади Болашак находится Каратурунская группа месторождений. В 1977г. в скважине Каратурун 1 была получена нефть дебитом 4,3 м³/сут из интервала 1012-1022 м, представленного песчанистым известняком в кровле юры.

Газовые скопления присутствуют на **Восточном Каратуруне**, где в скважине Каратурун 24 был получен газ с дебитом 180 тыс. м³ из песчаника верхней юры.

К аналогам месторождений в палеозое в пределах участка отнесены месторождения Толкын, Сазтобе и Тасым.

Нефтегазовое месторождение Толкын расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области, в 90 км к югу-востоку от пос. Каратон, в 5-6 км северо-западнее месторождения Сазтобе. Структура выявлена и подготовлена сейсморазведочными работами и детализирована методом ОГТ в 1988-1989 гг. Месторождение открыто в 1992 г. скважиной 1. Поисковое бурение начато в 1991 г., разведочное – в 1992 г. Основная часть территории Толкын в структурно-тектоническом отношении приурочена к юго-западному погруженному окончанию Южно-Эмбинского мегавала, расположенному в тектонически активной в позднем палеозое шовной зоне сочленения Прикаспийской и Северо-Устьюртской впадины. По горизонту П₁ структура Толкын вытянута с юго-запада на северо-восток, осложнена локальными поднятиями различной конфигурации и простирания, оконтурена изогипсой минус 3800 м (рисунок 4.3.4.2). Общие размеры складки - 11х4 км, максимальная амплитуда - около 200 м.

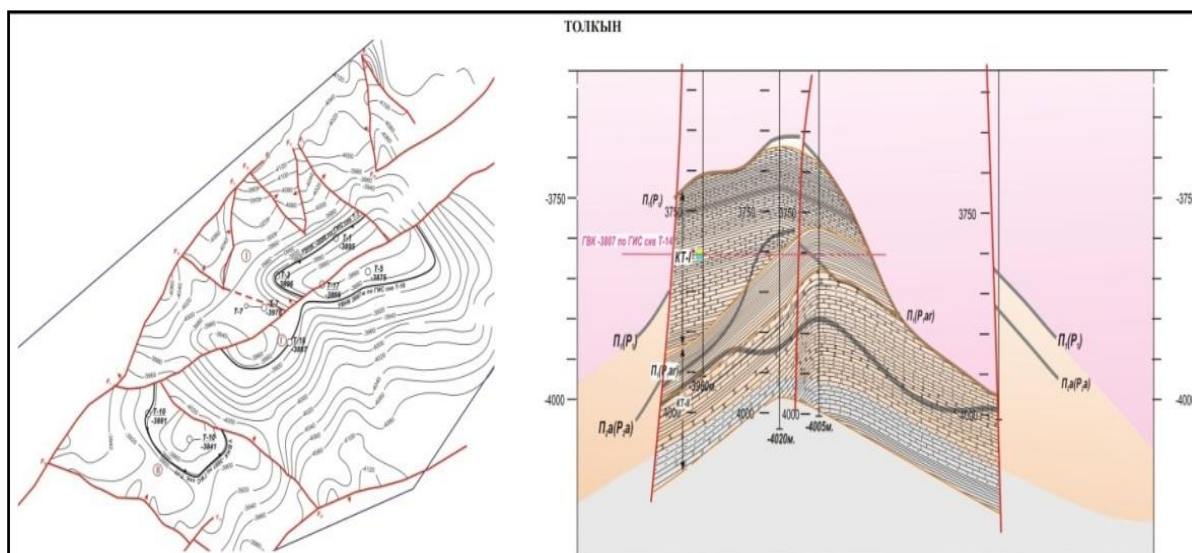


Рис. 4.3.4.2 – Месторождение Толкын. Структурная карта и геологический разрез

Поднятие Толкын также четко выделяется по горизонту $P_2(P_2)$ в виде крупной брахиантиклинальной складки, осложненной по длинной оси тектоническим нарушением. По изогипсе минус 3900 м размеры складки -1,75x4,75 км, амплитуда – 120 м. Северо-восточная половина ее оконтуривается изогипсой минус 4000 м, за счет чего общая площадь основной складки увеличивается и включает в себя почти все локальные поднятия, выделенные по горизонту $P_1(P_1)$.

На **Сазтобе** промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях сакмарского яруса нижней перми. Месторождение приурочено к карбонатной постройке рифогенного типа, залежь находится на глубине 3754,5 м. Локальное поднятие в подсолевых отложениях представляет собой антиклиналь субширотного простирания, оконтуриваемая изогипсой -4000. Размеры поднятия 15x3,5 км, амплитуда более 200 м. Коллектор поровый, карбонатный, с открытой пористостью 8-9% и проницаемостью 13 Мд. покровной служат глины толщиной 15 м и более. Высота нефтяной залежи 59,8 м, эффективная нефтенасыщенная – 35,9 м, нефтенасыщенность 66%. Залежь пластовая, сводовая, ВНК отбит на отметке минус 3833,5 м. Дебит нефти 24 м³/сут. Нефть легкая, плотность 0,828 г/см³.

Морское месторождение **Кашаган** - нефтегазовое месторождение Казахстана, расположенное на севере Каспийского моря. М-ние Кашаган приурочено к южной части Прикаспийской впадины древней докембрийской Восточно-Европейской платформы. Южную часть впадины занимает Забурунский прогиб. К системе карбонатных палеозойских массивов восточной периферии Забурунского прогиба приурочено Кашаганское поднятие, к которому принадлежит одноименное месторождение.

Кашаганское месторождение приурочено к Кашаганскому нефтегазовому району (НГР) Астрахано-Тенгизской нефтегазовой отрасли (НГО) Прикаспийской нефтегазовой провинции (НГП).

Мощность осадочных образований по сейсморазведочным данным составляет 11-12 км. Подсолевой палеозойский комплекс мощностью 7-8 км в верхней части, на глубинах - 4,0-6,5 км, представлен карбонатными, существенно рифогенными породами. Размеры массива Восточный Кашаган по замкнутой изогипсе - 5000 м - 10-25 x 40 км, площадь - 930 км², амплитуда - 1300 м; параметры массивы Западный Кашаган в контуре замыкающей изогипсы - 5000 м - 10 x 40 км, площадь - 490 км², амплитуда - 900 м. Продуктивная толща залегает на глубинах 3600-4600 м (рис.4.3.4.3, 4.3.4.4).



Рис. 4.3.4.3 – Кашаган. Структурная карта по кровле Башкирских отложений

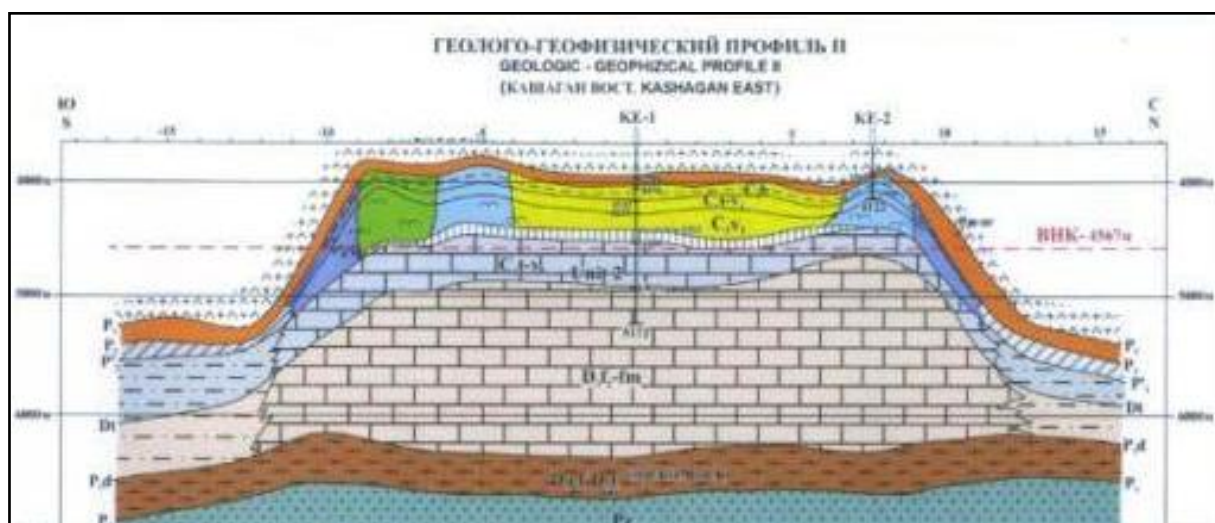


Рис. 4.3.4.4 – Геолого-геофизический профиль месторождения Кашаган, разработанный компанией «AGIP»

ВНК прогнозируется общим на обоих поднятиях на абсолютной отметке - 4800 м. При это высота массивного трещинно-кавернозного резервуара составляет 1100 м (Восточный Кашаган) и 700 м (Западный Кашаган), площадь нефтеносности - 650 км² и 340 км², средняя эффективная нефтенасыщенная толщина - 550 м и 350 м соответственно. Соленосная кунгурская толща и надсолевой комплекс осадочных образований суммарно достигают мощности 4,0-4,2 км, и несмотря на резкое сокращение мощности соли в межкупольных мульдах обеспечивают сохранности уникальной залежи (рис. 4.3.4.3.).

Нефть Кашагана легкая (0,797 г/см³), с высоким газовым фактором, значительным объемом H₂S (до 19%) и аномально высоким давлением в пласте (85 МПа).

Месторождение **Тенгиз** открыто в 1981 г., когда из скважины № 1 был получен фонтан нефти. Расположено в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан. Месторождение Тенгиз является частью огромного кольцеобразного комплекса карбонатных построек диаметром 500 км, в который входят Королевское месторождение, месторождения Каратон, Тажигали, Пустынная и Кашаган. Кровля коллектора находится на глубине 3850 метров. Наибольшая глубина, на которой была обнаружена нефть, составляет 5440 метров. Уникальность Тенгизского месторождения заключается в аномально высоком пластовом давлении нефти, а также её недонасыщенности, что делает возможным добычу более 20 % геологических запасов нефти в режиме первичного истощения выше давления насыщения.

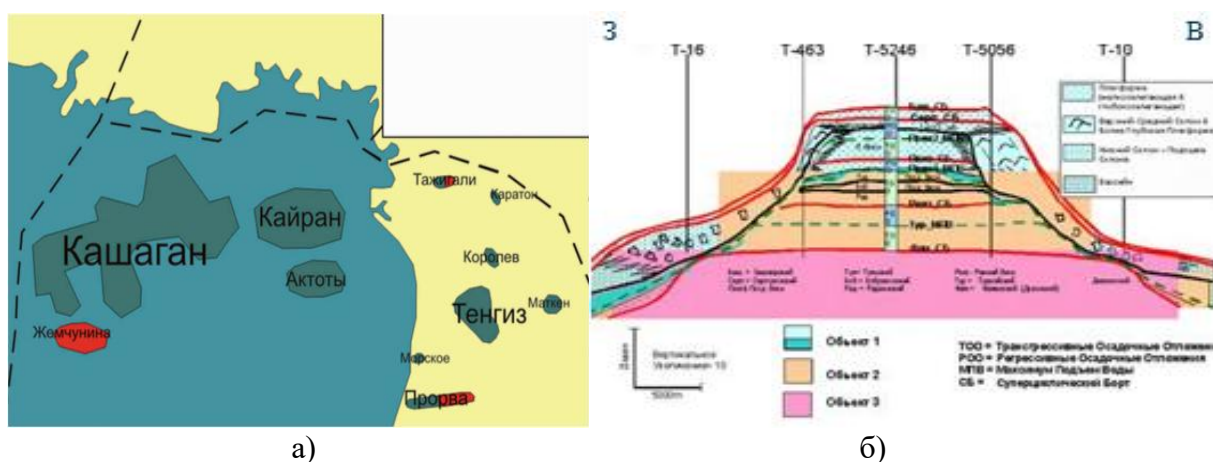


Рис. 4.3.4.5 – а) Кашаган-Тенгизская нефтегазоносная область, б) Геологическая модель Тенгиза

Месторождение **Королевское** находится в Атырауской области Казахстана, в 150 км к юго-востоку от г. Атырау и в 20 км к северо-востоку от нефтяного гиганта – месторождения Тенгиз. Королевская структура приурочена к восточной части Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформы и образует по верхнедевонско-ранневизейскому и окско-башкирскому комплексам отложений обособленную платформу, ориентированную с юга на север с амплитудой по кровле карбонатных пород башкирского яруса свыше

900 м. На юго-западе структура сочленяется с Тенгизским поднятием, а на севере отделяется узким прогибом от небольшого поднятия (рис. 4.3.4.6).

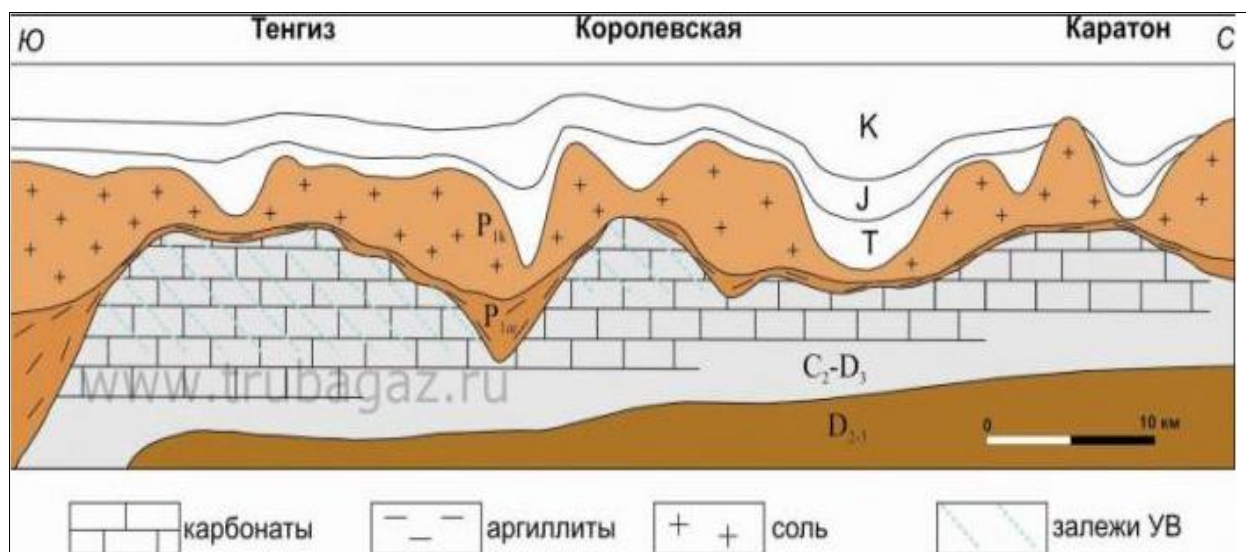


Рис. 4.3.4.6 – Разрез осадочных отложений Кашаган-Тенгизской нефтегазоносной области

4.4 Характеристика и строения локальных структур участка Болашак

На основе геофизической изученности участка Болашак выявлены по сейсмическим данным антиклинальные структуры Бурыншик, Бурыншик Восточный, Островная, Колтык, Комсомольское, Салкын и Тышканды.

В 2023 – 2024 гг. ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» по заказу ТОО «KMG Barlau» провела переобработку и перинтерпретацию исторических 2D данных на территории исследования.

В переобработке участвовали данные морской сейсморазведки 2D в северной части Казахстанского сектора Каспийского моря, проведенные международным Консорциумом «Казахстанкаспийшельф» в 1995-96 гг., наземные полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в 1977-1981 гг., проведенные трестом «Саратовнефтегеофизика» и данные сейсморазведки 2D прошлых лет, отработанные компанией Орикс в 1996 году (серия профилей МК).

В результате переобработки и интерпретации материалов 2D сейсморазведки в пределах участка изучения были подтверждены - 2 палеозойские структуры по ОГ П2: Сарытау и Островная. Также подтверждены четыре мезозойские структуры в юре по ОГ Ша: Сарытау, Островная, Островная Южная и Салкынская.

По результатам анализа данных, в рамках данного «Проекта ...» наиболее привлекательными с учетом степени изученности и перспективности в целом, определены 2 локальные структуры: Сарытау по мезозойским и палеозойским и Салкынская – по юрским отложениям.

Палеозойская структура Сарытау расположена на северо-западе участка, мезозойская структура Салкынская выделена в восточной части участка.

Большая часть участка Болашак расположена в Колтыкской впадине с выдержанным утолщением поздних третичных и четвертичных пачек в восточном направлении. Эти очень молодые отложения практически отсутствуют в западной части участка, а по направлению к восточной границе их мощность достигает 1500 м. В результате данные пачки больше погружены в восточной части участка, а мезозойский комплекс считается наиболее перспективным.

Перспективный объект Салкын расположен в восточной части участка, считается возможным аналогом месторождения Комсомольское, которое расположено на структурном хребте в центре Култукской впадины. Помимо месторождения Комсомольское и небольшого месторождения Култук, все остальные крупные мезозойские открытия (Арман, Каламкас, Каратурун и т.д.) расположены на суше вдоль южной границы Прикаспийского бассейна.

Структура выделена по поверхности юрских и меловых отложений. Структура изучена двухмерной сейсморазведкой по сети сейсмических профилей в среднем 3,5-4 км. Выявленное поднятие закартировано по трем основным отражающим горизонтам.

На рисунках 4.4.1 и 4.4.2 приведены структурная карта ОГ ША, кровле песчаников келловей и сейсмические профили во временной области по структуре Салкын.

Вероятность геологического успеха обнаружения нефти на перспективной структуре приведена в таблице 4.4.1.

Перспективный объект Сарытау выявлен западной части участка Болашак по юрскому комплексу, а также по отложениям палеозоя.

На рисунках 4.4.3-4.4.6 приведены структурная карта по ОГ ША (кровля средней юры), структурная карта по ОГ П2 (кровля C1v-C2b карбонатов) и сейсмические профили во временной области по структуре Сарытау.

Вероятность геологического успеха обнаружения нефти на структуре Сарытау по мезозойскому и палеозойскому комплексам приведены в таблицах 4.4.2 и 4.4.3.

