

**ТОО «DMS Services»
АО «Казахский Институт Нефти и Газа»**

**УТВЕРЖДАЮ:
Директор
ТОО «DMS Services»
Сулейманов Е.Э.**

«__» _____ 2023 г.

**ПРОЕКТ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО ПОИСКУ УГЛЕВОДОРОДОВ
НА УЧАСТКЕ НЕДР АРАЛЬСКИЙ-4 СОГЛАСНО КОНТРАКТУ
№5102-УВС ОТ 12 СЕНТЯБРЯ 2022 ГОДА
(Договор №01-05-03/2022-623 от «14» ноября 2022 г.)**

Книга 1. Текст

Авторы:
Кенесары А.Ж.
Каиров Д.С.

Заместитель Председателя Правления

Ч.А. Черниязданов

Алматы, 2022 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ответственные исполнители:

Директор департамента апстрим проектов

Кенесары А.Ж.

Геолог 1 категории

Каиров Д.С.

Геолог 1 категории

Бекежанов Б.Н.

Авторы: Кенесары А.Ж., Каиров Д.С. и др.

«Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке недр Аральский-4 согласно Контракту №5102-УВС от 12 сентября 2022 года»
(Далее «Проект ...»)

Книга 1. Текст 110 стр., в т.ч. 8 рис., 19 табл.; 7 источн., 6 текстовых приложений.

Папка с графическими приложениями – 12 граф. Прил. на 12 листах.

Компакт-диск – 1 шт.

Проект организация: АО «Казахский Институт Нефти и Газа».

Государственная лицензия №18015625 от 13.08.2018 г. «Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатация горных производств (углеводородное сырье), нефтехимических производств, эксплуатация магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа» и 02010Р от 25.07.2018 г. «Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды».

Адрес исполнителя: г. Алматы, 050000, Алмалинский район, пр. Абылай хана, 77.

Дата составления проекта: 06.03.2023

Адрес объекта исследований: Республика Казахстан, участок Аральский-4 в Актюбинской и Кызылординской областях

Недропользователь: ТОО «DMS Services», адрес: г. Актобе, ул. Бокенбай батыр, д.2.

Контракт: №5102-УВС от 12 сентября 2022 года

РЕФЕРАТ

В работе представлены геолого-геофизическая характеристика участка недр, данные нефтегазоносности вскрытого разреза, результаты сейсморазведочных работ МОГТ 2Д прошлых лет, выбор и обоснование перспективных объектов.

На основе проведенного анализа определены планируемые объемы сейсморазведочных работ МОГТ 2Д и местоположение 2 поисково-разведочных скважин. Проектным горизонтом скважин выбраны палеозойские отложения. Целью бурения скважин является выявление зон скопления углеводорода. Освещены методика и объем разведочных работ, цель и задачи, объемы промыслово-геофизических исследований, расчет прогнозных ресурсов и основные финансово-экономические показатели.

Ключевые слова: Аральский осадочный бассейн, геологическое строение, тектоника, нефтегазоносность, структура, сейсморазведочные работы, МОГТ 2Д, отражающий горизонт, перспективные участки, поисковое-разведочное бурение, проектная скважина, перспективные ресурсы.

Составитель реферата

Кенесары А.Ж.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на составление НТД «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке недр Аральский-4 согласно контракту №5102-УВС от 12 сентября 2022 года в Актыбинской и Кызылординской областях», с материалами оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) к нему

Заказчик	ТОО «DMS Services»
Место расположения объекта	Участок недр Аральский-4 расположен в Актыбинской и Кызылординской областях Республика Казахстан
Основание для проектирования	Контракт №5102-УВС от 12 сентября 2022 года
Цель выполнения работ	Составление и утверждение проектного документа в ЦКРР РК для проведения поисково-разведочных работ на участке Аральский-4
Исходные данные для проектирования	• Пакет геологической информации «Базовый» по участку «Аральский участок 4» в Актыбинской, Кызылординской областях, г.Нур-Султан, 2022 г.; • «Отчет по анализу геологического строения и перспективам нефтегазоносности возвращаемой Контрактной территории Куланды по состоянию на 01.01.2002 г.», ТОО «СП «Куланды Энерджи Корпорейшн», г.Алматы, 2002 г.; • «Исследование фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, физико-химических свойств пластовых флюидов, анализ результатов бурения и оценка запасов по скважине №1 Куланды Восточный по проекту Арал (участок Приаральский), ТОО «Компания Жахан», 2007 г.; • Отчет «Проведения анализа геолого-геофизических материалов с учетом данных бурения и прогнозная оценка запасов углеводородного сырья по проекту Арал (площадь Куланды Западный), АО НИПИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2007 г.; • Отчет «О результатах обработки и интерпретации сейсмических данных 2Д на структуре Куланды Восточный и результатов переобработки/переинтерпретации данных 2Д с ГМДС структуры Куланды Западный по проекту Арал (участок приаральский)», ТОО «Тат-Арка», г.Алматы, 2006 г.; • Дело скважины Куланды Восточный №1; • Дело скважины Куланды Западный №1.
Перечень нормативно-	• Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями)

правовых документов при проектировании	по состоянию на 31.08.2022 г.); • «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239); • «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», Приказ Министра энергетики РК № 200 от 22 мая 2018 года; • Методические указания по составлению проектов разведочных работ углеводородов, приказ №329 Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года; • Экологический Кодекс РК от 02 января 2021 года № 400-VI ЗРК; • Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»; • Требования Экологического Кодекса РК от 02 января 2021 года и Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний».
Требования к проектированию	• Обобщение выполненных геологоразведочных работ по контрактной территории; • Изучение геологического строения разведываемой площади; • Определение пространственных границ залежей нефти, газа и газоконденсата; • Определение целевых задач проведения разведочных работ и выбор объектов разведки; • Определение мест заложения разведочных глубоких скважин, проектные глубины целевых горизонтов, количество скважин; • Определение мест заложения разведочных не глубоких скважин, проектные глубин целевых горизонтов, количество скважин; • Определение интервалов отбора керна и шлама; • Планирование 2Д полевых сейсморазведочных работ; • Определение комплекса промыслово-геофизических исследований; • Определение оптимальных методов вскрытия объектов и вызова притоков при испытании скважин, а также методов воздействия на объекте при получении низких дебитов в процессе испытания; • Определение комплекса лабораторных исследований для изучения литологических и физических свойств пород-коллекторов, получения петрофизических зависимостей, определение возраста отложений; • Определение комплекса лабораторных исследований для изучения компонентного, химического состава и физических свойств глубинных и поверхностных проб нефти, газа и газоконденсата; • Определение объемов и сроков выполнения работ по разведке углеводородов по каждой залежи; • Определение сметной стоимости работ и составление рабочей программы на основе проектных показателей и нормативов стоимости затрат Компании;

	• Определение сроков, условия и стоимости выполнения работ по ликвидации последствий разведки углеводородов; • Мероприятия по обеспечению рационального использования и охраны недр; • Дополнить проект картограммой геологического отвода с выделением участков оценки и приложением координат угловых точек границ согласно требованиям Министерства энергетики РК, внести соответствующие изменения по всему тексту проекта.
Состав и содержание проекта	Проект должен состоять из следующих глав и разделов: Реферат 1. Введение 2. Географо-экономические условия 3. Геолого-геофизическая изученность 3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр 3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований 3.3. Геофизические и геохимические исследования 3.4. Лабораторные исследования 4. Геологическое строение площади 4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез 4.2. Тектоника 4.3. Нефтегазоносность 4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза 5. Методика и объем проектируемых поисковых работ 5.1. Цели и задачи поисковых работ 5.2. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований 5.3. Система расположения поисковых скважин 5.4. Геологические условия проводки скважин 5.5. Характеристика промывочной жидкости 5.6. Обоснование типовой конструкции скважин 5.7. Оборудование устья скважин 5.8. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах 5.8.1. Отбор керна и шлама в проектных скважинах 5.8.2. Геофизические и геохимические исследования 5.8.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов 5.8.4. Лабораторные исследования 6. Попутные поиски 7. Обработка материалов поисковых работ 8. Требования по ликвидации и консервации последствий деятельности недропользования по углеводородам 9. Мероприятия по обеспечению рационального пользования и охране недр, природы и окружающей среды 10. Продолжительность проектируемых работ на площади 11. Ожидаемые результаты работ 11.1 Оценка ожидаемых ресурсов нефти 12. Основные технико-экономические показатели разведочных работ 13 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ СПИСОК РИСУНКОВ СПИСОК ТАБЛИЦ СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ
Требования по оценке воздействия на окружающую среды при проектировании	• Подготовка Заявления о намечаемой деятельности с материалами экологической экспертизы и размещение на портале уполномоченного органа. • Корректировка материалов оценки воздействия на окружающую среду по проекту с учетом заключения по результатам скрининга и (или) заключения по определению сферы охвата; • Подготовка «Отчет о возможных последствиях» или «Раздела ООС», организация и проведение общественных слушаний по проектам, выносимым на экологическую экспертизу; • Согласование «Отчет о возможных последствиях», получение заключения по «Отчету о возможных последствиях» (при необходимости); • Исправление замечаний по материалам оценки воздействия на окружающую среду, возникающих в ходе проведения государственной экологической экспертизы или в рамках получения экологического разрешения на воздействие; • Подрядчик обязуется провести общественные слушания по материалам оценки воздействия на окружающую среду, включая публикации и объявления в СМИ, в соответствии с требованиями Экологического Кодекса РК; • Проект оценки воздействия на окружающую среду «Отчет о возможных последствиях» или «Раздел охраны окружающей среды» разрабатывается в соответствии с действующими законами, нормами и правилами РК.
Согласование проектной документации	«Проект» должен быть разработан в соответствии с существующими инструкциями, правилами, стандартами и методическими рекомендациями; К «Проекту» также необходимо разработать и согласовать материалы оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды); «Проект» должен быть своевременно согласован Исполнителем на совместном заседании НТС Заказчика; Согласование и утверждение Проекта с контролирующими органами согласно действующему законодательству; Необходимо своевременно устранить замечания (при наличии таковых) от независимого эксперта ЦКРР РК, от эксперта государственной экологической экспертизы. Предоставить Заказчику положительное заключение экспертизы, протокол ЦКРР РК, заключение по экологическому проекту; «Проект» должен быть рассмотрен и защищен на заседании ЦКРР РК.
Сроки оказания услуг	Календарный график работ согласовывается и утверждается Заказчиком.

Результаты работ	• Подрядчик передает Заказчику «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке недр Аральский-4 согласно контракту №5102-УВС от 12 сентября 2022 года в Актыбинской и Кызылординской областях с материалами оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) к нему» по Акту приема-передач в количестве 2 экземпляров в жестком переплете и 2 экземпляра на электронном носителе (CD-R) (в форматах .doc, xls, pdf, cdr, jpeg со всеми приложениями), включая согласования и заключения государственных контролирующих органов; • Отчет о возможных воздействиях для Проекта (1 экз.) с заключением экологической экспертизы или проект Раздел охраны окружающей среды (1 экз.); • Электронную версию материалов оценки в формате word, PDF, включая материалы оценки, выполненные в специализированном, программном обеспечении ЭРА (архив ЭРА).
Требования к потенциальному подрядчику	Проектная организация должна обладать действующей лицензией на выполнение проектных работ в сфере углеводородного сырья, а также на проектирование в области охраны окружающей среды. Наличие ключевых высококвалифицированных специалистов. Обеспеченность высококвалифицированным персоналом и необходимым количеством сотрудников инженерного состава;

Заказчик: ТОО «DMS Services» Фамилия И. О.: Сулейманов Е. Э. Должность: Директор	Подрядчик: АО «Казахский институт нефти и газа» Фамилия И. О.: Еспаев А.М. Должность: Председатель Правления
---	---

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	2
РЕФЕРАТ	3
ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ	4
СОДЕРЖАНИЕ	9
1. ВВЕДЕНИЕ	11
2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	12
3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	15
3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	15
3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	28
3.3. Геофизические и геохимические исследования	29
3.4. Лабораторные исследования	30
4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОАДИ	32
4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез	32
4.2. Тектоника	37
4.3. Нефтегазоносность	43
4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза	49
5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	51
5.1. Цели и задачи разведочных работ	51
5.2. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований	51
5.2.1 Обработка и интерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д	53
5.3. Система расположения поисковых скважин	54
5.4. Геологические условия проводки скважин	55
5.5. Характеристика промывочной жидкости	57
5.6. Обоснование типовой конструкции скважин	58
5.7. Оборудование устья скважин	60
5.8. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах	61
5.8.1. Отбор керна и шлама в проектных скважинах	61
5.8.2. Геофизические и геохимические исследования	62
5.8.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов	64
5.8.4. Лабораторные исследования	67
6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ	69
7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	70
8. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ	72
8.1. Расчет затрат на ликвидацию скважин	72

8.2. Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства.....	74
8.3. Расчет рекультивации земли	74
9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	75
9.1. Общая задача охраны недр в период разведочных работ	75
9.2. Охрана недр в процессе разбуривания перспективных структур	76
9.3. Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления ...	76
9.4. Охрана недр при освоении и испытании разведочных скважин	78
9.5. Воздействия проектируемых работ на геологическую среду.....	78
9.6. Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду	79
10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	82
11. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ	83
11.1. Оценка ожидаемых ресурсов нефти	83
12. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ.....	88
13. ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ	92
СПИСОК РИСУНКОВ.....	93
СПИСОК ТАБЛИЦ	94
СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ	95
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ	96
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	97
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	101
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	105
ПРИЛОЖЕНИЕ 4.....	107
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	109

1. ВВЕДЕНИЕ

Территория участка Аральский-4 расположена в Актюбинской и Кызылординской областях Республики Казахстан.

Недропользователем является Товарищество с ограниченной ответственностью «DMS Services», который получил Контракт на недропользование с регистрационным номером №5102-УВС от 12.09.2022 г. года на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Контракт выдан Министерством энергетики Республики Казахстан, площадь геологического отвода составляет 3339,18 кв. км, глубина разведки – до кристаллического фундамента.

Настоящий «Проект ...» составлен АО «Казахский Институт Нефти и Газа» в соответствии с договором №01-05-03/2022-623//133-9.5/2022 от 14 ноября 2022 г. с ТОО «DMS Services».

Все материалы для работы по геолого-геофизическим исследованиям были предоставлены компанией ТОО «DMS Services». Работы по интерпретации геолого-геофизических данных выполнены компанией АО «Казахский Институт Нефти и Газа».

Перед исследованиями ставилась основная задача – определение мест заложения поисково-разведочных скважин на нефть в пределах геологического и горного отвода компании ТОО «DMS Services» на основе интерпретации геолого-геофизических данных (сейсморазведки 2Д, увязка данных сейсморазведки с данными ГИС, структурная интерпретация).

«Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Аральский-4 в Актюбинской и Кызылординской областях согласно контракту №5102-УВС от 12 сентября 2022 года, с материалами оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) к нему» выполнен на основе ранее проведенных исследований и предусматривает бурение 2-х поисково-разведочных скважин и заложение сейсморазведочных работ 2Д в размере 1000 пог.км.

Ресурсы, оцененные по всем структурам в пределах контрактной территории по категории С3 (Р50), составляют:

Нефти – геологические/извлекаемые запасы – 78 048,65/ 23 414,59 тыс.т.

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

Работа выполнялась в постоянном контакте со специалистами геологической службы ТОО «DMS Services», которым мы глубоко признательны за помощь и консультации, и рассчитываем на дальнейшее плодотворное сотрудничество.

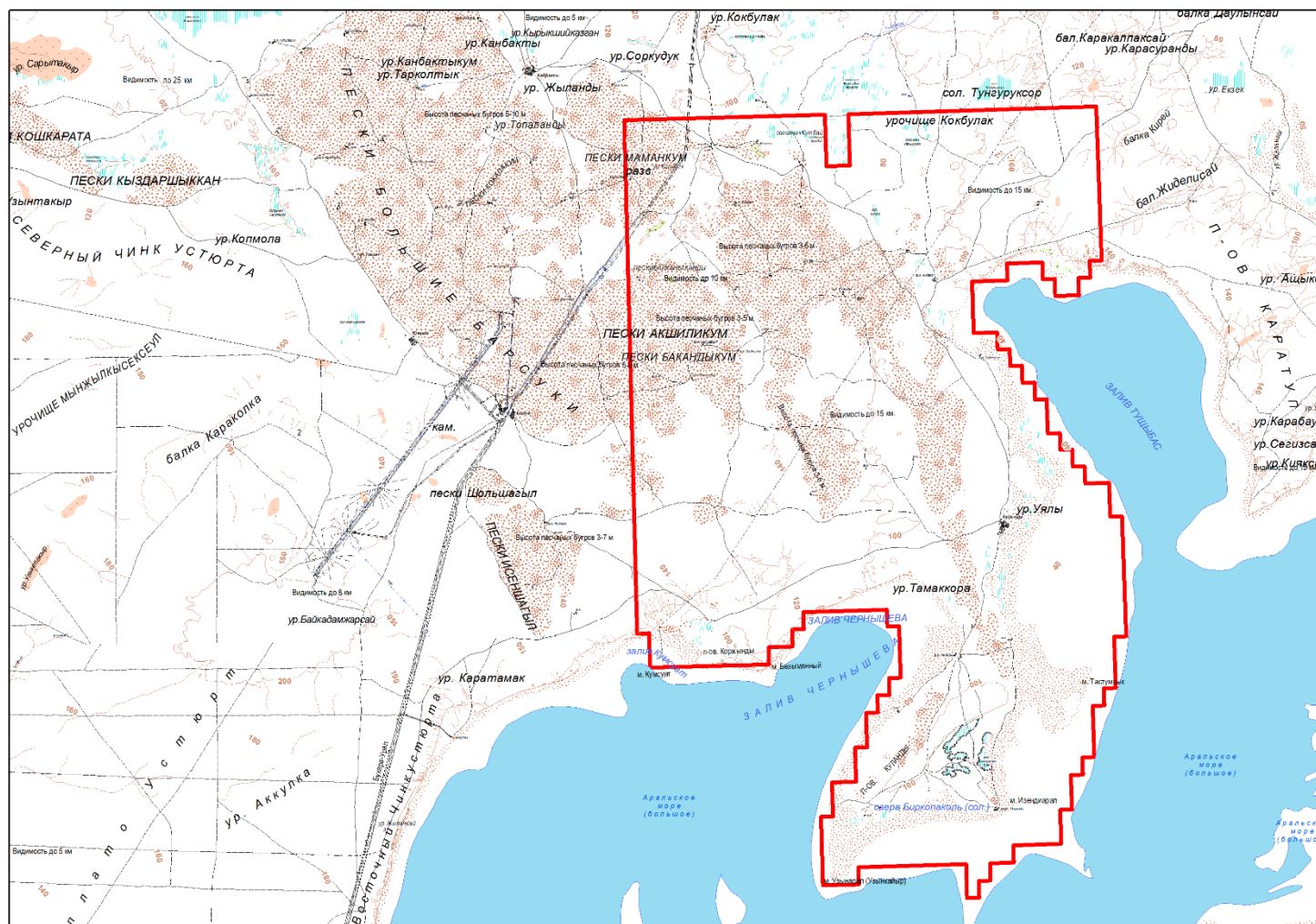
2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Таблица **Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..1**

Сведения о районе проектируемых работ

№ № пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Аральский участок 4 в административном отношении расположена на территории Актюбинской и Кызылординской областях Республики Казахстан, в основном.
2	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Южная часть структуры имеет продолжение в Аральское море. За последние годы из-за обмеления море отошло от берегов и на площади 30 тыс. км ² обнажилось засоленное морское дно, непроходимое для техники весь год, кроме трех зимних месяцев. Море разделилось на два водоема: Большое и Малое (на севере). Максимальный уровень моря составляет 33 м, средняя глубина воды 5–9 м.
3	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Климат Аральского бассейна отличается продолжительным сухим знойным летом, прохладной влажной осенью и холодной малоснежной зимой. Температура летом в среднем от +23°C до +26°C с абсолютным максимумом до +45°C, зимой в среднем - 9-13°C с абсолютным минимумом до - 38°C.
4	Количество осадков	Годовое количество осадков - 120–150 мм. Влажность воздуха - 42–79%.
5	Преобладающее направление ветров и их сила	Скорость ветра - 4–9 м/с до 30 м/с. В морозные зимы на море образуется ледяной покров - с декабря по март.
6	Растительный и животный мир, наличие	Вода имеет высокую концентрацию солей. Из рыб в море обитает только

	заповедных территорий	камбала.
7	Населенные пункты и расстояния до них	Непосредственно на контрактной территории расположен поселок Куланды
8	Состав населения	Местное население – казахи
9	Ведущие отрасли народного хозяйства	Занимаются в основном скотоводством
10	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Компрессорная станция Бозой (КС-10) магистрального газопровода «Бухара-Урал» расположена в 40 км северо-западнее.
11	Пути сообщения	Железнодорожная станция Аральск расположена в 200 км северо-восточнее от района работ.
12	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Дорожная сеть представлена проходящими на севере железной и автомобильной дорогами, соединяющими Алматы с Уральском. Развита сеть грунтовых дорог.
13	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	От КС-10 до железнодорожной станции Шалкар имеется грейдерная дорога протяженностью 240 км.



3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Аральский осадочный бассейн привлекает внимание нефтяников большими размерами (свыше 100 тыс. кв. км) и значительной толщиной осадочного выполнения, достигающей, по данным геофизических исследований, в центральной части депрессии 7–10 км. В пределах бассейна выделяется целый ряд крупных прогибов и впадин, сопряженных с протяженными положительными структурными элементами. Как в прогибах, так и на поднятиях выявлено более двух десятков положительных локальных структур. В краевых частях бассейна установлены признаки нефти и разномасштабные по выявленным запасам месторождения в отложениях каменноугольного, юрского, мелового и палеогенового возраста.

Акватория Аральского моря и его прибрежная часть являются одной из слабо изученных в геологическом отношении территорий Республики Казахстан. Большая часть геолого-геофизических исследований носила региональный характер, а бурение на акватории моря вообще не проводилось. В результате исследований получено более полное представление о геологическом строении меловых и палеогеновых отложений, отмечены общие черты строения юрских отложений и прогнозные оценки о наличии и строении отложений палеозоя. На основе ранее установленной промышленной газоносности палеогеновых отложений в прилегающей Северо-Устьюртской части суши (месторождения Базой и Кызылой) и нефтегазоносности юрских и меловых отложений в Узбекской части суши, выполнена предварительная оценка перспектив нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений по казахстанской части акватории Аральского моря и части суши в пределах лицензионной территории.

Исследования выполнялись, начиная 1960 г. геолого-геофизическими организациями бывшего Советского Союза, а начиная с 1992 г. совместными и зарубежными компаниями.

В 1960-е годы вся территория региона, включая острова в море, была покрыта геологической съемкой масштаба 1:200000 с бурением картировочных скважин глубинами 300–500 метров в результате которой открыты месторождения горючих газов в отложениях палеогена – Бозойское и Кызылойское. Одновременно выполнялась гидрогеологическая съемка того же масштаба, в ходе которой были пробурены единичные скважины глубиной до 1000 метров. В Куландинско-Жыланско-Тасаранской зоне было пробурено две глубокие скважины – Куландинская опорная №1 глубиной 3000 метров и Аральская параметрическая № 1 глубиной 3510 метров. В северо-западном Приаралье глубокие скважины были пробурены на

выступах фундамента (Кызылой, Аккулковский, Бозойский, Луговой, Аяккум и др.), где отсутствуют доюрские осадочные комплексы.

Южно-Казахстанская нефтеразведочная экспедиция провела оценку нефтегазоносности Восточного Приаралья. По данным сейсморазведки МОВ были разбурены 3 структуры (Досан, Кызыктобе, Косказак). Скважины вскрыли сокращенный (до 500 м) разрез юры, под которым залегают магматические палеозойские породы.

В начале 1970-х годов на острове Возрождения пробурена гидрогеологическая скважина №713, глубиной 1094 м., вскрывшая почти весь разрез мела.

В 1975 году в акватории Аральского моря севернее широты острова Барсакельмес выполнены первые высокоточные гидромагнитные исследования масштаба 1:200 000 (В.П.Кузнецов).

Региональные сейсмические исследования проведены в 1974–1977 годах на акватории моря по сети профилей в среднем 15х20 км. В районе структуры Изендыарал проведены поисково-детальные работы. Методика работ – шестикратное профилирование МОГТ при длине расстановки 1200 м. Несовершенство методики и аппаратуры не позволили получить качественные сейсмические данные и выполнить надежные структурные построения отражающих горизонтов, залегающих ниже III отражающего горизонта (кровля юры).

Геолого-геофизические работы регионального и поискового характера начали проводиться здесь с 60-х гг., в том числе в Аральском море с 70-х гг. Работы проводились эпизодически, при этом наибольшую ценность имеют выполненные в последние годы сейсмические исследования МОГТ. В пределах бассейна пробурен ряд скважин (Куландинская - 1-П; Сев.Аральская - 1-П, 2-П; Кызыл-Тюбинская - 1-П, 2-Г; Косказахская - 1-Г; Досанская - 1-Г, 2-Г; Тунгуруксорская - 1-Г; Чокусинская - 2-П).

В 1989 г. в Северном Приаралье были начаты сейсморазведочные работы, а в 1990–1991 гг. по данным региональных сейсмопрофилей на Тунгуруксорской и Кушокинской брахиантиклиналях пробурены структурная и нефтепоисковая скважины 1-П (глубина 3500 м) и 2-П (глубина 2800 м). Скважина 1-П вскрыла мощный разрез красноцветной перми (более 1800 м.).

В скважине 1-П в интервале 1415–1430 м, в разрезе верхнеюрских отложений, по данным каротажных исследований был установлен пласт, характеризующийся как продуктивный. В результате испытания этого пласта в технической колонне пластоиспытателем в трубах был поднят буровой раствор с признаками горючего газа.

В скважине 2-П на углеводороды пласт был выделен по данным газового каротажа в интервале 2315–2325 м в разрезе среднеюрских отложений. Однако из-за отсутствия обсадной колонны отмеченный пласт не был испытан, и вопрос о характере насыщающих его флюидов остался

открытым. Следует отметить, что скважины 1-П и 2-П по данным дальнейших сейсморазведочных работ оказались пробуренными не в оптимальных структурных условиях.

В конце 80-х годов АО «Геотекс» провело высокоточную (3-5 гамм) аэромагнитную съемку северной и восточной акватории Аральского моря масштаба 1:100000, северо-западного, северного и восточного Приаралья масштаба 1:50000. Гравиметрической съемкой масштаба 1:200000 покрыта вся акватория Аральского моря, за исключением небольших участков мелководной восточной окраины.

В 1992–93 гг. по организационным причинам нефтепоисковое бурение в рассматриваемом районе было приостановлено. Сейсморазведочные работы продолжались в значительных объемах до 1994 г. К концу 1993 г. здесь отработана сеть региональных и поисковых сейсморазведочных профилей, общим объемом более 3000 пог. км, и выполнены детальные сейсморазведочные работы на Тунгуруксорском и Кушокинском участках.

В 1994–95 гг. в пределах Челкарского прогиба АО «Геотекс» выполнило поисковые работы МОГТ по контракту с Японской Национальной Нефтяной Компанией.

Сейсмические исследования, проведенные в прибрежной части в большей степени так же, имеют региональный характер, со сгущением сети профилей на отдельных участках и локальных структурах. Их качество гораздо выше, чем сейсмических данных полученных в акваториальной части.

В 1995-1996 гг. в северо-западном Приаралье Японской Национальной Нефтяной корпорацией отработаны сейсмопрофили МОГТ, с плотностью сетки 5x5 км около 3000 км в пределах Кашкаратинской мульды.

В 1998 г. компанией JNOC пробурена скважина ARL NW-1 глубиной 4700 м. в результате вскрыты карбонатные отложения низов среднего карбона. Признаков углеводорода в процессе бурения скважины не обнаружено.

В 1999–2001 гг. ЗАО ННК «Казахойл» совместно с Японской ННК проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 495 км, полевые гравиразведочные работы в объеме 87876767 ф.т., обработка и переобработка существующих данных гравиразведки и магниторазведки, переинтерпретация существующих сейсморазведочных данных в объеме 3010 км на площади А в казахстанской части бассейна Аральского моря вблизи полуострова Куланды.

По результатам комплексной интерпретации сейсмических и гравиметрических данных и геолого-геофизических материалов прошлых лет, уточнено строение юрско-меловых и палеогеновых отложений, триаса и поверхности палеозоя, установлены новые представления о строении осадочного чехла и тектоническом строении акватории Аральского моря по сравнению с предыдущими исследованиями. Выполнена оценка особенности

распространения коллекторов и покрышек в разрезе юры и вероятных нефтегазоматеринских комплексов. Дана характеристика выявленных локальных структур Кумсуат, Тобебулак, Куланды Западный, Куланды Восточный, Изендыарал, Изендыарал Южный, Каратерен. Выполнена предварительная оценка перспектив нефтегазоносности юрских, меловых и палеозойских отложений по казахстанской части акватории Аральского моря и части суши в пределах контрактной территории.

Территория полуострова Куланды, где расположены структуры Куланды Западный и Куланды Восточный изучена сейсморазведкой 2Д весьма редкой сетью. Структура Куланды Западный была выявлена 4-мя широтными и 2-мя меридиональными сейсмическими профилями. Минимальное расстояние между профилями широтного направления 8 км и меридионального – 7 км.

В связи с этим, в 2005 г. начаты поисково-оценочные работы на углеводородное сырье на участке Приаральский. Главными предпосылками поисково-оценочных работ явились проведенные в последние годы в пределах данной территории работы по сейсмостратиграфическому анализу волнового поля, структурные построения по отражающим горизонтам, оценка мощностей перспективных толщ и бурение разведочных скважин. Участок Приаральский – район проведения поисково-оценочных работ 2005–2007 гг., являлся составной частью площади А – казахстанской части бассейна Аральского моря, принадлежащей на правах недропользования АО НК «КазМунайГаз». Контрактом на недропользование было предусмотрено «проведение разведки углеводородного сырья на казахстанской части бассейна Аральского моря, площади на суше в районе сора Кайдак, северо-восточной прибрежной части шельфа Каспийского моря в пределах Атырауской, Мангистауской, Кызылординской и Актюбинской областей.

В 2005 г. по суше полуострова Куланды была уплотнена существующая сеть профилей в объеме 210 пог.км с сеткой сейсмических профилей 2 x 2 км для подготовки структуры Куланды Западный к глубокому разведочному бурению и незначительным охватом присводовой части структуры Куланды Восточный.

Процесс интерпретации осуществлялся комплексно – в два этапа: структурный и динамический. На этапе структурной интерпретации велась корреляция основных целевых отражающих горизонтов. На этапе динамической интерпретации параметров волнового поля проводился AVO – анализ, с целью выявления аномалии волнового поля, возможно, связанных с нефтегазоносностью. На основе исследований, выполненных по методике АНЧАР, по мнению исполнителей, примерно в центре наиболее перспективного блока структуры Куланды Западный отчетливо локализуется аномалия волнового поля, которая косвенно указывает на перспективу мезозойских отложений на нефть и газ. В связи с этим, в пределах данного блока – в центре локальной аномалии АНЧАР и вблизи аномалии волнового

поля по данным AVO – анализа была заложена разведочная скважина 1 Куланды Западный с глубиной 1800 м, со вскрытием пермотриасовых отложений и без признаков УВ. Указанные аномалии в разрезе скважины не подтвердились.

В 2005 г. на территории изучения проведены поисково-оценочные работы на УВС в пределах структуры Западный Куланды, где пробурена разведочная скважина Куланды Западный №1 (КЗ-1), которая не выявила продуктивные горизонты.

В 2006 г. по суше полуострова Куланды была уплотнена существующая сеть профилей в объеме 250 пог. км с сеткой сейсмических профилей 1 x 1 км для подготовки структуры Куланды Восточный к глубокому разведочному бурению.

Процесс интерпретации осуществлялся комплексно, в два этапа: структурный и динамический. На этапе структурной интерпретации проводилась корреляция основных целевых отражающих горизонтов. На этапе динамической интерпретации параметров волнового поля проводился AVO – анализ с целью выявления аномалии волнового поля, возможно, связанных с нефтегазоносностью. На основе исследований по структурным построениям по отражающему горизонту V3 в юго-восточной части площади Куланды Восточный выделено поднятие изометрической формы, размерами 3x4 км. по замыкающей изогипсе минус 1800 метров и амплитудой 250 метров. Минимальная гипсометрическая отметка свода на глубине минус 1525 м располагается в районе пересечения сейсмических профилей KE06A19 и KE06A04.

На этапе динамической интерпретации параметров волнового поля проводился AVO – анализ, с целью выявления аномалии волнового поля, возможно, связанных с нефтегазоносностью. Данные AVO по линии KE06A04 показали эту аномалию, связанную со структурой на глубине 1200 мс в центре разреза, где была заложена скважина № 1 Куланды Восточный.

Выполнены работы по переобработке и переинтерпретации данных 2Д с ГМДС палеозойских отложений с учетом результатов бурения разведочной скважины 1 Куланды Западный.

По контракту с ТОО «Тат-Арка» предусматривалось произвести переобработку архивных данных 2Д в объеме 300 пог. км, фактически по площади Куланды Западный объем данных переобработки/переинтерпретации составил 274 погонных километров.

Также был произведен AVO анализ, объем которого составил 82,5 пог. км, и сейсмическая инверсия объемом 100 пог. км.

Переобработка/переинтерпретация сейсмических материалов осуществлялась в несколько этапов. На первом этапе переобработки велась стандартная обработка данных материалов плюс 2 коррекции статики и 2 коррекции кинематики до миграции. Получены сейсмические материалы на уровне мигрированных временных разрезов до суммирования (ВМДС). На

втором этапе обработаны профили, отработанные в 2005 году, по системе глубинной миграции до суммирования (ГМДС) с целью определения скоростных параметров геологического разреза и получения глубинных разрезов по линиям выбранных профилей.

В процессе переинтерпретации переобработанных данных ВМДС и ГМДС осуществлялась корреляция отражающих горизонтов и выполнялись структурные построения по площади.

Процесс переинтерпретации осуществлялся комплексно и также подразделялся на два этапа – структурный и динамический.

На этапе структурной переинтерпретации велась корреляция отражающих горизонтов: III (подошва мела), IV (условный горизонт внутриюрских отложений), V (подошва юры), V1 (условный горизонт внутритриасовых отложений), V2 (подошва триаса).

На этапе динамической интерпретации параметров волнового поля проводился AVO-анализ с целью выявления аномалии волнового поля, возможно, связанных с нефтегазоносностью. Аномалии AVO присутствуют почти на всех профилях. Этот факт может косвенно указывать на наличие продуктивного горизонта в низах юры.

В результате выполненных работ выявлен участок на западном склоне структуры Куланды.

Объект выделяется как осложнение моноклинали в виде структурного носа в средней части юрского разреза с переходом в антиклинальный перегиб в низах юры (по V-ОГ). В доюрском разрезе ему соответствует антиклиналь с разрывным нарушением большой интенсивности. Влияние последнего на вышележащую юрско-меловую толщу проявляется в форме ослабления динамической выраженности и коррелируемости осей синфазности сейсмических волн по всей ширине перегиба, что рассматривается как благоприятная предпосылка для формирования залежей в отложениях юры и верхов доюрского разреза. Размеры объекта составляют порядка 7,5х2 км. Хотя замыкание складки в критическом направлении не совсем глубокое, сохранность предполагаемой залежи/залежей УВ в ловушке может быть обеспечена за счет эффекта гидрозамка. Предлагаемый для постановки бурения объект на участке Западный Куланды отличается отсутствием отражений или их слабой динамичностью. Положение намечаемой точки обосновывалось и уточнялось именно с учетом результата анализа волновых полей и их трансформант, а также предварительного AVO-анализа, в частности, по аномальным характеристикам коэффициента Пуассона и градиентам.

В 2006 г. пробурена разведочная скважина Куланды Восточный №1 (КВ-1), которая вскрыла метаморфизованные породы и установила сокращенный разрез осадочного чехла на структуре Куланды Восточный.

Таблица 3.1.1

Геолого-геофизическая изученность площади

№ № пп	Авторы отчета, год, наименование. Организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования
1	2	3	4
1	Циплухин Ю. А., Горшков А. С., Тарасова Г. П., Волохин В. А., 1974, Отчет "Продолжение гравиметрических исследований в Северной части Аральского моря", Казахская аэрогеолого-геофизическая экспедиция	Гравиметрические работы	Проведенна донная гравиметрическая съемка в районе о-ва Барса-Кельмес и в заливе Тше-Бас с целью изучения глубинного геологического строения
2	Кузнецов В. П., Горшков А. С., Воронов С. В., 1975 г., Отчет Гравиметрическая съемка м-ба 1:200000 в северной части Аральского моря (Аральская партия №32 1974 г.), Центральная геолого-геофизическая экспедиция по исследованию южных морей и Мирового океана	Гравиметрические работы	Проведенная донная гравиметрическая съемка к с-в от о-ва Барса-Кельмес и в западной, и в центральной частях Малого моря с целью изучения глубинного геологического строения и выделения перспективных структур. Рекомендуются детальные исследования на выявленных структурных элементах
3	Кузнецов В. П., Горшков А. С., Глебов А. Ю., Пиооипенко А. И., Белецкий В. И., 1976 г., Отчет Гравиметрическая съемка м-ба 1:200000 в северной части Аральского моря (Аральская партия №49, 1975 г.), Центральная геолого-геофизическая экспедиция по исследованию Южных морей и Мирового океана	Гравиметрические работы	Проведена донная гравиметрическая съёмка на акватории залива Большой Сары-Чаганак с целью изучения глубинного геологического строения и выделения перспективных структур. Масштаб 1:200000, сеть - 2,5 x 4,0 км (+0.3 мгл), площадь 2230 км. Прослежено морское продолжение складчатых структур Северного Приаралья и установлен характер их соотношений с Центрально-Аральским погруженным блоком. Выявлено отсутствие четкого выражения складчатых образований Кустанайско-Аральской зоны в поверхности фундамента. Выделен ряд структурных элементов поверхности фундамента: впадина Центрально-Аральского блока, Южно-Кокаральский структурный нос и др.
4	Пилипенко А. И., Исмаилов Д. Ф., Головин А. П., 1977 г., Отчет региональные сейсмические работы	Сейсморазведочные работы	Проведены региональные работы МЭОГТЭ в северной части Аральского моря на площади 10000 кв. км в

	МОВ в северной части Аральского моря, Центральная геолого-геофизическая экспедиция	МОВ 2Д	масштабе 1: 500 000. Изучен структурный план и характер распределения мощностей юрских и меловых отложений в северной части акватории
5	Максин Ю. Е., Шило В. В., 1978 г., Сводный отчет по объектам 14/77 "Поисковые исследования МОГТ в западной части Аральского моря" и 9/77 "Сейсморазведочные работы МОГТ на Центрально-Аральской структуре", Министерство геологии СССР управление морских геологоразведочных работ научно-производственное объединение "ЮЖМОРГЕО"	Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д	Проведены поисковые исследования МОГТ в западной части Аральского моря на площади 8150 кв.км в масштабе 1:500 000 и детальные на Изендыаральской структуре на площади 300 кв.км и Центрально-Аральской структуре на площади 600 кв.км. в масштабах 1:100 000. Изучен структурный план юрских и меловых отложений. Впервые даны структурные построения по одному из горизонтов доюрского комплекса (Pa1). Высказано предположение о присутствии в западной и восточной частях Аральского моря рифогенных структур. Детальными работами уточнено строение Изендыаральской и Центрально-Аральской локальных поднятий. Оценены перспективы нефтегазоносности осадочного чехла. Даны рекомендации по направлению дальнейших геолого-геофизических исследований
6	Втулочкин А. Л., Школьников И. Х., Котенев И. С., 1979 г., Отчет о региональной гравиметрической съемке масштаба 1:200000 в Северном Приаралье за 1978 год, Министерство геологий Казахской ССР Южно-Казахстанское территориальное геологическое управление Казахстанская аэрогеолого-геофизическая экспедиция Иртышская партия	Гравиметрические работы	Проведена гравиметрическая съемка по сети 3*2 на площади листов L-41-1 Юг, УП УП. Объем работ 15293 кв.км. Составлены гравиметрические карты масштаба 1:200000 с редукцией Буге с плотностью промежуточного слоя 2.30г/см ³ , 2,67 г/см ³ и в свободном воздухе масштаба 1:200000 сечением 2 мГл. На основе интерпретации гравитационного поля использованием магниторазведочных, сейсморазведочных материалов результатов дешифрирования космофотоматериалов, анализ данных по физическим свойствам горных пород составлена структурно-тектоническая схема изученной территории, на которой выделены блоковые структуры фундамента ограниченные региональными разломами площади развития пород разного состава и генезиса
7	Втулочкин А. Л., Школьников И. Х., 1980 г., Отчет	Гравиметрические работы	Проведена гравиметрическая съемка по сети 3x2.

	по результатам региональной гравиметрической съемки масштаба 1:200000 в Приаралье за 1979 год, Министерство Геологии Казахской ССР Южно-Казахстанское территориальное геологическое управление	ские работы	Площадь с зарамочным оформлением составляет 19400 кв. км. Составлены гравиметрические карты масштаба 1:200000 с редукцией Буге с плотностью промежуточного слоя 2.30 г/см ³ , 2,67г/см ³ и в свободном воздухе масштаба 1:200000 сечение 2 мгл. На основе интерпретации гравитационного поля с использованием магниторазведочных, сейсморазведочных материалов результатов дешифрирования, космофотоматериалов, анализа данных по физическим свойствам горных пород составлена структурно-тектоническая схема изученной территории, на которой выделены блоковые структуры фундамента, ограниченные региональными разломами, площади развития пород разного состава и генезиса. На рассматриваемой территории могут иметь место структуры, образующие южное продолжение Уральской складчатой системы и Кустанайского прогиба
8	1989 г., 1990–1991 гг.	Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д	По данным региональных сейсмопрофилей на Тунгуруксорской и Кушокинской брахиантиклиналях пробурены структурная и нефтепоисковая скважины 1-П (глубина 3500 м) и 2-П (глубина 2800 м)
9	Кравченко А. М., Кобзарев Г. Ю., Кобзарева И. Р., Кутушова С. К., Зорин В. В., Мукашева С., Лившиц И. Л., Гречкина И. В., Рева В., 1991 г., Результаты региональных сейсморазведочных работ МОГТ в пределах Северо-Западного Приаралья (Челкарский прогиб) за 1988-1991 гг., Казахское ПГО по геофизическим работам "Казгеофизика". Турланская геофизическая экспедиция	Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д	Отработано 2497,5 п.км, 24,48-кратное профилирование, центральная система отстрела с выносом ПВ 50, 200 м, максимальное расстояние взрыв-прибор 2400 м, 2550 м, расстояние между центрами групп СП-50 м, ПВ-100 м, группирование 17,21 СП на канал на базе 60 м, источник возбуждения ГСК-6 и СВ-5-150, спаренные с/с "Прогресс-2-3". В результате региональных сейсмических исследований МОГТ изучено глубинное геологическое строение Северо-Западного Приаралья по кровле фундамента, подошве платформенного осадочного чехла и горизонтам MZ - KZ разреза. Уточнены общие закономерности геологического строения региона, особенности истории развития,

			перспективы нефтегазоносности. Проведены поисковые работы на площадях структур Кучокинская, Аккулковская. Составлены обзорные структурные карты по всей площади Северо-Западного Приаралья в масштабе 1:200000 и 1:500000 по кровле фундамента (ОГ Рз (Ф), подошве платформенного осадочного чехла (ОГ Рз (Ф), V2), поверхностям юрских (ОГ III) и меловых отложений (ОГ I). По площадям поисковых работ изучено строение локальных структур Аккулковская, Кучокинская. в масштабе 1:100000 построены карты по горизонтам Рз (Ф), V1, IIIб, III, I. Рекомендовано бурение поисковой скважины на площади Аккулковская
10	Кравченко А. М. Кобзарев Г. Ю., 1991 г., Результаты региональных сейсморазведочных работ МОГТ в пределах Северо-Западного Приаралья за 1988–1991 г.г., ГПУ "Прикаспийгеология" ПГО "Казгеофизика" Турланская геофизическая экспедиция	Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д	В результате региональных сейсмических исследований МОГТ изучено глубинное геологическое строение Северо- Западного Приаралья по кровле фундамента, подошве платформенного осадочного чехла. Уточнены общие закономерности геологического строения региона, особенности истории развития, перспективы нефтегазоносности. Проведены поисковые работы на площадях структур Кучокинская, Аккулковская. Составлены обзорные структурные карты по всей площади Северо-Западного Приаралья в масштабе 1:200000 и 1: 500000 по кровле фундамента, подошве платформенного осадочного чехла, поверхностям юрских и меловых отложений
11	Калинин М. И., Козленко О. М., Жунусов Р. К., Баратов В. А., Базарный А. А., Нассонов В. А., 1992 г., Отчет о результатах высокоточной аэромагнитной съемке м-ба 1:50 000 в Челкарском прогибе и 1:100 000 в акватории Аральского моря в 1989-92 г.г., Аэро-геофизическая экспедиция, Казгеофизтрест	Аэромагнитная съемка	Аэромагнитная съемка с радиогеодезической и спутниковой привязкой маршрутов выполнена: в Восточном Примугод-жарье м-б 1:25 000, площадь 95 тыс.кв.км, в Челкарском прогибе м-б 1:50 000, площадь 69,0 тыс.кв.км, акватории Аральского моря м-б -1:100 000, площадь 28,5 тыс.кв.км. и Тур-гайском прогибе м-б 1:50 000, площадь 31,0 тыс.кв.км. Работы проведены с целью изучения магнитного поля и его связи; с

			формированием рудных месторождений в Восточном Примугоджарье и с элементами глубинного строения фундамента и чехла в Челкарском прогибе, акватории Аральского моря и Тургайском прогибе
12	1993 г.	Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д	Сеть региональных и поисковых сейсморазведочных 2Д профилей. Объем более 3000 пог. км. Выполнены детальные сейсморазведочные работы на Тунгуруксорском и Кушокинском участках
13	1994–95 гг. АО «Геотекс» с Японской Национальной Нефтяной Компанией (ЯННК)	Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д	По результатам работ построены структурные карты по отражающим горизонтам
14	Иванов М. В., Рыженко Г. Е., Лапин А. В., 2000 г., Технический отчет по гравиметрическим работам масштаба 1:50000, выполненным по договору с ЗАО "Национальная нефтегазовая компания" Казахойл" (лицензия серии АИ №1547-нефть, участок А-Аральский Кызылординской области) в 1999-2000 гг., СГП	Гравиметрические работы	
15	В 1999–2001 гг. ЗАО ННК «Казахойл» совместно с Японской ННК (ЯННК)	Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д	Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 495 пог. км. По результатам работ выделены перспективные объекты для дальнейших поисковых работ на нефть и газ на структурах Куланды, Кумсуат, Тобебулак, Изендыарал и др.
16	В. А. Быкадоров, О. А. Федоренко и др., 2006 г., Отчет о результатах обработки и интерпретации сейсмических данных 2Д на структуре Куланды Восточный и результатов переобработки/переинтерпретации данных 2Д с ГМДС структуры Куланды Западный по проекту Арал (участок приаральский), АО «Морская нефтяная компания «КазМунайТениз» ТОО «Тат-Арка»	Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д	Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 310 пог. км. Построены структурные карты по отражающим горизонтам III, IV, V, V-I, V-II, пермо-каменноугольных отложений. Детализирована структура Куланды Западный и рекомендовано бурение поисковой скважины КЗ-1

Таблица 3.1.2

Изученность площади глубоким бурением

№ № пп	№ скважин, наименование площади	Категория скважины	Дата бурения (начало/конец)	Проектна я глубина/г оризонт	Фактиче ская глубина/ горизонт	Конст рукци я скваж ины	Результаты бурения, опробования, испытания, состояния скважины (ликвидированная, законсервированная)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Тунгуруксорска я 1-П	Поисковая	1990 г.	-	3500 м	-	В интервале 1415–1430 м, в разрезе верхнеюрских отложений, по данным каротажных исследований был установлен пласт, характеризующийся как продуктивный. В результате испытания этого пласта в технической колонне пластоиспытателем в трубах был поднят буровой раствор с признаками горючего газа. Следует отметить, что скважина по данным дальнейших сейсморазведочных работ оказалась пробурена не в оптимальных структурных условиях.
2	Кушокинская 2- П	Поисковая	1991 г.	-	2800 м	-	Пласт на углеводороды был выделен по данным газового каротажа в интервале 2315–2325 м в разрезе среднеюрских отложений. Однако из-за отсутствия обсадной колонны отмеченный пласт не был испытан, и вопрос о характере насыщающих его флюидов остался открытым. Следует отметить, что скважина по данным дальнейших сейсморазведочных работ оказалась пробурена не в оптимальных структурных условиях.