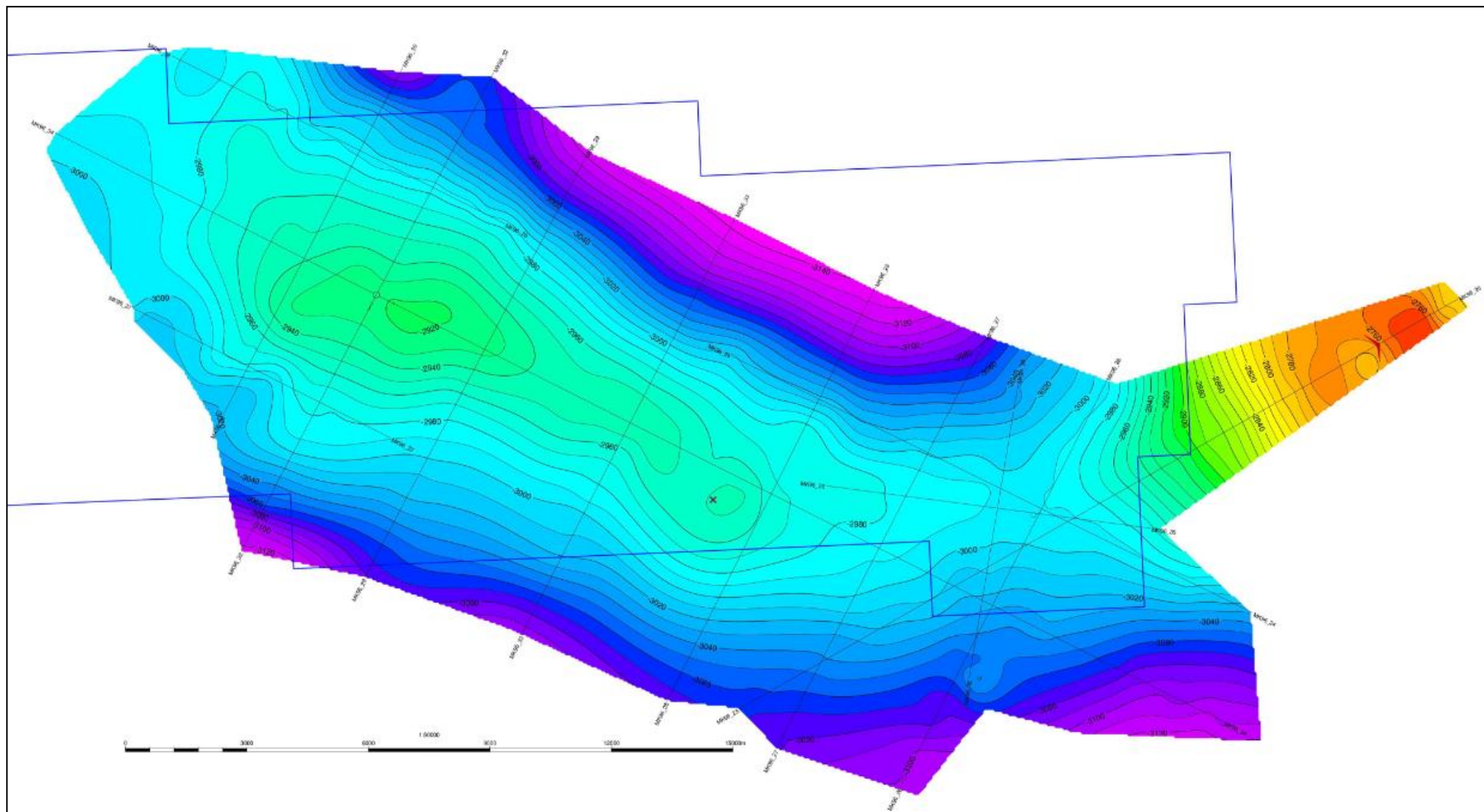


Рис. 4.4.1 – Структура Салкын. Структурная карта по ОГ Ша кровля песчаников келловей

Таблица 4.4.1 – Оценка вероятности успеха по структуре Салкын

Структура Салкын скв-1_Ju (MZ)		
Разведочная структура. Вероятность успеха	Оценки (0.00-1.00)	Описание рисков
Нефтематеринские породы		
Количество/Объем (включая рентабельные продукты)	0.60	Нефтематеринские породы в юре в пределах данной зоны Северного Устья не доказаны (пустые структуры Терешковская, Тышканды и др.). Палеозойские НМП в регионе не выявлены
Качество и содержание УВ	0.60	Согласно региональным структурным построениям ловушка находится в пределах мегасинклинали и в случае наличия НМП площадь сбора нефти будет ограничена размером структуры
Зрелость	0.60	Если НМП находятся в подсолевых отложениях, то глубина их расположения около 7,8 - 9 км и при температурном градиенте предположительно около 3°С/100 м, палеозойские НМП находятся в перезрелом состоянии (порог зрелости НМП около 200°С)
	Минимальная цифра	0.60
Время заложения ловушки и миграция		
Время замыкания ловушки	0.90	Ловушки УВ в виде консидементационных структур в среднеюрских песчаника. Структуры сформировались в верхнеюрское время
Время миграции	0.60	Карбонаты под структурой и миграция из них в надсолевые отложения с коллекторами в юре под вопросом
Наличие путей миграции	0.60	по ОГ П1 поверхность представляет собой
	Минимальная цифра	0.60
Компоненты резервуара		
Наличие	0.80	Юрские коллектора широко распространены в Прикаспийской впадине и окружающих структурах
Качество	0.80	Хорошее
Продуктивность	0.80	Хорошая
	Минимальная цифра	0.80
Структурные компоненты		
Надежность и контроль построений	0.80	Глубина залегания целевых горизонтов до 3 км
Наличие	0.80	Возможны небольшие проблемы со скоростями
Качество материалов	0.80	2Д материалы хорошего качества
	Минимальная цифра	0.80
Компоненты ловушки		
Эффективность покрышки	0.80	Возможно тектонически нарушенная структура
Эффективность латерального экранирования	0.80	Эффективность покрышек доказана надсолевыми месторождениями Прикаспийской впадины и на Устье в зоне Бузачей
Сохранность от перетоков или протекания	0.80	Структура имеет форму замкнутой линейной антиклинали
Сохранность от процессов выветривания	1.00	Большая глубина залегания служит защитой от бактерий и выветривания
	Минимальная цифра	0.80
РАЗВЕДОЧНАЯ СТРУКТУРА. Вероятность успеха (оцененный)	18.4%	
РАЗВЕДОЧНАЯ СТРУКТУРА. Вероятность успеха бассейна и DHI	100.0%	
Финальная Вероятность успеха	18.4%	

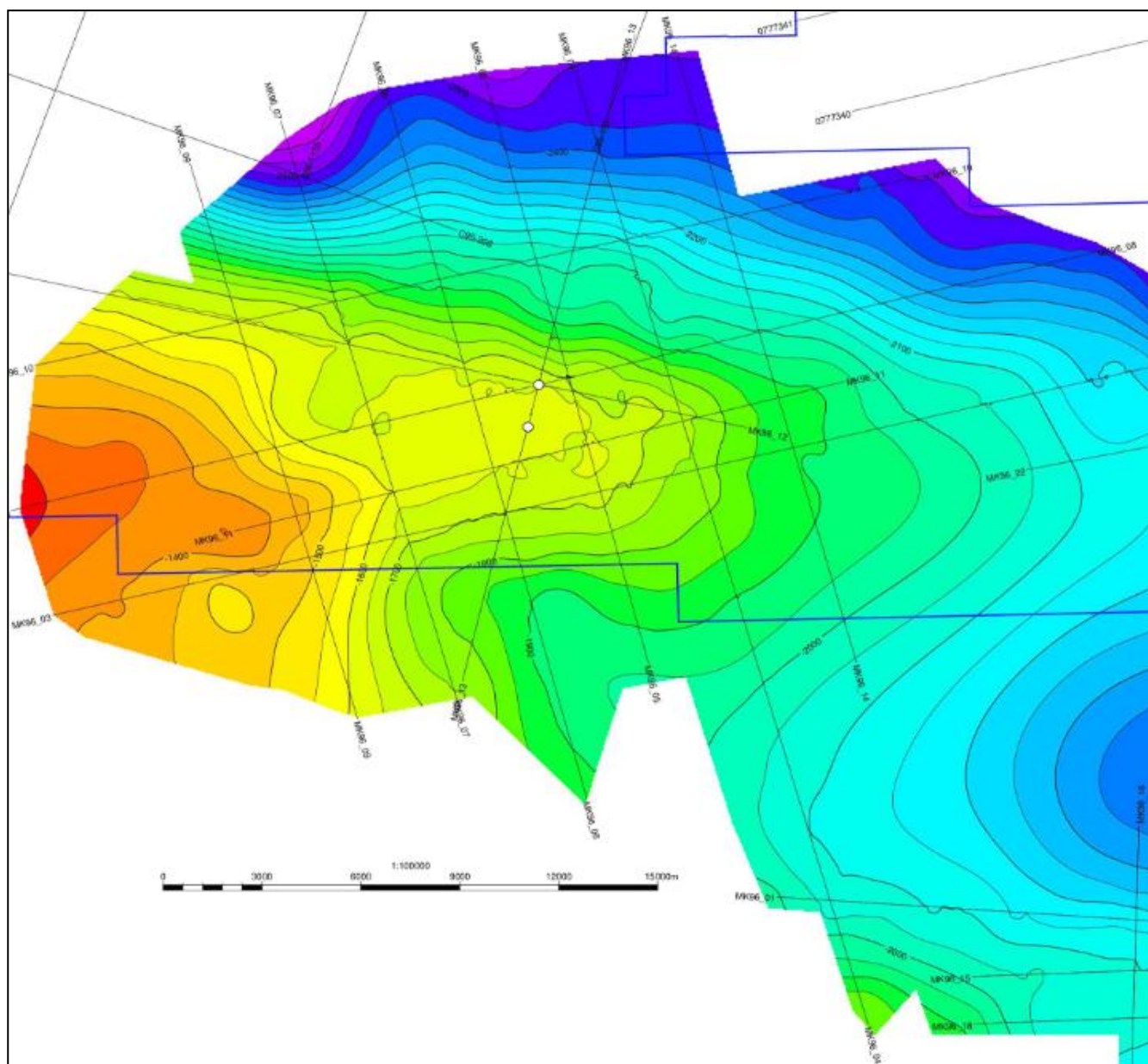


Рис. 4.4.3 – Структура Сарытау. Структурная карта по ОГ ПИА (кровля средней юры)

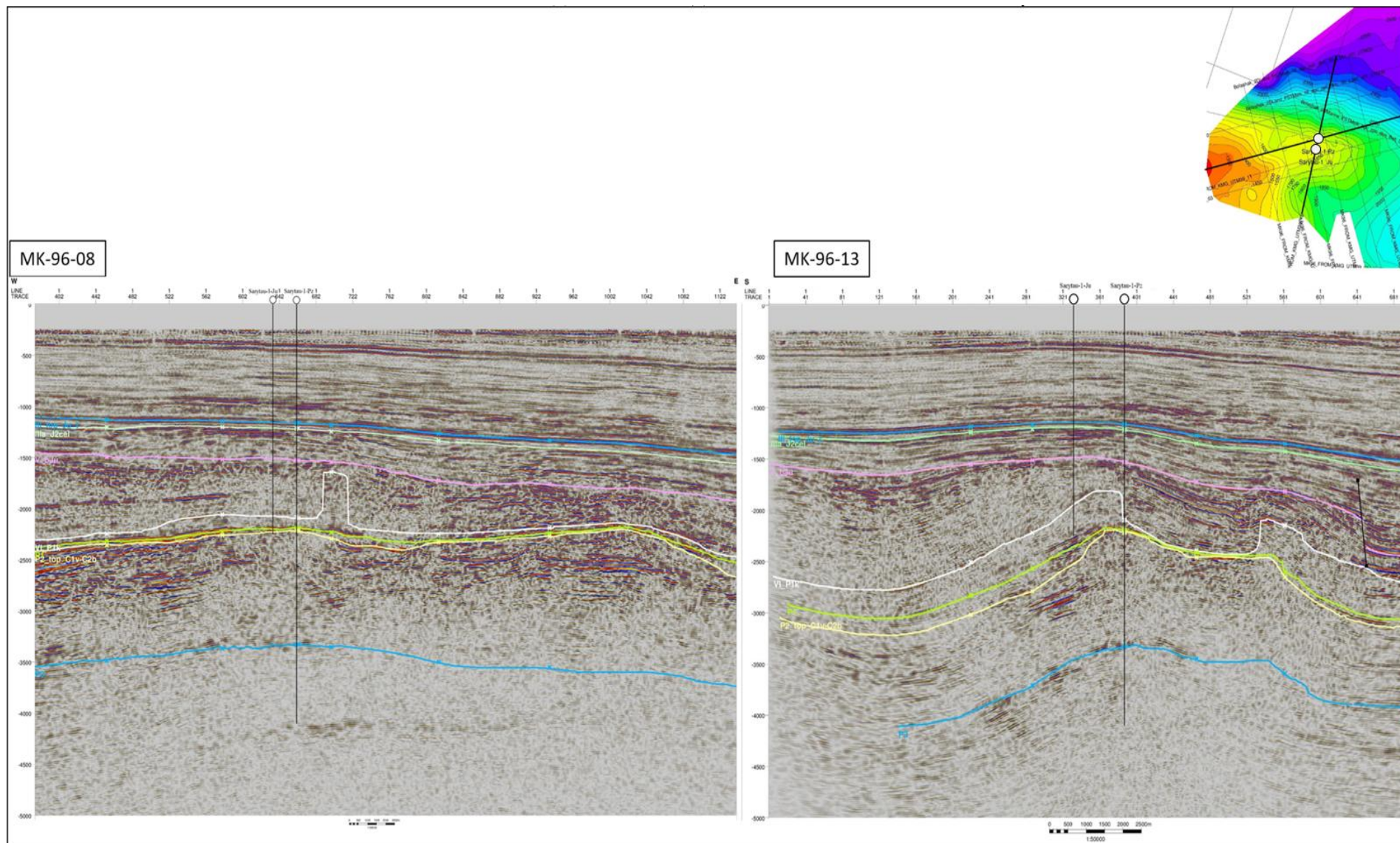


Рис. 4.4.4 – Сейсмические профили по структуре Сарытау

Таблица 4.4.2 – Оценка вероятности успеха структуры Сарытау по мезозойскому комплексу

Разведочная структура. Вероятность успеха		Оценки (0.00- 1.00)	Описание рисков
Нефтематеринские породы			
Количество/Объем (включая рентабельные про		1.00	Палеозойские (D2-P1) нефтематеринские породы мирового класса - являются источником месторождения гиганты: Оренбург, Астрахань, Карачаганак. Тенгиз, Кашаган и др., а также надсолевых месторождений Прикаспия
Качество и содержание УВ		1.00	Глубоководные богатые органикой осадки одновозрастные с рифовыми карбонатами Русской платформы и рифовыми постройками внутренней зоны Прикаспийской впадины
Зрелость		1.00	НМП находятся в нефтяном и переходном к газовому окну зрелости и генерации УВ
	Минимальная цифра	1.00	
Время заложения ловушки и миграция			
Время замыкания ловушки		0.90	Ловушки УВ в виде консидементационных структур в среднеюрских песчаника. Структуры сформировались в верхнеюрское время
Время миграции		0.70	Благоприятное, в случае существования миграции из подсолевых карбонатов в надсолевые отложения с коллекторами в юре
Наличие путей миграции		1.00	Подсолевые рифовые тела зачастую являются источником УВ для надсолевых ловушек
	Минимальная цифра	0.70	
Компоненты резервуара			
Наличие		0.80	Юрские коллектора широко распространены в Прикаспийской впадине
Качество		0.80	Хорошее
Продуктивность		0.80	Хорошая
	Минимальная цифра	0.80	
Структурные компоненты			
Надежность и контроль построений		0.80	Глубина залегания целевых горизонтов до 3 км
Наличие		0.80	Возможны небольшие проблемы со скоростями
Качество материалов		0.80	2Д материалы хорошего качества
	Минимальная цифра	0.80	
Компоненты ловушки			
Эффективность покрышки		0.60	Тектонически нарушенная структура
Эффективность латерального экранирования		0.60	Эффективность покрышек доказана надсолевыми месторождениями Прикаспийской впадины
Сохранность от перетоков или протекания		0.80	Карбонатные покрышки склонны к протеканию благодаря чему были сформированы надсолевые месторождения Кенкияк, Королёвское, Кашаган Западный
Сохранность от процессов выветривания		1.00	Большая глубина залегания служит защитой от бактерий и выветривания
	Минимальная цифра	0.60	
РАЗВЕДОЧНАЯ СТРУКТУРА. Вероятность успеха		26.9%	
РАЗВЕДОЧНАЯ СТРУКТУРА. Вероятность успеха		100.0%	
Финальная Вероятность успеха		26.9%	

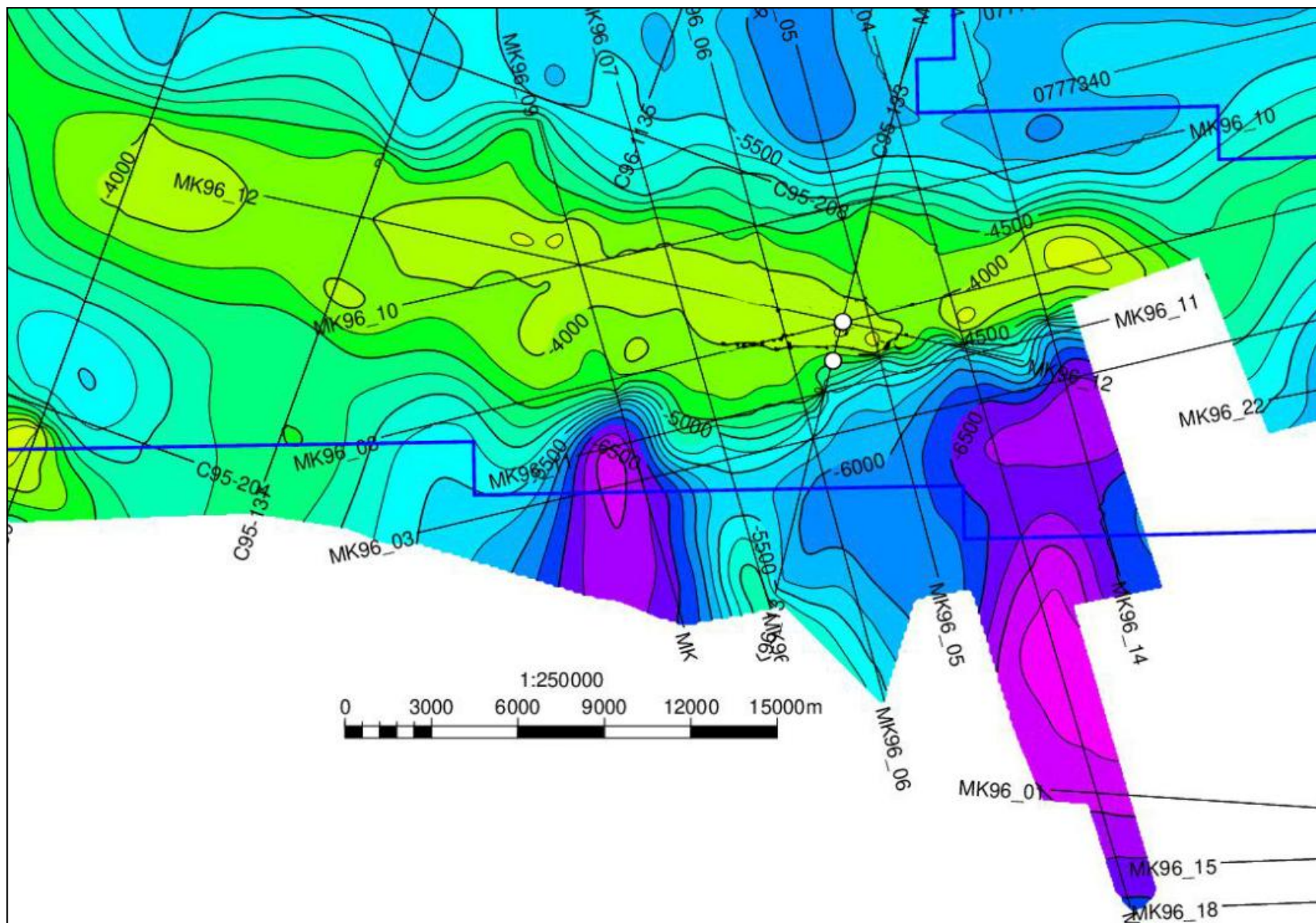


Рис. 4.4.5 – Структура Сарытау. Структурная карта по ОГ П2 – кровля C1v-C2b карбонатов.

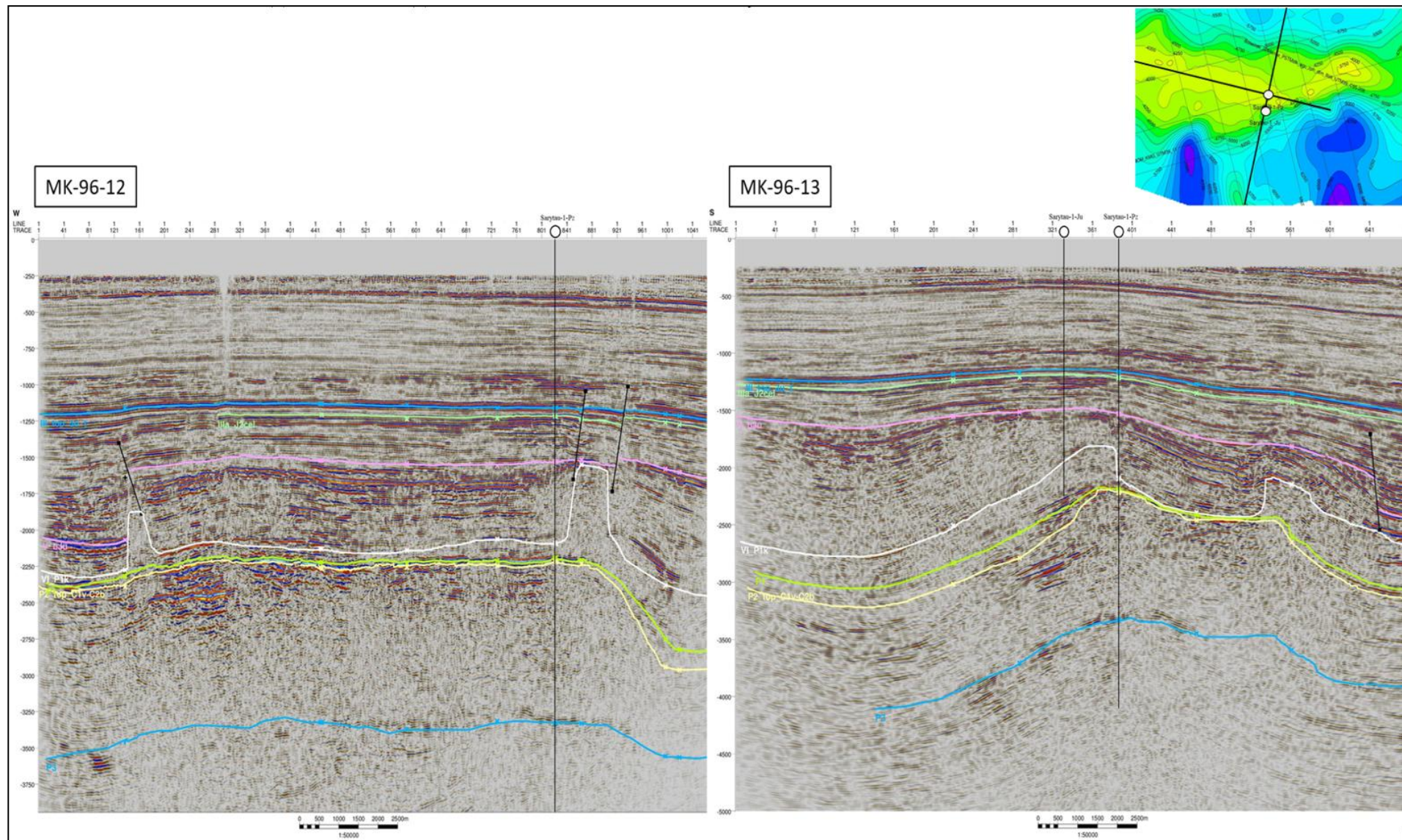


Рис. 4.4.6 – Сейсмические профили по структуре Сарытау

Таблица 4.4.3 – Оценка вероятности успеха по структуре Сарытау по палеозою

Разведочная структура. Вероятность успеха	Оценки (0.00-1.00)	Описание рисков
Нефтематеринские породы		
Количество/Объем (включая рентабельные продукты)	1.00	Палеозойские (D2-P1) нефтематеринские породы мирового класса - являются источником месторождения гиганты: Оренбург, Астрахань, Карачаганак, Тенгиз, Кашаган и др.
Качество и содержание УВ	1.00	Глубоководные богатые органикой осадки одновозрастные с рифовыми карбонатами Русской платформы и рифовыми постройками внутренней зоны Прикаспийской впадины
Зрелость	1.00	НМП находятся в нефтяном и переходном к газовому окну генерации УВ
	Минимальная цифра	1.00
Время заложения ловушки и миграция		
Время замыкания ловушки	1.00	Ловушки УВ в виде структур рифовых построек существуют со верхнего девона по сей день
Время миграции	1.00	Благоприятное, в направлении долго существующим рифовым ловушкам седиментационно связанными с глубоководными НМП
Наличие путей миграции	1.00	Рифовые тела растут на возвышенностях фундамента. В этом же направлении происходит миграция УВ из НМП в рифовые ловушки
	Минимальная цифра	1.00
Компоненты резервуара		
Наличие	1.00	Карбонатные породы с доказанными коллекторскими свойствами
Качество	0.80	Хорошее
Продуктивность	1.00	Отличная
	Минимальная цифра	0.80
Структурные компоненты		
Надежность и контроль построений	0.80	Глубина залегания целевых горизонтов от 3.8 до 5.4 км достаточная для картирования современными методами сейсморазведки, ловушка подтверждена по данным Каспийшельфа и профилями МК-96
Наличие	0.90	Возможны небольшие проблемы со скоростями
Качество материалов	0.90	2Д материалы хорошего качества,
	Минимальная цифра	0.80
Компоненты ловушки		
Эффективность покрышки	0.60	Сложнопостроенные терригенные покрышки нижней перми и карбона (Тенгиз)
Эффективность латерального экранирования	0.80	Эффективность покрышек доказана на месторождениях Тенгиз, Кашаган, Актоты, Карачаганак и др.
Сохранность от перетоков или протекания	0.60	Карбонатные покрышки склонны к протеканию благодаря чему были сформированы надсолевые месторождения Кенкияк, Королёвское, Кашаган Западный
Сохранность от процессов выветривания	1.00	Большая глубина залегания служит защитой от бактерий и выветривания
	Минимальная цифра	0.60
РАЗВЕДОЧНАЯ СТРУКТУРА. Вероятность успеха (оцененный)	38.4%	
РАЗВЕДОЧНАЯ СТРУКТУРА. Вероятность успеха бассейна и DHI	100.0%	
Финальная Вероятность успеха	38.4%	

4.5 Гидрогеологическая характеристика разреза

Основной водной артерией региона является река Урал, которая стекает в Каспийское море на расстоянии порядка 2000 км к северу от участка Болашак. На участке исследований постоянная дренажная система отсутствует. Соры, (считающиеся аналогичными пустынным озерам) представляют собой низменные зоны пустыни, где поверхностные воды быстро собираются во время дождей или изменений уровня Каспийского моря. На рассматриваемой территории существует ряд водоемов. Самыми большими из этих соров в изучаемом районе являются Кайдак и Мертвый Колтык. Оба этих бассейна поверхностных вод представляли собой в прошлом большой внутренний залив Каспийского моря. В 1930-х годах, когда уровень вод Каспийского моря понижался, сор Кайдак оказался изолирован и отрезан от остальной части моря (рис.4.5.1).

Сор Мертвый Колтык

Сор Мертвый Колтык простирается от устья залива Комсомолец на восток на расстояние примерно 150 км в направлении восточной границы участка исследований. Хотя обычно этот сор является сухим, его западная и южная части могут заливаться при нагонах с Каспийского моря, вызванных



Рис. 4.5.1 – Фотосъемки из космоса участка Болашак (подчеркивающие земельные и водные особенности, а также разделение между Каспийским морем и Сором Кайдак)

ветрами. Возле устья залива Комсомолец есть несколько небольших каналов и широкие затапливаемые равнины, где содержание соли в почве обычно составляет 4,5-5,7%. Более возвышенные и недоступные для морских вод части сора имеют влажные болотистые солончаки с уровнем содержания соли 10-11 %, а в покрытых коркой солончаках в центральной части сора уровень содержания соли достигает 48 % (Глушко, 1992 г.). Очевидно, что морские воды способствуют вымыванию соли из почвы. В этом районе имеются также грязевые вулканы с минерализованной водой (Сатпаева, 1966 г.).

Сор Кайдак

Сор Кайдак, из-за его конфигурации и значительного расстояния до ближайшей береговой линии залива Комсомолец, не подвержен воздействию штормовых нагонов с Каспийского моря. Этот большой сор является, в сущности, постоянным изолированным соленым озером с влажными солончаками вдоль бывшей береговой линии, а также влажными, покрытыми коркой солончаками вдоль непосредственных границ существующей береговой линии (Глушко, 1992 г.).

В строении территории характерным является его многоярусность, преобладании в разрезе глинистых слабопроницаемых разностей пород, развитием большого количества соляных куполов, осложненных многочисленными тектоническими нарушениями. Эти факторы совместно с равнинным, слабо расчлененным рельефом поверхности, отсутствием постоянно действующих водотоков, с незначительным количеством атмосферных осадков и высокой величиной испарения приводит к повсеместному преобладанию в разрезе подземных вод с высокой минерализацией.

Водоносный горизонт современных сорových и озерных отложений. Водовмещающие породы весьма разнообразны: мелкозернистые, глинистые,

Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан

илистые, засоленные пески, супеси и суглинки. Глубина залегания уровня измеряется от 0 до 1.4 м воды соровых отложений являются рассолами с минерализацией 1.86-310 г/л, в основном, хлоридного состава.

Водопроницаемые, но практически безводные современные аллювиально-делювиальные отложения (a-diQiv) представлены тонко зернистыми, глинистыми песками, супесями. Мощность отложений 1.0-2.5 м. в силу своей проницаемости и незначительной мощности данные отложения являются зоной фильтрации для атмосферных осадков.

Водоносный горизонт современных (новокаспийских) морских отложений (Qivnk).

Литологически отложения представлены мелкозернистыми песками, участками глинистыми, засоленными, содержащими битую ракушку, а также пылеватыми глинами, легкими суглинками, супесями. Мощность водоносных пород изменяется от 0.8 до 15 м при общей мощности новокаспийских отложений 1.5-25 м. Коэффициенты фильтрации пород 0.207.8 м/сут. Большая засоленность водовмещающих пород и наличие соляных куполов обуславливают высокую минерализацию подземных вод от 7-50 до 135-300 г/л, преимущественно хлоридно-натриевых с высоким содержанием сульфатов магния.

Водоносный горизонт хазарских отложений (Qiihz).

Подземные воды приурочены к прослоям мелкозернистым глинистым пескам с редкими прослоями глин. Мощность водосодержащих пород колеблется от 0.4 до 6.5 м хазарские водовмещающие пески отличаются слабой водообильностью, режим – напорный. Дебит скважин 0.05-0.06 л/с при понижениях 1.3-1.5 м. Коэффициенты фильтрации составляют 0.4-0.6 м/сут. Минерализация подземных вод 78-140 г/л; воды хлоридные, натриевые и натриево-магниевые.

Водоносный горизонт Бакинских отложений (Q, b).

Подземные воды приурочены к мелкозернистым пескам, залегающим среди толщи глин. Общая мощность Бакинских отложений достигает 20 м, мощность водовмещающих песков составляет 35 м. Глубина вскрытия кровли горизонта 32-34 м. Воды напорные. Водообильность Бакинских отложений не высокая. Дебиты скважин составляют 0.06-0.2 л/с при понижениях 3.4-10.7 м. Коэффициент фильтрации составляют 0.43 м/сут. Подземные воды относятся к рассолам (минерализация составляет 86-131 г/л). Воды хлоридные, натриево-магниевые.

Водоупорные отложения мелового возраста.

Представлены карбонатными слабопесчанистыми глинами с прослоями плотного мергеля, битуминозного сланца и кирпично-красных мергелей. Подземные воды приурочены к верхней наиболее трещиноватой части толщи рыхлого песчаного мела с прослоями мергелей. Подземные воды напорные. Воды хлоридные натриевые. Фильтрационные свойства низкие: коэффициент фильтрации не превышает десятых долей м/сут. Отмечено повышенное содержание микрокомпонентов: йода, бора, брома, стронция, рубидия, лития.

По минерализации воды комплекса относятся к соленым и крепким рассолам (147.1-168 г/л). Водовмещающими являются мелко- и среднезернистые пески, переслаивающиеся с плотными глинами. Мощность песчаных пачек в среднем составляет 10-15 м. Воды напорные, высокоминерализованные. Минерализация изменяется от 139 до 214 г/л.

Водоносный комплекс верхнетриасовых отложений (Т3). Водовмещающими отложениями являются пески с галькой, приуроченные к подошве горизонта. Мощность песчано-галечникового горизонта составляет 23 м. Воды высоко парные. В интервале глубин 2187-2192 м минерализация составляет 232 г/л. Воды натриевые хлоридные.

Верхние горизонты четвертичного возраста гидравлически взаимосвязаны между собой и представляют единую водоносную систему.

Во всех перечисленных водоносных горизонтах и комплексах имеется повышенное содержание микроэлементов: йода, брома, бора.

Подземные воды всех водоносных комплексов не представляют интереса для народного хозяйства, за исключением к источникам промышленной добычи ряда микроэлементов.

4.6 Инженерно-геологические изыскания

Территория участка Болашак расположена в юго-восточной прибрежной части Северного Каспия и охватывает устье залива Комсомолец и сор Кайдак, заполняемые морскими нагонными водами. Южная и восточная части площади – многочисленные солончаки, сухие русла, кочковатые поверхности вокруг такыров.

Примая во внимание, что большая часть территории участка относится к труднопроходимой автотранспортом, а некоторые части к внекатегорийной зоне, Недропользователю необходимо предусмотреть проведение инженерно-геологических и инженерно-геотехнических исследований для обеспечения данными изысканий (ИГИ) при разработке технических проектов на строительство подъездных путей и поисковой скважины в районе структуры Сарытау

В результате решения поставленных задач будут получены достоверные данные об особенностях рельефа затопливаемой части, придонной геологии, уточненные данные по глубине воды на точке бурения, наличия неблагоприятных геологических и техногенных условий и др., что значительно снизит все последующие риски при строительстве подъездных путей и площадки для бурения поисковой скважины.

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

5.1 Цели и задачи поисковых работ

Целью проектируемых работ является обнаружение залежей углеводородов в палеозойских отложениях структуры Сарытау и в мезозойских отложениях структуры Салкын. Поставленная цель достигается путем решения следующих задач:

- бурение разведочных скважин на структуре Сарытау глубиной 4500 м и структуре Салкын глубиной 3500 м;
- проведение 3D МОГТ сейсморазведочных работ в объеме 432 кв.км на структурах Сарытау (232 кв.км) и Салкын (200 кв.км), зависящих от результатов бурения разведочных скважин на структурах Сарытау и Салкын;
- проведение инженерно-геологических исследований и других подготовительных работ, при необходимости, для постановки разведочного бурения;
- проведение комплекса исследовательских работ таких как, геолого-технологические исследования (ГТИ) в процессе бурения, отбор керна в процессе бурения, геофизические исследования скважин (ГИС) в открытом стволе, испытание перспективных пластов, отбор и анализ глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды, гидродинамические исследования (ГДИС).

Основными задачами сейсморазведочных работ являются:

- изучение тектоники исследуемого района и границ распространения предполагаемо продуктивных горизонтов в увязке с имеющимися месторождениями нефти и газа;
- выявление перспективных участков на поиски нефти и газа структур в отложениях надсолевого и подсолевого комплексов;
- уточнение геологического строения и структурных планов по опорным и целевым сейсмическим горизонтам;
- получение достоверных данных для постановки разведочных работ.

Перед разведочным бурением ставятся следующие задачи:

- поиски залежей нефти и газа в отложениях надсолевого и подсолевого комплексов;
- изучение литолого-фациальных, гидрогеологических и структурных особенностей резервуаров;
- изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов;
- изучение свойств пластовых флюидов;
- получение исходных данных для оперативного подсчета запасов выявленных залежей нефти и газа.

На основании полученных данных будет приниматься решение о целесообразности проведения последующих разведочных и оценочных работ на объектах обнаружения залежей.

Все работы будут производиться согласно утвержденным техническим проектам и сопровождаться экологическим мониторингом согласно требованиям действующего законодательства.

По результатам проведенных разведочных работ будет принято решение о переходе к оценочному этапу разведки.

5.2 Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, ВСП

Предварительное изучение имеющихся на сегодняшний день геолого-геофизических материалов подтверждают определенные перспективы по отложениям палеозоя западной части участка Болашак (поднятие Сарытау) и по мезозойскому комплексу (структура Салкын).

Рассматриваемая территория характеризуется большими различиями по расположению и плотности сети отработанных профилей, что обусловлено географическими особенностями района: большая часть площади охватывает мелководную зону, где глубины составляют 1,5 – 2,0 м, а также транзитную зону, которая в зависимости от направления ветра периодически затопливается нагонными водами. В результате участок Болашак оказался покрыт отдельными, обособленными площадками, часто взаимно не увязанными как по границе глубоководье – мелководье, так и по линии вода – суша. Неравномерная изученность по площади отразилась и на оценке перспектив нефтегазоносности. Отражающие горизонты, несущие основную информацию, были закартированы прерывисто, потенциальные ловушки и породы – покрывки, способствующие аккумуляции и сохранению залежей углеводородов не оценены с учетом геологических рисков. К примеру, на структуре Сарытау 2D сейсморазведочные работы были проведены по редкой сети профилей, которые не полностью раскрывают картину глубинного строения.

Комплекс геолого-геофизических исследований будет направлен на детальное изучение глубинного геологического строения выявленных объектов на участке Болашак с целью детализации строения нефтегазоперспективных структур и оценки геологических ресурсов.

На структуре Сарытау, выявленной по палеозою, проектируется бурение независимой поисковой скважины Sarytau1-PZ, проектной глубиной 4500м.

На структуре Салкын, выявленной по юрским отложениям, проектируется бурение независимой поисковой скважины Salkyn-1, проектной глубиной 3500 м.

В зависимости от результатов бурения скважин Sarytau1-PZ и Salkyn-1, на перспективных структурах проектируется проведение 3D сейсморазведочных работ в объемах 232 кв. км и 200 кв. км, соответственно. По палеозойскому комплексу структуры Сарытау ожидается выявление возможных прибортовых карбонатных построек каменноугольно-верхнедевонского возраста, подобных установленным в разрезах восточного борта Прикаспийской впадины, как Жанажол и Кожасай.

Полученные материалы планируется обработать и интерпретировать с использованием специальных программ динамической интерпретации с целью выявления пород-коллекторов в разрезе и определения площади их распространения.

Таблица 5.2.1 – Перечень видов и объемов ГРП на перспективных объектах участка Болашак

№	Площадь, структура	Вид работ	Примечание
1	Сарытау, палеозойская	Бурение	Глубина 4500 м
		Сейсморазведка 3D МОГТ	232 кв. км
2	Салкын, мезозойская	Бурение	Глубина, 3500 м
		Сейсморазведка 3D МОГТ	200 кв. км

5.2.1 Сейсморазведочные работы 3D на участке Болашак

Основной целью зависимых 3D сейсморазведочных работ является уточнение геологического строения структур, выявленных на участке, параметров возможных нефтегазоносных ловушек, уточнение геологической модели объектов, трассирования основных и малоамплитудных нарушений, картирование мезо-кайнозойских и палеозойских отложений, изучение скоростной характеристики разреза и привязка к существующим скважинам на сопредельных территориях, определение местоположения проектных скважин.

Сейсморазведочные работы будут выполняться методами, принятыми для переходной и мелководной зоны (глубины от 0 до 2 м), используя сейсмоприемные косы в морских зонах, а на заболоченной местности гидрофоны, предназначенные для переходной зоны между сушей и водой.

Сейсморазведочная съемка 3D будет проводиться с применением типа источников – пневмопушка, вибратор, расстояние между источниками – 50 м, расстояние между приемными каналами 50 м (бин. 25х25м.). Учитывая глубину залегания целевых горизонтов 3500-5000 м, длина расстановки приемников должна быть соизмеримой. Длина записи должна быть не менее 8с. с шагом дискретизации 2 мс.

Ниже приводится **проектный** расчет единичной 3Д системы наблюдения (таблицы 5.2.1.1, 5.2.1.2), направленный на изучение целевого интервала до 6000 м., который будет уточняться в процессе проектирования с учетом инфраструктуры, глубины нагонной воды и др. на поверхности наблюдения.

Детальное описание дизайна, параметров источников возбуждения и приема 3D съемки, выполненные с учетом рекогносцировочных работ, будет приведено в Техническом проекте по проведению 3D сейсморазведочных работ.

Перед началом производственных работ на контрактной территории будут проведены опытные работы по выбору оптимальных параметров возбуждения и регистрации упругих колебаний.

Сейсморазведочные работы должны выполняться с применением современной технологии и оборудования, а также квалифицированного

персонала, позволяющие получить первичные материалы высокого качества, подлежащие дальнейшей обработке и интерпретации.

Таблица 5.2.1.1 – Расчет системы наблюдений 3D для изучения целевого интервала до 6000м.

№	ПАРАМЕТРЫ СЪЕМКИ	ПРОЕКТНЫЕ
1	Продольный бин (Inline bin size)	25
2	Поперечный бин (Crosline bin size)	25
3	Шаг ПП (Receiver interval)	50
4	Шаг ПВ (Shot Interval)	50
5	Шаг ЛПВ (Shot Line Interval)	300
6	Шаг ЛПП (Receiver Line Interval)	300
7	Количество каналов в одном фланге (Number of Channels)	120
8	Количество ЛПП (Number of Receiver Lines)	26
9	Активных каналов на одной линии (Number of Receivers per Line)	240
10	Всего каналов (Total Number of Channels)	6240
11	Количество перемещаемых ЛПП (Number of moving RLI)	13
12	Залп (Salvo) максимальный вариант	78
13	База залпа	3850
14	Количество ЛПВ в шаблоне (Number of Shot Lines in Hatch)	1
15	Количество перемещаемых ЛПВ (Number of moving SLI)	1
16	поперечная кратность (Crosline Fold)	13
17	Залп (Salvo) максимальный вариант	78
18	База залпа	3850
19	Количество ЛПВ в шаблоне (Number of Shot Lines in Hatch)	1
20	Количество перемещаемых ЛПВ (Number of moving SLI)	1
21	Поперечная кратность (Crosline Fold)	13
22	Продольная кратность (Inline Fold))	20
23	Полная кратность (Full Fold)	260
24	Продольная полуось (Inline Size in Patch)	5975
25	Поперечная полуось (Crosline Size in Patch)	5675
26	Отношение аспекта (Aspect Ratio)	0,95
27	Мах.Хмин. (Max of Min Offsets)	388,91
28	Хмах.	8240,52
29	Продольная длина полной кратности	10
30	Поперечная длина полной кратности	10
31	Площадь полной кратности всего	100
32	Продольный размер площади для достижения полной кратности	16
33	Поперечный размер площади для достижения полной кратности	13,9
34	Общая площадь съемки	221,3
35	Количество ПВ на 1 кв.км.	66,7
36	Количество ПВ всего	14751
37	Количество ПП	66,7
38	Количество ПП всего	14751

Таблица 5.2.1.2 – Параметры регистрации 3D

Регистратор:	
Длина записи	8 сек.
Дискретность	2 мсек.
Фильтр среза низкой частоты	0,8 частоты Найквиста
Фильтр среза высокой частоты	Открытый канал
Носитель	Жесткий диск
Передача данных SEG Y	HDD

5.2.2 Обработка данных 3D сейсморазведки

Результаты 3D сейсмических данных будут обрабатываться в специальном обрабатывающем центре с применением сложного графа обработки - 3-мерной глубинной миграции до суммирования с построением скоростной модели.

Граф обработки будет уточнен после анализа результатов тестирования.

Предусмотрена полевая предварительная обработка сейсмических данных и окончательная обработка данных в обрабатывающем центре сейсмических материалов 3D двумя методами, так как полевые работы будут выполняться на мелководье и транзитной зоне.