3	Арал Северо-Западный №1 (ARL NW-1)	Поисково-разведочная	1998 г.	-	4700 м	-	В результате вскрыты карбонатные отложения низов среднего карбона. Признаков углеводорода в процессе бурения скважины не обнаружено. Скважина ликвидирована
	Куланды Западный №1	Поисково-оценочная	19.10.2005 – 12.05.2006 гг.	1800 м / РТ	1800 м / Т	-	По заключению ГТИ и по данным интерпретации ГИС в разрезе скважины продуктивные горизонты на нефть и газ не выявлены. Скважина ликвидирована
	Куланды Восточный №1	Разведочная	30.10.2006 – 21.04.2007 гг.	2000 м / РТ	2001 м / РЗ	-	Вскрыты метаморфизованные породы и установлен сокращенный разрез осадочного чехла. Скважина ликвидирована

3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

В 2002 г. на площади исследований ТОО «СП «Куланды Энерджи Корпорейшн» выполнила работы по «Анализу геологического строения и перспективам нефтегазоносности возвращаемой Контрактной территории Куланды по состоянию на 01.01.2022 г.». В ходе работ выполнена переобработка сейсмических материалов МОГТ съемок прошлых лет на современном аппаратно-алгоритмическом комплексе (Риск-6000 модель 590 – «Геовектор-Плюс»), получены временные разрезы, которые подверглись анализу в плане получения новой дополнительной геологической информации. По результатам выполненных работ существенных перспектив на территории не выявлены.

В 2006 г. ТОО «Тат-Арка» проведены работы по отчету «О результатах обработки и интерпретации сейсмических данных 2Д на структуре Куланды Восточный и результатов переобработки/переинтерпретации данных 2Д с ГМДС структуры Куланды Западный по проекту Арал (участок приаральский). Выполненные работы позволили детализировать тектоническое строение участка, провести более точную корреляцию вдоль выступа Куланды, выполнить детальное описание осадконакопления и тектонических движений. По результатам работ определены четыре поисковых объекта и рекомендованы сейсморазведочные работы 3Д на площади Куланды.

В 2007 г. АО НИПИ «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Проведения анализа геолого-геофизических материалов с учетом данных бурения и прогнозная оценка запасов углеводородного сырья по проекту Арал (площадь Куланды Западный)». В рамках работ была детально пересмотрена скважина Куланды Западный №1 (КЗ-1). Несмотря на то, что в разрезе скважины КЗ-1 продуктивных горизонтов не обнаружено, скважина решила определенные задачи по уточнению литологической и стратиграфической характеристики разреза с учетом региональной корреляции, геофизических и палинологических исследований. По результатам глубокого бурения на сопредельных территориях на изучаемой площади предполагается развития газового комплекса в меловых, юрских и триасовых отложениях. Для выяснения геологического строения и перспектив нефтегазоносности структуры требуется продолжение дальнейшего разбуривания и проведение дополнительных сейсморазведочных работ.

В 2007 г. ТОО «Компания Жаһан» составлен отчет «Исследование фильтрационно-емкостных свойств коллектора, физико-химических свойств пластовых флюидов, анализ результатов бурения и оценка запасов по скважине №1 Куланды Восточный по проекту Арал (участок Приаральский). Выполненные исследования позволили уточнить глубинное строение участка Куландинского вала, где были пробурены скважины Куланды Восточный 1 и Куланды Западный 1, увязать ее с прилегающими районами и выявить

единство и различия, в их строении и геологическом строении. В рамках отчета выполнены детальное микрофаунистическое и петрографическое изучение шлама, анализ сейсмических и ГИС данных, оценка ресурсов УВ.

На основании вышеописанных работ провести анализ участка Аральский-4 не предоставляется возможным, ввиду отсутствия геолого-геофизической информации в северной и центральной части участка.

3.3. Геофизические и геохимические исследования

На территории исследования пробурены скважины Куланды Западный №1 и Куланды Восточный №1. В Таблица 3.3.1 приведена информация о проделанных работах в двух скважинах.

Таблица 3.3.1

Геофизические и геохимические исследования

№№ скв.	Год проведения	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервалы исследований, м	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Куланды Западный №1	1.11.2005 г.	1800	КС (N05A2M), ПС, БК, Кавернометрия, профилометрия, ГК, ИК, Термометрия, Инклинометрия	1:500	30-456 м	-
	1.11.2005 г.	1800	ННк-т (2 зонда)	1:500	30-456 м	Низкое качества по причине превышения частоты
	12.12.2005 г.	1800	ННк-т (2 зонда), ГК	1:500	14 1001 м	-
	12.12.2005 г.	1800	КС (N05A2M), ПС, БК, Кавернометрия, профилометрия, ИК, Термометрия, Инклинометрия, МБК, МКВ, АКШ	1:500	450-1001 м	-
	18.12.2005 г.	1800	АКЦ (ФКД)	1:500	0-992 м	-

	27.04.2006 г.	1800	КС (N05A2M), ПС, БК, Кавернометрия, профилометрия, ИК, Термометрия, Инклинометрия, МБК, ГК, НГК, ННК-т (2 зонда), АК, ФКД ИКр, ИКа, ИК многозондный (викиз), ГГКп (2 зонда), Бкз (6 зондов)	1:500	1004-1800 м	-
Куланды Восточный №1	2007 г.	2001	КС, ПС, БК, ИК (5 зондов), АК, Кавернометрия, Профилометрия, Термометрия, Инклинометрия, ГК, НГК, ННК	1:500	105-468 м	-
	2007 г.	2001	КС (N0.5M2A, A2M0.5N, N11M0.5A), Кавернометрия, ГК, ННК	1:500, 1:200	450-1100 м	-
	2007 г.	2001	Кавернометрия, ГК, ННК	1:500, 1:200	450 1100 м	-
	2007 г.	2001	КС, ПС	1:500, 1:200	450-1086 м	-
	2007 г.	2001	НГК	-	450-1100 м	-
	2007 г.	2001	БК, ИК (5 зондов), АК	1:200	450-1086 м	-
	2007 г.	2001	Инклинометрия, Микрокаверномер, АК, БМК	1:200	450-1100 м	
	2007 г.	2001	Профилометрия	1:500	450-1100 м	-
	2007 г.	2001	Оценка нефтематеринских пород, развитие теплового преобразования нефтематеринских пород, связь нефтей с материнскими породами	-	-	-

3.4. Лабораторные исследования

В 2007 году на территории участка проведены лабораторные исследования компаниями ТОО «Компания Жаһан» и АО НИПИ «Каспиймунайгаз». Ниже в Таблица 3.4.1 представлена информация по проведенным исследованиям.

Таблица 3.4.1

Лабораторные исследования

№.№ пп	Наименование исследования, анализа	Единица измерения	Количество образцов, (проб)	Организация, выполнившая исследования
1	2	3	4	5
1	Поросиметр	%	-	ТОО «Компания Жаһан»
2	Пермеаметр	мД	-	
3	Определение Сорг(КВ 1)	%	-	
4	Исследование пластовых вод (КВ-1)	г/см ³	10	
5	Литологическое описание керна (КВ-1)	%	1	
6	Литологическое описание шлама (КВ-1)	%	1	
7	Петрографически исследования керна и шлама (КВ-1)	%	1	
8	Микрофаунистически анализ образцов шлама и керна (КВ-1)	-	1	
9	Результаты палинологического изучения шлама (КВ-1)	-	1	
10	Гамма-активность керна (КВ-1)	API, %, ppm	28	
11	Гамма-активность керна (КЗ-1)	API, %, ppm	1	АО НИПИ «Каспиймунайгаз»
12	Результаты палинологического изучения шлама (КЗ-1)	-	42	
13	Литологическое описание керна (КЗ-1)	-	374	
14	Петрографически исследования керна (КЗ- 1)	%	1	
15	Полная, открытая пористость (КЗ-1)	%	30	
16	Газопроницаемость (КЗ- 1)	мД	30	
17	Карбонатность (КЗ-1)	%	1	
18	Объемная, минералогическая плотность (КЗ-1)	г/см ³	30	
19	Гранулометрический состав (КЗ-1)	%	30	

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОАДИ

4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

Центральное положение в Аральском бассейне занимает линейно вытянутый в меридиональном направлении Арало-Кызылкумский вал, которым регион делится на две части: западную, соответствующую восточной окраине Северо-Устюртской впадины и восточную – Восточно-Аральскую впадину. Доюрские отложения в пределах лицензионной площади исследований вскрыты только одной глубокой опорной скважиной на п-ве Куланды (скв. Куланды-П1, глубина 3000 м). Поэтому основные сведения о стратиграфии и литологии разреза получены по данным глубокого бурения, проведенного на смежных участках суши.

По возрасту фундамента часть площади западнее Арало-Кызылкумского вала относится с Северо-Устюртскому прогибу с докембрийским фундаментом, который перекрыт мощным чехлом (до 5-8 м) осадочных отложений от палеозоя до неогена. Породы фундамента вскрыты в скважинах, пробуренных на их выступах (Кызылой_Г-1, Аккулкуская_2, Бозойская_16) и представлены углисто-серицитовыми сланцами и базальтовыми порфиритами, конгломератами, гравелитами и амфиболитами.

В восточной части возраст фундамента палеозойский (девон-карбон). Здесь на фундаменте залегают юрские или меловые отложения. Андезитовые порфириты и диабазы вскрыты в скв. 1-П Косказах и 1-П Кызыктюбе. Между этими скважинами в скважине 1-Г Досан обнаружены позднепалеозойский граниты.

Верхний девон-нижний карбон. В Берчогурский синклинали (Мугоджары), на основных эффузивных породах среднего девона залегает фаменская толща серых гравелитов, конгломератов, песчаников, алевролитов и известняков толщиной до 600 м с богатым комплексом разнообразных морских организмов. В некоторых разрезах мощности известняков рифового характера возрастают с нескольких метров до 80-100 м. нижний карбон имеет толщину около 600 м. турне представлен серыми и темно-серыми известняками, песчаниками, аргиллитами, гравелитами. Имеются пласты каменных углей. Завершается разрез карбона карабулакской свитой (верхи турне-низы виз, сложенной серыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами с подчиненными прослоями известняков и гравелитов. Перекрывается карбон с глубоким размывом верхнпермскими красноцветными конгломератами. В Казахстанской части Северного Устюрта в последние годы две скважины достигли карбона на структурах Елигажи, Кушата и одна в Кашкаратинской мульде на лицензионном участке компании JNOC.

В Кашаратинской мульде скв. ARL NW-1 под красноцветными конгломератами верхней перми вскрыла толщу среднекарбонных серых известняков с прослоями аргиллитов (инт. 4468-4700 м).

По сейсмическим данным в пределах западной части площади данная толща интенсивно перемята и по аналогии с Берчогуром здесь предполагается терригенно-карбонатный разрез фамено-нижнего карбона.

Нерасчлененные средне-верхнекарбоновые и нижнепермские (ассельские) отложения, которые относятся к вулканогенно-осадочному комплексу, вскрыты на Актумсумском и Аламбек-Куанышском поднятиях (Байтерек_Г-1, Байтерек_Г-2, Сарытекиз_Г-1, Куаныш), в Южном Приаралье (Приозерная_Г-1). Представлены они, в основном, углистыми и карбонатными аргиллитами и известняками. По заключению узбекских и казахстанских (Быкадаров В.А.) геологов аргиллиты обладают достаточно высоким генерационным потенциалом и могут рассматриваться как нефтегазоматеринские породы. Коллекторами могут быть выветрелые среднекаменноугольные известняки, из которых на площадях Карачалак и Каракудук были получены промышленные притоки газа и нефтепроявления.

Верхняя Пермь – Триас – Р₂-Т

На большей части территории Арало-Каспийского региона между сильно дислоцированными отложениями девона и карбона, образующими складчатое основание области, и отложениями юры, мела и кайнозоя, составляющими осадочный покров, залегает довольно мощная красноцветная серия верхней перми и триаса. Эти отложения образуют единый генетический комплекс, формирование которых происходило в одинаковых палеогеографических и палеотектонических условиях. В результате в литологическом отношении и по условиям залегания отложения верхней перми и триаса практически не отличимы друг от друга. Вследствие этого детальное стратиграфическое расчленение пермо-триасового комплекса почти невозможно.

В пределах участка работ палеозойский комплекс пород, залегающий на глубине 1720–1800 м, слагают песчаники красновато-светло-коричневые, мелко-среднезернистые до крупнозернистых, кремнисто-кварцевые, слабоцементированные на глинисто-карбонатном цементе, базального типа. В шламе присутствуют обломки аргиллитов зеленовато-коричневых, известковых и редко бурого угля.

По миоспорам, определенным в интервалах 1735–1740, 1755–1760, 1760–1765 м, возраст пород определен как верхнепермский.

Встречены следующие миоспоры:

Интервал 1735–1740 м. Порода слабо насыщена миоспорами. Встречены в количестве 40 зерен плохой сохранности: *Leiotriletes elegans* K.-M., *Leiotriletes* sp., *Spinosisporites* sp., *Acantotriletes* sp., *Granulatisporites* sp., *Pinaceae*, *Protohaplopinites* sp., *Striatohaplopinites* sp., *Asaccites* sp., *Azonaletes* sp., *Ginkgocycadophytus* sp., *Cyclogranisporites* sp., *Vittatina* sp. Также присутствуют юрские формы: *Syathidites* sp.

Вскрытая толщина отложений палеозойского возраста в скв. КЗ-1 составляет 80 м.

Отложения триаса, вскрытые в Куландинской опорной скважине, представлены, в основном, песчаниками серыми и буровато-серыми, мелко и среднезернистыми. В разрезе скв. КЗ-1 отложения триаса представлены серыми песчаниками с прослоями серых аргиллитов. В составе шлама преобладают песчано-гравийные зерна кварца и кремнистых пород. Гравелитистые обломки, содержащиеся в количестве от 70 до 100%, представлены полуугловатыми, полуокатанными, окатанными зернами размером от 0,75 до 5 мм. Гравийные обломки образовались, по-видимому, в результате размыва и переотложения пород пермотриасового комплекса.

Отложения триасового возраста в скв. КЗ-1 имеют сокращенную мощность (74 м), более полный разрез триасового комплекса отложений предполагается по геофизическим данным вниз по падению пород в районе профилей kwa05a14, kwa05a18, oc01a02, 05a11.

Юрская система - J

Отложения юрской системы представлены всеми тремя отделами. В разрезе юры четко выделяются две части. Нижняя часть, относимая к нижней и средней юре, представляет собой толщу преимущественно континентальных или континентально-лагунных осадков. Верхняя часть, возраст которой определяется как верхнеюрский, представлена исключительно морскими осадками.

Подощва юрских отложений отбивается хорошо потому, что континентальные осадки нижней и средней юры, окрашенные преимущественно в серые тона, располагаются с перерывом на красноцветных отложениях перми, на электрокаротажных диаграммах граница между палеозойскими отложениями и юрой отчетливо отбивается по резкому увеличению значений кривых БК, БКЗ и ПС.

Верхняя граница также уверенно отбивается по смене глинисто-мергелистых отложений верхней юры и пестрой, ярко окрашенной толщей переслаивающихся пластов серо-зеленых песчаников с зелеными и вишнево-красными глинами, характерной для барремских отложений нижнего мела Мангышлака, Южной Эмбы и полуострова Бузачи.

Нижний отдел – J₁

Разрез представлен, в основном, песчаниками от светло-серых до коричневато-серых, крупнозернистых, полимиктовых, слоистых, пористых, сцементированных. Состав обломочной части кварцевый с примесью слюд, кремней, глинистого материала. Форма зерен - от полуугловатой до окатанной. Цемент глинистый порового типа, встречаются единичные включения и тонкие пропластки обуглившихся древесных остатков черного цвета. В нижней части разреза в шламе отмечается наличие песчано-гравийного материала, состоящего из зерен кварца и кремнистых пород. Размер зерен - от 0,25 до 5 мм.

Следующие виды споры и пыльцы были обнаружены АО «АктюбНИГРИ» в интервалах: 1465–1470, 1525–1530, 1545–1550 м.

В спорово-пыльцевом спектре преобладают пыльца (64,4%) над спорами (35,6%).

Среди спор многочисленны треугольные, гладкие формы из родов *Cyathidites* sp. (5,5%), *Leiotriletes* (11%), *Toroisporis* (7,5%). Присутствуют и другие споры, но в малых количествах: *Osmunda* (3,5%), *Equisetites* sp. (2%), *Aletes cruspulus* Sach. et Iljiuna (1,5%), *Salvinia* sp. (1,5%), *Microreticulatisporites* sp., *Acanthotriletes* sp., *Selaginella* sp., *Neoraistrickia* sp. (1%), *Toripunctisporites* (0,5%).

В пыльцевой части спектра многочисленны *Pseudopinus* (18%), *Cupressus* (10,5%), *Inaperturopollenites* (7,5%), *Ginkgocycadophytus* (7,5%), *Paleoconiferus* (6%). В незначительных количествах встречаются *Pinus* sp. (1,5%), *Quadraeculina limbata* Mal. (1%), *Classopollis* sp. (1%), *Chasmatosporites* (1%) и другие.

Данный комплекс позволяет установить возраст отложений как нижнеюрский.

Толщина нижней юры в скв. КЗ-1 составляет 91 м. На соседних площадях эта толща представлена как нерасчлененная J_{1-2} .

Средний отдел – J_2

Отложения средней юры широко распространены в Арало-Каспийском регионе и являются одной из самых продуктивных свит Прикаспийской, Мангышлакской и Арало-Тургайской нефтегазоносных провинций. Основной особенностью свиты является ее угленосность, которая местами достигает промышленного значения.

Литологический представлена серыми, кварцевыми и кварц-полевошпатовыми песчаниками с прослоями темно-серых, до черного аргиллитов. В целом вся толща имеет серую до черной окраску вследствие присутствия в ней углистого материала.

По данным института АО «АктюбНИГРИ» в интервалах 1205–1210, 1252–1254 м найден комплекс миоспор плохой сохранности, предположительно средне-нижнеюрского возраста.

В изученном спорово-пыльцевом спектре среди спор доминируют *Cyathidites* sp. (45 зерен). Единичными формами присутствуют *Leiotriletes* sp., *Verrucosisporites* ? sp., *Auritulasporites* sp., *Cibotium* sp., *Selaginella* sp., *Toroisporis* sp.

В составе пыльцы доминируют *Classopollis* sp. (30 зерен). Другие формы малочисленны: *Pinaceae* (6), *Pseudopinus* sp. (5), *Podozamites* sp. (9), *Paleoconiferus* (3), *Colpectopollis*, *Ginkgocycadophytus* sp. (5), *Chasmatosporites* sp., *Sciadophytus* sp., *Araucaria* sp., *Eucommidites* sp. Присутствуют водоросли.

В связи с неясностью возрастного определения по споро-пыльцевому анализу отложения средней юры в скв. КЗ-1 выделены путем сопоставления разрезов с соседними площадями.

Толщина среднеюрских отложений в скв. КЗ-1 составляет 226 м.

Верхний отдел – J₃

Верхнеюрские отложения распространены на менее обширной территории, чем отложения среднего отдела, что объясняется трансгрессивным залеганием нижнемеловых отложений на верхнеюрских, и глубоким размывом последних.

Представлены песчаниками, глинами, мергелями и известняками.

Стратиграфическое расчленение верхнеюрских осадков проведено путем сопоставления разрезов с соседними площадями. В разрезе скв. КЗ-1 в интервале глубин 1035–1065 м залегает пачка пород, представленная плотными глинами, известняками и мергелями, которая является региональной покрывкой для всего Аральского осадочного бассейна. Интервал залегания пород - 1065–1295 м - характеризуется монотонным переслаиванием песчаников, аргиллитов, алевролитов и мергелей.

Толщина отложений верхней юры в скв. КЗ-1 составляет 291 м.

Меловая система - К

Нижний отдел – К₁

Отложения нижнего мела в Арало-Каспийском регионе распространены повсеместно. В Западном и Юго-Западном Приаралье нижнемеловые осадки имеют серую окраску и морской генезис. В Северо-Западном и Восточном Приаралье — это, в основном, континентальные пестроцветные породы.

Разрез нижнего мела в скв. КЗ-1 представлен, в основном, толщей переслаивающихся пластов серо-зеленых песчаников и алевролитов с зелеными, иногда вишнево-красными глинами, характерными для барремских отложений Мангышлака, Южной Эмбы и полуострова Бузачи. Выделение в разрезе скв. КЗ-1 осадков нижнего мела в интервале 670–1038 м хорошо согласуется с сейсмикой и каротажными данными соседних площадей. Толщина отложений в скв. КЗ-1 составляет 418 м. По сейсмике подошве нижнего мела соответствует отражающий горизонт III, отбиваемый на глубине 1000 м.

Верхний отдел – К₂

Отложения верхнего мела получили широкое распространение в Арало-Каспийском регионе.

Отложения верхнего мела в сводовой части структуры размыты и представлены, в основном, толщей переслаивающихся песчаников, песков и глин. Глины - темно-серые, местами пестроцветные, плотные. Песчаники - зеленовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые, глауконитово-кварцевые. Пески - светло-серые, глауконитово-кварцевые. В обломочном материале присутствует зерна кварца, полевого шпата, иногда обломки метаморфизованных осадочных пород и кремнистых минералов. Отложения

этого возраста не охарактеризованы споро-пыльцевыми анализами. Стратиграфическая корреляция проведена по соседним площадям и, вероятно, имеет альб-сеноманский возраст. Толщина отложений в скв. КЗ-1 составляет 620 м.