Последовательность процедур графа обработки материалов МОГТ-3D должна отвечать следующим требованиям:

- выполняться с сохранением относительных амплитуд в широком частотном диапазоне;
- включать учет влияния верхней части разреза;
- обеспечить необходимые отношение сигнал/помеха и разрешенность, позволяющие решать стоящие геологические задачи;
- шаг дискретизации при обработке - 2 мс;
- длительность записи - до 8 сек.

В процессе обработки должны быть приняты все возможные меры для обеспечения максимальной разрешенности и наилучшей прослеживаемости отражающих горизонтов в наиболее перспективном временном интервале. Положение целевых отражающих горизонтов может быть уточнено.

5.2.3 Интерпретация 3D сейсморазведочных работ

Сейсмогеологическая интерпретация обработанных сейсмических материалов в 3D объеме будут выполнены по технологической схеме, обеспечивающей многостороннее изучение сейсмических данных в комплексе с другими геолого-геофизическими материалами.

Решение поставленных геологических задач будет выполняться на основе интерпретации новых и переработанных сейсмических и скважинных данных, увязки с наземными и морскими геолого-геофизическими данными. Интерпретация будет проведена с применением современных аппаратных и программных средств, включающих в себя многоцелевые прикладные пакеты.

5.2.4 Отчеты по результатам сейсмических исследований 3Д

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. Отчет представляется в течение месяца после окончания полевых работ.

Окончательный геологический отчет представляется после окончания обработки и интерпретации, должен содержать полную информацию о результатах выполнения всех видов работ по проекту и освещать выполнение геологического задания. Текст отчета и его оформление, включая графические приложения, первичные и результативные сейсмические и другие данные на магнитных и бумажных носителях, оговоренные в Контракте или дополнительно заявленные Заказчиком, должны отвечать требованиям существующих положений о порядке оформления отчета по геофизическим исследованиям в Республике Казахстан.

К отчету должны быть приложены основные графические приложения. Отчет представляется на русском и при необходимости английском языках и сопровождается необходимыми таблицами и рисунками.

5.2.5 Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)

В связи с отсутствием надежной информации о скоростной характеристике вскрываемого разреза в поисковых скважинах рекомендуется проведение вертикального сейсмопрофилирования (ВСП), зависящих от результатов бурения поисковых скважин на структурах Сарытау и Салкын. Основной задачей ВСП является изучение особенностей волнового поля в околоскважинном пространстве исследуемой скважины для надежной привязки реперных горизонтов.

Исследования, желательно, проводить в открытом стволе – перед спуском эксплуатационной колонны и при достижении проектного забоя.

Основной целью проведения ВСП является:

- изучение скоростных характеристик разреза для продольных и поперечных волн;
- стратиграфическая привязка сейсмических реперных горизонтов;
- обоснование привязки сейсмических отражений;
- изучение околоскважинного пространства;
- повышение достоверности интерпретации данных наземной сейсморазведки;
- уточнение геологической модели месторождения в районе скважины;
- выявление разрывных нарушений и латеральных изменений литолого-фациальных свойств пласта.

5.2.5.1 Методика и техника полевых наблюдений ВСП.

Работы ВСП в скважинах Sarytau1-Pz и Salkyn-1 рекомендуются выполнить из шести пунктов возбуждения при доступной глубине 4500 м и 3500 м, соответственно с целью:

- решения стандартных задач изучения скоростного разреза и глубинной привязки отраженных волн (ПВ1 и ПВ2);
- решения дополнительных задач по уточнению глубинного строения разреза по сейсмическим отраженным волнам ВСП в направлении ПВ-(3-4-5-6) устье исследуемой скважины.
- увязки данных ГИС, ВСП и сейсмических разрезов.

- расчета скоростей продольных и поперечных волн.

Система наблюдений.

Система наблюдений ВСП состоит из линии приема и пунктов возбуждения. От систем наблюдений на поверхности они отличаются не только расположением линии приема в скважине, но также и длиной единичных приемных расстановок.

Рекомендуем применение двух модификации систем наблюдения: продольное и непродольное профилирование.

Под продольным ВСП понимается профиль, отработанный из ПВ, расположенного на линии профиля, в идеальном случае непосредственно у устья скважины. Однако при таком расположении ПВ могут быть помехи, связанные с вибрационными явлениями в скважине. Поэтому первые ПВ рекомендуем отнести на небольшие расстояния от скважины, порядка 100 – 150 м. (ПВ 1, ПВ 2).

Под непродольным профилированием понимается профиль, отработанный из пункта возбуждения, смещенного с линии профиля на соизмеримое с протяженностью самого вертикального профиля.

По опыту работ оптимальным удалением ПВ от линии профиля считается удаление, не превышающее 0,5-0,7 глубины залегания, наиболее глубоко залегающего и подлежащего картированию отражающего горизонта (ПВ 3, 4, 5, 6).

Для картируемых горизонтов, залегающих на глубинах 3500м. и 4500м., удаление ПВ рекомендуется принимать равным 1700...3000 м.

Глубокая скважина перед проведением наблюдений должна быть промыта, заполнена водой или буровым раствором. Готовность скважины проверяется путем шаблонирования до установленных глубин исследования. Подготовка и проверка скважины должна обеспечить беспрепятственное прохождение зонда на всю глубину вертикального профиля.

5.2.5.2 Обработка и интерпретация данных ВСП

Обработка данных

Основная обработка данных ВСП начинается с материалов продольного профиля. Так как при продольном ВСП удаление ПВ незначительно по сравнению с глубиной исследуемых толщ, распространение падающих и отраженных продольных волн близко к вертикальному, что позволяет решать две задачи: построение скоростного закона и проведение стратиграфической привязки отраженных волн. Только получив скоростные характеристики среды вблизи скважины, необходимо обрабатывать и интерпретировать материалы непродольного ВСП.

Граф обработки данных ВСП с ближнего пункта возбуждения (продольный ВСП) выглядит примерно следующим образом:

- редакция и предварительная обработка;
- по форме падающей волны;
- построение трассы регулирования амплитуд и фильтрация;

- разделение волн и подавление помех;
- деконволюция коридорного суммирования.

При обработке данных ВСП с удалённых пунктов возбуждения граф обработки включает:

- подбор модели среды по разным типам волн;
- построение изображения околоскважинного пространства с помощью миграции или преобразования ВСП-ОГТ
- привязка данных ГИС, ВСП, ОГТ

Интерпретация результатов обработки:

- кинематические характеристики среды;
- исследование поглощающих характеристик разреза;
- литолого-стратиграфическая увязка данных ГИС, ОГТ и ВСП;
- оценка формы сигнала разреза ОГТ и деконволюция ВСП-ОГТ разреза (приведение сигнала к нуль-фазовому виду и повышение информативности разрезов ОГТ);
- оценка анизотропии скоростей поперечных волн;
- структурная интерпретация изображений ВСП-ОГТ околоскважинного пространства.

5.3 Система расположения скважин

Главным критерием успешного выполнения мероприятий, предусмотренных данным «Проектом ...» является достижение проектными скважинами запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта, а также получение притоков нефти и газа, не допуская аварий в процессе бурения и испытания. Для этого необходимо учитывать опыт бурения ранее пробуренных скважин на соседних месторождениях.

Скважины, вскрыв проектную глубину, выполняют свое целевое назначение - получение притоков нефти из целевых отложений.

В случае отсутствия притоков УВ скважины уточняют геологическое строение в пределах исследуемого участка ТОО «Bolashak Operating».

5.3.1 Геологические условия проводки скважин Sarytau1-Pz и Salkyn-1

С целью рационального выбора конструкции скважин, типов долот, оптимизации выхода керна и выбора оптимального режима бурения разрез проектируемой скважины делится на несколько интервалов.

В приведенных таблицах 5.3.1.1 и 5.3.1.2 делается акцент на каждый интервал, где и какие осложнения возможны и требуют особого внимания в процессе бурения и проведения мероприятий во избежание аварий в них.

Таблица 5.3.1.1 – Стратиграфия и термобарические особенности проектной скважины Sarytau1-Pz

№№ пп	Интервалы разреза с различными геолого- техническими условиями, м			Страт.	Литология, возможные осложнения	Ожидаемое пластовое давление, кгс/см ²	Градиент давления, кгс/см ² /м	Ожидаемая пластовая температура, °С
	от	до	толщина					
1	0	130	130	Q+N+P	Возможны обвалы стенок скважин, водопроявления	12,35	0,095	21,3
2	130	500	370	K ₂	Глины, алевролиты, известняки возможны поглощения бурового раствора, прихват бурового инструмента, газоводопроявления	52	0,103	38,2
3	500	1625	1125	K ₁	Песчаники, алевролиты, глины. Возможны водопроявления	178,7	0,110	58,0
4	1625	1770	145	J ₃	Глины, алевролиты, доломиты. Возможны водопроявления, осложнение ствола скважины, прихват бурового инструмента	330	0,110	65,0
5	1770	2270	500	J ₂	Песчаники, алевролиты, глины. возможны, водопроявления, осложнение ствола скважины, прихват бурового инструмента	251,97	0,111	67,3
6	2270	2390	120	J ₁	Песчаники, алевролиты и глины	265,26	0,111	74,0
7	2390	3000	610	T ₂	Песчаники, алевролиты и глины	333	0,111	102
8	3000	3670	670	T ₁	Песчаники, алевролиты и глины. Возможны поглощения бурового раствора, осложнение ствола скважины, прихват бурового инструмента	411,1	0,112	107,0
9	3670	4270	600	P ₁	Известняки, глины. Возможны большие нефтепроявления, поглощения бурового раствора, кавернообразование	478,2	0,112	78,0
10	4270	4500	230	C ₂	Известняки, глины. Возможны нефтегазопроявления	504	0,112	135,0

Таблица 5.3.1.2 – Стратиграфия и термобарические особенности проектной скважины Salkyn-1

№№ пп	Интервалы разреза с различными геолого- техническими условиями, м			Страт.	Литология, возможные осложнения	Ожидаемое пластовое давление, кгс/см ²	Градиент давления, кгс/см ² /м	Ожидаемая пластовая температура, °С
	от	до	толщина					
1	0	130	130	Q+N	Возможны обвалы стенок скважин, водопроявления	14,94	0,095	23,0
2	130	530	400	P	Глины и глинистые известняки. Возможны обвалы стенок скважин, водопроявления	54,59	0,103	42,0
3	530	1080	550	K ₂	Возможны обвалы стенок скважин, водопроявления	118,8	0,110	51,0
4	1080	2740	1660	K ₁	Глины, алевролиты, доломиты. Прихват бурового инструмента	296,5	0,110	76,0
5	2740	3500	760	J	Глины, алевролиты, доломиты. Возможны газопроявления, прихват бурового инструмента	374,17	0,111	96,0

5.4 Характеристика промывочной жидкости

Тип и параметры бурового раствора для вскрытия пластов обосновываются в соответствии с особенностями геолого-физического строения, коллекторских и фильтрационных характеристик пластов с учетом целей и методов исследований, проводимых в процессе бурения. В качестве буровых растворов применяют такие системы, которые обеспечивают максимальное сохранение естественной проницаемости и нефтенасыщенности коллектора, а также возможность проведения необходимого комплекса геофизических исследований.

Плотность бурового раствора (если она не вызывается необходимостью обеспечения устойчивости стенок скважины) в интервалах совместимых условий бурения определяется из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) на величину:

- 1) 10-15% - для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200м включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см²);
- 2) 5-10% - для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500м включительно), но не более 2,5 МПа (25 кгс/см²);
- 3) 4-7% - для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа (35 кгс/см²). (Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности)

Остальные параметры промывочной жидкости, а также объёмы раствора для бурения каждого интервала и реагенты для обработки будут детально описаны в рамках разработки индивидуального технического проекта на строительство поисковой скважины.

5.5 Обоснование типовой конструкции скважин

Конструкция скважины определяется согласно геологическим данным в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»

Конструкция скважин обеспечивает надежность, технологичность и безопасность их бурения и эксплуатации, в том числе:

1. Максимально возможное использование продуктивности объектов разработки в процессе эксплуатации скважин за счет оптимальных диаметров эксплуатационных колонн и конструкций забоя;
2. Возможность применения эффективного оборудования для оптимальных способов и режимов эксплуатации скважин в условиях применения запроектированных методов воздействия на пласты или использования природных режимов залежей;
3. Безопасное ведение работ без аварий и осложнений на всех этапах бурения и эксплуатации скважин;
4. Получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

5. Охрану недр, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств для изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга и от дневной поверхности;

6. Максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважин;

7. Условия для производства в скважинах при их эксплуатации ремонтных и исследовательских работ;

8. Возможность установки клапанов-отсекателей, пакерующих и других устройств.

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» [2] допускается, без внесения изменений в технический проект по согласованию с проектной организацией, отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в техническом проекте в пределах ± 250 м (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин ± 300 м).

5.5.1 Предложения по конструкции скважины Sarytau1-Pz

На основании опыта строительства глубоких скважин как Северное Бузачинское П-1 (4512 м), Каражанбас П-1 (4000 м), Северный Долгинец (3500 м), Жаманорпа-12 (4000 м), количество, глубины спуска и типоразмеры обсадных колонн для бурения скважины Sarytau1-Pz с проектной глубиной 4500 м на структуре Сарытау определены, исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений, отбора керна, испытания скважин на продуктивность и создания гидроразрыва пород в продуктивной толще. Рекомендуемая конструкция для проектной скважины (таблица 5.5.1.1):

1. Направление диаметром 700 мм забивается свай на глубину 20 метров.
2. Кондуктор диаметром 426 мм спускается на глубину 0-250 м для монтажа ПВО и предупреждение поглощение в интервале 0-200 м при бурении в ракушечниках неогена, склонных к карстообразованиям.

3. I техническая колонна диаметром 324 мм. спускается в ствол на глубину 0-1500 м для предотвращения прихватоопасных зон, гидроразрыва пород при ликвидации возможного нефтегазоводопроявления, поглощения с учетом их перекрытия колонна цементируется до поверхности. На устье устанавливается превенторная установка.

4. II техническая колонна диаметром 244,5 мм проектируется спустить на глубину в интервале 3800 м для предотвращения гидроразрыва пород при ликвидации возможного нефтегазоводопроявления, перекрытия соленосных отложений в интервале 3500-3800 м колонна цементируется до устья. Для возможности пластоиспытания в отложениях верхней-средней юры и триаса рекомендуется бурение с долотом диаметром 215,9 мм и дальнейшего его расширения после завершения всех мероприятий по испытанию в процессе бурения. Высота подъема цемента до устья.

5. Эксплуатационную колонну диаметром 168,3 мм проектируется спустить до глубины 4500 метров, для проведения испытания продуктивных объектов.

Таблица 5.5.1.1 – Сводные данные по типовой конструкции скважины Sarytau1-PZ

Наименование колонны	Диаметр		Марка стали	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента за колонной, м
	долота	обсадной колонны			
Направление		700	СТ-20	20	
Кондуктор	490	426	Д	250	До устья
I-Техническая	393,4	324	Д, J-55	1500	До устья
II Техническая	295,3	245	Д, N-80	3800	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	P-110, N-80	4500	до устья

Примечание: конструкция проектной скважины может претерпеть изменения с учетом новых геологических данных и детально будет рассмотрена в техническом проекте на строительство скважины.

5.5.2 Предложения по конструкции скважины Salkyn-1

На основании опыта проводки глубоких скважин на месторождениях Колтык, Каламкас, Комсомольская и площади Тышканды, исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений, отбора керна, испытания скважин на продуктивность и создания гидроразрыва пород в продуктивной толще, для бурения скважины Salkyn-1 с проектной глубиной 3500 метров рекомендуется следующая конструкция (таблица 5.5.2.1):

1 Направление диаметром 700 мм устанавливается на глубину 20 метров с циркуляционной системой и перекрытия четвертичных отложений.

2 Кондуктор диаметром 426 мм спускается на глубину 200 м для монтажа ПВО и предупреждение поглощение в интервале 0-200 м при бурении в ракушечниках неогена, склонных к карстообразованиям.

3 Первая техническая колонна диаметром 324 мм спускается на глубину 800 м для предотвращения прихватоопасных зон, перекрытия возможного водопроявления и поглощения с учетом их перекрытия колонна цементируется до поверхности. На устье устанавливается превенторная установка

4 Вторая Техническая колонна диаметром 244,5 мм спускается в ствол на глубину 2000 м с целью предотвращения гидроразрыва пород при ликвидации возможного нефтегазоводопроявления. Для возможности пластоиспытания в отложениях нижнего мела. рекомендуется бурение с долотом диаметром 215,9 мм и дальнейшего его расширения после завершения всех мероприятий по испытанию в процессе бурения. Высота подъема цемента до устья

5 Эксплуатационную колонну диаметром 168,3 мм проектируется спустить до глубины 3500 метров, для проведения испытания продуктивных объектов.

Таблица 5.5.2.1 – Сводные данные по типовой конструкции скважины Salkyn-1

Наименование колонны	Диаметр		Марка стали	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента за колонной, м
	долота	обсадной колонны			
Направление		700	Ст.20	20	
Кондуктор	490	426	Д, J-55	200	До устья
I Техническая колонна	393,4	324	Д, J-55	800	До устья
II Техническая колонна	295,3	244,5	Д, N-80	2000	До устья
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	Д, N-80	3500	До устья

Примечание: конструкция проектной скважины может претерпеть изменения с учетом новых геологических данных и детально будет рассмотрена в техническом проекте на строительство скважины.

5.6 Оборудование устья скважин

Выбор превенторной установки, манифольдов (линий дросселирования и глушения), станции гидроуправления, пульта дросселирования и трапно-факельной установки осуществляется в зависимости от конкретных горно-геологических условий для выполнения следующих технологических операций:

- 1) герметизации устья скважины при спущенных бурильных трубах и без них;
- 2) вымыва флюида из скважины по принятой технологии;
- 3) подвески колонны бурильных труб на плашках нижнего превентора после его закрытия;
- 4) срезания бурильной колонны;
- 5) контроля за состоянием скважины во время глушения;
- 6) расхаживания бурильной колонны для предотвращения ее прихвата;
- 7) спуска или подъема части, или всей бурильной колонны при герметично закрытом устье.

Противовыбросовое оборудование (далее - ОП) должно обеспечивать герметизацию устья строящихся и ремонтируемых скважин с находящейся в ней колонной труб или при ее отсутствии, при проворачивании, расхаживании колонны труб между замковыми и муфтовыми соединениями, а также протаскивание колонны бурильных труб (с фасками по обе стороны замкового соединения под углом 18°), а также позволять проводить циркуляцию промывочной жидкости с противодавлением на пласт.

Комплекс ОП для бурения и ремонта должен состоять из древенторного блока, манифольда и станции гидропривода ОП.

Комплекс ОП должен обеспечивать размещение замкового соединения бурильной колонны между трубными плашками двух площадных превенторов.

ОП конструктивно должно быть выполнено в виде блоков, удобных для сборки, эксплуатации, монтажа и транспортирования.

Требования к превенторам:

Кольцевой превентор (далее - ПК) должен обеспечивать рассаживание, проворачивание и протаскивание бурильных труб с замковыми соединениями, а также герметизацию устья скважины при рабочем давлении P_r при закрытии уплотнителя на любой части бурильной колонны, обсадных или насосно-компрессорных труб, или при отсутствии колонны труб.

Плашечный превентор (далее - ПП) должен обеспечивать расхаживание труб между замковыми соединениями, а также герметизацию устья скважины при давлении P_r при закрытии трубных плашек на цилиндрической части неподвижной трубы и глухих плашек при отсутствии колонн.

Требования к манифольдам:

Длина линий дросселирования и глушения должна обеспечивать размещение блоков дросселирования и глушения за пределами подвышечного основания бурильной установки или рабочей площадки подъемной установки для ремонта скважин.

Запорные устройства манифольда должны быть полнопроходными.

Обратный клапан на линии глушения должен иметь условный проход не менее условного прохода линии манифольда.

Допускается регулируемый дроссель с гидравлическим управлением снабжать дублирующим ручным управлением.

Таблица 5.6.1 – Оборудование устья скважин Sarytau1-Pz и Salkyn-1

Наименование противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Ожидаемое устьевое давление, МПа	Количество превенторов, шт	Диаметр колонн, на которые устанавливается оборудование, мм
ОП1-520-14	14		1	508
ОП-425х21	21			
ППГ-350х350				324
ОП45-230х700		24,7	2	244,5
ОКК2-700168х324		36,0	-	168,3
АФ6М-50х700	70,0		-	

Примечание: марка ПВО и давление опрессовки устьевое оборудование определяется в процессе разработки технического проекта на строительство скважин.

5.7 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах

5.7.1 Отбор керна и шлама

При бурении поисковых и разведочных скважин предусматривается в предполагаемых интервалах залегания перспективных горизонтов отбирать керн в количестве, обеспечивающем изучение литологических особенностей и физических свойств коллекторов и непроницаемых разделов по площади и разрезу и позволяющем надежно интерпретировать материалы геофизических исследований скважин.

Решение стоящих перед бурением задач на этапе разведки структур может быть достигнуто при выполнении рекомендаций по отбору и соблюдению оптимальных интервалов в проходке колонковым долотом.

Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан

В соответствии с требованиями инструкции минимально допустимый вынос керна должен составить не менее 80 % от общего метража проходки с отбором керна.

Отдел геологии ТОО «Bolashak Operating» правомочен вводить корректировки в интервалы отбора керна, указанные в проекте, в процессе проводки скважины на основании показаний станции геолого-технологического контроля.

Интервалы отбора керна могут корректироваться участковым геологом по данным показаний ГТИ, при согласовании с отделом геологии ТОО «Bolashak Operating».

При появлении признаков УВ отбор шлама проводится через каждый 1 м.

По результатам бурения, исследований и испытаний скважин будет выполнена оценка эффективности комплекса ГИС и применяемых методик изучения керна и испытания пластов для определения подсчетных параметров и продуктивности скважин.

В перспективных юрско-триасовом, а также в пермском и каменноугольном разрезах проектируются пробурить с отбором керна:

- в скважине Sarytau1-Pz 150 м, что составит 3% от глубины скважины;
- в скважине Salkyn-1 150 м, что составит 4% от глубины скважины

Физико-литологические характеристики пластов и нефтегазоносность терригенного разреза меловых отложений будут оперативно оцениваться в процессе бурения скважины по результатам пластоиспытаний, материалам ГИС, ГТИ, газокаротажных исследований, детального изучения образцов шлама.

Перед отбором керна в обязательном порядке для достоверной привязки извлеченного керна производится контрольный промер инструмента локатором муфт и отбивка забоя стандартным шаблоном на каротажном кабеле.

Результаты замеров заносятся в геологический журнал и оформляются соответствующим актом.

Поднятый керн обрабатывается, описывается по установленной форме, этикируется и сдается в кернохранилище для дальнейшей обработки и хранения.

В процессе бурения поисковой скважины должен отбираться шлам в интервалах, не освещенных керном. В интервалах с положительными показаниями ГТИ шлам отбирается через каждый 1 м проходки.

Отобранный шлам промывается, просушивается, описывается, укладывается в бумажные пакеты и снабжается этикетками для дальнейшего анализа.

При взятии образцов шлама следует отмечать глубину, соответствующую положению забоя скважины. Образцы шлама описываются в том же порядке и с той же степенью детальности, что и керн. Описание шлама заносится в геологический журнал.

Таблица 5.7.1.1 – Предполагаемые интервалы отбора керн скважины Sarytau1-Pz

№ п/п	Стратиграфическое подразделение	Интервал отбора керн, м	Проходка с отбором керн
1	Юра	1590-1610	20
2		1740-1760	20
3			
4		2080-2100	20
5	Триас	2250-2270	20
6	Палеозой	3830-3850	20
7		3950-3970	20
8		4230-4250	20
9		4490-4500	10
1-9			150 (3%)

Таблица 5.7.1.2 – Предполагаемые интервалы отбора керн скважины Salkyn-1

№ п/п	Стратиграфическое подразделение	Интервал отбора керн, м	Проходка с отбором керн
1	Юра	2770-2790	20
2		2950-2970	20
3		3020-3040	20
4		3110-3130	20
5		3220-3240	20
6		3350-3370	20
7		3470-3490	20
8		3490-3500	10
1-8			150 (4 %)

5.7.2 Геофизические исследования

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 и типы (терригенный, карбонатный и др.);
- идентификацию литолого-стратиграфических комплексов, к которым приурочены продуктивные или перспективные на нефть и газ отложения;
- расчленение разреза на пласты, их привязку по относительным и абсолютным отметкам глубин, внутри – и межплощадную корреляцию разрезов;
- привязку интервалов отбора керн по глубине;
- привязку по глубине интервалов опробований, испытаний, перфорации, материалов геофизических исследований в обсаженной скважине.

Детальные исследования выполняют в интервалах продуктивных и перспективных на нефть и газ. В комплексе с материалами других видов исследований и работ (опробований, испытаний, керновыми данными и др.) они должны обеспечить:

- расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, привязку пластов по глубине скважины и абсолютным отметкам;
- детальное литологическое описание каждого пласта, выделение коллекторов всех типов - (поровых, трещинных, каверновых и смешанных) и определение их параметров – коэффициентов глинистости, общей и эффективной пористости, проницаемости, водо- и нефтегазонасыщенности (если эффективная толщина превышает 0,8 м);
- разделение коллекторов по характеру насыщенности на продуктивные и водоносные, а продуктивных – на газо- и нефтенасыщенные;
- определение положений межфлюидных контактов, границ переходных зон, эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин.

Рекомендуемый комплекс промыслово-геофизических исследований в открытом и обсаженном стволе поисковых скважин приведен в таблице 5.7.2.1.

Таблица 5.7.2.1 – Комплекс ГИС в проектируемой поисковой скважине Sarytau1-Pz и Salkyn-1

Условия измерения	Решаемые задачи	Методы
1	2	3
В открытом стволе	Общие исследования (по всему разрезу скважины)	ПС, КС, БК, ИК, МБК, ГК, ННК, АК, ГГК-П, КВ (профилеметрия), инклинометрия, термометрия, резистивиметрия
	Детальные исследования (в перспективной части разреза): Расчленение разреза скважины на литологические комплексы; Выделение основных стратиграфических единиц; Выделение газо-нефте- и водонасыщенных интервалов; Определение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов; Определение элементов залегания пластов.	ПС, БК, МБК, МКЗ, многозондовый индукционный, КВ (профилеметрия), СТК, ННК, АКШ, ГГК-П, фотоэлектрический каротаж, термометрия, резистивиметрия, инклинометрия
	Геолого-технологические исследования. Газовый каротаж.	ГТИ
	Вертикальное сейсмопрофилирование	ВСП
	Определение качества сцепления цементного камня с обсадной колонной	АКЦ
В обсаженной скважине	Изучение технического состояния скважины	СГДТ, ЭМДС-Т

продолжение таблицы 5.7.2.1

1	2	3
В обсаженной скважине при испытании	Привязка глубин перфорации продуктивного интервала, подтверждение интервала перфорации	ГК, ЛМ, ЭМДС-Т
В обсаженной скважине при испытании	Определение профиля и характера притока	ГК, ЛМ (для привязки), термометрия, манометрия, влагометрия, резистивиметрия, термоиндикатор притока, механическая расходометрия, оптические датчики газосодержания
7. Модульный пластоиспытатель/MDT, FMI, Магнитно-ядерный резонанс (ЯМР)	MDT - многократный замер пластового давления, многократный отбор глубинных проб пластового флюида Сканер – имидж микробокового каротажа ЯМР – для определения подвижности флюида в пласте	В перспективной части разреза

Условные обозначения: ЛМ – локатор муфт и перфорационных отверстий; ННК – нейтронная пористость; ГГК-П – плотностной гамма-гамма каротаж; АК – акустический широкополосной каротаж; ГК – гамма-каротаж; БК – боковой каротаж; МБК – микробоковой каротаж; ПС – поляризация спонтанная; МКЗ – микрозондирование; АКЦ – акустический фазо-корреляционный цементомер; СГДТ – скважинный гамма дефектомер-толщиномер; ЭМДС-Т – электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия.

5.7.3 Стандартные, специальные и геохимические исследования керна

Объемы и виды исследований проектируются согласно руководящим документам в соответствии с задачами поискового бурения.

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 проектируемым скважинам приведены в таблице 5.7.3.1.

Таблица 5.7.3.1 – Виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов

№ п/п	Виды исследований	Кол-во образцов	Организация, исполнитель
1	2	3	4
1.	Уточнение данных о стратиграфическом расчленении разреза	300	по выбору недропользователя
1.1	Макро- и микроописание керна		
1.2	Палеонтологические определения		
1.3	Палинологические определения		
2	Изучение коллекторских свойств разреза	600	Через каждые 0,5 метра
2.1	Пористость общая		
2.2	Пористость открытая		
2.3	Каверновая емкость		
2.4	Проницаемость абсолютная		
2.5	Проницаемость фазовая		
2.6	Остаточная водонасыщенность		
2.7	Коэффициент вытеснения		
2.8	Коэффициент смачиваемости		
2.9	Твердость, абразивность, плотность, сжимаемость		
2.10	Микроструктура порового пространства, трещиноватость		
2.11	Определение эл. сопротивления		
3	Исследования глубинных проб нефти, газа и пластовой воды	36	по выбору недропользователя
3.1	Доставка представленных Заказчиком проб		-
3.2	PVT – исследования пластовой нефти		-
3.3	Определение компонентного состава газа, полученного при однократном разгазировании пластовой нефти		-
3.4	Определение физических параметров газа: расчет теплоты сгорания, области значения числа Воббе, плотности газа, плотность по воздуху, вязкость, сжимаемость газа		-
3.5	Хроматографический метод определения сероводорода и меркаптанов в газе		-
3.6	Анализ дегазированной нефти		-
3.7	Определение содержания воды		-
3.8	Обезвоживание нефти (при содержании воды выше 0,5 % об)		-
3.9	Определение содержания воды в нефти после обезвоживания		-
3.10	Плотность при стандартных условиях		-
3.11	Вязкость при трёх температурах		-
3.12	Температура застывания		-
3.13	Молекулярный вес		-
3.14	Содержание общей серы		-
3.15	Определение количества и компонентного состава газа, полученного при разгазировании пластовой воды		-
4	Анализ поверхностных проб нефти	12	-

продолжение таблицы 5.7.3.1

1	2	3	4
4.1	Плотность при стандартных условиях		
4.2	Вязкость при трёх температурах		
4.3	Температура застывания		
4.4	Молекулярный вес		-
4.5	Содержание общей серы		-
4.6	Определение содержания парафина, смол		-
5	Исследование проб пластовой воды	12	
5.1	Определение плотности		
5.2	Определение минерализации		
5.3	Определение жесткости		
5.4	Определение содержания ионов		
5.5	Определение количества и компонентного состава газа, полученного при разгазировании пластовой воды		
Биостратиграфия			
Макро- и микроописание керна- обстановка осадконакопления палеоэкологические условия			
Специальные исследования			
Исследования ТОС - Определение общего содержания органического углерода			
Нагнетание ртути - Для определения распределения пор по размерам			
Определение кривой капиллярного давления			
Газоводяное центрифугирование			
Ядерно-магнитный резонанс			
Относительная проницаемость нефть-газ			
Относительная проницаемость нефть-вода			
Пористость при различных давлениях			
Проницаемость при различных давлениях			
Смачиваемость по Амотту			
FRF (параметр пористости)			
RI (параметр насыщения)			
XRD (дифракция рентгеновских лучей)			
Геохимические исследования			
Исследование на пиролизаторе Rock Eval Turbo:			
- пироанализ образцов пород, включая определение Сорг и минерального углерода;			
- кинетический анализ образцов керогена, асфальтенов, экстрагированных пород (3 и 5 скоростей нагрева);			
- хроматосс спектрометрия			

5.8 Опробование, испытание и исследование скважин

В проектных скважинах планируется:

- пластоиспытание на бурильных трубах;
- опробование потенциально продуктивного пласта путем вторичного вскрытия пласта (перфорации колонны) для определения характера насыщения, положения контактов газ-нефть-вода, полной характеристики флюидонасыщения, статических уровней, пластовых и забойных давлений и пластовых температур;

– отбор глубинных проб нефти (не менее двух по каждому испытанному в скважине объекту).

Оценка вскрытого разреза на нефтегазонасыщенность проводится геологической и геофизической группой на основании наблюдений, проведенных в процессе бурения скважины, показаний газового каротажа станции ГТИ, признаков нефти в керне, нефтегазопроявлений и разгазирования промывочной жидкости и комплексной интерпретации промыслово-геофизических материалов.

Основной целью бурения проектируемых разведочных скважин Sarytau1-Pz и Salkyn-1 на участке Болашак является изучение перспектив нефтегазонасыщенности и открытие залежей нефти и газа в отложениях юры и палеозоя. Вскрытие возможно продуктивных горизонтов в процессе бурения проводится при параметрах промывочной жидкости, соответствующих геологическим условиям и максимально снижающим неблагоприятные последствия загрязнения шламом призабойной части ствола, кольматации коллекторов, затрудняющих и осложняющих испытание пластов на продуктивность. Параметры промывочной жидкости и технические средства очистки скважин от выбуренных пород и шлама должны быть предусмотрены в техническом проекте на строительство разведочных скважин на данных структурах.

При обнаружении продуктивных нефтегазонасыщенных горизонтов в отложениях юры и палеозоя провести комплекс работ по пластоиспытанию на бурильных трубах с применением современного комплекта пластоиспытателя.

Комплект оборудования для испытания пластов, должен быть оптимальным для данных геологических условий, надежным в работе и обслуживании, позволяющим качественно провести следующие исследования:

- Исследовать пласт селективно в многоцикловом режиме;
- Отбирать герметизированные пробы пластового флюида;
- Оценить гидродинамические параметры пристволенной и удаленной зоны пласта и их изменение в процессе много циклового испытания;
- Дренировать призабойную зону пласта и очищать забой скважины;
- Программное обеспечение, позволяющее с высокой точностью, использовать промысловые данные геофизических и петрофизических исследований, результатов анализа керна и шлама, определять гидродинамические характеристики исследуемого объекта.

Перед проведением работ провести ГИС (комплекс стандартного каротажа) для привязки интервалов испытаний.

Выбор площадки и глубина установки пакера - определяется по данным ГИС.

В случае значительной литологической изменчивости перспективных пластов опробование должно выполняться по интервалам с различными геофизическими характеристиками.

Для определения максимально возможных дебитов нефти или газа в проектируемых скважинах опробование ведется по всей толщине продуктивного пласта. При получении слабых дебитов в поисковых скважинах следует проводить работы по интенсификации притоков нефти и газа.

При положительной оценке предусмотрено испытание до 6 продуктивных горизонтов в скважинах Sarytau1-Pz и Salkyn-1. Однако количество таких объектов и точные интервалы их опробования в эксплуатационной колонне будут уточнены по данным ГИС и включены в план опробования. После спуска и цементирования эксплуатационной колонны устья скважины оборудуются фонтанной арматурой в соответствии с типовой схемой обвязки устья скважин при освоении (сепаратор, замерные и нефтесборные емкости, факел и т.д.). Проверка эксплуатационной колонны на герметичность проводится двумя методами:

- Опрессовкой водой и воздухом;
- Снижением уровня жидкости в колонне на $2/3$ глубины скважины.

Опробование объектов производится снизу-вверх.

Перфорация продуктивных горизонтов будет проводиться перфораторами на НКТ из расчета 14-16 отверстий на 1 погонный метр.

В процессе испытания продуктивных горизонтов проводится полный комплекс исследований, характеризующих производительность скважины на различных режимах, начальные пластовые давления и температура пласта, забойные и устьевые давления, изменение поступления флюидов при смене штуцера и т.п. По результатам исследований строится индикаторная диаграмма, кривая восстановления давления, расчетным путем определяются коэффициенты продуктивности, гидропроводности, проницаемости и абсолютно свободный дебит скважины.

В зависимости от характера притока пластовых флюидов применяются фонтанный метод исследования или метод прослеживания уровня:

- в фонтанирующих скважинах после очистки забоя и ствола скважины и стабилизации притока, и устьевых давлений, скважина закрывается на восстановление пластового давления и замеряется начальное пластовое давление. Замер дебитов нефти и газа, изменение устьевых и забойных давлений на различных режимах будут фиксироваться забойными манометрами. В процессе испытания отбираются поверхностные пробы флюидов с целью определения физико-химических свойств, количества механических примесей и процентного содержания воды. Для исследования нефти в пластовых условиях, с целью определения давления насыщения нефтяных залежей газом и газосодержания, отбираются глубинные пробы нефти из работающих горизонтов. Исследование объекта завершается снятием пластового давления и до момента его восстановления. Исследование профиля притока нефти и газа проводится по дополнительному плану.

Для полноценного исследования объекта должны быть определены:

- дебит нефти, газа, воды, сырого конденсата на каждом режиме;

- забойные давления на всех режимах;
- устьевое давление (буферное и затрубное) на всех режимах;
- начальное и конечное пластовое давление.

Результаты опробований коллекторов используются для определения пластовых и забойных давлений, коэффициентов продуктивности, гидропроводности и проницаемости коллекторов, дебитов нефти, газа и воды на различных режимах работы скважины. При определении подсчетных параметров они применяются для нахождения количественных критериев ($K_{пр.гр}$, $K_{п.гр}$, $\alpha_{пс.гр}$, $\Delta t_{гр}$, $\delta_{гр}$ и др.), разделяющих непроницаемые породы и коллекторы. В многофлюидных залежах результаты испытаний, полученные при геофизическом контроле, будут использованы для определения положений контактов между пластовыми флюидами. Обоснование критериев определения по данным ГИС положений контактов между пластовыми флюидами, граничных значений пористости и геофизических характеристик, установленных для выделения коллекторов, проводится по результатам опробования пластов с однородными геофизическими характеристиками. Вторичное вскрытие продуктивных объектов проводится кумулятивной перфорацией.

По окончании испытания каждого интервала устанавливаются цементные мосты или ВП с целью изоляции испытанного интервала для дальнейших работ по испытанию вышележащего интервала.

Сводные данные по испытанию горизонтов в процессе бурения и в обсаженном стволе скважин Sarytau1-Pz и Salkyn-1 приведены в таблице 5.8.1. **Таблица 5.8.1 – Предлагаемые интервалы испытания в открытом и обсаженном стволе скважин Sarytau1-Pz и Salkyn-1**

Скважина	Интервалы испытания объектов, м	Геологический возраст, литология	Плотность промывочной жидкости, г/см ³
Salkyn-1	2770-2790 2950-2970 (MDT) 3020-3040 3110-3130 3220-3240 3350-3370 3470-3490	Ж песчаник	1,14-1,16 г/см ³
Sarytau1-Pz	1590-1610 (MDT) 1740-1760 (MDT) 2370-2390 (MDT) 3830-3850 3870-3890 3950-3970 4110-4130 4230-4250 4360-4380	Ж песчаник РТ песчаник Р ₁ известняки, аргиллиты и гравелиты. С аргиллиты, известняки	

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

Попутные поиски в данном проекте не предусмотрены.

7. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

В процессе проведения разведочных работ геологической службой недропользователя должна систематизироваться информация о ежедневных полевых работах, о состоянии обработки полевых данных, об условиях проводки скважин, о проходке с отбором керна и линейном выносе его, о проведенных комплексах ГИС, отбор проб и испытание продуктивных пластов.

Документом по проведенным сейсморазведочным работам является «Отчет о сейсморазведочных работах», включающий в себя отчет по детальной рекогносцировке площади, отчет по обработке и отчет по интерпретации.

До начала полевых сейсморазведочных работ, с целью подбора оптимальных параметров регистрации и приема, должны быть проведены опытные работы, результаты которых согласовываются с представителем Заказчика.

Во время проведения полевых сейсморазведочных работ специалисты отдела геологии ТОО «Bolashak Operating» должны получать ежедневные сводки от супервайзера по контролю качества и оперативно принимать решения по всем возникшим производственным вопросам.

После завершения полевых работ должен быть составлен календарный график проведения обработки и интерпретаций сейсморазведочных работ и после завершения каждого этапа должен быть согласован с отделом геологии ТОО «Bolashak Operating». в виде промежуточного отчета.

При бурении скважин постоянно ведется геологическая документация от начала до завершения их строительства.

Документы, предшествующие бурению скважин:

- акт о заложении скважины с выкопировкой из структурной карты, проектным геолого-геофизическим профилем, на которых обозначено местоположение скважины;

- геолого-технический наряд;

- акт о переносе проектной скважины в натуру.

На скважины заводятся дела, 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, нефтегазопроявления.

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

После окончания буровых работ на площади проводится обобщение и анализ данных бурения и промысловой геофизики, а также проведенных лабораторных анализов керна и пластовых флюидов в условиях вскрытия с уточнением литолого-стратиграфической оценки вскрытой толщи и перспектив ее нефтегазоносности.

При подтверждении наличия залежей с прогнозируемыми промышленными запасами УВ составляется оперативный подсчет запасов с дальнейшим вводом их в пробную эксплуатацию.

При получении отрицательных результатов работ (отсутствие залежей нефти и газа) поисковые работы на площади прекращаются. В этом случае геолого-геофизической группой составляется отчет по выводу структуры из глубокого бурения.

Таблица 7.1 – Виды и объемы геологоразведочных работ

№.№ п/п	Виды работ	Единицы измерения	Объемы работ
1	Объем разведочного бурения	пог. м	8000 (+/-250)
2	Количество проектных скважин	скважина	2
3	Сейсморазведочные работы	пог. км	432
4	Отбор керна	пог. м	300
5	ГИС	пог. м	7560 (+/-250)
6	Испытание в процессе бурения	объект	4
7	Опробование в колонне	объект	12
8	Лабораторные исследования:		
	- керна	образцов	900
	- флюидов	проба	40

8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

В настоящей главе приводится информация обязательств по обеспечению ликвидации последствий недропользования в соответствии с требованиями Кодекса Республики Казахстан № 125-VI от 27 декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании» (с дополнениями и изменениями по состоянию «22» июля 2024 г.).

Для полного финансового обеспечения выполнения проекта ликвидации Подрядчик создает ликвидационный фонд в соответствии с условиями Контракта, который зачисляется на специальный депозитный счет. Управление средствами ликвидационного фонда осуществляется Подрядчиком по согласованию с Компетентным органом и государственным органом по охране окружающей среды.

В соответствии с условиями Контракта, Подрядчик представляет компетентному органу на утверждение проект ликвидации последствий своей деятельности по контракту, включая смету затрат по ликвидации. Проектом ликвидации должно быть предусмотрено удаление или ликвидация сооружений и оборудования, использованных в процессе деятельности Подрядчика на Контрактной территории.

Если фактические затраты на ликвидацию превысят размер ликвидационного фонда, то Подрядчик осуществляет дополнительное финансирование ликвидации.

Если фактические затраты на ликвидацию окажутся меньше размера ликвидационного фонда, то излишки денежных средств передаются Подрядчику и подлежат включению в налогооблагаемый доход.

Если Государство примет решение о продолжении работ по Разведке на Контрактной территории, возвращенной Подрядчиком после окончания срока действия Контракта под свою ответственность, то в этом случае Подрядчик не будет нести никаких обязательств по осуществлению проекта ликвидации и передает Республике все права на все фактические накопившиеся в Ликвидационном фонде активы

Расчет затрат на ликвидацию скважин на рассматриваемой территории ТОО «Bolashak Operaning» приведены в таблицах 8.1.3.1. – 8.1.3.4.

В случае получения промышленных притоков по завершению испытания скважины будут законсервированы до защиты запасов, разработки и согласования проекта пробной эксплуатации и получения разрешения на сжигание газа.

8.1 Ликвидация скважины

8.1.1 Сроки проведения ликвидационных работ

Работы по ликвидации 1 (одной) скважины, с учетом операции по установке изоляционных мостов, с ОЗЦ не менее 24 часов, спускоподъемных операций и работ по оборудованию устья скважины будут проводиться 96 часов.

8.1.2 Технологические и технические решения по ликвидации скважины

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза.

Предусматривается два варианта ликвидации скважин:

1 вариант - ликвидация скважины со спущенной эксплуатационной колонной;

2 вариант - ликвидация скважины без спуска эксплуатационной колонны.

Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущен эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм в интервале 0-4500 м (Sarytau1-Pz) и 0-3500 м (Salkyn-1)), проведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов - в этом случае скважина консервируется на период работ по обустройству, а после расконсервации переводится в категорию добывающих. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных проектом разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационной скважины, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

Вариант 2. Скважина доведена до проектной глубины, по результатам испытаний проектных нефтегазоносных горизонтов в открытом стволе оказалась в неблагоприятных геологических условиях (отсутствуют нефтегазонасыщенные коллекторы) в этом случае скважина подлежит ликвидации без спуска эксплуатационной колонны 168,3 мм по геологическим причинам.

Обязательным требованием к ликвидации и консервации скважин является установка ликвидационных цементных мостов при спущенной эксплуатационной колонне, а также без нее:

- против интервала залегания продуктивного горизонта, при этом высота цементного моста над верхней границей должна быть не менее 50 м;
- в интервале башмака последней промежуточной колонны должен устанавливаться цементный мост высотой не менее 70-100 м;
- в интервале установки муфт ступенчатого цементирования должен устанавливаться цементный мост высотой не менее 50 м.

Учитывая выше сказанное, предусматривается установка следующих ликвидационных цементных мостов:

Вариант 1 - спущена эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм в интервале 0-4500 м (Sarytau1-Pz), 0-3500 м (Salkyn-1)). Для скважины Sarytau1-Pz устанавливаются ликвидационные цементные мосты или мостовые пробки:

- мост № 1 - для перекрытия интервалов перфорации;
- мост № 2—3750–3850 м - устанавливается напротив башмака 245 мм колонны высотой 100 м.;
- мост №3 1450-1550 м - устанавливается напротив башмака 324 мм колонны высотой 100 м.;
- мост №4 200-300 м - устанавливается напротив башмака 426 мм колонны высотой 100 м.

Для скважины Salkyn-1 устанавливаются ликвидационные цементные мосты или мостовые пробки:

- мост № 1 - для перекрытия интервалов перфорации;
 - мост № 2—1950–2050 м - устанавливается напротив башмака 245 мм колонны высотой 100 м.;
 - мост №3 750-850 м - устанавливается напротив башмака 324 мм колонны высотой 100 м.;
 - мост №4 150-250 м - устанавливается напротив башмака 426 мм колонны высотой 100 м.
- Вариант 2 - без спуска эксплуатационной колонны диаметром 168,3 мм устанавливаются цементные мосты:

- мост № 1–3 - в открытом стволе с целью перекрытия непродуктивных горизонтов, не имеющих промышленного значения нефтегазоносных пластов;
- мост № 4— устанавливается в башмаке 245 мм «хвостовика» (промежуточной колонны) с высотой в колонне – 70 м.
- мост № 5—устанавливается в башмаке 324 мм промежуточной колонны с высотой в колонне – 70 м.
- мост № 6—устанавливается в башмаке 426 мм промежуточной колонны с высотой в колонне – 70 м.

Глубины и высота установки цементных мостов могут изменяться в зависимости от фактических условий перфорации скважины и нахождения продуктивных горизонтов.

Более точные данные будут подтверждены расчетами и заложены в утвержденные Технические проекты на строительство поисковых скважин на структурах Сарытау и Салкын.

Наличие цементных мостов и их прочность проверяется разгрузкой бурильной колонны или НКТ на 2–3 т. Величина нагрузки при испытании цементного моста на прочность не должна превышать предельно допустимую на цементный камень.

При ликвидации скважины без спуска эксплуатационной колонны, установленный в интервале башмака 245 мм промежуточной колонны ликвидационный цементный мост, кроме того, испытывается методом гидравлической опрессовки. Результаты работ оформляются соответствующими актами.

На устье ликвидированной скважины устанавливается тумба, где прописываются название скважины, фактическая глубина и дата ликвидаций. Проводится рекультивация земельного отвода.

8.1.3 Расчет стоимости ликвидации скважин

При расчете стоимости ликвидации скважин (таблицы 8.1.3.1. – 8.1.3.4) учитывалось следующее:

- при расчетном количестве цемента для внутреннего диаметра эксплуатационной колонны и открытого ствола, с учетом высоты мостов, установка каждого цементного моста в среднем составляет 1500 тыс. тенге;
- стоимость станко-смены в среднем при ликвидационных работах составляет 3 500 тыс. тенге - Sarytau1-Pz, 2 000 тыс. тенге- Salkyn.

Таблица 8.1.3.1 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Sarytau1-Pz глубиной 4500 м (при спуске эксплуатационной колонны)

п/п	Операция	Цена за единицу, тыс. тенге	Количество	Полная стоимость, тыс. тенге
1	Строительство цементных мостов*	1 500	4	6 000
2	Стоимость станко-смены при ликвидации	3 500	4	14 000
	ИТОГО			20 000

Таблица 8.1.3.2 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Salkyn-1 глубиной 3500 м (при спуске эксплуатационной колонны)

п/п	Операция	Цена за единицу, тыс. тенге	Количество	Полная стоимость, тыс. тенге
1	Строительство цементных мостов*	1 500	4	6 000
2	Стоимость станко-смены при ликвидации	2 000	4	8 000
	ИТОГО			14 000

Таблица 8.1.3.3 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Sarytau-1-Pz глубиной 4500 м (при открытом стволе)

п/п	Операция	Цена за единицу, тыс. тенге	Количество	Полная стоимость, тыс. тенге
1	Строительство цементных мостов*	1 500	6	9 000
2	Стоимость станко-смены при ликвидации	3 500	6	21 000
	ИТОГО			30 000

Таблица 8.1.3.4 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Salkyn-1 глубиной 3700 м (при открытом стволе)

п/п	Операция	Цена за единицу, тыс. тенге	Количество	Полная стоимость, тыс. тенге
1	Строительство цементных мостов*	1 500	6	9 000

2	Стоимость станко-смены при ликвидации	2 000	6	12 000
	ИТОГО			21 000

Таким образом, расчетная стоимость ликвидационных работ при спуске эксплуатационной колонны составляет: по скважинам Sarytau1-Pz – 20 000 тыс.т., Salkyn-1– 14 000 тыс.т. и при открытом стволе по скважине Sarytau1-Pz – 30 000 тыс.т., Salkyn-1– 21 000 тыс.т., на основе расчета суточной арендной ставки станка, расхода цемента и интервалов установки.

8.2 Консервация скважины

8.2.1 Технологические и технические решения по консервации скважины

Консервация скважин на период разведочных работ предусматривается после завершения строительства со спущенной эксплуатационной колонной при наличии промышленных залежей углеводородов.

После проведения комплекса работ по испытанию скважины, получения положительного результата по продуктивности, принятия решения о консервации, скважина «глушится» путем заполнения раствором и установкой мостовой пробки (взрыв-пакера) на кабеле на 10 м выше верхних отверстий перфорации.

Верхняя часть скважины в трубном НКТ и затрубном пространствах, заполняется дизельным топливом в качестве незамерзающей жидкости прямой и обратной циркуляцией в интервале 0-30 метров. Законсервированная скважина должна быть заполнена раствором.

Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой. Штурвалы задвижек арматуры консервируемой скважины должны быть сняты, крайние фланцы задвижек оборудованы заглушками, манометры сняты и патрубки загерметизированы. Устье должно быть ограждено. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр и даты окончания бурения. Проводится рекультивация земельного отвода.

8.2.2 Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности

Все работы по консервации скважины проводятся по утвержденным недропользователем и планам, обеспечивающим выполнение проектных решений. План консервации скважины должен составляться с учетом горногеологических особенностей разреза, содержать подробную информацию по техническому и технологическому состоянию скважины, причинах консервации, планируемых работах по оборудованию устья и ствола с указанием ответственных исполнителей.

Последовательность работ по консервации скважины следующая:
-заглушить скважину;

-демонтировать фонтанную арматуру и через переходную катушку на крестовину смонтировать противовыбросовое оборудование, предусмотренное проектом;

-спустить НКТ до глубины ниже интервала перфорации на 10 м, промыть скважину с обработкой раствора и закачать в интервал перфорации специальную жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;

-поднять НКТ до нижней границы цементного моста;

-установить консервационный цементный мост;

-демонтировать противовыбросовое оборудование и смонтировать фонтанную арматуру;

-заполнить верхнюю часть скважины незамерзающей жидкостью (дизтопливом) в интервале 0-30 м (прямой и обратной циркуляцией заполнив дизельное топливо в трубное и затрубное пространства);

-на фонтанной арматуре закрыть все задвижки, снять штурвалы, манометры, установить заглушки;

-демонтировать станок;

-провести рекультивацию и планировку площадки;

-оградить устье скважины и на ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, площадь (месторождение), предприятия - пользователя недр, дата (срок) консервации, произвести планировку прискважинной площадки.

На все проведенные работы по консервации скважины, составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей, акт заверяется печатью и подписью руководства предприятия. На основании этого акта составляется акт на консервацию скважины.

Раздел «Требования по ликвидации и консервации последствий деятельности недропользования» подготовлен согласно требованиям «Методического указания по составлению проектов разведочных работ углеводородов» и носит рекомендательный характер.

Более точные данные будут подтверждены расчетами и заложены в утвержденные Технические проекты на строительство поисковых скважин на структурах Сарытау и Салкын.

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

Сфера недропользования является одной из отраслей экономики, где существует высокая степень экологических рисков, особенно при разработке месторождений углеводородного сырья на шельфе Каспийского моря.

Намечаемая производственная деятельность по осуществлению операций по недропользованию на участке Болашак будут оказывать комплексное воздействие на окружающую среду, проявляющееся в физических, химических и биологических изменениях в акватории моря. Так как участок располагается на море к недропользователям будут предъявляться особые экологические требования, поскольку практически все операции по недропользованию являются экологически опасными видами хозяйственной деятельности.

Основной задачей охраны окружающей среды является рациональное использование природных ресурсов и безопасное ведение работ на разных стадиях разведки и разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Все работы должны проводиться с соблюдением известных общих природоохранных требований.

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законодательством Республики Казахстан.

Территория участка Болашак расположена в юго-восточной прибрежной части Северного Каспия, которое входит в зону особо охраняемых природных территорий. В соответствии с экологическими требованиями, изложенными в статьях 233, 235 и 257 ЭК РК, Земельном кодексе РК и Законом Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» при использовании земель особо охраняемых природных территорий необходимо соблюдать строгие экологические нормы, включая охрану редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и предотвращение негативного воздействия на их среду обитания.

Компания несет полную ответственность за состояние охраны недр на перспективных площадях в процессе бурения и испытания разведочных скважин. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет руководитель Компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе разведочных работ на перспективных структурах предусматривают:

- обеспечение полноты геологического изучения для оперативного подсчета запасов месторождения и введения в пробную эксплуатацию;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки и освоения, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;

- оперативная оценка извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;
- надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

Перед началом обустройства буровой площадки на море и суше должны быть проведены инженерно-геологические изыскания и экологические исследования с целью выдачи рекомендаций по экологическим и экономическим рискам. В настоящее время в Республике Казахстан действует ряд законодательных актов, регулирующих общественные отношения в области экологии с целью предотвращения негативного воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду, жизнь и здоровье населения. Глава «Мероприятия по обеспечению рационального пользования, охране недр и окружающей среды» выполнена на основании следующих законодательных документов:

Экологический кодекс (ЭК) Республики Казахстан (от 09.01.2007 года N212-III ЗРК, с изменениями и дополнениями на 13.01.2025 г.);

•Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, №481-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.06.2024 г.);

•Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года №442-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.11.2024 г.);

•Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017 года №125-VI (с изменениями и дополнениями от 22.07.2024 г.);

•Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года №175-III ЗРК (с изменениями на 18.09.2024 г.);

•Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» от 11.04.2014г. №188-V ЗРК (с изменениями и дополнениями на 08.06.2024 г.);

•Кодекс Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 07 июля 2020г №360-VI ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 13.01.2025 г.);

•Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».

9.1 Климатические условия расположения участка Болашак

Природный климатический режим участка Болашак формируется в условиях континентального климата и во многом связан с изменениями фонового уровня Каспийского моря.

Средние температуры для летних месяцев (июнь-сентябрь) находятся в диапазоне плюс 29°C плюс 35°C, достигая максимальных значений порядка 45°C. Наиболее холодные месяцы зимы – январь, февраль имеют средние максимальные значения около минус 10°C минус 36°C. В непосредственной близости от района работ источника метеорологических данных нет.

Зимой, когда Северный Каспий находится в зоне гребня сибирского антициклона, морские воды охлаждаются меньше, чем прилегающая территория суши, в связи с чем увеличивается перенос более холодных воздушных масс в сторону моря. Преобладающими направлениями ветра являются восточное или юго-восточное в зимние месяцы (ноябрь-февраль) и юго-восточное или западное в летние и осенние месяцы. Вторыми по частоте направления ветра являются западные и северо-западные потоки. Среднемесячная скорость ветра находится в диапазоне 4-6 м/с (8-12 узлов). В среднем, скорость ветра превышает 26-29 м/с (51-56 узлов) один раз в год, а 36-40 м/с (70-78 узлов) один раз в 20 лет. Более высокая скорость ветра, отмечается при западных и восточных ветрах.

9.2 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

На участке Болашак планируется провести следующие виды работ:

- 1) фоновые экологические исследования;
- 2) производственный экологический контроль (до, во время и после);
- 3) инженерно-геологические изыскания;
- 4) строительство поисково-разведочной скважины Sarytau1-Pz глубиной 4500 м с испытанием на структуре Сарытау;
- 5) строительство поисково-разведочной скважины Salkyn-1 глубиной 3500 м с испытанием на структуре Салкын;
- 6) сейсморазведочные работы 3D 432 пог. км;

Загрязняющими ингредиентами при строительстве скважин могут быть следующие компоненты: углеводороды, сероводород, окись углерода, сажа, окислы азота, формальдегид, бензапирен, метан, сварочный аэрозоль, пыль неорганическая и другие компоненты.

Химреагенты, применяемые для обработки бурового и тампонажного растворов, сточные воды, исходя из опыта бурения, вредного влияния на атмосферу не оказывают.

Предотвращение выбросов нефти и газа при вскрытии продуктивных горизонтов при бурении скважины производится созданием противодавления

столба бурового раствора в скважине превышающем пластовое давление. Кроме того, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием, которое перекрывает устье скважины в случае понижения противодавления на пласт по каким-либо причинам и препятствует выбросам нефти и газа в атмосферу.

В соответствии с требованиями к разведке залежей нефти и газа и их подготовки к промышленной разработке поисково-разведочные скважины испытываются на получение притока нефти и газа с фонтанным притоком на поверхности. Газ, полученный при испытании, сжигается на линии факела согласно разрешения уполномоченного государственного органа.

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая возникает в процессе разведочных работ, необходимо предусмотреть ряд мер по предотвращению негативного воздействия технологических процессов на компоненты природной среды.

Следует отметить, что точные расчеты выбросов в атмосферный воздух будут проведены на стадии ОВОС.

9.3 Охрана и рациональное использование почв и водных ресурсов

Для предотвращения загрязнения почв химреагентами, их транспортировка и хранение предусматривается в исправной металлической таре (бочках), в целях изоляции от соприкосновения с грунтом. Предусматривается настил и укрытие из полиэтиленовой пленки. Химические реагенты хранятся на буровой в специальном сарае для химреагентов. Приготовление и обработка бурового раствора производится в циркуляционной системе.

Циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе, т.е. из скважины по металлическим желобам через блок очистки в металлические емкости, из них насосами подается в скважину. Хранится буровой раствор в металлических ёмкостях.

Выбуренная порода на блоке очистки (вибросито, пескоотделитель) отделяется от бурового раствора и сбрасывается в контейнер и вывозится в специальный полигон. Буровой шлам в контейнерах отстаивается с разделением воды и твердой фракции. Отделенная жидкая фракция фильтруется, и очищенная вода используется в производственных целях, твердая фаза нейтрализуется в процессе соледификации путем равномерного смешивания с вяжущим агентом (цемент, известь, гипс) и используется в строительстве.

Замазученный грунт вывозится по мере образования на участок компостирования в специализированную организацию для утилизации грунта, с помощью промывки и сжигания.

Для предотвращения загрязнения почвы сточными водами и случайно пролитым раствором, площадка под агрегатно-высечным и насосным блоками, блоком приготовления раствора бетонируется (толщина слоя 10 см), с устройством бетонированных желобов для стока жидких отходов в

металлические емкости. Для значительного сокращения объема воды, попадающей в сток и разливов бурового раствора производителю работ необходимо следить за герметичностью всех желобов, трубных соединений особенно в приустьевой части.

Нефть, накапливаемая в процессе испытания (освоения) скважины, будет утилизироваться.

Объемы и виды работ, материально технические средства по очистке и повторному использованию шлама, сточных вод будут приведены в техническом проекте на строительство скважин.

9.4 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

С целью исключения загрязнения морской среды должны быть предусмотрены следующие природоохранные мероприятия:

- ✓ при производстве работ соблюдается принцип «нулевого сброса»;
- ✓ оптимальный режим водозабора и использования морских вод;
- ✓ водозаборные устройства оборудованы РЗУ;
- ✓ устройство систем, емкостей, контейнеров для сбора всех видов загрязненных стоков, с их последующей очисткой;
- ✓ установка специальных поддонов в местах возможных утечек и проливов горюче-смазочных материалов, буровых, тампонажных и других растворов;
- ✓ предупреждение загрязнения поверхностных вод поверхностно-активными веществами (ПАВ) и химическими реагентами, применяемыми для интенсификации добычи нефти, бурения скважин и в других производственных процессах;
- ✓ сброс неочищенных и/или недостаточно очищенных сточных вод, отработанных буровых растворов и шлама в море не предусмотрен;
- ✓ работа системы приготовления и сепарации буровых растворов в замкнутом цикле, что позволяет снизить объемы морской воды, необходимой для приготовления растворов;
- ✓ сбор отработанного бурового раствора, буровых сточных вод, бурового шлама и других стоков бурового комплекса в специальные емкости и последующая закачка отходов бурения в скважину в глубокозалегающие горизонты;
- ✓ наличие очистных сооружений биологической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод для снижения концентраций загрязняющих веществ в сбрасываемых водах;
- ✓ сбросы сточных вод с платформы в морскую среду регламентированы нормами нормативно допустимых сбросов (НДС) и осуществляются на основании разрешительных документов контролирующих органов на сброс загрязняющих веществ с платформы;
- ✓ наличие на каждое загрязняющее вещество очищенных сточных вод, предназначенных для сброса в морскую среду, эколого-рыбохозяйственных и

санитарно-эпидемиологических нормативов ПДК, разработанных по существующим стандартным методикам и утвержденных в установленном порядке;

- ✓ все резервуары сбора и хранения буровых сточных вод оборудованы датчиками контроля верхнего уровня жидкости, что снижает вероятность переполнения резервуаров и соответственно, разливов;

- ✓ буровой шлам, отработанный буровой раствор и буровые сточные воды закачиваются в поглощающую скважину с разрешением контролирующих органов. Сброс отходов бурения в море исключен;

- ✓ оборудование оснащено автоматическими сигнализирующими устройствами, автоматическими клапанами, приборами контроля, различными предохранительными устройствами;

- ✓ контроль качества сточных вод и природных вод водного объекта осуществляется в соответствии с Программой производственного экологического контроля при эксплуатации буровой платформы и Программой ведения регулярных наблюдений за водным объектом для буровой платформы (органолептические – окраска, температура, прозрачность и др.; гидрохимические – взвешенные вещества, БПК, нефтепродукты, pH, соединения азота, фосфаты и др.; микробиологические показатели);

- ✓ наличие Планов ликвидации аварийных разливов нефти, в которых рассмотрены все возможные сценарии разливов и намечены меры по ликвидации аварий.