Палеогеновая система - Р

Отложения палеогена широко распространены почти на всей территории региона. Отложения имеют преимущественно морской генезис, и лишь олигоценовая часть разреза в Северном Приаралье представлена прибрежно-морскими и лагунными фациями. Отложения палеогена, как правило, несогласно залегают на размытой поверхности толщи верхнего мела и почти повсеместно перекрываются несогласно залегающими ракушечными известняками неогена или четвертичными образованиями.

Плиоцен-четвертичные отложения покрывают плащом почти всю территорию региона, отсутствуя лишь на сводах крупных поднятий. Представлены озерными, аллювиальными и эоловыми песками, алевроитами, супесями мощностью от первых метров до 100–200 м.

На структуре Куланды Западный в разрезе скв. КЗ-1 палеоген-четвертичные отложения полностью размыты.

4.2. Тектоника

Аральский осадочный бассейн, заложившийся в пределах зоны сочленения Устюртского и Кызылкумского микроконтинентов, выделяется как Арало-Торгайское звено Восточно-Уральской рифтовой системы. Ему свойственно линейно-вытянутые прогибы (грабены), заполненные преимущественно терригенными пермо-триасовыми и юрскими отложениями. В зоне грабенов глубина залегания фундамента составляет более 8 км, а мощность нижнего плитного комплекса – 2–5 км. Раннемеловая инверсия привела к возникновению на месте рассматриваемых прогибов Куландинско-Возрожденковского вала (Рисунок 4.2.2).

Данные по единичным скважинам, вскрывшим фундамент на сопредельных площадях и результаты интерпретации геофизических данных, свидетельствуют о том, что его строение в западной и восточной частях района существенно отличаются. Границей между блоками фундамента с различным строением является Жерлепесский разлом. К западу от разлома фундамент, видимо, более древний и представляет собой фрагмент до-позднепалеозойского массива среди палеозойского. Верхнепалеозойские отложения (от девона до ранней перми) здесь, очевидно, образуют чехол этого срединного массива (или квазиplatformенный чехол).

К востоку от Жерлепесского разлома фундамент более молодой (во всяком случае, не древнее раннего карбона). Он представлен здесь складчатыми структурами (и, соответственно, формациями), являющимися

южным продолжением палеозойских структурно-формационных зон Восточного Урала.

Осадочный чехол района включает отложения от верхней перми до четвертичных включительно. В разрезе чехла по особенностям структурных форм и взаимоотношениям толщ отчетливо выделяются два структурных этажа: верхнепермско-среднетриасовый и верхнетриасовый-четвертичный. Разрез последнего расчленяется на три структурных подэтажа: верхнетриасово-юрский, мел-миоценовый и плиоцен-четвертичный.

Верхнепермско-среднетриасовый этаж представлен своеобразной структурной формой – крупной Куландинской грабен-синклиналью, вытянутой меридианально в центральной части района (Рисунок 4.2.2). Ширина грабен-синклинали 20-30 км, при мощности заполняющих ее отложений более 6000 м. При этом восточный ее борт более крутой и совпадает с крупным Жерлепесским разломом.

Структурный план верхнетриасово-четвертичного этажа существенно отличается от вышеописанного. Определяющей структурной особенностью верхнетриасово-юрского этажа Северного Приаралья является наличие отчетливо выраженной субмеридианально ориентированной системы линейных дислокации, которую образуют чередующиеся поднятия и прогибы, получившие название мегантиклиналей и мегасинклиналей.

На севере и север-северо-востоке бассейн ограничен Иргизской седловиной и Нижнесырдарьинским сводом; на юге – Центрально-Устюртской системой дислокаций; на западе краевым его элементом является Арало-Кызылкумская система поднятий с субмеридиональной сетью нарушений.

В пределах рассматриваемого района выделяется Куланды-Жаксыбутацкая мегантиклиналь.

Последняя является наиболее контрастно выраженной положительной структурой. По существу, она является фрагментом крупнейшего вала, протягивающегося от Урала на юг через Аральское море до Султануиздага (западные ветви Тянь-Шаня), получившего название Арало-Кызылкумского вала (вал Архангельского). В структурном отношении этот вал является наиболее вероятной зоной накопления УВ, мигрирующих сюда из сопредельных прогибов.

Куланды-Жаксыбутацкая мегантиклиналь протягивается в меридиональном направлении через весь рассматриваемый регион, т.е. не менее чем на 130 км при ширине 10–15 км. Своеобразие этой структуры в том, что именно с ней в плане совпадает наиболее глубокая часть верхнепермско-среднетриасовой Куландинской грабен-синклинали, т.е. Куланды-Жаксыбутацкая мегантиклиналь является ясно выраженной инверсионной структурой.

В осевой части Куланды-Жаксыбутацкой мегантиклинали геолого-геофизическими методами установлен ряд брахиантиклиналей:

Жаксыбутацкая, Алагузская, Тунгуруксорская, Тобебулакская и Куландинская.

Наиболее детально изучена сейсморазведкой Тунгуруксорская брахиантиклиналь, имеющая площадь 50-60 км². Высокое структурное положение данной складки и присущий ей достаточно полный стратиграфический разрез юрских и нижнемеловых отложений определяют хорошие условия для формирования здесь залежей УВ.

По данным сейсморазведки и бурения в разрезе всех брахиантиклиналей, кроме наиболее приподнятой Жаксыбутацкой, отмечаются достаточно полные разрезы юрских и нижнемеловых отложений.

В пределах бассейна по подошве юры четко выделяются три крупных структурных элемента: Арало-Кызылкумская система поднятий, Аральский прогиб и Восточно-Аральский склон (Рисунок 4.2.1 Рисунок 4.2.3).

Арало-Кызылкумская система поднятий ориентирована в меридиональном направлении, имеет протяженность около 300 км при ширине 10-15 км и амплитуде на отдельных участках до 400 м. Она является крайним западным структурным элементом Аральского бассейна, граничащим с Северо-Устюртской системой прогибов и поднятий. С востока к Арало-Кызылкумской системе примыкает Аральский прогиб с наиболее глубоко погруженной центральной зоной, узкой северной центриклиналью и широкой, близкой к изометричной, южной частью. Восточное ограничение бассейна представлено широкой (до 100 км) и протяженной (до 400 км) моноклиной, осложненной на юге широко развитой системой разломов, приразломных ступеней и многочисленными антиклинальными складками. Указанная моноклиналь выделяется в качестве Восточно-Аральского склона.

Крупный Куландинский выступ приурочен к центральной осевой части Арало-Кызылкумского вала, разделяющего Косбулакский и Восточно-Аральский прогибы в периклинальных частях Куландинского выступа, соответственно, в западной и восточной от оси Арало-Кызылкумского вала расположены структуры Куланды Западная и Куланды Восточная.

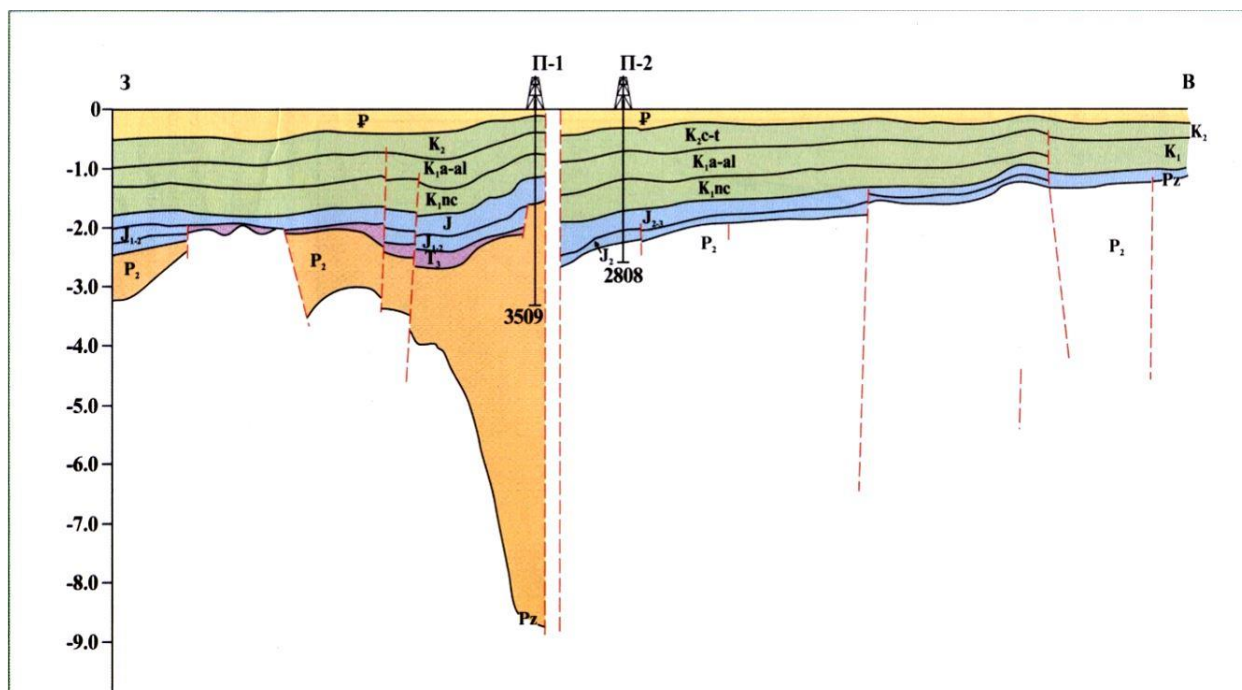


Рисунок 4.2.1– Геолого-геофизический разрез Аральского бассейна

Анализ всего имеющегося геологического материала от Северо-Западного Приаралья на севере до Юго-Западного Приаралья на юге, позволяет предположить, что, начиная с позднего девона и до ранней перми включительно, район Аральского бассейна (Аральский ареал прогибания) являлся областью накопления мелководных терригенно-карбонатных отложений. Это предположение основывается также на анализе сейсмических данных, при сеймостратиграфическом анализе сеймофаций доюрского осадочного разреза и на их интервальных скоростях. Выделение в низах доюрского слоистого разреза Челкарского прогиба сеймокомплекса с пластовыми скоростями от 5,5 до 6,0 км/с, перекрытого сеймокомплексами с пластовыми скоростями от 4,0 до 5,0 км/с, позволило предположить наличие карбонатных склоновых седиментационных построек, вероятно, верхнедевонско-среднекаменноугольного возраста, перекрытых мощными толщами сероцветных мелководноморских отложений верхнего карбона – нижней перми. Характер волнового поля отраженных волн в осевой части Аральского моря, регистрация на временах 3,5-4,0 с. и более групп субгоризонтальных интенсивных отражающих границ, перекрытых мощной толщей красноцветных безинформативных в сейсмическом волновом поле пермотриасовых отложений позволяет предположить, что в акватории Аральского моря под мощной толщей молассовых отложений пермо-карбона залегает, вероятно, карбонатно-терригенная толща верхнего девона – среднего карбона, аналогичная нижней части осадочного разреза Челкарского прогиба.

АРАЛО-ТУРГАЙСКИЙ РЕГИОН СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ КАРТА ПО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

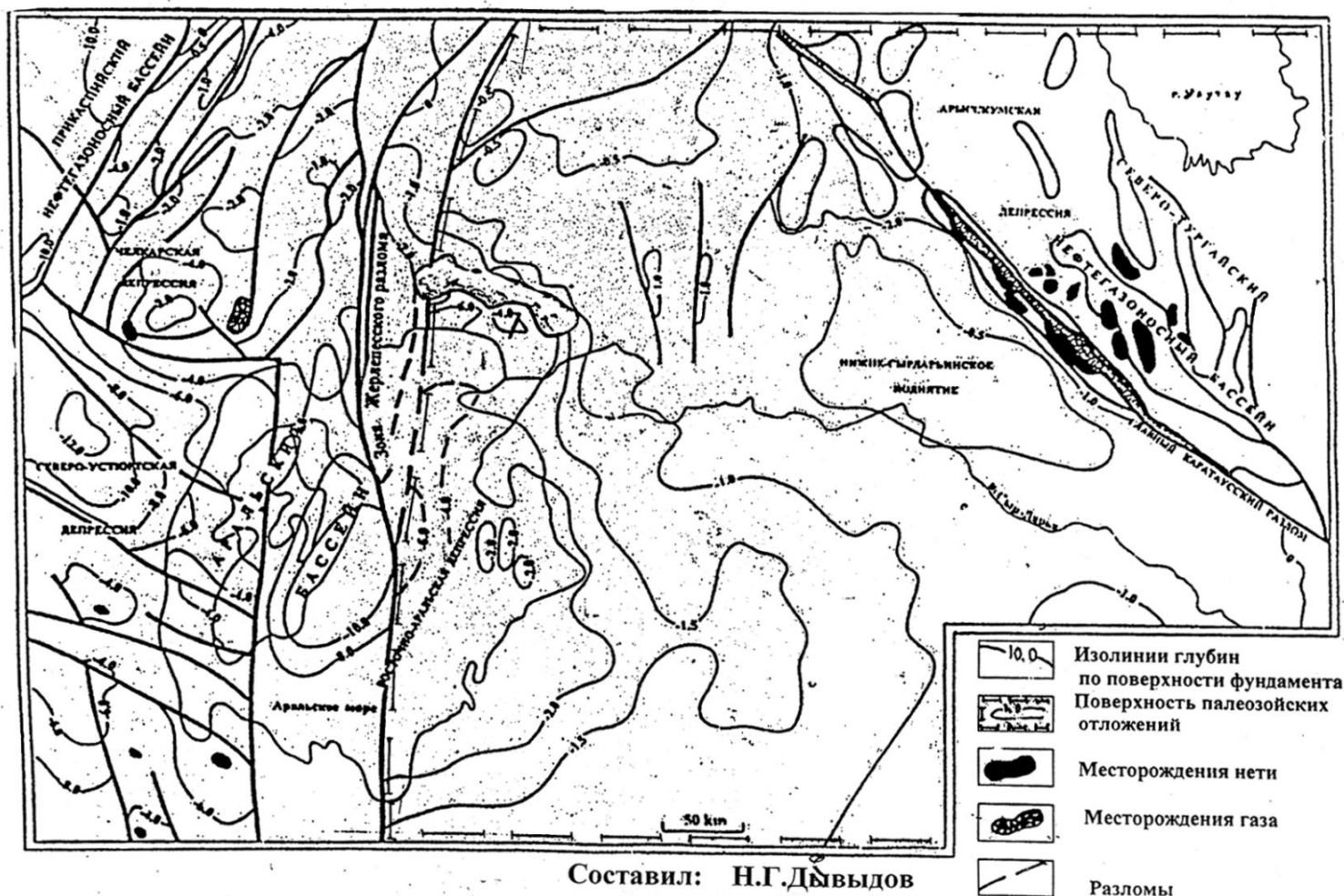


Рисунок 4.2.2 – Арало-Тургайский регион. Структурно-тектоническая карта по геолого-геофизическим данным

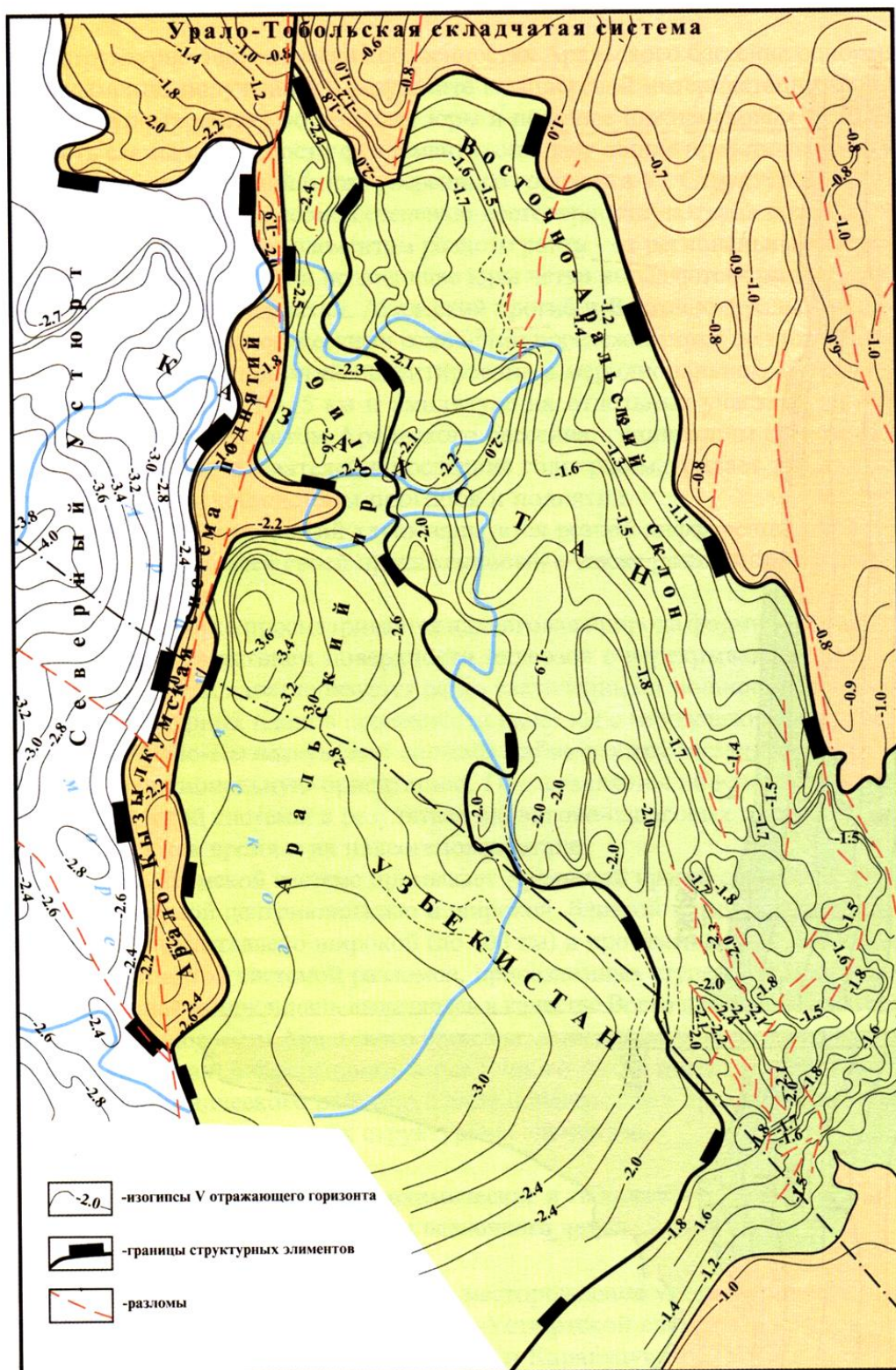


Рисунок 4.2.3 – Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса Аральской НГО

4.3. Нефтегазоносность

Основные перспективы нефтегазоносности Аральского региона связаны с юрскими, нижнемеловыми (неоком) и палеогеновыми отложениями в западной части и с юрскими, нижнемеловыми (неоком) в восточной. Толщина осадочного юрско-палеогенового комплекса пород достигает 7 км (Косбулакский прогиб), из них более 2 км приходится на долю нижней юры. В Аральском бассейне мощность чехла составляет 3–5 км, в том числе нижней юры 1–1,5 км.

Литологически в восточной и западной части юрско-меловая толща имеет схожее строение и представлена песчаными и песчано-алевролитовыми коллекторами с хорошими емкостно-фильтрационными свойствами в юрской, меловой и палеогеновой частях осадочного чехла.

Пермотриасовые отложения бассейна сильно уплотнены, практически лишены поровых коллекторов и считаются малоперспективными.

Определенные перспективы нефтегазоносности связываются с карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями палеозоя к западу от Арало-Кызылкумского вала.

В качестве регионального флюидоупора рассматривается неокомская толща, имеющая преимущественно глинистый состав и большую толщину (до 400 м). Второй региональный флюидоупор образует глинисто-карбонатная толща оксфорд-кимеридж-валанжина, под которой непосредственно залегают песчаные пласты келловейского резервуара. Для песчаных коллекторов эоцена региональным флюидоупором является глинистая пачка, которая в пределах Арало-Кызылкумского вала размыта.

Интенсивное накопление континентальных сероцветных отложений нижней юры в условиях грабенообразных прогибов и гидрогеологической закрытости, несомненно, способствовало захоронению и сохранению органического вещества, и последующему формированию углеводородов. Континентальные среднеюрские отложения в прогибах также имеют повышенные толщины (до 1000–1200 м) и в них возможно наличие озерных горючих сланцев. Глубины погружения юрских отложений (2–4 км), как и в Южном Тургае, позволяют предположить, что они прошли главную фазу нефтеобразования (2,0–2,5 км) и газообразования (4,0–4,5 км). Подтверждением является наличие в юрских и палеогеновых отложениях небольших газовых месторождений (Акчалак, Куаныш, Урга, Бозойское, Кызылой и др.).

К нефтепроизводящим породам следует относить также верхнетриасовые сероцветные и верхнедевонско-каменноугольные карбонатно-терригенные отложения.

Отложения нижнего карбона и верхнего карбона-нижней перми Юго-западного Приаралья накапливались в морских, восстановительных условиях, что обусловило их высокий нефтегазогенерационный потенциал. В глинистых породах содержание органического вещества достигает 3,6%, в

известняках – 0,14%. Органическое вещество имеет преимущественно сапропелевый состав, иногда с примесью гумуса.

Менее детально в настоящее время изучены особенности распределения органического вещества и битуминоидов в верхнетриасовых отложениях. Установлено, что они имеют повышенное содержание (0,21–0,54%) органического вещества преимущественно гумусового состава, что предопределяет генерацию.

Аргиллиты и алевролиты юрских отложений из скважин Тунгуруксор П-1 и Кучокинская П-2, в основном, бедные или переходные от бедных к богатым материнским породам с потенциалом к образованию газа. Органическое вещество, в основном, наземного происхождения, в котором древесина является преобладающим компонентом. В более погруженных областях акватории Аральского моря юрские отложения, несомненно, имеют более высокий потенциал.

Таким образом, для Аральского региона источниками углеводородов являются юрские, верхнетриасовые и верхнедевонско-каменноугольные отложения глубоких частей прогибов – Косбулакского, Восточно-Аральского и Барсакельмесского. Наиболее благоприятными для формирования залежей углеводородов являются ниже-среднеюрские и нижнеэоценовые песчаные горизонты, перекрытые мощными глинисто-карбонатными пачками в пределах Арало-Кызылкумского вала и бортовых частей прогибов.

Юрские отложения характеризуются гидрогеологической закрытостью, что подтверждается высокой минерализацией пластовых вод (до 100 г/л) и хлор-кальциевым составом.

В рамках принятых границ Аральского бассейна месторождения углеводородов к настоящему времени не выявлены. В прилегающих с запада районах Северо - Устьуртской системы прогибов имеется ряд месторождений, таких как: Бозойское, Куанышское, Ургинское, Каракудукское с продуктивностью палеогеновых, верхне-среднеюрских, меловых и каменноугольных отложений (Рисунок 4.3.1, Таблица 4.3.1).

В Тургайской нефтегазоносной области, входящей в состав Арало-Тургайской нефтегазоносной провинции, к настоящему времени открыто более 17 месторождений нефти и газа, приуроченных, в основном, к меловым и юрским отложениям (Рисунок 4.3.2, Таблица 4.3.1).

Геохимические исследования пород осадочного чехла в пределах Казахстанской части Аральского бассейна проводились в крайне ограниченных объемах только по юрско-нижнемеловой секции, где содержание органического вещества колеблется от 0,4%, в нижнем мелу - до 1,7% в юре. В качестве нефтегазоматеринских пород предполагается нижнесреднеюрская толща, особенно в глубоких частях Аральского прогиба. Этот прогиб следует отнести к наиболее вероятной зоне генерации углеводородов. Совокупность структурных, литологических и гидрогеологических параметров с единичными геохимическими данными позволила выделить по нефтегазогеологическому районированию

Центрально-Аральский перспективно-нефтегазоносный район, структурно приуроченный к Арало-Кызылкумской системе поднятий (Рисунок 4.3.2).