9.5 Отходы производства и потребления

В процессе строительства разведочных скважин на разведочном участке образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Отходы оказывают негативное влияние на компоненты окружающей среды. В соответствии с природоохранной политикой Недропользователя «нулевого сброса», все отходы, образуемые во время строительства скважин, должны вывозиться и утилизироваться на берег, согласно договору, со специализированной организацией.

Согласно ЭК РК, запрещается сброс отходов в море (п. 8 ст. 273). Закачка отходов бурения в недра запрещается без предварительных операций по их обезвреживанию, определяемых в утвержденном проектом документе для проведения операций по недропользованию (п. 7 ст. 274).

9.6 Аварийные ситуации

Как уже отмечалось, проектируемые работы относятся к потенциально экологически опасным. Вероятность возникновения аварийных ситуаций очень низкая, однако возможные аварийные ситуации могут привести к неблагоприятным воздействиям на окружающую среду.

Характеристика потенциальных аварийных ситуаций

Возможные аварийные ситуации, рассмотренные в разделе 6, которые выходят из разряда технических проблем и мелких происшествий, по характеру воздействия на окружающую среду можно разделить на две группы:

Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан

воздействия, связанные с аварийными ситуациями с судами и воздействия, связанные с выбросом из скважины.

Аварии, связанные с судами, сводятся к следующим видам:

- Посадка судна на мель;
- Столкновение судов;
- Затопление судна.

При условии, что в результате аварий повреждений топливных танков не произошло, последствия для окружающей среды будут незначительны.

При разливе моторного топлива в море масштаб и интенсивность воздействия на окружающую среду будут зависеть от объема разлившегося топлива, временной масштаб будет варьировать, в зависимости от рассматриваемого компонента окружающей среды, от кратковременного до долговременного.

Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций

Рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций включают в себя следующие мероприятия:

- Строгое выполнение проектных решений при проведении работ на всех этапах. Обязательное соблюдение всех правил проведения работ.
- Периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности.
- Регулярное проведение учений по тревоге. Контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться.
- Своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей.
- Использование контейнеров для сбора отработанных масел.
- Все операции по заправке, хранению, транспортировке горюче-смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил техники безопасности.
- Обеспечение постоянного контроля на складах ГСМ.

Мероприятия по снижению экологического риска

Важнейшую роль в обеспечении безопасности рабочего персонала и охраны окружающей природной среды при проведении проектируемых работ играет система правил, нормативов, инструкций и стандартов, соблюдение которых обязательно руководителями и всеми сотрудниками.

При проведении работ необходимо уделять первоочередное внимание монтажу, проверке и техническому обслуживанию всех видов оборудования, требуемых в соответствии с правилами техники безопасности и охраны труда, обучению персонала и проведению практических занятий.

Также основное внимание следует уделять таким элементам оборудования, как дизельные агрегаты, противопожарное оборудование, индивидуальные средства защиты, устройство для экстренной эвакуации, а также методы и средства ликвидации разливов нефти и ГСМ.

Для минимизации последствий аварий для окружающей среды Буровым подрядчикам рекомендуется дополнить Технический проект сценариями развития событий при разных видах аварий с расчетом времени, интенсивности и объемов загрязнителей и других факторов воздействий, а также подробными сценариями реагирования на эти аварии. При этом в сценариях реагирования должны быть проработаны меры по локализации воздействий аварий и реабилитации результатов воздействий на окружающую среду.

Незапланированные загрязнения характеризуются своей стихийностью и могут быть результатом недоброкачественного оборудования, халатного отношения, аварийной ситуации и других факторов.

При появлении загрязнений такого рода, они должны немедленно устраняться. Разливы нефтепродуктов и ГСМ требуют тщательной очистки поверхности.

Для преодоления последствий возможного загрязнения необходимо проводить мониторинг окружающей среды. По полученным результатам анализа выбросов и погодных условий можно регулировать нагрузки на окружающие экосистемы.

Важнейшее значение среди мероприятий по снижению экологического риска принадлежит постоянной готовности персонала к борьбе с аварийными ситуациями.

Учебно-тренировочные занятия должны проводиться на основании документов Системы Управления Безопасностью Компаний Буровых подрядчиков:

- «Руководство по обучению и тренировкам», определяющее содержание учебных тревог, порядок их проведения и документирование.
- «Руководство охрана труда и промышленная безопасность», определяющее периодичность проведения занятий и ответственных лиц.

Цель проведения учебных тревог – практическая отработка действий экипажа при ликвидации аварий на БУ, поэтому содержание и ход проведения учебных тревог максимально приближен к реальным ситуациям.

Ответственность за организацию и проведение учебных тревог лежит на капитане БУ. С учетом графика смены экипажа капитан разрабатывает план проведения учебных тревог.

План-график проведения учебных тревог должен быть построен так, чтобы охватить весь экипаж по всем видам тревог не реже 1 раза в месяц.

Персонал БУ и все лица, находящиеся на ней, должны знать персональные действия при объявлении тревог. Впервые прибывшие на борт БУ работники, в течение первой недели обучаются персональным действиям по тревогам и в течение не более 2 недель должны пройти учебные тренировки.

Действия судового и берегового персонала при возникновении аварийных и нештатных ситуаций регламентируются документами Системы Управления Безопасностью Компаний Буровых подрядчиков:

- «План действий в аварийных ситуациях», определяющий назначение, задачи, состав и порядок действий оперативного штаба по аварийным ситуациям Компании;
- «Действия в аварийных ситуациях», определяющий порядок действий судового комитета безопасности и персонала в аварийных ситуациях;
- «Буклет (чек-листы) по действиям персонала в аварийных ситуациях», позволяющий осуществлять пошаговый контроль действий персонала при ликвидации нештатной ситуации.

Персональные действия всех членов экипажа и всех находящихся на борту, должны быть определены в "Судовом расписании по тревогам", вывешенном на видном месте в жилой надстройке БУ.

Охрана недр в процессе разбуривания перспективной структуры

При разбуривании перспективной площади работы должны проводиться таким образом, чтобы не допустить межпластовых перетоков и обеспечить качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением естественных свойств пластов.

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены буровые растворы, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, содержание которых в разрезе превышает 40 %, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода хим. реагентов, увеличению объемов отходов, размещаемых в окружающей среде.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, проектом предусматривается проводить бурение интервалов потенциально прихватоопасных с использованием ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям:

- низкое содержание твердой фазы;
- достаточная биоразлагаемость, не засоряющая пласт;
- в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые карбонатные материалы.

С целью сохранения технологических показателей бурового раствора предусматривается трехступенчатая очистка бурового раствора от выбуренной породы, что также уменьшает количество отходов, подлежащих размещению в окружающей среде.

Рекомендуемые системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

Компоненты бурового раствора, используемые при бурении, после сбора и очистки не окажут вредного влияния на окружающую среду в силу отсутствия эффекта суммации, поскольку они состоят из воды, биополимеров и инертных материалов (бентонитовой глины и молотого известняка).

Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления

Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

Конструкция скважины выбрана согласно геологическим данным исходя из проектных горно-геологических условий бурения на соседних месторождениях.

С целью предупреждения поглощения бурового раствора, предотвращения загрязнения продуктивных и водоносных горизонтов необходимо:

1. тщательное соблюдение проектной технологии бурения и крепления скважин;
2. строгое соблюдение проектных параметров и рецептур бурового и тампонажного растворов путем точной дозировки компонентов в растворе;
3. выполнение в полном объеме, предусмотренном проектом, комплекса геофизических исследований;
4. обеспечение достаточно высокой экологической культуры персонала.

Охрана недр при освоении и испытании разведочной скважины

С целью получения необходимой информации о залежи и насыщающих пласт флюидах в каждой разведочной скважине предусматривается испытание в колонне по шесть объектов. Средняя длина интервалов объектов перфорации 10 м, плотность зарядов 16 шт. на один погонный метр. После получения притока углеводородов проводится отработка скважины на трех режимах.

До начала испытаний скважин проверяется и обеспечивается герметичность и надежность в работе выкидных линий, замерных устройств, емкостей.

Работы по освоению и испытанию скважины выполняется только в том случае, если высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной отвечает проекту по строительству скважины и требованиям охраны недр.

В процессе испытания скважин нефть (нефтеконденсатная смесь) и пластовая вода собираются в емкости с последующим их вывозом в согласованные в установленном порядке места.

После окончания бурения, освоения (испытания) скважины и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с проектными решениями.

Мероприятия по снижению воздействия проектируемых работ на окружающую среду

В процессе строительства скважины предусматривается отбор проб почвы, воздуха, сточных вод, их анализ на содержание вредных веществ в них. Не реже одного раза в месяц и в процессе освоения не реже двух раз на один режим освоения производят замеры загрязнения воздуха.

Объем и виды работ, материально-технические средства (приборы) будут приведены в техническом проекте строительства скважин.

По окончании бурения и опробования скважины либо ликвидируется (в случае отсутствия промышленных притоков нефти и газа), либо перейдет в разряд эксплуатационного.

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая возникает в процессе разведочных работ, необходимо предусмотреть ряд мер по предотвращению негативного воздействия технологических процессов на компоненты природной среды.

Деятельность предприятия в этом направлении сводится к следующему:

1. Проектные решения обеспечивают мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов:

- изоляция флюидосодержащих горизонтов друг от друга путем перекрытие обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства от земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с химическими добавками, улучшающими качество цементажа;
- для предотвращения загрязнения почв и далее подземных вод химическими реагентами, их транспортировка и хранение производятся в закрытой таре (мешки, бочки);
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд - скважина;
- ГСМ привозятся на буровую в автоцистернах и перекачиваются в специальные закрытые емкости для ГСМ, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;
- полная герметизация колонной головки, крестовины и всех фланцевых соединений скважины;
- обвалование технологических площадок, исключаящих разлив нефтепродуктов;
- локализация возможных проливов углеводородов, сбор и вывоз замазученного грунта.

2. В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова при проведении проектируемых работ намечается выполнение следующих мероприятий:

- упорядоченное движение наземных видов транспорта;
- движение автотранспорта по отведенным дорогам;

- захоронение отходов производства - только на специально оборудованных полигонах;

- соблюдение мероприятий по сохранению почвенных покровов, исключению эрозионных, склоновых и др. негативных процессов изменения природного ландшафта;

- поэтапная техническая рекультивация отведенных земель.

3. Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами в соответствии с нормативными требованиями в Республике Казахстан необходимо запланировать:

- инвентаризация, сбор отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и вывоз на специально оборудованные полигоны;

- ликвидация аварийных проливов нефтепродуктов путем складирования собранных замазученных грунтов на оборудованном полигоне;

- контроль выполнения запланированных мероприятий.

4. В целях снижения негативного влияния производственной деятельности на ландшафты предусмотреть следующие меры:

- строительство объектов запроектировать на ограниченных участках;
- предусмотреть меры по сохранению естественного растительного покрова и почв;

- контроль за состоянием и сохранением ландшафта на всех этапах производственной деятельности.

5. По охране растительного и животного мира предусмотреть следующие мероприятия:

- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные площадки;

- принятие административных мер для пресечения браконьерства;

- запрет на вырубку кустарников и разведение костров.

6. Техническая рекультивация отведенных земель должна включать следующий объем работ:

- передислокацию (демонтаж) всех объектов после окончания процесса строительства скважин;

- очистку территории от отходов и вывоз их на специально оборудованные полигоны;

- планировку нарушенной территории (срезку образованных человеческой деятельностью бугров, засыпку ям).

7. Основными мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрыво- и пожароопасных веществ и обеспечения безопасных условий труда являются:

- обеспечение прочности и герметичности колонных головок поисковых скважин, технологического оборудования;

- обвалование технологических площадок, исключаящих разлив нефтепродуктов на рельеф.

При проведении работ предусмотрен ряд мер, касающихся экологических аспектов:

- предприятие должно содержать участки проведения работ в чистоте и обеспечивать все требования хранения отходов согласно нормам, до их вывоза на полигоны;
- предприятие должно нести ответственность за безопасную транспортировку и складирование всех отходов;
- предприятие должно вести радиационный контроль на месте проведения работ;
- предприятие должно предусмотреть меры по предотвращению случайных проливов нефтепродуктов.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Согласно Программе геологоразведочных работ, на участке Болашак продолжительность поисков углеводородного сырья составляет 9 лет.

Таблица 10.1 – Календарный план геологоразведочных работ, предусмотренных данным «Проектом ...»

№ п/п	Виды работ	Срок (год)	Примечание
1	2	3	4
1	Разработка и согласование Проекта разведочных работ на участке Болашак	В течение 2 лет	
2	Разработка технического проекта на бурение разведочной скважины на структуре Салкын, включая ОВОС, экспертизу и согласование		
3	Инженерно-геологические изыскания (ИГИ) на точке для строительства скважины Sarytau-1-Pz		
4	Разработка технического проекта на бурение разведочной скважины на структуре Сарытау, включая ОВОС, экспертизу и согласование		
5	Бурение и испытание первой поисковой скважины на структуре Салкын		3500 м 6 объектов испытания по 90 дней на каждый объект
6	Производственный экологический мониторинг контрактной территории		
7	Разработка тех. проекта на проведение 3D сейсморазведочных работ на структуре Салкын с ОВОС, экспертиза и согласование	В течение 4 лет	
8	Проведение полевых 3D сейсморазведочных работ на структуре Салкын		200 кв.км.
9	Обработка и интерпретация результатов сейсморазведочных работ на структуре Салкын		
10	Оперативный подсчет запасов (структура Салкын)		
11	Производственный экологический мониторинг контрактной территории		

12	Бурение и испытание первой поисковой скважины на структуре Сарытау	В течение 6 лет	4500 м 6 объектов испытания по 90 дней на каждый объект
13	Разработка тех. проекта на проведение 3D сейсморазведочных работ на структуре Сарытау с ОВОС, экспертиза и согласование		
14	Производственный экологический мониторинг контрактной территории		
15	Проведение полевых 3D сейсморазведочных работ на структуре Сарытау	В течение 9 лет	232 кв.км.
16	Обработка и интерпретация результатов сейсморазведочных работ на структуре Сарытау		
17	Оперативный подсчет запасов (структура Сарытау)		
18	Отчет Анализ и обобщение проведенных геологоразведочных работ		
19	Производственный экологический мониторинг контрактной территории		

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Общая стоимость ГРР, включающих бурение и испытание двух независимых скважин, проведение 3D сейсморазведочных работ с обработкой и интерпретацией данных, зависимых от результатов бурения скважин, составляет **45 665,33 млн. тенге (с НДС)**.

В таблице 11.1 приведен финансовый расчет стоимости видов и объемов ГРР, предусматриваемых в настоящем «Проекте...» в 2025-2033 гг.

Исходя из приведенных данных, составлен расчет основных геолого-экономических показателей, которые приведены в таблице 11.2.

Таблица 11.1 – Финансовый расчет стоимости видов и объемов ГРР, предусмотренных настоящим «Проектом ...»

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм. Сумма	Всего	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
				План	План	План	План	План	План	План	План	План
Независимый этап												
1	Разработка и согласование Проекта разведочных работ на участке Болашак	1 проект	68,9	68,9								
2	Разработка технического проекта на бурение разведочной скважины на структуре Салкын, включая ОВОС, экспертизу и согласование	1 проект	46,11	46,11								
3	Составление программы инженерно-геологических изысканий (ИГИ) и проведение ИГИ*											
4	Разработка технического проекта на бурение разведочной скважины на структуре Сарытау, включая ОВОС, экспертизу и согласование	1 проект	68,9	68,9								
5	Бурение и испытание первой поисковой скважины на структуре Салкын	скв.	1	1								
		млн. тенге	8 111,12	8 111,12								
6	Бурение и испытание первой поисковой скважины на структуре Сарытау	скв.	1	1								
		млн. тенге	29 400,16	29 400,16								
7	Отчет Анализ и обобщение проведенных геологоразведочных работ	1 отчет	68,9	68,9								
ВСЕГО независимый этап		млн. тенге (с НДС)	37 764,09									
Зависимый этап												
8	Разработка тех. проекта на проведение 3D сейсморазведочных работ на структуре Салкын с ОВОС, экспертиза и согласвание	1 отчет	22,79	22,79								
9	Проведение полевых 3D сейсморазведочных работ на структуре Салкын	кв.км.	200	200								
		млн. тенге	3 358,08	3 358,08								
10	Обработка и интерпретация результатов сейсморазведочных работ на структуре Салкын	200 кв.км.	324,89	324,89								
11	Оперативный подсчет запасов (структура Салкын)	1 отчет	46,11	46,11								
12	Разработка тех. проекта на проведение 3D сейсморазведочных работ на структуре Сарытау с ОВОС, экспертиза и согласвание	1 проект	22,79	22,79								
13	Проведение полевых 3D сейсморазведочных работ на структуре Сарытау	кв.км.	232					232				
		млн. тенге	3 770,42	3 770,42								
14	Обработка и интерпретация результатов сейсморазведочных работ на структуре Сарытау	232 кв.км	310,05	310,05								
15	Оперативный подсчет запасов (структура Сарытау)	1 отчет	46,11	46,11								
ВСЕГО зависимый этап		млн. тенге	7 901,24	7 901,24								

* - не предусмотрено Контрактом. На момент разработки настоящего «Проекта ...» не проведены маркетинговые исследования по определению стоимости работ, учитывая меняющийся уровень Каспийского моря и сезонных морских нагонных вод в рассматриваемом районе.

Таблица 11.2 – Основные геолого-экономические показатели поисковых работ в пределах рассматриваемой территории

№ п/п	Наименование показателей	Значение показателей
1	Общие затраты (тыс. тенге/тыс. \$)	45 665330/86 161
2	Ожидаемые извлекаемые ресурсы условного топлива (на одну скважину), тыс. тонн	331 525,85
3	Извлекаемые ресурсы условного топлива на 1 м проходки, тыс. тонна	82.9
4	Извлекаемые ресурсы условного топлива на 1 тыс. тенге затрат /1 тыс. дол. США, тонна	14,5/7695,5
5	Стоимость 1 тонны приращенных ресурсов, 1 тенге /1 дол. США	68,9/0,13

Курс 1 доллара принят как 530 тенге.

12 ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1 Подсчет перспективных ресурсов нефти на структурах Сарытау и Салкын

При подсчете прогнозных ресурсов нефти подсчетные параметры все подсчетные параметры по юрским горизонтам приняты в соответствии с физико-емкостными свойствами пород, определенными по месторождению Узень (по литературным источникам). Юрские породы простираются от севера Прикаспийской впадины через Бузачи, Каратау и до южной окраины Южного Мангышлака. На месторождениях в пределах Бузачинского полуострова юрские породы залегают до глубины 800 м, а на месторождениях Южного Мангышлака до 3 км. По этой причине за месторождение аналог было принято месторождение Узень, где пористость пород изменяется с глубиной за счет уплотнения, теряя при этом пористость, т.е. на этом аналоге можно учесть уменьшение пористости за счет литификации пород. Подсчетные параметры в палеозойских карбонатах приняты по аналогии с близлежащим месторождением Тенгиз, как ближайшее месторождение по геологическим условиям залегания, также по литературным источникам. Все подсчетные параметры и геологические ресурсы, оцененные стохастическим и детерминистическим методами приведены в таблице 5.1.

Подсчет прогнозных ресурсов нефти по категории С3 проводился объемным методом по формуле:

$$Q_n = F \cdot h \cdot m \cdot \eta \cdot \rho \cdot \theta,$$

где Q_n - ресурсы нефти, т;

F – площадь нефтеносности, тыс. кв.м;

h – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м;

m – коэффициент открытой пористости пород;

η – коэффициент нефтенасыщенности;

ρ – плотность нефти на поверхности, г/см³;

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти.

Оценка ожидаемых прогнозных ресурсов нефти приведены в таблице 12.1.1.