Литологический в восточной и западной части юрско-меловая толща имеет схожее строение и представлена песчаными и песчано-алевролитовыми коллекторами с хорошими емкостно-фильтрационными свойствами в юрской, меловой и палеогеновой частях осадочного чехла.

Наличие в разрезе чехла надежных региональных, зональных и локальных флюидоупоров при благоприятных сочетаниях коллекторов и покрышек также является благоприятным фактором для контроля нефтегазоносности. Региональная нефтегазоносность контролируется региональной глинисто-карбонатной толщей оксфорд-келловея.

Для песчаных коллекторов эоцена региональным флюидоупором является глинистая пачка, которая в пределах Арало-Кызылкумского вала размыта.

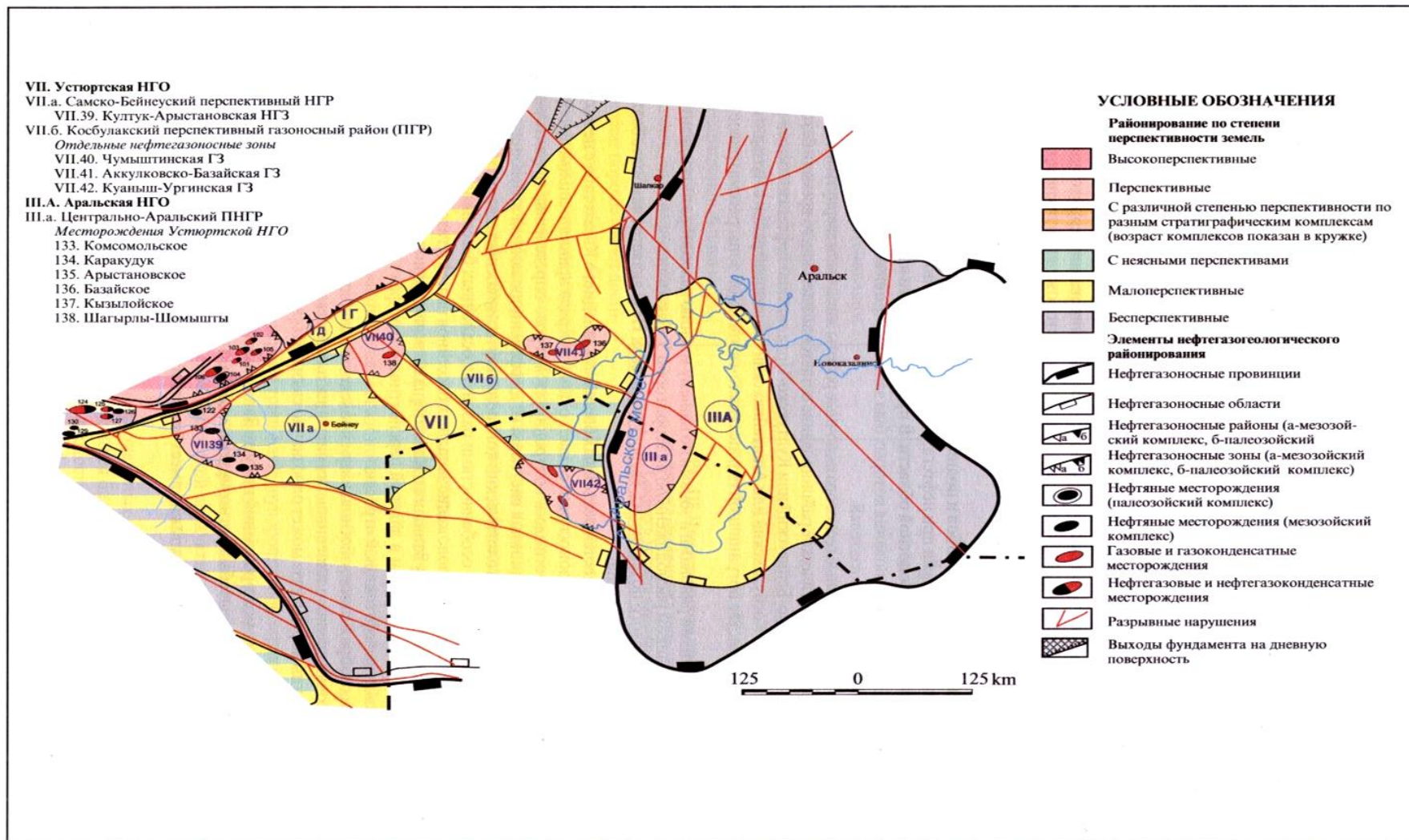


Рисунок 4.3.1 – Схема перспектив нефтегазоносности Устьюртской НГО

Таблица 4.3.1

Схема нефтегазогеологического районирования

Система	Отдел	Индекс	Нефте-газоносная область	Месторождение	Тип залежи	Тип коллектора
Юрская	средний, верхний	J ₂₋₃	Северо-Устьюртская	Арыстановское	●●●	Песчаники, алевролиты
Юрская	средний, верхний	J ₂₋₃		Каракудук	●●●	Песчаники
Юрская	верхний	J ₃		Комсомольское	●●●	Песчаники
Юрская	средний, верхний	J ₂₋₃		Култук	●●●	Песчаники
Палеогеновая	верхний эоцен	P		Шагарлы-Шомышты	0 0 0	Пески, песчаники
Палеогеновая	верхний эоцен	P		Бозойское	0 0 0	Пески, песчаники, алевролиты
Палеогеновая	верхний эоцен	P		Кызылойское	0 0 0	алевролиты
Юрская	средний, верхний	J ₂₋₃		Урга	0 0 0	Пески, песчаники, алевролиты
Карбон	нижний	C ₁		Каракудук	●●●	Известняки
Карбон	нижний			Карачалак	0 0 0	Известняки
Меловая, Юрская		K ₁ , J	Тургайская	Кумколь	●●● 0 0 0	Песчаники, алевролиты
Меловая	нижний	K ₁		Коньс	●●● 0 0 0	Песчаники, алевролиты
Меловая	нижний	K ₁		Арыскуп	●●● 0 0 0	Пески, песчаники, алевролиты, гравелиты
Меловая	нижний	K ₁		Кызылкия	●●● 0 0 0	Песчаники, алевролиты
Меловая, Юрская		K ₁ , J		Майбулак	●●● 0 0 0	Песчаники, алевролиты
Меловая, Юрская		K ₁ , J		Акшабулак	●●● 0 0 0	Песчаники, алевролиты

●●● – нефтяная залежь

0 0 0 – газовая залежь

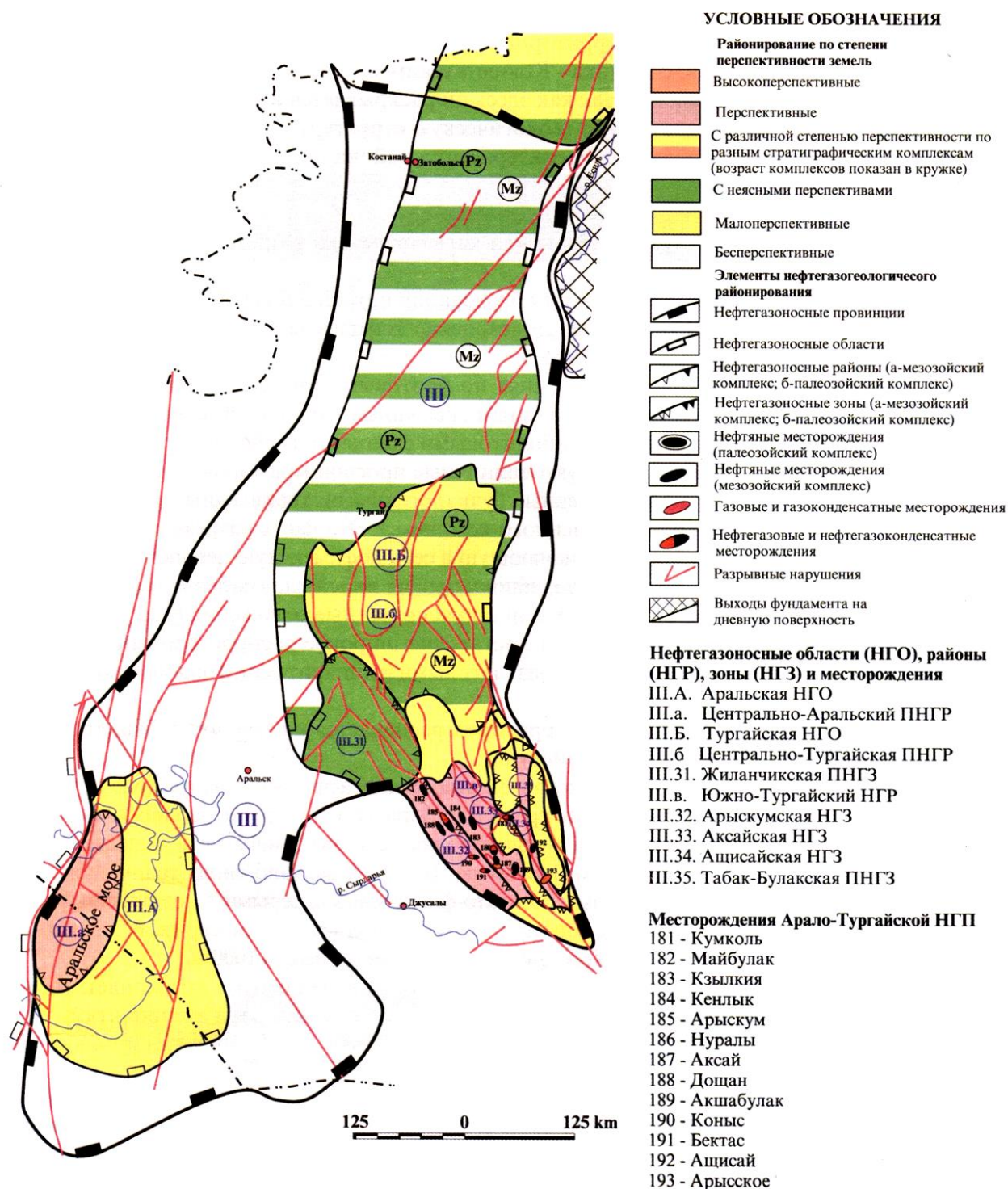


Рисунок 4.3.2 – Схема нефтегазоносности Арало-Тургайской нефтегазоносной провинции (НГП)

4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

В геолого-структурном отношении площадь исследования находится на границе двух крупных гидрогеологических структур I порядка - на западе - Устюртского, на востоке - Сырдарьинского, разделенных Арало-Кызылкумским валом, по которому соприкасаются структуры II порядка - Северо-Устюртский и Южно-Приаральский артезианские бассейны.

Гидрогеологические условия района работ изучены неодинаково. Территория принадлежит к обширной водонапорной системе Челкарского артезианского бассейна.

На основании анализа геологического строения и гидрогеологических условий исследованной территории в геологическом разрезе выделены следующие водоносные и водоупорные горизонты и комплексы:

- слабообводненный аллювиально-морской верхнечетвертичный и современный комплекс;
- водоносный аллювиально-озерный верхнечетвертичный и современный комплекс;
- водоносный верхнеплиоцен-эоплейстоценовый горизонт;
- водоупорный акчагыльский локально-водоносный комплекс;
- водоносный сарматский горизонт;
- водоносный среднемиоценовый горизонт;
- водоупорный сантон-палеоценовый комплекс;
- водоносный альб-коньякский (K, a1+K₂ к).

Процесс формирования ландшафтов пустыни Аралкум и активизация экзогенных геологических процессов связаны лишь с подземными водами эоплейстоцен-четвертичного водоносного комплекса, получившими распространение на всей территории обсохшего дна. Ранее выделенный верхнечетвертичный и современный водоносный комплекс относится к водоносному комплексу аллювиально-морских современных отложений, развитых на большей части территории исследований. Литологический представлены песками, супесями, суглинками, илами и солями мощностью от 0,5 до 7,0 м.

Основное питание подземные воды этого комплекса получают за счет фильтрационных потерь из поверхностных водотоков и водоемов, а также инфильтрации атмосферных осадков. В среднем в год выпадает 90—120 мм осадков.

Из-за крайней затрудненности общего подземного стока вследствие малых уклонов поверхности в сторону Аральского моря и низких фильтрационных свойств слагающих пород, разгрузка грунтовых вод осуществляется практически только путем испарения или выклинивания в солончаковые понижения (шоры), а в пределах Акпеткинского архипелага в многочисленные западины и русла Тогызаркана, образуя рапные озера.

Минерализация грунтовых вод колеблется от 3,14 до 323 г/дм³. По химическому составу воды хлоридного класса натриевой группы, второго и

третьего типов. Глубина залегания уровня грунтовых вод от 0,1 до 3 м. Коэффициент фильтрации песков и супесей составляет 0,1-3,0 м/сут.

Наиболее изучены неоген-палеогеновые водоносные горизонты, представленные песчано-глинистыми породами. Общая минерализация их возрастает с глубиной от 9-16 г/л до 58-83 г/л, воды сульфатно-натриевые.

В разрезе меловых отложений возможно несколько водоносных комплексов. В скважине Бозойская Г-1 готерив-барремский водоносный комплекс встречен в интервалах 2226-2236 м и 2170-2174 м, вмещающие породы песчаники. Воды хлоркальциевого типа с удельным весом 1,11 г/см³ и минерализацией 1,49-1,64 г/л.

В юрских отложениях отмечено два водоносных комплекса. Келовей-оксфордский водоносный комплекс испытан в скважине Бозойская Г-11 в интервале 2289-2292 м и 2302- 2309 м, вмещающие породы песчаники, воды хлоридно-кальциевого типа с удельным весом 1,11 г/см³ и минерализацией 168 г/л. Батско-байосский водоносный комплекс в интервале 2348-2528 м, представлены песчаниками, воды хлоридно-кальциевого типа с удельным весом 1,02-1,13 г/см³ и минерализацией 42-172 г/л.

В 60-х гг. в ходе гидрогеологических работ в ряде мелких скважин, пробуренных в пределах Тунгуруксорской и Тобебулакской брахиантиклиналей были получены самоизливы подземных вод из верхнемеловых отложений.

Минерализация разгазированной пластовой воды по анализу из пробы, отобранной на самоизливе невысокая (7,9 г/л), в ней содержится повышенное количество йода, брома (4,6 мг/л) и нефтяных кислот (1 мг/л).

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

5.1. Цели и задачи разведочных работ

Целевым назначением проектируемых работ является проведение разведочных работ на нефть на территории геологического отвода участка ТОО «DMS Services» в отложениях мела, юры и палеозоя. С целью изучения строения меловых, юрских и палеозойских отложений проектируется проведение сейсмических исследований МОГТ 2Д в объеме 1000 пог.км.

После получения результатов сейсморазведки необходимо начать работы по бурению поисково-разведочных скважин.

В связи с этим, с целью изучения строения меловых, юрских и палеозойских отложений и поисков залежей УВ, проектируется бурение двух независимых разведочных скважин: АРД-1 и АРД-2 с глубиной 3250 м (+/- 250 м) с задачей вскрытия палеозойских отложений.

Основными задачами проведения полевых сейсморазведочных работ 2Д и бурения 2-х скважин являются:

- изучение геологического строения разведываемой площади;
- определение пространственных границ залежей нефти;
- изучение литолого-фациальных, гидрогеологических, структурных особенностей резервуаров;
- изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов;
- изучение свойств пластовых флюидов;
- получение исходных данных для оценки запасов углеводородов.

5.2. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований

Сейсморазведка МОГТ 2Д проводится с целью изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности площади, а также определения направлений дальнейших поисково-разведочных работ.

Согласно минимальной рабочей программе, планируется провести полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 1000 пог.км.

Методика полевых работ будет разработана в Техническом проекте на проведение сейсморазведочных работ 2Д. В Таблица 5.2.1Таблица 5.2.3 приведены ориентировочные параметры полевой съемки. Окончательные параметры съемки будут рассчитаны в Техническом проекте на сейсморазведочные работы. Параметры сейсморазведки должны предусматривать достаточную длину годографа, соизмеримые с глубинами залегания целевых отражающих горизонтов, для получения хороших отражений от глубокозалегающих объектов.

Основной объем работ планируется отрабатывать с применением невзрывных источников – вибраторов. При использовании взрывных источников при картировании поверхности непроходимых и труднопроходимых мест необходимо предусмотреть возбуждение сигналов из источников скважин с заложением зарядов в оптимальные условия. Предполагается применение малых зарядов весом от 0,25 до 0,5 кг. Параметры возбуждения упругих колебаний как взрывных, так и невзрывных источников будут корректироваться по результатам опытных работ.

Очень важно определение параметров сейсморазведки с учетом любых ограничений на поверхности для достижения конечной цели. Необходимо проведение сопоставительного анализа с предыдущими сейсморазведочными работами.

Таблица 5.2.1

Методика проведения работ 2Д

Параметры единичной расстановки (Шаблон)	
Полная кратность	240
Количество активных каналов в шаблоне	480
Шаг пунктов приема (ПП) на ЛП [м]	25x25
Распределение: - каналов	240-0-240
Распределение: - удалений	5987,5-12,5-0-12,5-5987,5
Длины полнократных съёмки (км)	875
Длины единичной кратности (км)	1 000
Кол.пунктов приёма на площади	40 061
Количество отрабатываемых ПВ на площади съёмки	35 000
Технология работ	МОГТ
Количество полос	21
Количество HDD для выполнения съёмки 2Д (без копий)	1
Регистрирующая аппаратура:	геофон
Способ возбуждения: вибрационный или взрывной	Вибрационный

Таблица 5.2.2

Параметры Регистрации 2Д

Регистратор	
Источник возбуждения	Вибратор
Тип электроники виброустановок	VE464
Полярность виброустановок	SEG Standart
Длина записи	6 сек

Дискретность	2 мсек
Корреляция	До суммирования
Фильтр среза низкой частоты	Выкл.
Фильтр среза высокой частоты	0.8 Найквиста, линейный
Носитель	NAS/HDD 3.5
Передача данных SEG-Y Клиенту	HDD
AUX1	Pilot
AUX2	Autocorrelation
Свип-сигнал: длительность частотный диапазон тайперинг	500 мсек. Косинусоидальная форма
Количество свипов на ПВ	1-4
Номинальное усилие на грунт	65%

Таблица 5.2.3

Параметры группы приема 2Д

Параметр	Описание
Тип геофонов	JF30dx
Количество приборов в группе	12
Количество приборов в секции	12 (6x2)
Центр группы приёма	На пикете
Полярность сейсмоприёмников	SEG Standart

5.2.1 Обработка и интерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д

Обработка и интерпретация данных сейсморазведочных работ 2Д планируется после проведения полевых работ. Обработка 2Д сейсморазведочных данных должна выполняться с использованием современной обрабатывающей системы, обеспечивающей высокое качество временной и динамической разрешенности временных и мигрированных сейсмических разрезов, необходимых для решения поставленных геологических задач.

Тестирование основных параметров и процедур обработки с целью выбора оптимальных параметров, процедур и графа (последовательности) обработки, а также применение процедур, обеспечивающих сохранение истинных амплитуд для последующего анализа динамических параметров записи;

Граф обработки обязательно должен включать процедуры расчета статических поправок по первым вступлениям, необходимый объем коррекции статических и кинематических поправок, различные виды

деконволюции и подавления кратных и других волн-помех, временную и глубинную миграцию до и после суммирования.

Формирование единой скоростной модели среды на исследуемой территории, с использованием существующих геолого-геофизических данных и результатов обработки сейсмических данных. Это скоростная модель среды применяется для контроля качества обработки и для глубинных построений.

Интерпретация планируется с целью получения структурной основы, прослеживания динамических изменений внутри перспективных пластов, седиментационных особенностей и сейсмостратиграфического анализа.

Интерпретация сейсмических материалов должна выполняться с использованием современных программных обеспечений. В процессе интерпретации необходимо тщательно уделять внимание на пикирование отражающих горизонтов и выделение тектонических нарушений. В результате работ ожидается получение следующих материалов:

- Карты изохрон по реперным горизонтам;
- Структурные карты по реперным горизонтам с тектоническими нарушениями;
- Карты изопахит по всем горизонтам;
- Детальные карты по перспективным участкам и объектам;
- Прогнозные карты коллекторов на основе данных динамической интерпретации.

5.3. Система расположения поисковых скважин

С целью уточнения геологического строения и выяснения перспектив нефтегазоносности предлагается заложение 2 независимых поисково-разведочных скважин с проектной глубиной 3250 м. При определении местоположения проектных скважин использовались региональные структурные карты по отражающим горизонтам I (подошва палеогеновых отложений), II (кровля нижнемеловых отложений), III (кровля юрских отложений), PZ (кровля палеозойских отложений).

Учитывая отрицательные результаты пробуренных скважин Куланды Западный №1 и Куланды Восточный №1, которые были пробурены в антиклинальных структурах, проектные скважины заложены в склоновых частях структуры, где предполагается наличие ловушек УВ в виде структурных носов и тектонических экранированных

Скважина АД-1 – поисково-разведочная, независимая, закладывается на пикете 58750 профиля 9304106 на пересечении с проекцией профиля А09. Проектный горизонт – палеозой. Целевые горизонты - мел, юра и палеозой.

Скважина АД-2 – поисково-разведочная, независимая, закладывается на пикете 19450 профиля 930448. Проектный горизонт - палеозой. Целевые горизонты - мел, юра и палеозой.

Цель бурения скважин – выяснение перспектив нефтегазоносности юрско-меловых и палеозойских отложений, оценка их коллекторских свойств и оконтуривания залежей.

Проектные глубины скважин – 3250 м, проектный горизонт – PZ.

Проектная литолого-стратиграфическая разбивка разреза для поисково-разведочных скважин приведена в Таблица 5.3.1.

Местоположения поисково-разведочных скважин являются предварительными и может претерпеть изменения после проведения сейсморазведочных работ, закладываемых в данном проектом документе и последующей обработки и интерпретации.

Таблица 5.3.1

Проектный стратиграфический разрез

Стратиграфический комплекс	Интервалы глубин
Р (палеогеновые отложения)	0-400
К (меловые отложения)	400-2000
Ј (юрские отложения)	2000-3241
PZ (палеозойские отложения)	3241-3250

5.4. Геологические условия проводки скважин

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

В приведенных Таблица 5.4.1Таблица 5.4.2 делается акцент на интервалы, которые требуют особого внимания в процессе бурения и проведения мероприятий во избежание аварий в них.

Скважины, вскрыв проектную глубину, выполняют свое целевое назначение - получение притоков нефти из целевых отложений. В случае отсутствия притоков УВ скважина уточнит геологическое строение в пределах исследуемого участка TOO «DMS Services».

Таблица 5.4.1

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Категории пород		Ожидаемые пластовые		
					по твердость	по абразив	давления, атм	температуры, °С	углы и направления падения пластов
от (вер)	до (низ)	толщ	4	5	6	7	9	10	
0	400	400	P	Переслаивание известняка и мергелей, фосфоритовой гальки с чередованием мела, глины, песка и песчаников.	Мягкие	II-III	50	15	1,05
400	2000	1600	K	Глины, песчаники и пески Пестроцветные песчаники, алевролиты с чередованием глины и гравелита	Средние	V-VI	95	30	1,07
2000	3241	1241	J	Песчаники желтовато-серые, мелкозернистые, с прослоями алевролита, аргиллита и глины.	Средние	V-VI	220	30-66	1,15
3241	3250	9	PZ	Чередование песчаников коричневатого-серых, аргиллитов зеленоватого-серых, коричневых, вишневых с прослоями алевролитов.	Твердые	II-V	350	75	10

Ожидаемые осложнения при бурении

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
1	0-400	P	Осыпи и обвалы	Рыхлые породы
2	400-2000	K	Осыпи и обвалы, поглощение бурового раствора, нефтегазопроявления	Рыхлые породы, частичные поглощения
3	2000-3241	J	Нефтегазопроявления	УВ
4	3241-3250	PZ	Возможно, нефтегазопроявления	УВ

5.5. Характеристика промывочной жидкости

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

- минимальная водоотдача, обеспечивающая наименьшее загрязнение коллектора фильтратом;
- минимально допустимая плотность, обеспечивающая наименьшее превышение гидростатического давления над пластовым, но позволяющая обеспечить противодействие на пласт и сохранять устойчивость стенок скважины;
- минимальное содержание твердой дисперсной фазы, в первую очередь утяжелителя с целью снижения когельматации коллекторов.

Одним из факторов, влияющих на выбор параметров промывочной жидкости является наличие в разрезе пород с обусловленными характеристиками и при определенных условиях в процессе их разбуривания приводящие к возникновению инцидентов и аварий.

Например, глины, разбуриваемые в верхних интервалах, при недостаточных ингибирующих свойствах раствора могут образовывать сальники и как следствие приводить к потере подвижности бурильной колонны.

Наличие угля в разрезе может приводить как к осыпям, так и при попытке стабилизации устойчивости ствола за счет увеличения удельного веса жидкости к поглощениям.

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

Отклонение параметров раствора от указанных в ГТН может вызвать осложнение скважины, поэтому контроль за соответствием параметров ведется супервайзером по бурению.

В случаях осложнения скважины (нефтегазоводопроявления, осыпи, поглощения и т.д.) и необходимости изменения проектных параметров раствора, следует это предварительно согласовать с главным геологом.

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

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

С целью недопущения колюматации коллекторов вскрытие их должно осуществляться на буровом растворе с плотностью, создающей репрессию из расчета 4–7% от пластового давления. Технология углубления скважин в продуктивном разрезе, режим бурения и параметры бурового раствора должны учитывать создание минимальных гидродинамических нагрузок на стенки скважины.

При проводке скважины в соответствующих интервалах предусмотрен следующий тип бурового раствора (Таблица 5.5.1):

30–3250 м - полимерный раствор на основе KCl с плотностью 1,12–1,14 условной вязкостью 40–60 с, водоотдачей менее 5 см³/30 мин.

Допускается изменение плотности раствора в процессе бурения на 0,03 гр/мм³. При вскрытии продуктивных интервалов, в случае возникновения НГВП, допускается поэтапное утяжеление промывочной жидкости на значения, согласованные с технической и геологической службой заказчика, с полной стабилизацией по циклу.

Таблица 5.5.1

Типы, параметры и состав промывочной жидкости для проектных скважин

Интервалы, м	Тип промывочной жидкости	Параметры промывочной жидкости					Наименование химреагентов
		Плотность, кН/м ³	Вязкость, сек	СНС, Па	Водоотдача, м ³ /30 мин	рН	
1	2	3	4	5	6	7	8
30-3250	KCl полимерный	1,12-1,14	40-60	40-60	<5	9-10	Каустическая сода Кальцинированная сода SMARTPAC RHV OS PHPA HMW OS DRILLING DETERGENT Техническая вода

5.6. Обоснование типовой конструкции скважин

Выбор типовой конструкции проектных скважин определяется в соответствии с действующими нормативно-методическими документами, исходя из горно-геологических условий бурения, а также с учетом опыта строительства скважин на соседних месторождениях.

Количество, глубины спуска, тип и размеры обсадных колонн определены, исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных нефтегазопроявлений и испытания скважин на продуктивность.

Для предотвращения размыва устья скважин при бурении под кондуктором и перекрытия неустойчивых четвертичных отложений устанавливается направление длиной 30 м и диаметром 426 мм с цементированием до устья.

Кондуктор диаметром 323,9 мм спускается на глубину 400 м для перекрытия неустойчивых отложений, в которых могут наблюдаться обвалы стенок скважин и осыпей, и поглощения бурового раствора. Устье скважины после крепления кондуктором оборудуется противовыбросовым оборудованием (ПВО). Цементируется от «башмака» до устья.

Техническая колонна диаметром 244,5 мм спускается на глубину 1800 м для перекрытия неустойчивых отложений и возможных нефте-, водопроявлений из палеогеновых отложений. Устье скважины после крепления оборудуется ПВО. Цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов; для опробования и испытания перспективных объектов. Цементируется до устья.

Для обеспечения подъема цементного раствора до устья, устанавливается муфта ступенчатого цементирования.

Для улучшения качества крепления на колонне устанавливаются центраторы, турбулизаторы и скребки, а также цементный раствор под эксплуатационную колонну вводится понизитель водоотдачи, понизитель трения. Для ускоренного формирования цементного камня в раствор под кондуктором вводится CaCl_2 . Для предотвращения возможных водопроявлений бурение скважины производится с противодавлением столба бурового раствора.

Сводные данные по типовой конструкции скважины приведены в Таблица 5.6.1.

Таблица 5.6.1

Рекомендуемая конструкция проектных скважин

№ № п/п	Наименован ие колонны	Диаме тр колон ны, мм	Групп а прочн ости стали	Глуб ина спуск а, м	Высота подъема цементно го раствора за колонной , м	Примечание

1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	426		30	до устья	Цементируется до устья, спускается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Оборудуется противовыбросовым оборудованием
2	Кондуктор	323,9		400	до устья	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении и установки ПВО
3	Техническая	244,5		1800	до устья	Цементируется до устья, спускается с целью испытания продуктивных горизонтов
4	Эксплуатационная	177,8		3250	2000	Цементируется от забоя до головы хвостовика

Примечание: конструкция проектной скважины может претерпеть изменения с учетом новых геологических данных и детально будет рассмотрена в техническом проекте на строительство скважины, марка стали определяется расчетами в техническом проекте на строительство скважин. Отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в проекте в пределах ± 250 м («Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», 15.06.2018 г. №239)

5.7. Оборудование устья скважин

При строительстве скважин одним из неперенных условий обеспечения безопасности ведения работ в части предотвращения и ликвидации нефтегазоводопроявлений является оборудование устья скважины (Таблица 5.7.1).

Таблица 5.7.1

Спецификация устьевого противовыбросового оборудования для проектных скважин

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, Мпа	Ожидаемое устьевое давление, Мпа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
1	2	3	4	5
ОП45-230/80х21,	20	9	2	Кондуктор D =245

Спаренный ППГ 2-230х21, Универсальный ПУГ 230х21				мм
ОКК2 35–245, АФК1-80/65 х 35	20	11	2	Эксплуатационная колонна

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

5.8. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах

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

5.8.1. Отбор керна и шлама в проектных скважинах

При бурении разведочной скважины 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.

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

Геологическая служба ТОО «DMS Services» 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 «DMS Services».

В интервалах между отборами керна необходимо отбирать и вести описание шлама.

По шламу определяется литологический состав выносимой породы. Отбор шлама проводится через 5 м. Шлам промывается, просушивается, укладывается в бумажные пакеты и снабжается этикетками. Образцы шлама подлежат хранению наравне с керновым материалом. При взятии образцов шлама следует отмечать глубину, соответствующую положению забоя скважины. Шлам описывается в том же порядке и с той же степенью детальности, что и керн. Описание шлама заносится в геологический журнал.

При 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.

Сведения по проектному отбору керна приведены в Таблица 5.8.1.1.

Таблица 5.8.1.1

Проектные интервалы отбора керна

Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора керна
1	2	3	4
950-959	9	K ₁	
1300-1309	9		
1500-1509	9		
2200-2209	9	J	
2300-2309	9		
2400-2409	9		
3241-3250	9	PZ	

Всего

в 1,9% от общей проходки

в 2,7% от перспективной части разреза

5.8.2. Геофизические и геохимические исследования

Комплекс промыслово-геофизических работ проводится с целью изучения литолого-стратиграфической характеристики разреза, его расчленения и корреляции, выделения пластов – коллекторов разведки характера их насыщения, определения физических параметров пород коллекторов, выбора объектов для испытания, контроля состояния ствола скважины и качества цементирования.

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 керна 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. В комплексе с материалами других видов исследований и работ (опробований, испытаний, кернавыми 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 нефтенасыщенные;
- определение положений межфлюидных контактов, границ переходных зон, эффективных нефтенасыщенных толщин.

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

Рекомендуемый комплекс промыслово-геофизических исследований приведен в Таблица 5.8.2.1.

Таблица 5.8.2.1

Комплекс промыслово-геофизических исследований в проектной скважине

№ № п/п	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Мас штаб запис и	Интервалы исследований, м	Примеча ние
1	2	3	4	5	6
В открытом стволе					
1	3250 м	Инклинометрия скважин (ИС)	1:500	По всему стволу	

2		Измерение диаметра скважин (ДС)	1:500	По всему стволу	
3		Геолого-технологические исследования скважин	1:500	По всему стволу	
4		Термометрия скважин	1:500	По всему стволу	
5		Акустический каротаж (АК)	1:500	По всему стволу	
6		Плотностной каротаж (ГГК)	1:500	По всему стволу	
7		Гамма-каротаж (ГК)	1:500	По всему стволу	
8		Стандартный электрокаротаж (КС и ПС)	1:500	По всему стволу	
9		Индукционный каротаж многозондовый (ИК)	1:500	По всему стволу	
10		Боковой каротаж многозондовый (БК)	1:500	По всему стволу	
11		Микрокаротаж (МК)	1:500	По всему стволу	
12		Микробоковой боковой (МБК)	1:500	По всему стволу	
13		Нейтронный каротаж (НГК, ННК)	1:500	По всему стволу	
14		Лито-плотностной каротаж (ГГКП+РЕФ)	1:500	По всему стволу	
15		Резистивиметрия скважин (Рез)	1:500	По всему стволу	
16		Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)	1:500	По всему стволу	
17		Электрический микросканер (FMI)	1:200	В интервале интереса	
В обсаженной колонне					
18	3250 м	Контроль качества цементажа (АКЦ, СГДТ)	1:500	По всему стволу	
19		Локаатор муфт	1:500	По всему стволу	
20		Определение геотермического градиента	1:500	По всему стволу	

5.8.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов

В проектных скважинах планируется:

- опробование потенциально продуктивного пласта путем вскрытия пласта (перфорации колонны) для определения характера;
- насыщения, положения контактов 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).

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

Для определения максимально возможных дебитов нефти в проектируемой скважине опробование ведется по всей толщине

продуктивного пласта. При получении слабых дебитов в поисковой скважине следует проводить работы по интенсификации притоков нефти.

Результаты опробований коллекторов используются для определения пластовых и забойных давлений, коэффициентов продуктивности, гидропроводности и проницаемости коллекторов, дебитов нефти 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 окончанию испытания каждого интервала устанавливается цементные мосты или ВП с целью изоляции испытанного интервала для дальнейших работ по испытанию вышележащего интервала.

Проектные интервалы испытания в колонне приведены в Таблица 5.8.3.1.

Рекомендуются перфораторы с плотностью 16 отверстий на 1 п.м. с привязкой по ГК и ЛМ и пробивной мощностью не менее 1,5 м.

В проектируемых скважинах предполагается семь объектов в палеозойских, юрских и меловых отложениях. При получении притока пластовых флюидов проводится исследование объекта в соответствии с действующими отраслевыми инструкциями по исследованию нефтяных и водяных скважин. С целью получения информации по пластовым давлениям и температурам, продуктивности коллекторов, физико-химическим свойствам пластовых флюидов осуществляется комплекс гидродинамических и геофизических исследований. При проведении гидродинамических исследований применяются два метода: установившихся отборов (МУО) и восстановления давлений (КВД).

Таблица 5.8.3.1

Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне

№№ объект а	Интервал ы объектов испытани я, м	Геологически й возраст, литология	Ожидаемый вид флюида: нефть, газ, конденсат	Объект фонтанир., нефорнатир .	Способ вскрытия , кол-во отверсти й на 1 пог. М	Плотность промывоч ной жидкости, кН/м³	Метод вызова притока, количество режимов исследования	Метод интенсиф икации притока	Интервал установки цементного моста, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VII	950–959	K ₁	Нефть	Н.д.	Кумуляти вная, 16 отв.	1,01	Свабирование, компрессирова ние, струйный насос, ВШГН в зависимости от характера притока	ГРП	979
VI	1300–1309								1329
V	1500-1509								1529
IV	2200–2209	J							2229
III	2300-2309								2329
II	2400-2409								2429
I	3241-3250	PZ							3250

Примечание: Интервалы опробования в колонне будут уточнены по результатам интерпретации ГИС.

5.8.4. Лабораторные исследования

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.

Образцы пород для лабораторного исследования должны быть отобраны через каждые 0,5 м вынесенного выдержанного керна и через 0,25-0,30 м неоднородного. На образцах керна необходимо выполнение стандартного комплекса анализов – плотности минералогической и породы, пористости, проницаемости, фракционного состава, карбонатности и специальных исследований – электрического сопротивления, капилляриметрии.

Плотность минералогическая и плотность породы, пористость, проницаемость и карбонатность определяются на всех образцах керна.

Фракционный состав + карбонатность определяются на терригенных образцах в объеме 30 % от количества образцов по залежи (горизонту).

На образцах, представленных карбонатной породой, следует определять кальцитовую и доломитовую составляющие.

Для уверенного прогнозирования горно-геологических условий проводки скважин рекомендуется определять механические свойства горных пород в диапазоне глубин отбора керна.

Проектируемые виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов по проектируемой скважине приведены в Таблица 5.8.4.1.

Таблица 5.8.4.1

Виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов

№ № пп	Наименование исследования, анализа	Единица измерени я	Количеств о образцов, (проб)	Организация, выполняюща я исследования
1	2	3	4	5
1	Литолого-минералогический анализ (определение грансостава, плотности, карбонатности, глинистости и др.)	образец	3 обр. на 1 м керна	по выбору недропользова теля
2	Определение пористости (общей и эффективной)	образец		
3	Определение проницаемости	образец		
4	Определение нефтенасыщенности	образец		
5	Споро-пыльцевой анализ	образец	-	
6	Микрофаунистический анализ	образец	-	
7	Петрографическое описание шлифа	образец	3 обр. на 1 м керна	
8	Определение удельного электрического	образец		

	сопротивления пород			
9	Изучение акустических свойств пород	образец	-	
10	Анализ поверхностных проб нефти	проба	2	
11	Анализ глубинных проб нефти	проба	2	
12	Товарный анализ нефти	проба (200 л)	2	
13	Анализ газа	проба	1	
14	Химический анализ пластовых вод	проба	1	
15	Определение цезия, рубидия, калия, натрия, радия, урана и др. редких элементов в воде	проба	-	
16	Газожидкостная хроматография	проба	-	

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

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

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

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

1. Гамма-каротаж – 1370 м.
2. Контрольный каротаж в объеме 10% от глубины.
3. Отбор проб воды (по 1 л) – ориентировочно по 1 пробе из каждого объекта испытания.

В разрезах прогнозируемых скважин аномалии повышенного фона радиации (с точки зрения массовых поисков урана) не ожидаются.

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

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

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ 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.

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;

- геолого-технический журнал, отражающий условия проводки скважины, изменение режима бурения, параметров промывочной жидкости, интервалы поглощений, обвалов, нефтегазопоявления.

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.

Если же месторождение оказалось с забалансовыми запасами, либо со сложными техническими проблемами, затрудняющими ввод его в эксплуатацию в данное время, то составляется отчет на объект, подлежащий длительной консервации по геолого-экономическим соображениям.

Обобщенная информация по видам и объемам геологоразведочных работ приведены в Таблица Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..1.

Таблица **Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..1**

Виды и объемы геологоразведочных работ

№№ п/п	Виды работ	Единицы измерения	Объемы работ
1	Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д	пог. км	1000
2	Разведочное бурение	пог. м	6500
3	Количество проектных скважин	скважина	2
4	Отбор керна	пог. м	126
5	ГИС	пог. м	6500
6	Опробование в колонне	объект	14

8. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ 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 изменениями и дополнениями по состоянию на 31.08.2022 г.).

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

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.

8.1. Расчет затрат на ликвидацию скважин

Организация работ и расчет затрат по ликвидации скважин на участке Ащибулак которые подлежат ликвидации по техническим и геологическим причинам представлены в таблицах Таблица 8.1.1 Таблица 8.1.3.

Таблица 8.1.1

Количество операционных затрат при ликвидации одной скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Требуемое количество часов
1	2	3
1	Смонтировать подъемную установку	1
2	Установить превентор	1
3	Спуск НКТ. Установка верхнего цементного моста	3
4	Промывка. Подъем НКТ с выкидом на мостки	2,5
5	ОЗЦ	6
6	Испытание и опрессовка цементного моста.	2
7	Спуск НКТ. Установка цементного моста №2, приготовление цементного раствора	3
8	Промывка. Подъем с выкидом НКТ	1,5
9	ОЗЦ	6
10	Испытание и опрессовка цементного моста на 50 атм в течении 10 мин.	2
11	Демонтаж ПВО, заполнение скважины раствором, установка пробки на устье	3
12	Демонтаж станка КРС	1
13	Установка цементной тумбы и репера на устье скважины	4
Итого	Операционные работы	36

Таблица 8.1.2

Стоимость ликвидации одной скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Стоимость/час, в тыс. тенге	Требуемое количество часов	Общая сумма, в тыс. тенге
1	2	3	4	5
1	Операционные работы	23,4	36,0	843,9
2	Автокран	5,8	12,0	70,0
3	ЦА	8,8	12,0	105,0
Итого:				1 018,9

Таблица 8.1.3

Используемые материалы

Материал	Количество	Единица измерения	Стоимость, в тыс. тенге	Общая сумма, в тыс. тенге
Цемент, класс G (94 lb/ft ³)	4	тонна	52,0	208,8

Примечание: *- при ликвидации скважин будут привлечены собственные агрегаты и другие транспортные средства.

Стоимость ликвидации одной скважины составила 1 227 666,0 тенге.

Предполагаемое количество скважин, подлежащих ликвидации на месторождении составляет - 2 скважины.

Таким образом затраты на ликвидацию скважин составят:

2 скважины *1 227 666,0 тенге= 2 455 332,0 тенге

8.2. Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

Расчет затрат на демонтаж и ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства не производится ввиду их отсутствия.

8.3. Расчет рекультивации земли

Согласно пп.3 п.2 ст.217 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Расчет объема рекультивируемых земель были рассчитаны исходя из следующих факторов:

- территория, принятая на рекультивацию скважин, составляет 20х20 метров;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель- 0,3метра;
- норматив на производство земельных работ составляет 12 560 тенге.

Таким образом, получается, объем рекультивации земли на одну скважину составил:

$$20\text{м} \times 20\text{м} \times 0,3\text{м} = 120 \text{ м}^3$$

Объем рекультивации на 2 скважины:

$$120\text{м}^3 \times 2 \text{ скважин} = 240 \text{ м}^3$$

Итого стоимость рекультивации при устьевых площадок скважин составляет:

$$240 \text{ м}^3 \times 5\,500,0 \text{ тенге} = 1\,320\,000,0 \text{ тенге.}$$

Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на участке Ащибулак представлен в Таблица 8.3.1.

Таблица 8.3.1

Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на участке Аральский-4

№ п/п	Наименование	Ед. Измерения	Показатель
1	2	3	4
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тенге	2 455 332,0
2	Стоимость рекультивации земли	тенге	1 320 000,0
3	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тенге	3 775 332,0

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

Под охраной недр подразумевается недопущение загрязнения подземных вод минерализованными пластовыми водами, нефтью и химическими реагентами, недопущение бесконтрольных перетоков пластовых вод в нефтегазоносные пласты и, наоборот, нефти - в водоносные пласты, а также недопущение загрязнения нефтеносных пластов промывочными жидкостями, жидкостями глушения (или их компонентами), тампонажными растворами и т.п.

9.1. Общая задача охраны недр в период разведочных работ

Одной из наиболее ответственных задач при разведочных работах на нефть является охрана недр.

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

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 подсчета запасов месторождения и введения в пробную эксплуатацию;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти 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 и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;
- надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных 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.

9.2. Охрана недр в процессе разбуривания перспективных структур

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

9.3. Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая возникает в процессе бурения скважины, необходимо предусмотреть ряд мер по предотвращению негативного воздействия технологического процесса бурения на компоненты природной среды:

- обосновать конструкцию скважины с точки зрения охраны недр и природной среды;
- обосновать программу цементирования колонн по интервалам;
- предложить технико-технологические мероприятия по предотвращению водо-, газо-, нефтепроявлений – бурение производить с противодавлением столба бурового раствора;
- предусмотреть применение экологически безопасного бурового раствора;
- произвести прогноз возможных аварийных ситуаций и предложены меры по их предотвращению;
- предусмотреть обеспечение технической безопасности в аварийных ситуациях;
- содержать химреагенты и цемент в герметичной таре;
- предусмотреть сбор отходов бурения в шламовые емкости.

Конструкция скважин 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.

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

- Тщательное соблюдение проектной технологии бурения и крепления скважины.
- Строгое соблюдение проектных параметров и рецептур бурового и тампонажного растворов путем точной дозировки компонентов в растворе.
- Выполнение в полном объеме, предусмотренном проектом, комплекса геофизических исследований.
- Обеспечение достаточно высокой экологической культуры персонала.

Общими экологическими требованиями на стадиях недропользования являются:

- сохранение земной поверхности;
- предотвращение техногенного опустынивания;
- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель в связи со строительством дорог, строительством скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов добычи и переработки минерального сырья;
- предотвращение ветровой эрозии почвы, отвалов и отходов производства;
- изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;

- предотвращения истощения и загрязнения подземных вод;
- применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;
- очистка и повторное использование буровых растворов;
- ликвидация остатков буровых и горюче-смазочных материалов в окружающей природной среде экологически безопасным способом.

9.4. Охрана недр при освоении и испытании разведочных скважин

С целью получения необходимой информации о залежи и насыщающих пласт флюидах в каждой разведочной скважине предусматривается испытание в колонне от одного до трёх 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 скважин 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) скважин и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с проектными решениями.

9.5. Воздействия проектируемых работ на геологическую среду

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

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода химических реагентов, увеличению объемов отходов. С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, в проекте на

строительство скважин будет предусмотрено использование ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям.

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газоводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования.

Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный метод».

В процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению «безамбарного метода». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры, которые по мере их заполнения вывозятся на полигон для последующей обработки и утилизации шлама. Контейнеры возвращаются обратно на буровую для последующего использования. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, после осветления и очистки частично могут повторно использоваться для нужд бурения. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей химобработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины.

По окончании бурения все неиспользованные отходы бурения, в том числе нефтесодержащие сточные воды, вывозятся на специализированный полигон.

После окончания бурения, освоения (испытания) скважин и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с существующими требованиями.