Таблица 12.1.1 – Количественная оценка перспективных ресурсов предполагаемых залежей нефти на структурах, выявленных на Контрактной территории

Отражающий Горизонт Возраст	Участок или р-н скважины/верстность	Категория	Свод структуры, м	Замыкающий контур, м	Высота структуры	Геометрический фактор	Площадь, кв.км	Доля коллектора	Эффективная насыщенная толщина, м	Открытая пористость, д.ед.	УВ насыщенность, д.ед.	Пересчетный, д.ед.	Плотность нефти, т/м³	Геологические ресурсы нефти, тыс.т. (стохастика)	Геологические ресурсы нефти, тыс.т. (детерминистика)	Коэфф. Нефтеотдачи, д.ед.
Sarytau1-Pz	P-90	C3	-3800	-4500	700	0.67	265.5	0.36	252	0.09	0.756	0.468	0.729	1429344.16	2193407.2	0.27
	P-mean	C3	-3800	-4600	800	0.67	289.2	0.4	320	0.1	0.84	0.52	0.81	2174783.04		0.30
	P-10	C3	-3800	-4700	900	0.67	312.8	0.44	396	0.11	0.924	0.572	0.891	3134339.69		0.33
Salkyn-1	P-90	C3	-2925	-2965	40	0.42	59.4	0.18	7.2	0.135	0.54	0.72	0.756	10121.27	16765.1	0.27
	P-mean	C3	-2925	-2975	50	0.42	66.0	0.2	10	0.15	0.6	0.8	0.84	16741.24		0.30
	P-10	C3	-2925	-2985	60	0.42	72.6	0.22	13.2	0.165	0.66	0.88	0.924	25520.91		0.33

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящий «Проект ...» составлен по результатам ранее проведенных исследований на основании обобщающих отчетов, скважинных и сейсморазведочных данных и предусматривает:

- 1) бурение поисковой скважины Sarytau1-Pz на структуре Сарытау, проектной глубиной 4500 м с проектным горизонтом-карбон;
- 2) бурение поисковой скважины Salkyn-1 на структуре Салкын, глубиной 3500 м с проектным горизонтом – триас;
- 3) проведение сейсморазведочных работ 3Д МОГТ, зависимого от результатов бурения поисковых скважин - на перспективной палеозойской структуре Сарытау (232 кв. км) и на мезозойской структуре Салкын в объеме 200 кв. км.

По выявленным структурам (Сарытау и Салкын) выполнена оценка перспективных геологических ресурсов углеводородов с учетом вероятности успеха.

Цель бурения – обнаружения УВ и оперативная оценка запасов.

Выполнена количественная оценка перспективных ресурсов нефти по категории С₃. По выявленным структурам по категории С₃ суммарные геологические ресурсы составляют 2 210 172,3 тыс. т нефти.

В проектных скважинах предусмотрены обязательный комплекс ГИС, отбор и исследования кернa с целью определения фильтрационно-емкостных характеристик, проведение опробования и определение физико-химических свойств пластовых флюидов.

В результате реализации предлагаемой программы геологоразведочных работ будут решаться следующие задачи:

- выяснение нефтегазоносности мезозойских и палеозойских отложений;
- выделение в разрезе пластов-коллекторов и опробование их, оценка продуктивности пластов, выявление флюидоупоров;
- изучение физических свойств коллекторов по промыслово-геофизическим материалам и лабораторными методами;
- изучение физико-химических свойств пластовых флюидов, и гидродинамических особенностей нефтегазоперспективных комплексов пород;
- предварительная геометризация залежей;
- оперативный подсчет запасов выявленных залежей нефти и газа.

По завершению разведочных работ по настоящему Проекту будет принято решение о переходе к оценочному этапу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI;
2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утв. приказом МЭ РК от 15 июня 2018 года № 239д;
3. «Методические рекомендации по составлению проектов разведочных работ УВ (изменения и дополнения к нему)» утвержденного приказом Министра энергетики РК от 24.08.18 г. № 329;
4. Отчет «Геодинамическая модель и оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Казахстана» и «Прогнозная оценка не лицензированных территорий РК на нефть и газ», 2001г.
5. Отчет о результатах проведенных геолого-геофизических исследований блока Мертвый Колтык (в связи с возвратом контрактной территории), выполненных МК Эксплорейшн Корпорейшн с 1994 по 2003 г.г. по Контракту рег.№11 от 19.07.1994г.
6. Технико-экономическая оценка проекта Мертвый Колтык, 2007 г.
Отчет «Разработка Геолого-геодинамической модели Северо-Устьюртской впадины и сопредельных с юга районов с целью оценки нефтегазоносного потенциала осадочного чехла и выработки рекомендаций по дальнейшим направлениям поисковых работ» «ЮГГЕО», Алматы 2006 г.
7. Отчет по теме «Региональное геологическое исследование с целью оценки нефтегазового потенциала выявленных перспективных участков на территории в районе сора Кайдак Мангистауской области (площадь В)» Алматы 2001.
8. Дмитриев Л.П., Жылкайдаров С.Е. Нефтяные и газовые месторождения прибрежной зоны Южного Мангышлака и Бузачей.
9. Сборник статей Международного семинара по геологии нефти и газа, проблемам разработки нефтегазоносных бассейнов Северо-восточного сектора Каспийского моря и прилегающей территории, Алматы, 1994 г.
10. Кухтинов Д.А., Киселевский Ф.Ю., Леонова Е.Г. Стратиграфия триасовых отложений Северо-Устьюртской впадины. Известия АН СССР, Сер. геол., 1978, №2
Яншин А.Л. Тектоника и нефтегазоносность Северного Устьюрта
11. ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» - «Переобработка и переинтерпретация исторических сейсмических данных 2Д по участку Болашак

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 – Контракт на разведку и добычу УВ на участке Болашак

Государственный Регистрационный номер № 5441-УДС
от « 4 » апреля 2025 года

**КОНТРАКТ
НА РАЗВЕДКУ И ДОБЫЧУ УГЛЕВОДОРОДОВ
ПО СЛОЖНОМУ ПРОЕКТУ
НА УЧАСТКЕ НЕДР «БОЛАШАК»,
РАСПОЛОЖЕННОМ В МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ
(ЧАСТИЧНО РАСПОЛАГАЕТСЯ В КАЗАХСТАНСКОМ СЕКТОРЕ
КАСПИЙСКОГО МОРЯ) РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

между

**Министерством энергетики Республики Казахстан
(Компетентный орган)**

и

**Акционерным обществом
«Национальная компания «КазМунайГаз»
(Недропользователь)**

г. Астана, 2025 год

Государственный Регистрационный номер № 5458-УВС

от «14» апреля 2025 года

ДОПОЛНЕНИЕ №1

к Контракту № 5444-УВС от 7 марта 2025 года
на разведку и добычу углеводородов по сложному проекту
на участке недр «Болашак», расположенном в Мангистауской области (частично
располагается в казахстанском секторе Каспийского моря)
Республики Казахстан

между

Министерством энергетики Республики Казахстан
(Компетентный орган)

Акционерным обществом «Национальная компания «КазМунайГаз»
(Недропользователь)

и

Товариществом с ограниченной ответственностью «Bolashak Operating»

Приложение 2 – Геологический отвод



Приложение № _____
к Контракту № _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
на разведку и добычу
(вид недропользования)
от 26 февраля 2025 год
рег. № 714-Р УВС

**РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ
МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД

Предоставлен **Акционерному обществу «Национальная компания «КазМунайГаз»** для осуществления операций по недропользованию на **участке недр «Болашак»** на основании решения Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол от 31.01.2025 г.).

Геологический отвод расположен в **Мангистауской области**.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с №1 по №56.

№ точки	Географические координаты												
	Северная широта			Восточная долгота			№ точки	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.		гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	37	0	53	1	0	29	45	15	0	53	26	0
2	45	35	0	53	1	0	30	45	14	0	53	26	0
3	45	35	0	53	3	0	31	45	14	0	53	25	0
4	45	33	0	53	3	0	32	45	13	0	53	25	0
5	45	33	0	53	6	0	33	45	13	0	53	21	0
6	45	30	0	53	6	0	34	45	12	0	53	21	0
7	45	30	0	54	30	0	35	45	12	0	53	1	0
8	45	24	0	54	30	0	36	45	10	0	53	1	0
9	45	24	0	54	37	0	37	45	10	0	53	0	0
10	45	23	0	54	37	0	38	45	9	0	53	0	0
11	45	23	0	54	40	0	39	45	9	0	52	58	0
12	45	14	0	54	40	0	40	45	13	0	52	58	0
13	45	14	0	53	52	0	41	45	13	0	52	56	0
14	45	15	0	53	52	0	42	45	15	0	52	56	0
15	45	15	0	53	48	0	43	45	15	0	52	50	0
16	45	18	0	53	48	0	44	45	17	0	52	50	0
17	45	18	0	53	39	0	45	45	17	0	52	45	0
18	45	16	0	53	39	0	46	45	19	0	52	45	0
19	45	16	0	53	35	0	47	45	19	0	52	39	0
20	45	15	0	53	35	0	48	45	21	0	52	39	0
21	45	15	0	53	34	0	49	45	21	0	52	33	0
22	45	14	0	53	34	0	50	45	22	0	52	33	0
23	45	14	0	53	33	0	51	45	22	0	52	29	0
24	45	13	0	53	33	0	52	45	28	0	52	29	0
25	45	13	0	53	32	0	53	45	28	0	52	19	0
26	45	16	0	53	32	0	54	45	22	0	52	19	0
27	45	16	0	53	28	0	55	45	22	0	52	15	0
28	45	15	0	53	28	0	56	45	37	0	52	15	0

Общая площадь геологического отвода – **5584, 45** (пять тысяч пять сот восемьдесят четыре целых сорок пять сотых) кв. км.

Глубина – до кристаллического фундамента, по абсолютной отметке – 10 км.

Заместитель председателя



М. Байбатыров

г. Астана
февраль, 2025 г.

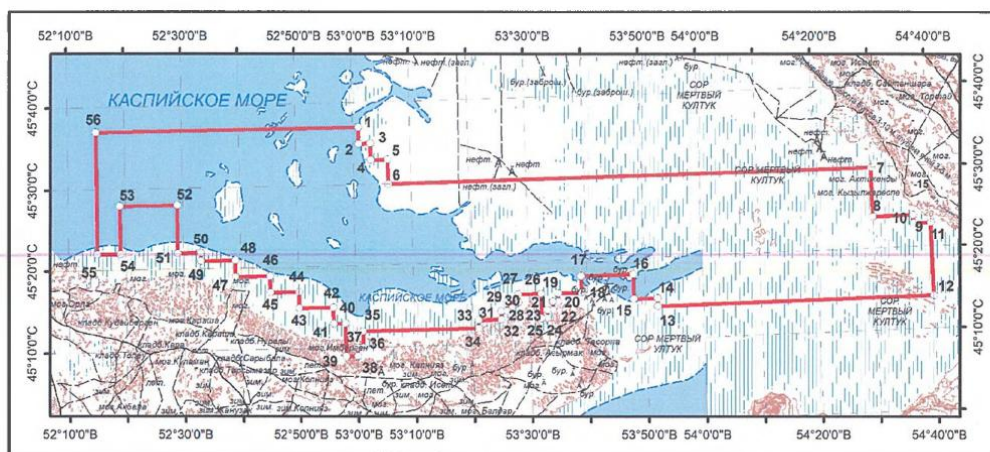
Приложение 3 – Картограмма участка Болашак

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

от « » 2025 г. Рег. № _____ Р-УВ

Картограмма расположения участка недр Болашак

Масштаб 1:1 150 000



Условные обозначения

- контур участка недр для разведки
- грунтовые проселочные дороги
- полевые дороги
- реки, ручьи (пересыхающие)
- горизонтали основные
- населенные пункты
- солончаки проходимые
- море

г. Астана
февраль, 2025 г.

Приложение 4 – Лицензия ТОО «Geoscience Consulting»

1 - 1



ЛИЦЕНЗИЯ

Выдана	<u>ТОО Geoscience Consulting</u> РНН: 620200348539 (полное наименование, местонахождение, реквизиты юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество физического лица)
на занятие	<u>Проектирование горных производств</u> (наименование вида деятельности (действия) в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)
Особые условия действия лицензии	(в соответствии со статьей 9 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)
Орган, выдавший лицензию	<u>Министерство нефти и газа Республики Казахстан. Комитет промышленности</u> (полное наименование государственного органа лицензирования)
Руководитель (уполномоченное лицо)	(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) органа, выдавшего лицензию)
Дата выдачи лицензии	<u>13.01.2010</u>
Номер лицензии	<u>0003328</u>
Город	<u>г.Астана</u>

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи»
 равнозначен документу на бумажном носителе.



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 0003328

Дата выдачи лицензии 13.01.2010

Перечень лицензируемых видов работ и услуг, входящих в состав лицензируемого вида деятельности

проектирование добычи твердых полезных ископаемых, нефти, газа, нефтегазоконденсата, составление проектов и технологических регламентов на разработку месторождений твердых полезных ископаемых, нефтегазовых месторождений, составление технико-экономического обоснования проектов разработки месторождений твердых полезных ископаемых, нефтегазовых месторождений;

Филиалы,
представительства

(полное наименование, местонахождение, реквизиты)

Производственная база

(место нахождения)

Орган, выдавший
приложение к лицензии

Министерство нефти и газа Республики Казахстан.
Комитет промышленности

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) органа, выдавшего лицензию)

Дата выдачи приложения к
лицензии

Номер приложения к
лицензии

0003328

Приложение 5 – Протокол НТС ТОО «Geoscience Consulting»

ПРОТОКОЛ
Заседания научно-технического совета
ТОО «Geoscience Consulting»

Дата проведения заседания:

« 10 » 07 2025 г.

Место проведения заседания:

г.Астана, офис ТОО «Geoscience Consulting».

Члены НТС:

От ТОО «Geoscience Consulting»:

1. Ебрашева А. Е. – директор, председатель НТС;
2. Касымова К.М. – руководитель проекта
3. Исмуханова Г.Дж. - ведущий геолог
4. Омирбекова А.Н. – ведущий инженер
5. Кадыров Т. – главный инженер проекта
6. Ангикова А – инженер разработчик, секретарь НТС.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан» и Экологической оценки к нему
согласно Контракту № 5444-УВС от 07.03.2025 г. (далее - Проект)

Слушали: Касымову К.М. доложила о результатах работ по Проекту.

Недропользователем проекта Болашак является ТОО «Bolashak Operating», которое владеет Контрактом на разведку УВС № 5444 от «07» марта 2025 г.

Контрактная территория приурочена к северной части Казахстанского сектора Каспийского моря, в административном отношении относится к Мангистауской области Республики Казахстан.

Общая площадь геологического составляет 5584, 45 (пять тысяч пятьсот восемьдесят четыре целых сорок пять сотых) км².

Северо-западная часть территории участка расположена в акватории Каспия, где глубина воды составляет 1,0-2,5 м.

Проект составлен согласно договору между ТОО «Bolashak Operating» и ТОО «Geoscience Consulting» и геологическому заданию с целью по подготовке проектной документации на проведение разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории

Настоящий Проект составлен по результатам ранее проведенных исследований на основании обобщающих отчетов, скважинных и сейсморазведочных данных и предусматривает:

- 1) бурение поисковой скважины Sarytau1-Pz на структуре Сарытау, проектной глубиной 4500 м с проектным горизонтом-карбон;
- 2) бурение поисковой скважины Salkyn-1 на структуре Салкын, глубиной 3500 м с проектным горизонтом – нижняя юра;
- 3) проведение сейсморазведочных работ 3D МОГТ, зависимого от результатов бурения поисковых скважин - на перспективной палеозойской структуре Сарытау (232 кв. км) и на мезозойской структуре Салкын в объеме 200 кв. км.

По выявленным структурам (Сарытау и Салкын) выполнена оценка перспективных геологических ресурсов углеводородов с учетом вероятности успеха.

На поисковые скважины возлагаются следующие задачи: уточнение перспектив вскрываемого разреза в отношении нефтегазоносности с целью выявления залежей УВ. При получении притоков нефти и газа необходимо провести все геолого-геофизические исследования и отобрать кондиционные поверхностные и глубинные пробы для оперативной оценки запасов УВ.

По завершению геологоразведочных работ предусматривается анализ и обобщение всей геолого-геофизической информации, включающие материалы сейсморазведки 2D/3D и данные бурения новых скважин.

Проект выполнен в полном объеме и в соответствии с геологическим заданием Заказчика. Геолого-технические вопросы были согласованы с сотрудниками Заказчика в ходе разработки Проекта.

После обмена мнениями принято решение;

1. Разработанный Проект одобрить и направить на рассмотрение и согласование Заказчику.

Подписи:

Председатель НТС _____

Ебрашева А. Е.

Секретарь НТС _____

Ангикова А.А.



Приложение 6 – Протокол совместного рассмотрения**ПРОТОКОЛ
совместного рассмотрения проектных документов**

г.Астана

«14» июля 2025 г.

Присутствовали:От ТОО «Bolashak Operating»:

Құлмағанбет Қ. – генеральный директор.

От АО НК «КазМунайГаз»

Ахметкалиев Н.Д. – начальник управления геологии и геофизики;

Садиров К.Р. – главный специалист управления геологии и геофизики;

Жанбиров М.Б. – ведущий специалист управления разведочных проектов.

От ТОО «Geoscience Consulting»:

Ебрашева А. Е. – директор;

Касымова К.М. – руководитель проекта;

Исмуханова Г.Дж. - ведущий геолог.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан» и Экологической оценки к нему согласно Контракту № 5444-УВС от 07.03.2025 г. (далее - Проект).

Проект составлен ТОО «Geoscience Consulting» г. Астана, пр-т Кабанбай батыра, 17, офис 1007-1008, лицензия № 0003328 от 13.01.2010 г., согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разведочных работ УВ (изменения и дополнения к нему)», утвержденного приказом Министра энергетики РК от 24.08.18 г. №329.

Недропользователем проекта Болашак является ТОО «Bolashak Operating», которое является недропользователем согласно Контракту на разведку и добычу углеводородов по сложному проекту на участке недр Болашак № 5444 от «07» марта 2025 г.

Слушали: Доклад Касымовой К.М. о результатах работ по Проекту.

Целевым назначением проектируемых работ является проведение поисковых работ на нижнемеловые, юрские и палеозойские отложения в пределах геологического отвода участка Болашак, с целью изучения перспективных залежей нефти и газа в выявленных в пределах

Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан

рассматриваемой территории ловушках, определения границ распространения нефтегазоносных коллекторов и изучение их фильтрационно-емкостных свойств.

Контрактная территория расположена в Бейнеуском районе Мангистауской области и частично располагается, а казахстанском секторе Каспийского моря.

Общая площадь геологического отвода составляет 5584, 45 (пять тысяч пятьсот восемьдесят четыре целых сорок пять сотых) км².

Северо-западная часть территории участка (район структуры Сарытау) расположена в акватории Каспийского моря, где глубина воды достигает до 1,0-2,5 м, северо-восточная часть участка (район структуры Салкын) находится на суше.

Проект составлен согласно Договору между ТОО «Bolashak Operating» и ТОО «Geoscience Consulting» и геологическому заданию, с целью подготовки проектной документации на проведение разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории.

Настоящий Проект составлен по результатам ранее проведенных исследований на основании обобщающих отчетов, скважинных и сейсморазведочных данных и предусматривает:

- 1) бурение поисковой скважины Sarytau1-Pz на структуре Сарытау, проектной глубиной 4500 м с проектным горизонтом-карбон;
- 2) бурение поисковой скважины Salkyn-1 на структуре Салкын, глубиной 3500 м с проектным горизонтом – нижняя юра;
- 3) проведение сейсморазведочных работ 3D МОГТ, зависимо от результатов бурения поисковых скважин - на перспективной палеозойской структуре Сарытау (232 кв. км) и на мезозойской структуре Салкын в объеме 200 кв. км.

По выявленным структурам (Сарытау и Салкын) выполнена количественная оценка перспективных геологических ресурсов углеводородов с учетом вероятности успеха.

Проектом освещены методика и объем разведочных работ, цели и задачи, условия проводки и характеристики буровых растворов, объемы промыслово-геофизических исследований, отбор керна и шлама, пластовых флюидов, опробований и испытаний, виды лабораторных исследований, основные технико-экономические показатели.

На поисковые скважины возлагаются следующие задачи: уточнение перспектив вскрываемого разреза в отношении нефтегазоносности с целью выявления залежей УВ. При получении притоков нефти и газа необходимо провести все геолого-геофизические исследования и отобрать кондиционные поверхностные и глубинные пробы для оперативной оценки запасов УВ. Обосновано место заложения скважин по каждой структуре, конструкции скважин, виды и объемы геофизических и геологических исследований.

Согласно Программе геологоразведочных работ, на участке Болашак продолжительность поисков углеводородного сырья составляет 9 лет.

По завершению геологоразведочных работ предусматривается анализ и обобщение всей геолого-геофизической информации, включающие материалы сейсморазведки 2D/3D и данные бурения новых скважин.

Проект выполнен в полном объеме и в соответствии с геологическим заданием Заказчика. Геолого-технические вопросы были согласованы с сотрудниками Заказчика в ходе разработки Проекта.

После обмена мнениями принято решение:

1. Разработанный «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан и Экологической оценки к нему» **одобрить**;
2. Проект направить на рассмотрение и согласование государственные и контролирующие органы РК.

Подписи:

OT TOO «Bolashak Operating»

Құмсағанбет Қ

От АО НК «КазМунайГаз»

Ахметкалцев Н.Д.

От ТОО «Geoscience Consulting»

А. С. Сорокина А. С.