9.6. Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на месторождении:

- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах проведения операций по недропользованию;
- обеспечение полноты извлечения из недр полезных ископаемых, не допуская выборочную отработку богатых участков;

- предотвращение техногенного опустынивания земель;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности обеспечивают 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;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементирования;
- при нефтегазопрооявлениях герметизируется устье скважины, и дальнейшие работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- планировка площадок буровых установок с учетом уклона местности для обеспечения стока дождевых вод в сторону емкостей-отстойников;
- предотвращение истощения и загрязнения подземных вод;
- приготовление буровых растворов на водной основе, очистка и повторное использование буровых растворов;
- применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;
- вывоз остатков буровых и горюче-смазочных материалов на площадки бурения последующих скважин с соблюдением их безопасной транспортировки и размещения на площадках;
- учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- предотвращение накопления промышленных и бытовых отходов на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого или промышленного водоснабжения;
- охрана недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, снижающих их качество;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения операций по недропользованию, консервации и ликвидации объектов разработки месторождений.

Принципиальный подход Компании при проведении работ – это экологически безопасный процесс разработки рассматриваемой контрактной территории, использование природосберегающей технологии проведения работ. Основные принципы такого подхода следующие:

- Применение материалов, технических средств и технологических процессов с минимальным потенциалом загрязнения или активного воздействия на объекты природной среды;
- Максимальная утилизация отходов по договору со специализированной организацией.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

ТОО «DMS Services» планирует в 2023-2026 гг. выполнить следующий объем геологоразведочных работ:

- проведение детальных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 1000 пог.км с целью изучения особенностей геологического строения осадочного комплекса и подготовки их к поисково-разведочному бурению;
- по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 2Д бурение поисков-разведочных скважин АРД-1, АРД-2 общим метражом 6500 м.

Бурение первоочередной проектной скважины АРД -1 начнется в 2024 году с проектной глубиной 3500 м, проектным горизонтов – РЗ, на ее бурение будет затрачено 174 суток. Опробование одного объекта в колонне – до 90 суток. Бурение данной скважины будет осуществляться одной буровой установкой и одной бригадой.

В Таблица Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..1 приведены виды и объемы геологоразведочных работ.

Таблица Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..1

Виды и объемы работ в период разведки 2023-2026 гг.

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Всего	2022	2023	2024	2025	2026
	Приобретение исторических материалов	проект	1	1				
1	Разработка и утверждение Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Аральский-4	проект	1	1				
2	Разработка Технического проекта на проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д	проект	1		1			
3	Полевые сейсморазведочные работы 2Д	пог. км.	1000		700	300		
4	Обработка и интерпретация сейсморазведочных данных МОГТ 2Д	пог. км.	1000			1000		
5	Бурение 2 поисково-разведочных скважин глубиной 3250 м, , в том числе: отбор керна и геофизические исследования скважины	скв.	2			1	1	
6	Опробование 2 поисково-разведочных скважин	объект	14				7	7
7	Составление Оперативного	проект	1					1

	ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ	КТ					
--	------------------	----	--	--	--	--	--

11. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

11.1. Оценка ожидаемых ресурсов нефти

Стоит отметить, что изучаемая территория слабо изучена:

- южная часть участка охвачена сейсмическими 2Д профилями и 2 пробуренными скважинами (2005–2007 гг.);
- центральная часть участка изучена редкой сеткой региональных 2Д профилей (1980–1990 гг.);
- в северной части участка отсутствуют данные сейсморазведки и скважин.

В связи с этим, для оценки ресурсов УВ были использованы региональные карты по ОГ I, II, III, PZ Аральского бассейна, а также результаты интерпретации 2Д профилей 2005–2007 гг. (Рисунок Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..1 – Структурная карта по ОГ II (кровля нижнемеловых отложений)Рисунок Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..2).

Ожидаемые ресурсы нефти отложений мела и юры подсчитаны по аналогии с месторождением Аккулка и результатов бурения скважин Куланды Западный 1 и Куланды Восточный 1.

В связи с тем, что территория участка Аральский-4 малоизучена, оценка ресурсов выполнена по методу вероятности Монте-Карло. Были рассчитаны 1000 реализации, где переменными данными являлись – площадь, эффективная толщина коллектора, пористость, нефтенасыщенность. Все расчеты выполнялись в программе Excel. По результатам расчета составлено ранжирование по категориям P10, P50, P90.

На основании выполненных расчетов геологические ресурсы нефти по категории С3 меловых и юрских отложений по вероятности P50 составляют 756 144,65 тыс. т., извлекаемые ресурсы нефти составляют 226 843,40 тыс. т. Расчетные данные перспективных ресурсов по категории С3 приведены в Таблица Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..2.

Ожидаемые ресурсы нефти подсчитывались объемным методом по формуле:

$$Q_n = F \cdot h \cdot K_p \cdot K_n \cdot \gamma_n \cdot \theta,$$

где:

Q_n – балансовые ресурсы нефти, тыс.т;

F – площадь нефтеносности, тыс.м²;

h - средневзвешенная толщина, м;

K_p - коэффициент пористости, д.ед.;

K_n - коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.;

γ_n - удельный вес нефти в поверхностных условиях, т/м³;

θ -пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти в

поверхностных условиях, д.ед.

Извлекаемые ресурсы нефти определялись по формуле:

$$Q_{\text{н}}^{\text{изв.}} = Q_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}},$$

где:

$Q_{\text{н}}^{\text{изв.}}$ – извлекаемые ресурсы нефти, тыс.т.;

$\eta_{\text{н}}$ - коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.

Оценка ресурсов нефти произведена в трех категориях P10, P50 и P90.

В связи с тем, что данный участок является малоизученным и имеющиеся материалы имеют низкое качество, авторами проекта принято решение проанализировать геологические риски ожидаемых ресурсов.

Геологические риски любых разведочных проектов всегда основывается на следующих параметрах:

- 1) Вероятность наличие коллектора;
- 2) Вероятность наличия ловушки;
- 3) Вероятность наличия покрышки;
- 4) Вероятность наличия нефтематеринской породы;
- 5) Вероятность миграции УВ.

Учитывая вышеописанные параметры, была составлена таблица геологических рисков, где была учтена геолого-геофизические материалы на участке исследования и результаты бурения в соседних месторождениях. (Таблица Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..1)

Таблица Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..1

Геологические риски объектов

Наименование	Риски
Вероятность наличия коллектора	0,80
Вероятность эффективности коллектора	0,70
Вероятность наличия эффективного коллектора	0,56
Вероятность наличия ловушки	0,80
Вероятность наличия покрышки	0,60
Вероятность наличия эффективной ловушки	0,48
Вероятность наличия зрелой нефтематеринской породы	0,80
Вероятность миграции УВ	0,60
Вероятность наличия эффективной нефтематеринской породы	0,48
Вероятность сохранности залежи	0,80
Итоговый геологический успех	0,10

По результатам выполненных анализов рисков ожидается, что геологический успех на территории участка Аральский-4 составит 10%. Исходя из этого геологические ресурсы нефти по категории С3 меловых и юрских отложений по вероятности Р50 составят 78 048,65 тыс. т, а извлекаемые 23 414,59 тыс.т.

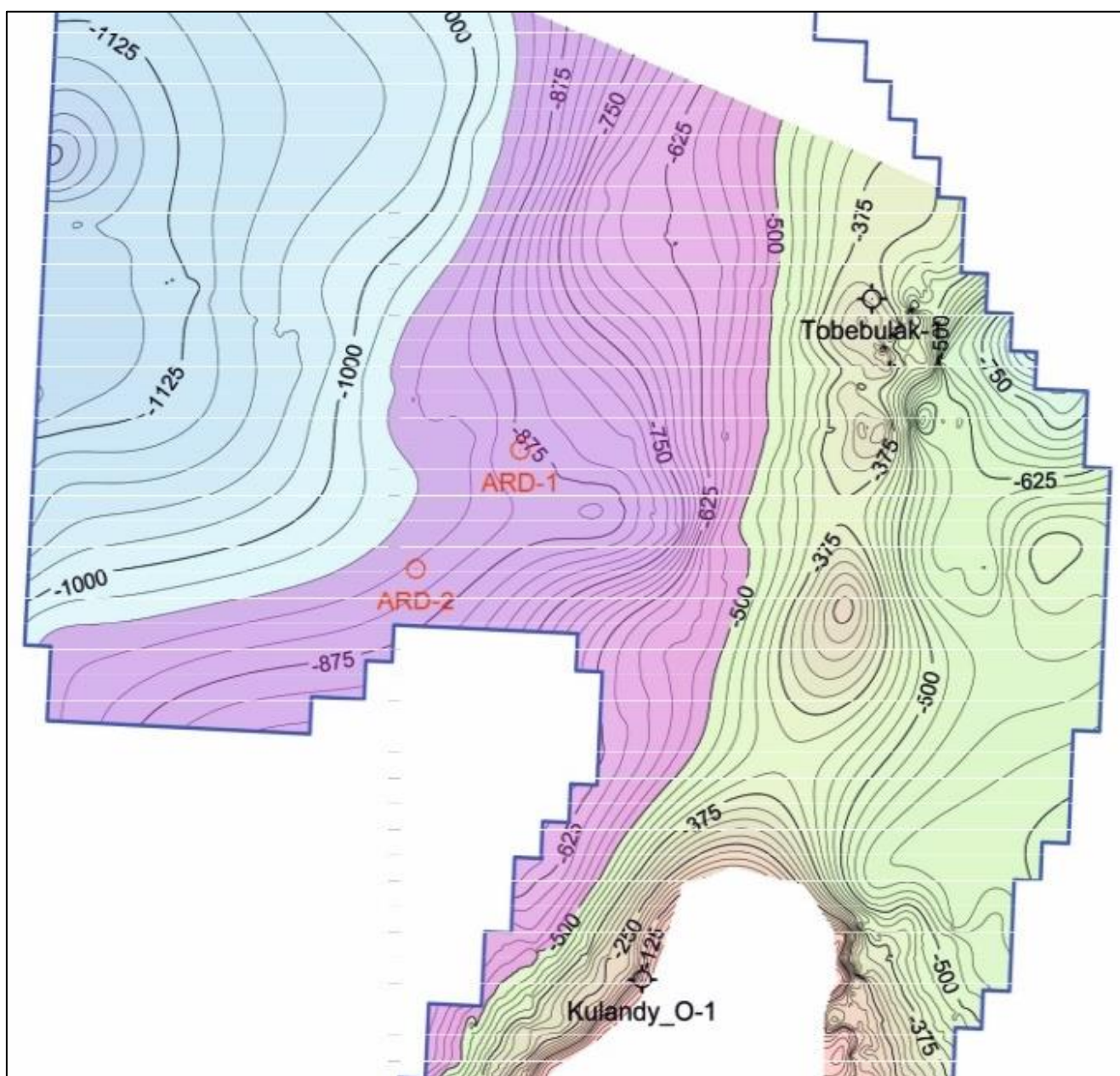


Рисунок Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..1 – Структурная карта по ОГ II (кровля нижнемеловых отложений)

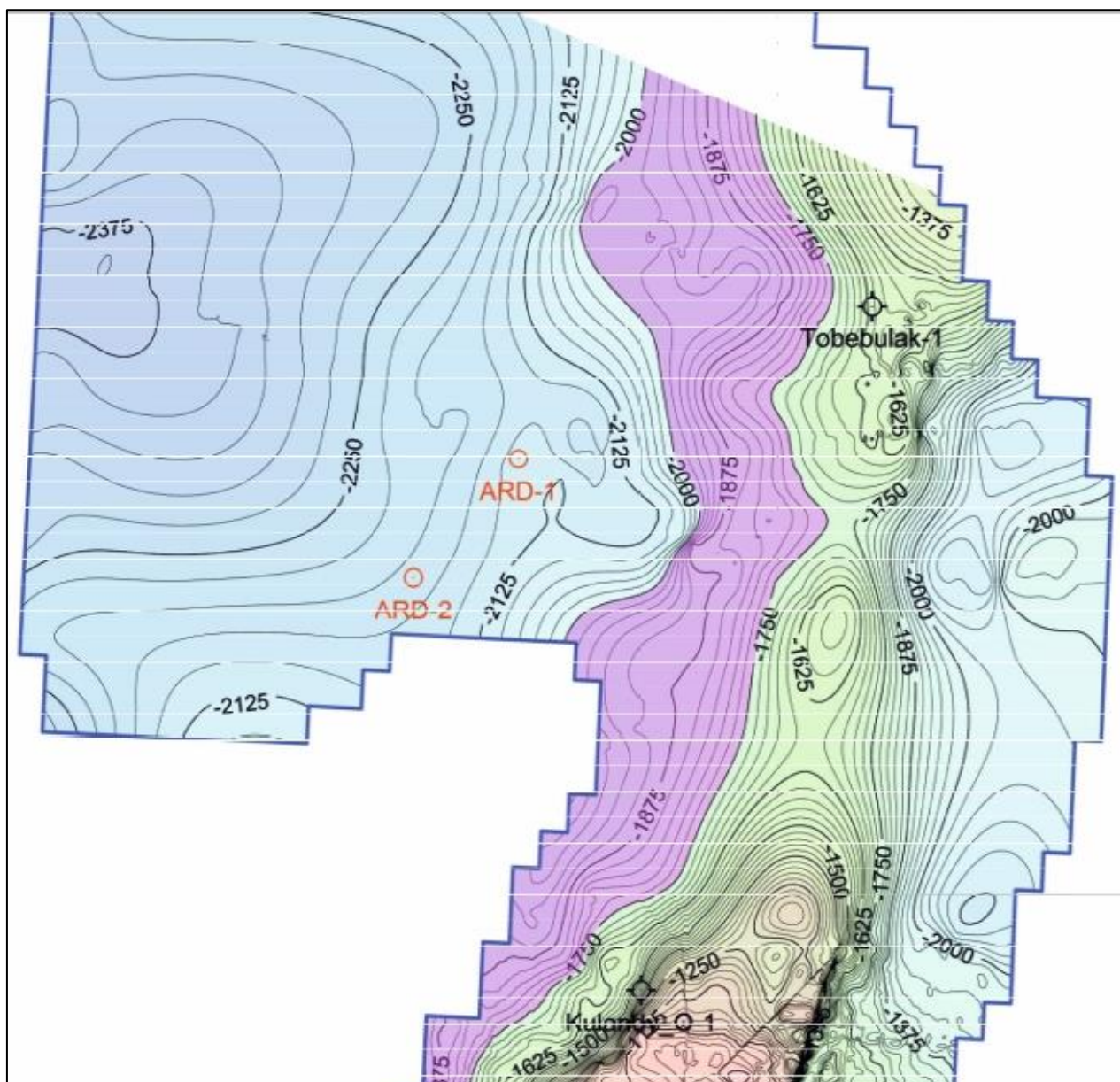


Рисунок Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..2 – Структурная карта по ОГ III (кровля юрских отложений)

Таблица Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..2
Оценка ожидаемых ресурсов нефти

№	Горизонт	Категория	Площадь, тыс. м ²	Нэфф. средняя, м	Эфф. объем, тыс. м ³	Пористость, д.е.,	Нефтенасыщенность, д.е.	Плотность нефти, г/см ³	Пересчетный коэффициент, д.е.	Геологические ресурсы нефти, тыс.т	КИН, д.е.	Извлекаемые ресурсы нефти, тыс.т	Геологические ресурсы нефти с учетом геологических рисков, тыс.т	Извлекаемые ресурсы нефти с учетом геологических рисков, тыс.т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	18	19
1	ОГ II (кровля нижнемеловых отложений)	P10	520 622,74	3,97	2 065 091,56	0,34	0,7	0,809	0,869	344 468, 93	0,3	103 340,68	35 555,81	10 666,74
		P50	317 684,48	3,26	1 036 125,72	0,24	0,7	0,809	0,869	123 248, 69	0,3	36 974,61	12 721,63	3 816,49
		P90	111 110,62	2,65	294 247,89	0,14	0,7	0,809	0,869	20 367,12	0,3	6 110,14	2 101,28	630,68
2	ОГ III (кровля юрских отложений)	P10	284 267,55	109,07	31 005 973,34	0,37	0,53	0,805	0,784	3 829 361,08	0,3	1 148 808,32	395 263,59	118 579,08
		P50	174 773,60	48,15	8 415 816,41	0,22	0,53	0,805	0,784	632 895, 96	0,3	189 868,79	65 327,02	19 598,10
		P90	63 000,02	17,71	1 115 442,15	0,07	0,53	0,805	0,784	27 891,66	0,3	8 367,50	2 878,95	863,69
Итого		P10								4 173 830,01		1 252 149,00	430 819,39	129 245,82
		P50								756 144,65		226 843,40	78 048,65	23 414,59
		P90								48 258,78		14 477,63	4 981,23	1 494,37

12. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Перечень видов затрат предприятия, осуществляемых в период поисковых работ определен согласно Закону РК «О недрах и недропользовании» (3) и «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (2).

При расчете затрат использовались оценочные показатели, как капитальные вложения на сейсморазведочные работы МОГТ 2Д, бурение поисковых скважин, их опробования, затраты на поисково-разведочные работы и на проектные работы, прочие производственные затраты.

В смету стоимости включаются все затраты на сопутствующее скважинное оборудование, ГИС, полевая сейсморазведка МОГТ 2Д и их обработка, интерпретация. Потребность и стоимость в капитальных вложениях определялась, исходя из объемных показателей, связанных с бурением новых скважин и удельных затрат, их обустройству, прокладке выкидных линий и т.д. Предполагаемые объемы инвестиционных затрат базируются на укрупненных удельных показателях стоимости, связанных как с бурением скважин, так и исходя из характеристики и необходимого количества оборудования, необходимого на строительство намеченных объектов, которые включают в себя издержки по инвестициям в основной капитал.

Составлена предполагаемая геолого-экономическая эффективность и основные технико-экономические показатели разведочных работ на площади, которые приведены в Таблица Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..1.

Таблица Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..1

Предполагаемая геолого-экономическая эффективность и основные технико-экономические показатели разведочных работ на площади

№№ п/п	Показатели	Единица измерения	
1	2	3	
1	Количество проектных разведочных скважин	шт.	2
2	Проектная глубина, горизонт	м	3250, палеозойские отложения
3	Суммарный метраж	м	6500
4	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст–мес	750
5	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	тыс. тенге	985 000
6	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тыс. тенге	303

7	Предполагаемые затраты на поисково-разведочное бурение на площади	тыс. тенге	1 970 000
8	Предполагаемые затраты на сейсморазведочные работы	тыс. тенге	996 000
9	Предполагаемые затраты на материалы и базовые проекты	тыс. тенге	16 000
10	Продолжительность проектируемых работ на площади	год	5
11	Ожидаемый прирост ресурсов нефти	тыс. т	23 414,59
12	Прирост ожидаемых ресурсов на 1 м проходки	тыс. т / м	3,60
13	Прирост ожидаемых ресурсов на 1 поисковую скважину	тыс. т / скв.	11 707,295
14	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых ресурсов нефти	тенге /т	134,66

В Таблица Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..2 представлены стоимостные показатели капитальных вложений на проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, строительство поисково-разведочных скважин и прочие затраты.

Таким образом, финансовые затраты в период поисковых работ составят 3 152 500 тыс. тенге. Все проведенные расчеты носят оценочный характер, однако степень их достоверности достаточна для принятия принципиальных решений.

Капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться в Казахстане. Однако также возможно приобретение оборудования и материалов у производителей из других стран при невозможности приобретения соответствующего оборудования в Казахстане, а также в случаях их неконкурентоспособности с другими аналогами по показателям качества и цены. В расчетах предполагается, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений будет осуществляться за счет собственных средств

Таблица Error! Use the Home tab to apply Заголовок 1 to the text that you want to appear here..2
Укрупненный сметно-финансовый расчет стоимости всех видов и объемов ГРР за 2022-2026 г.г.

№ п/ п	Наименование видов работ	Ед. изм.	Объем (кол-во)					Сумма, тыс.тенге				
			2022	2023	2024	2025	2026	2022	2023	2024	2025	2026
1	Приобретение исторических материалов	проект	1					1 000				
2	Разработка и утверждение Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Аральский-4	проект	1					10 500				
3	Разработка Технического проекта на проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д	проект		1					20 000			
4	Полевые сейсморазведочные работы 2Д	пог.км.		700	300				680 000	148 000		
5	Обработка и интерпретация сейсморазведочных данных МОГТ 2Д	пог.км.			1000					148 000		
6	Бурение 2 поисково-разведочных скважин глубиной 3250 м, в том числе: отбор керна и геофизические исследования скважины	скв.			1	1				985 000	985 000	
7	Опробование 2 поисково-разведочных скважин	объект				7	7				80 000	80 000
8	Составление Оперативного подсчета запасов	проект					1					15 000
	<i>Планируемые инвестиции по годам</i>							11 500	700 000	1 281 000	1 065 000	95 000
	Планируемые инвестиции всего							3 152 500				

13. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проект разведочных работ на нефть в пределах контрактной территории участка Аральский-4 составлен в соответствии с геологическим заданием, представленным Заказчиком.

При составлении проекта Исполнителями проанализирован первичный геолого-геофизический материал по контрактной территории.

По аналогии с месторождениями Бозой и Аккулка, на участке Аральский-4 перспективы выявления залежей УВ связаны с терригенными отложениями палеогена, мела и юры. Получение притоков нефти с близлежащих месторождений, а также наличие пути миграции для скопления залежей УВ позволяет проводить разведочные работы на данном участке.

С целью изучения геологического строения, перспектив нефтегазоносности и составления единой структурной модели участка, проектируется проведение сейсмических исследований 2Д-МОГТ в объеме 1000 пог.км.

После получения ожидаемых результатов, проектируется бурение двух независимых разведочных скважин: АРД-1 глубиной 3250 м и АРД-2 глубиной 3250 м с целью изучения строения палеогеновых, меловых, юрских и палеозойских отложений, а также поисков залежей УВ.

Выполнена прогнозная оценка по категории С₃ по отложениям мела и юры. Для количественной оценки нефти в качестве месторождения-эталона принято месторождение Аккулка.

В процессе бурения предусмотрен комплекс геолого-геофизических исследовательских работ и проведение ВСП в одной скважине.

В результате реализации запланированных геологоразведочных работ будут определены дальнейшие направления разведочных работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ

1	Отчет по анализу геологического строения и перспективам нефтегазоносности возвращаемой Контрактной территории Куланды по состоянию на 01.01.2002 г. ТОО «СП КЭК», 2002 г.
2	Отчет о результатах обработки и интерпретации сейсмических данных 2Д на структуре Куланды Восточный и результатов переработки/переинтерпретации данных 2Д с ГМДС структуры Куланды Западный по проекту Арал (участок Приаральский), ТОО «Тат-Арка», 2006 г.
3	Отчет «Проведение анализа геолого-геофизических материалов с учетом данных бурения и прогнозная оценка запасов углеводородного сырья по проекту Арал (площадь Куланды Западный)». АО НИПИ «Каспиймунайгаз», 2006 г.
4	Дело разведочной скважины №1 пл. Куланды Западная, 2006 г.
5	Дело разведочной (поисковой) скважины №1 пл. Куланды Восточный, 2007 г.
6	Исследование фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, физико-химических свойств пластовых флюидов, анализ результатов бурения и оценки запасов по скважине №1 Куланды Восточный по проекту Арал (участок Приаральский), ТОО «Компания Жаһан», 2007 г.
7	Отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Аккулковское, Актюбинской области Республики Казахстан, по состоянию изученности на 01.07.2022 г.», ТОО «АкАй Консалтинг», 2022 г.
8	Методические указания по составлению проектов разведочных работ углеводородов №329 от 24.08.2018 г.

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 2.1- Обзорная карта Аральского участка 4	14
Рисунок 4.2.1– Геолого-геофизический разрез Аральского бассейна	40
Рисунок 4.2.2 – Арало-Тургайский регион. Структурно-тектоническая карта по геолого-геофизическим данным.....	41
Рисунок 4.2.3 – Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса Аральской НГО.....	42
Рисунок 4.3.1 – Схема перспектив нефтегазоносности Устюрской НГО	46
Рисунок 4.3.2 – Схема нефтегазоносности Арало-Тургайской нефтегазоносной провинции (НГП)	48
Рисунок 11.1 – Структурная карта по ОГ II (кровля нижнемеловых отложений)	85
Рисунок 11.2 – Структурная карта по ОГ III (кровля юрских отложений).....	86

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1	12
Таблица 3.1.1	21
Таблица 3.1.2	26
Таблица 3.3.1	29
Таблица 3.4.1	31
Таблица 4.3.1	47
Таблица 5.2.1	52
Таблица 5.2.2	52
Таблица 5.2.3	53
Таблица 5.3.1	55
Таблица 5.4.1	56
Таблица 5.4.2	57
Таблица 5.5.1	58
Таблица 5.6.1	59
Таблица 5.7.1	60
Таблица 5.8.1.1	62
Таблица 5.8.2.1	63
Таблица 5.8.3.1	66
Таблица 5.8.4.1	67
Таблица 7.1	71
Таблица 8.1.1	73
Таблица 8.1.2	73
Таблица 8.1.3	73
Таблица 8.3.1	74
Таблица 10.1	82
Таблица 11.1	84
Таблица 11.2	87
Таблица 12.1	88
Таблица 12.2	90

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Номер текстового приложения	Наименование приложения	Стр.
1	2	3
1	Вырезки из Контракта на разведку и добычу	97
2	Геологический отвод с картограммой	102
3	Протокол заседания НТС	105
4	Протокол совместного ГТС	107
5	Лицензия на проектирование	109
6	Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности	110

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование приложения	№ приложения	Масштаб	Степень секретности
1	2	3	4	5
1	Карта изученности блока DMS Services	1	1:200 000	Не секретно
2	Тектоническое районирование платформенного комплекса	1	1:500 000	Не секретно
3	Сводный геолого-литологический разрез	1	1:2 000	Не секретно
4	Структурная карта по подошве палеогеновых отложений (ОГ I)	1	1:200 000	Не секретно
5	Структурная карта по кровле нижнемеловых отложений (ОГ II)	1	1:200 000	Не секретно
6	Структурная карта по кровле юрских отложений (ОГ III)	1	1:200 000	Не секретно
7	Структурная карта по кровле палеозойских отложений (ОГ PZ)	1	1:200 000	Не секретно
8	Сейсмический разрез 9304108	1	Гор. 1:43 000 Верт: 1см–100 мс	Не секретно
9	Сейсмический разрез A08	1	Гор. 1:65 000 Верт: 1см–100 мс	Не секретно
10	Сейсмический разрез A09	1	Гор. 1:43 000 Верт: 1см–100 мс	Не секретно
11	Сейсмический разрез A10	1	Гор. 1:26 000 Верт: 1см–100 мс	Не секретно
12	Карты потенциальных зон УВС по категории Сз	1	1:300 000	Не секретно

Итого 11 графических приложений на 12 листах.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Компания

Регистрационный № 5102-УВС
от «12» сентября 2022 г.

КОНТРАКТ
на разведку и добычу углеводородов
по участку недр Аральский участок 4 в Актюбинской и Кызылординской
областях

между

Министерством энергетики Республики Казахстан,
действующим в качестве Компетентного органа

и

Товариществом с ограниченной ответственностью
ТОО «DMS Services» (ДиЭмЭс Сёрвисиз)

г. Нур-Султан, 2022 г.

Пreamбула

Настоящий контракт на разведку и добычу углеводородов подписан Сторонами 12 февраля 2022 года в соответствии с решением Комиссии по предоставлению права недропользования по углеводородам (Протокол № 257 от «19» ноября 2021 года) и заключением контракта на недропользование в порядке, установленном статьей 100 Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании».

Принимая во внимание, что:

- 1) в соответствии с Конституцией Республики Казахстан недра находятся в государственной собственности;
 - 2) Республика Казахстан предоставляет участок недр в пользование на условиях, условиях и в пределах, предусмотренных Кодексом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании" (далее – Кодекс);
 - 3) недропользователь имеет намерение, финансовые и технические возможности рационально и эффективно проводить разведку и добычу углеводородов на участке недр;
 - 4) Правительство Республики Казахстан определило компетентный орган и наделило его правом на заключение и исполнение Контракта;
 - 5) пользование недрами осуществляется в порядке, на условиях и в пределах, установленных Кодексом;
 - 6) Контракт на недропользование является договором, содержание, порядок заключения, исполнения и прекращения которого определяются Кодексом;
 - 7) Компетентный орган и недропользователь договорились о том, что Контракт будет регулировать их взаимные права и обязанности при разведке и добыче углеводородов,
- Компетентный орган и недропользователь договариваются о нижеследующем:

Глава 1. Предмет Контракта

1. Республика Казахстан в лице Компетентного органа предоставляет на установленный Контрактом срок недропользователю право недропользования, а недропользователь обязуется за свой счет и на свой риск осуществлять недропользование в соответствии с условиями Контракта и Кодексом.
2. Право недропользования на участке недр возникает с даты вступления в силу Контракта.
3. При условии соблюдения недропользователем положений, предусмотренных законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании и Контракта, недропользователь вправе на участке недр осуществлять разведку и добычу углеводородов.

Глава 2. Срок действия Контракта

4. Срок действия Контракта, указанный в пункте 5 Контракта, определяется последовательно закрепленными в нем периодом разведки, подготовительным периодом (при необходимости) и периодом добычи.
5. Контракт заключен на срок, равный 6 лет, и действует до

органом в течение двух месяцев со дня принятия решения о продлении заключается контракт на добычу углеводородов в новой редакции, разработанный в соответствии с типовым контрактом на добычу углеводородов.

9. В случае если период добычи углеводородов в рамках Контракта установлен на срок не менее двадцати лет, то при продлении периода добычи условия Контракта подлежат приведению в соответствие с законодательством Республики Казахстан, действующим на дату такого продления.

10. Контракт вступает в силу с даты его регистрации в компетентном органе.

11. Срок продления исчисляется со дня регистрации контракта, если сторонами не согласован иной срок.

Глава 3. Границы участка недр

12. Пространственные границы участка недр, на котором недропользователь вправе проводить операции по разведке или добыче углеводородов в соответствии с Контрактом, устанавливаются в приложении к Контракту, являющемуся его неотъемлемой частью.

Для целей подготовки указанного приложения:

1) первоначальные пространственные границы участка разведки или добычи углеводородов по контракту на разведку и добычу или добычу углеводородов определяются в соответствии с программой управления государственным фондом недр;

2) пространственные границы участка (участков) разведки при продлении периода разведки по контракту на разведку и добычу углеводородов в целях оценки обнаруженной залежи (совокупности залежей) определяются в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз дополнением к проекту разведочных работ, предусматривающим работы по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей);

3) пространственные границы участка (участков) разведки при продлении периода разведки по контракту на разведку и добычу углеводородов в целях пробной эксплуатации обнаруженной залежи (совокупности залежей) определяются в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проектом пробной эксплуатации;

4) пространственные границы участка (участков) добычи углеводородов (за исключением верхней границы) при закреплении участка (участков) добычи после завершения периода разведки по контракту на разведку и добычу

126. Все приложения к Контракту рассматриваются как его неотъемлемые части. При наличии каких-либо расхождений между положениями приложений и самим Контрактом, положения Контракта имеют преимущественную силу.

127. Определения и термины, используемые в Контракте, имеют значения, определенные для них в Кодексе и (или) в соответствующих нормативных правовых актах Республики Казахстан.

128. Отношения Сторон, их права и обязанности, не урегулированные Контрактом, регулируются законодательством Республики Казахстан.

129. Настоящий Контракт заключен 12 (дня), сентября (месяца) 2022 года в городе Нур-Султан (Республика Казахстан), уполномоченными представителями Сторон.

130. Юридические адреса и подписи Сторон:

Министерство энергетики
Республика Казахстан
010000, г. Нур-Султан
пр. Кабанбай батыра 19, блок «А»
тел. 8 (7172) 78 69 81
факс: 8 (7172) 78 69 43

ТОО «DMS Services»
Республики Казахстан
г. Актобе, ул. Бокенбай Ботыра дом 2
БИН 180340013572 кбе17
ИИК KZ5796515F0008081084
БИК IRTYKZKA
Филиал АО «Fortebank» в г. Актобе
Тел/факс 8(7132) 41 66 20
Эл.почта: Tethys@tpl.kz

КОМПЕТЕНТНЫЙ ОРГАН

Министерство энергетики
Республики Казахстан

Вице-Министр
Хасенов А.Г.



НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЬ

ТОО «DMS Services»

Директор
Қайыпов Е.Ж.



Handwritten signatures and initials in blue ink.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

31

QAZAQSTAN RESPÝBLIKASY
EKOLOGIA, GEOLOGIA
JÁNE TABÍGI RESÝRSTAR
MINISTRLÍGI



МИНИСТЕРСТВО
ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

GEOLOGIA KOMITETI

КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ

010000, Nur-Sultan q., Á. Mambetov k-si, 32
tel.: 8 (7172) 39 03 10, faks: 8 (7172) 39 04 40
e-mail: komgeo@geology.kz

010000, г. Нур-Султан, ул. А. Мамбетова, 32
тел.: 8 (7172) 39 03 10, факс: 8 (7172) 39 04 40
e-mail: komgeo@geology.kz

№ 26-02-26/2695
от 05.08.2022г.

ТОО «DMS Services»

Копия : Министерство энергетики
Республики Казахстан

На исх. №01-09-01/33 от 24 августа 2022 года

Комитет геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан на основании решения Министерства энергетики Республики Казахстан (Протокол №240349 от 22 июля 2022 года) направляет участок недр (геологический отвод) на Аральском участке 4 расположенного в Актюбинской и Кызылординской областях, предоставленный ТОО «DMS Services» для осуществления операций по недропользованию.

Приложение – на 4 л.

И.о. заместителя председателя

К. Туткышбаев

А. Жұмат
☎ 24-94-71
✉ a.zhumat@ecogeo.gov.kz

002789



Приложение № 2
к Контракту № 5102-УВС
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка и добыча
(вид недропользования)
от 5 сентября 2022 год
рег. № 505-Р УВ

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

**УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен ТОО «DMS Services» для осуществления операций по недропользованию на Аральском участке 4 на основании решения Министерства энергетики Республики Казахстан (протокола №240349 от 22 июля 2022 года).

Участок недр расположен в Актобинской и Кызылординской областях.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по №86.

Координаты угловых точек					
Угловые точки	Восточная долгота	Северная широта	Угловые точки	Восточная долгота	Северная широта
1	59° 40' 00"	46° 30' 00"	44	59° 36' 00"	45° 49' 00"
2	59° 40' 00"	46° 21' 00"	45	59° 35' 00"	45° 49' 00"
3	59° 39' 00"	46° 21' 00"	46	59° 35' 00"	45° 47' 00"
4	59° 39' 00"	46° 20' 00"	47	59° 31' 00"	45° 47' 00"
5	59° 38' 00"	46° 20' 00"	48	59° 31' 00"	45° 46' 00"
6	59° 38' 00"	46° 19' 00"	49	59° 29' 00"	45° 46' 00"
7	59° 36' 00"	46° 19' 00"	50	59° 29' 00"	45° 45' 00"
8	59° 36' 00"	46° 20' 00"	51	59° 28' 00"	45° 45' 00"
9	59° 35' 00"	46° 20' 00"	52	59° 28' 00"	45° 44' 00"
10	59° 35' 00"	46° 21' 00"	53	59° 27' 00"	45° 44' 00"
11	59° 32' 00"	46° 21' 00"	54	59° 27' 00"	45° 46' 00"
12	59° 32' 00"	46° 20' 00"	55	59° 18' 00"	45° 46' 00"
13	59° 29' 00"	46° 20' 00"	56	59° 18' 00"	45° 45' 00"
14	59° 29' 00"	46° 17' 00"	57	59° 15' 00"	45° 45' 00"
15	59° 31' 00"	46° 17' 00"	58	59° 15' 00"	45° 49' 00"
16	59° 31' 00"	46° 16' 00"	59	59° 16' 00"	45° 49' 00"
17	59° 32' 00"	46° 16' 00"	60	59° 16' 00"	45° 51' 00"
18	59° 32' 00"	46° 15' 00"	61	59° 18' 00"	45° 51' 00"
19	59° 33' 00"	46° 15' 00"	62	59° 18' 00"	45° 53' 00"
20	59° 33' 00"	46° 14' 00"	63	59° 19' 00"	45° 53' 00"
21	59° 34' 00"	46° 14' 00"	64	59° 19' 00"	45° 55' 00"
22	59° 34' 00"	46° 13' 00"	65	59° 20' 00"	45° 55' 00"
23	59° 35' 00"	46° 13' 00"	66	59° 20' 00"	45° 56' 00"
24	59° 35' 00"	46° 11' 00"	67	59° 21' 00"	45° 56' 00"
25	59° 36' 00"	46° 11' 00"	68	59° 21' 00"	45° 57' 00"
26	59° 36' 00"	46° 10' 00"	69	59° 22' 00"	45° 57' 00"
27	59° 37' 00"	46° 10' 00"	70	59° 22' 00"	46° 00' 00"

28	59° 37' 00"	46° 09' 00"	71	59° 21' 00"	46° 00' 00"
29	59° 38' 00"	46° 09' 00"	72	59° 21' 00"	46° 01' 00"
30	59° 38' 00"	46° 08' 00"	73	59° 14' 00"	46° 01' 00"
31	59° 40' 00"	46° 08' 00"	74	59° 14' 00"	46° 00' 00"
32	59° 40' 00"	46° 06' 00"	75	59° 13' 00"	46° 00' 00"
33	59° 41' 00"	46° 06' 00"	76	59° 13' 00"	45° 59' 00"
34	59° 41' 00"	45° 59' 00"	77	59° 11' 00"	45° 59' 00"
35	59° 40' 00"	45° 59' 00"	78	59° 11' 00"	45° 58' 00"
36	59° 40' 00"	45° 56' 00"	79	59° 01' 00"	45° 58' 00"
37	59° 39' 00"	45° 56' 00"	80	59° 01' 00"	46° 00' 00"
38	59° 39' 00"	45° 55' 00"	81	59° 00' 00"	46° 00' 00"
39	59° 38' 00"	45° 55' 00"	82	59° 00' 00"	46° 30' 00"
40	59° 38' 00"	45° 52' 00"	83	59° 17' 00"	46° 30' 00"
41	59° 37' 00"	45° 52' 00"	84	59° 17' 00"	46° 27' 00"
42	59° 37' 00"	45° 51' 00"	85	59° 19' 00"	46° 27' 00"
43	59° 36' 00"	45° 51' 00"	86	59° 19' 00"	46° 30' 00"
Общая площадь – 3339,18 кв.км.					

Из запрашиваемой территории исключается месторождение подземных вод – Куланды скв.4973 питьевые воды (ХПВ).

Координаты угловых точек		
Угловые точки	Восточная долгота	Северная широта
1	59° 30' 00"	46° 05' 00"
2	59° 30' 00"	46° 07' 00"
3	59° 32' 00"	46° 07' 00"
4	59° 32' 00"	46° 05' 00"
Общая площадь – 9,62 кв.км.		

Площадь участка недр составляет – 3339,18 (три тысячи триста тридцать девять целых восемнадцать сотых) кв. км.

Глубина разведки – до кристаллического фундамента.

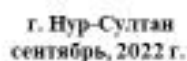
И.о. заместителя председателя



К. Туткышбаев

г. Нур-Султан,
сентябрь, 2022 г.

Машиштаб 1:500 000



ПРОТОКОЛ

технического совещания АО «Казахский институт нефти и газа» по рассмотрению «Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Аральский-4 в Актыбинской и Кызылординской областях согласно контракту №5102-УВС от 12 сентября 2022 года, с материалами оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) к нему»

**г. Алматы
2022 г.**

«19» декабря

Присутствовали:

Кенесары А.Ж. – директор департамента апстрим проектов
Каиров Д.С. – геолог 1 категории

Повестка совещания:

Рассмотрение «Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Аральский-4 в Актыбинской и Кызылординской областях согласно контракту №5102-УВС от 12 сентября 2022 года, с материалами оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) к нему».

По рассматриваемому вопросу выступил автор проекта: Кенесары А.Ж.

Было отмечено, что вышеназванный «Проекта разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Аральский-4 в Актыбинской и Кызылординской областях согласно контракту №5102-УВС от 12 сентября 2022 года» (далее - Проект...) составлен согласно договора между ТОО «DMS Services» и АО «Казахский институт нефти и газа» и утвержденного геологического задания.

«Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Аральский-4 в Актыбинской и Кызылординской областях согласно контракту №5102-УВС от 12 сентября 2022 года, с материалами оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) к нему» выполнен на основе ранее проведенных исследований и предусматривает бурение 2-х поисково-разведочных скважин и заложение сейсморазведочных работ 2Д в размере 1000 пог.км.

На разведочные 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 основании полученных данных будет приниматься решение о целесообразности проведения последующих разведочных и оценочных работ на объектах обнаружения залежей. «Проект...» разработан согласно «Методических рекомендаций по составлению проектов разведочных работ...».

Заслушав и обсудив сообщение Кенесары А.Ж. и ознакомившись с представленным проектным документом, совещание

РЕШИЛО:

1. Разработанный «Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Аральский-4 в Актыбинской и Кызылординской областях согласно контракту №5102-УВС от 12 сентября 2022 года, с материалами оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) к нему» считать **выполненным**.

2. Данный Проект направить для согласования в ТОО «DMS Services» и для получения экологической экспертизы регионального масштаба.

Председатель ТС
Ч.А.

Черниязданов

Секретарь

Самигатова С.А.

ПРОТОКОЛ**совместного совещания геолого-технического совета
ТОО «DMS Services» и АО «Казахский институт нефти и газа»**

г. Алматы

«26» декабря 2022

г.

Присутствовали:

от ТОО «DMS Services»:

Калдыбаев Е.Ж. – Главный геолог

Тажибаев Р. – Инженер геолог

От АО «Казахский институт нефти и газа»:

Кенесары А.Ж. – директор департамента апстрим проектов

Каиров Д.С. – геолог 1 категории, секретарь НТС

Повестка совещания:

Рассмотрение «Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Аральский-4 в Актюбинской и Кызылординской областях согласно контракту №5102-УВС от 12 сентября 2022 года, с материалами оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) к нему»

По рассматриваемому вопросу выступил автор проекта: Кенесары А.Ж.

Было отмечено, что вышеназванный «Проекта разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Аральский-4 в Актюбинской и Кызылординской областях согласно контракту №5102-УВС от 12 сентября 2022 года» (далее - Проект...) составлен согласно договора между ТОО «DMS Services» и АО «Казахский институт нефти и газа» и утвержденного геологического задания.

«Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Аральский-4 в Актюбинской и Кызылординской областях согласно контракту №5102-УВС от 12 сентября 2022 года, с материалами оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) к нему» выполнен на основе ранее проведенных исследований и предусматривает бурение 2-х поисково-разведочных скважин и заложение сейсморазведочных работ 2Д в размере 1000 пог.км.

На разведочные 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 основании полученных данных будет приниматься решение о целесообразности проведения последующих разведочных и оценочных работ на объектах обнаружения залежей. «Проект...» разработан согласно «Методических рекомендаций по составлению проектов разведочных работ...».

Заслушав и обсудив сообщение Кенесары А.Ж. и ознакомившись с представленным проектным документом, совещание

РЕШИЛО:

1. Разработанный и представленный «Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке недр Аральский-4 в Актюбинской и Кызылординской областях согласно контракту №5102-УВС от 12 сентября 2022 года, с материалами оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) к нему» одобрить и принять.

2. Проект направить на рассмотрение/согласование в государственные и контролирующие органы и предоставить на защиту в ЦКРР МЭ РК.

Председатель ТС
Е.Ж.

Калдыбаев

Секретарь

Каиров Д.С.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

1 - 1

13005813



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

17.04.2013 года13005813

Выдана

Акционерное общество "Казахский институт нефти и газа"

Республика Казахстан, г.Астана, район "Алматы", улица ИМАНОВА, дом № 13., БИН: 030140004289

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

на занятие

Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатация горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических, химических производств, проектирование (технологическое) нефтегазоперерабатывающих производств, эксплуатация магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов;

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии

генеральнаяОсобые условия
действия лицензииЛицензия переоформлена в соответствии с Законом Республики Казахстан "О лицензировании".Дата первичной выдачи лицензии 16.09.2009 г. №0003239.

(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар

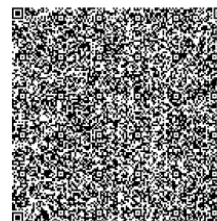
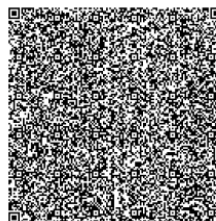
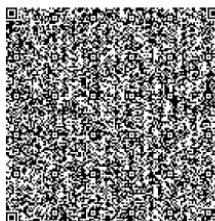
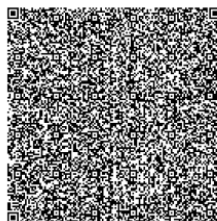
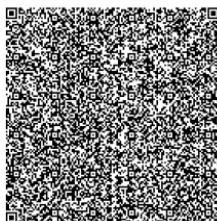
Комитет промышленности. Министерство индустрии и новых технологий Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)БАЙТУКБАЕВ ЕРЛАН ИСКАКОВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи

г.Астана

Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» 2003 жылғы 7 қазандағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең.
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.

13005813

Страница 1 из 1



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 13005813

Дата выдачи лицензии 17.04.2013 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

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

- Проектирование (технологическое) горных производств
- Проектирование (технологическое) химических производств
- Проектирование добычи твердых полезных ископаемых (за исключением общераспространенных полезных ископаемых)
- Составление проектов и технологических регламентов на разработку месторождений твердых полезных ископаемых

Производственная база г. Астана, ул. Иманова, д. 50, 3, 4, этажи - в соответствии с договором аренды № 741-3 от 27.02.2009 г. с ИП Мукшевым А. А.

(местонахождение)

Лицензиат Акционерное общество "Казахский институт нефти и газа"

Республика Казахстан, г.Астана, район "Алматы", улица ИМАНОВА, дом № 13., БИН: 030140004289

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

Лицензиар Комитет промышленности, Министерство индустрии и новых технологий Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

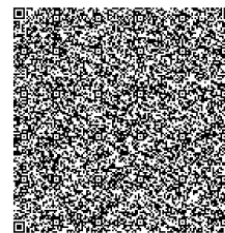
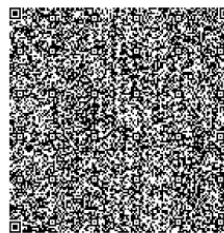
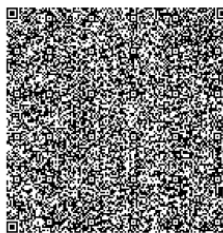
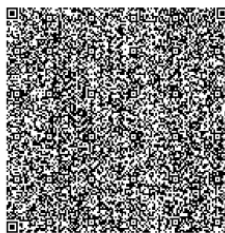
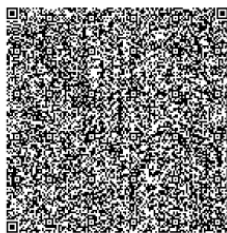
Руководитель (уполномоченное лицо) БАЙТУКБАЕВ ЕРЛАН ИСКАКОВИЧ
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

Номер приложения к лицензии 001

Дата выдачи приложения к лицензии 17.04.2013

Срок действия лицензии

Место выдачи г.Астана



рілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең иный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе