

**ТОО «РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА QAZAQGAZ»
ТОО «КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ ИНСТИТУТ»
(ТОО «КазНИГРИ»)**

УТВЕРЖДАЮ:

Главный геолог

ТОО «Разведка и Добыча QazaqGaz»



Жумашев Р. К.

2026г.

**ПРОЕКТ
РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА УЧАСТКЕ САРАЛЖЫН
(Договор РД-26-024 от «27» февраля 2026 г.)**

**Директор
ТОО «КазНИГРИ»:**



ЮСУБАЛИЕВ Р.А.

**Заместитель директора по проектной
деятельности:**

ТУЛЕНБАЕВА Б.Р.

Атырау-2026 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

Нормоконтролер: _____ Сейткалиева Г.К.

Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др. **«Проект разведочных работ на участке Саралжын»**

Текст 106 стр., 23 рис., 32 таблиц, 5 текстовых приложений.

Папка – 8 графических приложений на 8 листах, все – н/с.

Организация-составитель - ТОО «КазНИГРИ».

Лицензии: «Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов», «Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды».

Дата составления проекта: 2026 г.

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

Организация-заказчик проекта - ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz», г. Астана, район Есиль, улица Әлихан Бөкейхан, здание 12

Контракт № 5578-УВС от 18.12.2025г. на разведку и добычу углеводородов по сложному проекту на участке недр «Саралжын» в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан.

Реферат. ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz» проводит разведочные работы на участке Саралжын, расположенном Западно-Казахстанской области на основании контракта №5578-УВС от 18 декабря 2025 года.

Настоящим «Проектом разведочных работ на участке Саралжын» (далее – Проект) предусматривается проведение комплекса геологоразведочных работ, включающего сейсморазведочные работы 2D, гелиевую газовую съемку, а также бурение и испытание четырех разведочных скважин

В Проекте приведены сведения о геолого-геофизической изученности территории, ее тектоническом строении, нефтегазоносности, результатах ранее выполненных сейсморазведочных работ и бурения разведочных скважин. Также рассмотрены методика и объемы проектируемых работ, дана оценка перспективных ресурсов газа и геолого-экономической эффективности их выполнения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ПРОЕКТ, САРАЛЖЫН СКВАЖИНА, ОЦЕНКА, ТЕКТОНИКА, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ, ГАЗ, ЗАЛЕЖЬ, СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ И БУРОВЫЕ РАБОТЫ.

Составила:

Сейткалиева Г.К.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**на разработку****«Проекта разведочных работ на участке Саралжин»****1. Целевое назначение**

Анализ комплекса геологоразведочных работ для поиска и оценки перспектив нефтегазоносности отложений участка Саралжин на основании полученных данных по результатам исторических геологоразведочных работ, и определение объемов ГРР.

2. Основание и исходные данные для проектирования

- Отчеты о проведенных работах в пределах участка Саралжин:
 - о результатах сейсмоки на Порт-Артур (1999);
 - результаты глубокого бурения на Междуречья (1964);
 - о результатах сейсмоки на Болганмола (2009);
 - об инженерно-геологических и гидрогеологических работах на совхозе (1984);
 - структурно-поисковое бурение на площади Аукентайчагыл (1962);
 - графические приложения сейсмические профиля;
 - обработка и обобщение ГТМ (1968);
 - обработка и обобщение геологических материалов глубокого бурения Порт-Артур (1969);
 - результаты структурно-поискового бурения Аукентайшагыл (1970);
 - геологическое строение Урал-Волга (1956).

3. Проект должен отвечать требованиям следующих нормативных документов:

- Кодекс о недрах и недропользовании от 27 декабря 2017 года № 125-У1 ЗРК (с дополнениями);
- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр Республики Казахстан, утвержденный приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 (с дополнениями).
- Методические рекомендации по составлению проектов разведочных работ углеводородов;
- Экологический кодекс Республики Казахстан, от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;

4. По составу и содержанию Проект должен отвечать требованиям и содержать следующие разделы:**ВВЕДЕНИЕ**

- Краткие сведения по истории проектирования и разведке месторождения;

I раздел – ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ:

- Краткие экономико-географические сведения, особенности природно-климатических условий, орогидрография и геоморфология. Административная принадлежность района работ;

II раздел – ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ:

- Литолого-стратиграфическая характеристика разреза;
- Тектоническое строение;
- Газоносность;
- Свойства и компонентный состав газа и конденсата;
- Гидрогеологическая характеристика;

III раздел – АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ВЫПОЛНЕННЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ПРЕДЕЛАХ КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ:

- Объем и результаты выполненных геолого-геофизических и сейсмических исследований;
- Сведения о состоянии выполнения проекта поисковых работ и изученности площади глубоким бурением;
- Геофизические исследования скважин (ГИС), методика и результаты интерпретации данных ГИС;
- Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования поисковых скважин;
- Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов по керну.

IV раздел - ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ ГАЗОНОСНОСТИ, ОЦЕНКА РЕСУРСОВ ПО ПЕРСПЕКТИВНЫМ ОБЪЕКТАМ

- Подсчет перспективных ресурсов по выделенным объектам для обоснования постановки геологоразведочных работ;

V раздел – МЕТОДИКА И ОБЪЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ:

- Обоснование проведения геологоразведочных работ;
- Цели и задачи проектируемых работ;
- Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований;
- Методика сейсморазведочных работ;
- Местоположение проектируемых скважин, задачи и глубины;
- Комплекс геолого-геофизических исследований (геофизические и геохимические исследования, отбор керна и шлама, опробование и испытание перспективных горизонтов, лабораторные исследования);
- Продолжительность выполнения проектируемых работ.

V раздел – Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин и ликвидации:

- Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ;
- Характеристика промывочной жидкости;
- Вскрытие продуктивных пластов перфорацией;
- Ликвидация последствий деятельности (ликвидационно-изоляционные работы).

VI раздел – Геолого-Экономическая эффективность геологоразведочных работ:

- Основные технико-экономические показатели;
- Финансовые показатели;
- Местное содержание;
- Условия и стоимости выполнения работ по ликвидации последствий разведочных работ.

VII раздел - Охрана труда, недр и окружающей среды:

- Охрана недр и окружающей среды;
- Поверхностные и подземные воды;
- Охрана почвенно-растительного покрова, животного мира;
- Аварийные ситуации и меры предотвращения;
- Радиационная безопасность;
- Организация производственного контроля;
- Комплексная оценка воздействия на окружающую среду;
- Расчет платежей за загрязнение окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Выводы и рекомендации.

Графические приложения к проекту:

- Схема геолого-геофизической изученности участка работ;
- Структурные карты по отражающим горизонтам с нанесением проектных скважин;
- Геолого-геофизические разрезы по участку работ;
- Характерные глубинные разрезы по перспективным структурам;
- Геолого-технический наряд (ГТН) по скважинам.

5. Дополнительные условия

5.1. Сроки процедур утверждения в ЦКРР РК вне компетенции Сторон.

5.2. Сроки устранения замечаний и рассмотрения в ЦКРР РК Исполнителем не входит в срок выполненных работ.

6. Сбор и предоставление исходной информации:

6.1. Для сбора исходной геолого-технической информации Подрядчик должен командировать своих сотрудников в головной офис ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz» (г. Астана) и при необходимости, на участок Саралжин (Бокейординский район, Западно-Казахстанской области).

6.2. Заказчик предоставляет Исполнителю необходимую существующую разрешительную документацию на пользование недрами и геолого-промысловую информацию, которая не подлежит разглашению.

7. Место выполнения работ

Результаты работ должны быть представлены Заказчику по адресу: г. Астана, улица Әлихан Бөкейхан, 12.

8. Срок выполнения:

Срок оказания услуг 110 календарных дней со дня подписания договора, а в части взаиморасчетов и предоставления отчетности по внутристрановой ценности - до их полного завершения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Реферат	3
ВВЕДЕНИЕ	11
2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.....	13
3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	15
3.1 Обзор и результаты ранее приведенных работ на участке	15
3.2 Изученность глубоким бурением.....	20
3.3. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	30
3.4 Лабораторные исследования	32
4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ.....	33
4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез	33
4.2 Тектоника.....	39
4.3 Нефтегазоносность	48
4.4 Гидрогеологическая характеристика разреза	54
5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	57
5.1 Обоснование постановки поисковых работ.....	57
5.2. Цели и задачи поисковых работ.....	57
5.3 Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ МОГТ-2Д	58
5.4 Проведение гелиевой съёмки.....	61
5.4.1 Этапность проведения гелиевой газовой съёмки	61
5.5 Система расположения разведочных (поисковых и оценочных) скважин.....	63
5.6 Геологические условия проводки скважин	66
5.7 Характеристика промывочной жидкости	66
5.8 Обоснование типовой конструкции скважин.....	69
5.9 Оборудование устья скважин.....	70
5.10 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований	70
5.10.1 Отбор керна	70
5.10.2 Геофизические исследования.....	71
5.10.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов	72
5.10.4 Лабораторные исследования	73
6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ.....	75
7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ	76
8. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ.....	77
9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	81
9.1 Охрана атмосферного воздуха	81
9.2. Охрана и рациональное использование земельных ресурсов	81
9.3. Охрана поверхностных и подземных вод.....	82
9.4 Охрана недр	84
10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	86
11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.....	88
12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ	89
12.1 Оценка ожидаемых ресурсов газа	89
13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	93
Приложение 1.....	94
Приложение 2.....	99
Приложение 3.....	103

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 2.1 - Обзорная карта	13
Рис.3.1 - Восточная Болганмола. Фрагмент глубинного сейсмического разреза по Inline 560 к иллюстрации волновых аномалий [13].....	18
Рис.4.1.1 – Типовой схематизированный разрез надсолевого комплекса междуречья Урал-Волга [8]	37
Рис.4.2.1 - Схема структурно-тектонического районирования касимовско-артинского (С-Р) комплекса [8].....	39
Рис. 4.2.2- Фрагмент структурной карты поверхности соленосного комплекса Прикаспийской впадины (Л.Ф. Волчегурский, О.С. Турков, А.Е. Шлезингер, 1983 г.)	40
Рис.4.2.3 - Схема структурно-тектонического районирования юрско-мелового (J-K ₁) комплекса [8].....	41
Рис. 4.2.4 - Фрагмент сводной структурной карты по ОГШ (По данным отчета «Осадочные бассейны...», 2012 г.) [15]	42
Рис.4.2.5 - Схема распределения толщин акчагыла и газонефтепроявлений из акчагыльских отложений [5]	44
Рис.4.2.6 - Схема расположения мощностей апшерона и нефтегазопроявлений из апшеронской толщи [5].....	45
Рис.4.2.7- Геолого-сейсмический профиль структуры Ушкольтас [5].....	46
Рис.4.2.8 - Структура Саралжын. Структурная карта по отражающему горизонту (ОГ) «А» (Дело скважины 2-Р).....	47
Рис.4.2.9 - Структурные карты по отражающим горизонтам А и I.....	47
площадей Порт-Артур и Порт-Артур Юго-Восточный []	47
Рис.4.3.1 - Схема расположения газовых и нефтяных месторождений и газонефтепроявлений из плиоценово-четвертичного комплекса Прикаспийской впадины [5].....	48
Рис. 4.3.2 - Месторождение Аукетайшагыл [10].....	50
Рис. 4.3.3 - Месторождение Болганмола [10].....	51
Рис. 4.3.4 - Месторождение Карагай [10].....	52
Рис. 4.3.5 - Месторождение Порт-Артур [10]	52
Рис. 4.3.6 - Месторождение Ушкольтас [10].....	53
Рис.5.4.1.1 - Схема размещения пунктов гелиевой съёмки на участке Саралжын (условная)	62
Рис.5.5.1 - Схема расположения проектных скважин Сар-1 и Сар-2 на структуре Саралжын	64
Рис.5.5.2 - Геолого-сейсмические профили по линии I-I через проектные скважины Сар-1 и Сар-2.....	64
Рис.5.5.3 - Структурные карты по отражающим горизонтам А и I площадей Порт-Артур и Юго-Восточный Порт-Артур.....	65
Рис.5.5.4 - Геолого-сейсмические профили по линиям I-I и II-II через проектные скважины Порт -1 и Порт-2.....	65

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 - Географо-экономические условия	13
Таблица 3.1.1 - Геолого-геофизическая изученность участка Саралжын и приграничных с ним площадей.....	19
Таблица 3.1.2 - Изученность участка Саралжын и сопредельных территорий бурением....	26
Таблица 3.3.1 - Комплекс геофизических исследований.....	30
в скважинах №№2-Р, 3 и 11 Саралжын.....	30
Таблица 4.1.1 – Стратиграфические данные, вскрытые глубокими скважинами.....	38
Таблица 5.3.1 - Рекомендуются параметры системы наблюдений МОГТ-2Д.....	58
Таблица 5.3.2 - Рекомендуются параметры регистрации сейсмических данных МОГТ-2Д	59
Таблица 5.3.3 - Ориентировочные параметры свип-сигнала.....	60
Таблица 5.3.4 - Параметры взрывного источника возбуждения	60
Таблица 5.6.1 - Проектный стратиграфический разрез скважин Сар-1, Сар-2, Порт-1, Порт-2	66
Таблица 5.6.2 - Ожидаемые осложнения при бурении скважин	66
Таблица 5.7.1 - Типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважин Сар-1, Сар-2, Порт-1 и Порт-2.....	68
Таблица 5.8.1 – Рекомендуемая конструкция скважины глубиной 300 (+250) м.....	69
Таблица 5.9.1 - Оборудование устья скважины	70
Таблица 5.10.1 - Проектные интервалы отбора керна по проектируемым скважинам	71
Таблица 5.10.2 - Виды геофизических исследований.....	72
Таблица 5.10.3 – Рекомендуются интервалы испытания	73
Таблица 5.10.4 - Прогнозируемые дебиты газа и газосодержание.....	73
Таблица 5.10.5 - Лабораторные исследования	74
Таблица 7.1 - Основные показатели проектируемых работ	76
Таблица 8.1 - Стоимость бригады при ликвидации скважин	78
Таблица 8.2 - Расчет стоимости ликвидации одной скважины и продолжительность ликвидационных работ	79
Таблица 8.3 - Затраты на материалы при ликвидации скважин.....	79
Таблица 8.4– Затраты на техническую рекультивацию 1 м ³ рекультивируемого грунта.....	80
Таблица 8.5 - Затраты на техническую рекультивацию нарушенных земель	80
Таблица 8.6 - Сводная таблица затрат на ликвидацию.....	80
Таблица 10.1 - Общая информация о проектных разведочных скважинах и планируемых сроках бурения.....	86
Таблица 10.2 – Рекомендуются календарный план выполнения разведочных работ на участке Саралжын на 2026-2028гг.	87
Таблица 11.1 - Планируемые финансовые затраты на период проведения разведочных работ	88
Таблица 12.1 - Подсчет перспективных ресурсов по категории С ₃ на площадях Саралжын и Порт-Артур.....	90
Таблица 13.1 - Основные технико-экономические показатели разведочных работ.....	91

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование приложения	Стр.
1	2	3
1	Государственная лицензия ТОО «КазНИГРИ»	86
2	Геологический отвод с картограммой	91
3	Протокол № заседания Научно-Технического Совета ТОО «КазНИГРИ»	95
4	Протокол совместного геолого-технического совещания специалистов ТОО «Разведка и добыча «QazagGas» и ТОО «КазНИГРИ» от....04.2026г.	109
5	Экологическое разрешение на воздействие	112

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование	Номер прил.	Кол-во листов	Масштаб
1	2	3	4	5
1.	Прогнозный литолого-стратиграфический разрез	1	1	1:1 000
2.	Схема буровой и сейсмической изученности	2	1	1:100 000
3.	Участок Саралжын. Фрагмент структурной карты поверхности соленосного комплекса Прикаспийской впадины (кровля отложений кунгурского яруса нижней перми)	3	1	1:200 000
4.	Сводная структурная карта подошвы неокома (III ОГ, данные сейсморазведки) Планшет 25, М-39-XXV, XXVI	4	1	1:200 000
5.	Структурная карта по отражающему горизонту А участка «Саралжын» и Геолого-сейсмический профиль по линии I-I	5	1	1:25000 гор.1:25 000 верт. 1:10000
6.	Структурные карты по отражающим горизонтам А и I площадей Порт-Артур Юго-Восточный, Порт-Артур, Фурманово III, Ащисай, Акмамык. Геолого-сейсмические профили по линиям I - I и II - II	6	1	1:25000 гор.1:25 000 верт. 1:10000
7.	Структурные карты по ОГ I-в, А, а _г , а _в , участка Порт-Артур	7	1	1:25000
8.	Геолого-технический наряд	8	1	1:1 000

Всего 8 графических приложений на 8 листах

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий «Проект разведочных работ с целью поиска углеводородов на участке Саралжын» (далее – Проект) выполнен на основании договора №РД-26-024 от 27 февраля 2026 года между ТОО «Разведка и добыча «QazaqGaz» и ТОО «КазНИГРИ» (далее – Договор).

Согласно Контракту на разведку углеводородов, участок Саралжын отнесён к категории сложных проектов, что обусловлено особенностями геологического строения, степенью изученности территории и необходимостью применения комплекса специализированных методов геологоразведочных работ. Продолжительность геологоразведочных работ составляет 3 года (2025-2028 гг.).

Участок Саралжын в административном отношении расположен на территории Бокейординского, Казталовского и Жангалинского районов Западно-Казахстанской области Республики Казахстан.

Палеоген-неогеновые отложения в междуречье Урал-Волга Прикаспийской впадины начали изучаться с 30-х годов путем проведения гравиразведки и геологической съемки. При бурении мелких скважин в пределах некоторых соляных куполов наблюдались интенсивные газопроявления.

Позже, с послевоенных лет, начато более активное изучение строения и нефтегазоносности надсолевых структур междуречья Урал-Волга сейсморазведочными работами МОВ, бурением структурно-поисковых и глубоких скважин. При этом было отмечено, что наиболее обильными газонефтепроявлениями изобилуют верхнеплиоценовые и четвертичные отложения в центральной части региона. В одних случаях – это незначительные примазки нефти или битумный запах, в других – бурные выделения горючего газа из шурфов, скважин и естественных источников, в-третьих – продуктивные пласты, насыщенные газом или нефтью.

Среди структур, где при испытании получены фонтаны газа, выделяются Аукетайшагыл, Порт-Артур, Ушкультас, Саралжин, Азау.

Несмотря на значительный объем проведенных поисковых буровых работ на описываемой территории и многочисленные газопроявления, залежи газа остались недоизученными. Некоторые геологи долгое время скептически относились к стабильности дебитов газа из скважин, вскрывших верхнеплиоценовые продуктивные горизонты, в связи с чем, не верили в перспективы промышленного освоения газовых месторождений центральной части Прикаспийской впадины. Они уверяли, что продолжительность газопроявлений из верхнеплиоценовых отложений невелика, а газопроявления в скважинах быстро затухают. Такое явление, по их мнению, является результатом ограниченности запасов газа в верхнеплиоценовой толще и свидетельствует о нерентабельности разработки таких месторождений. Однако изучение фактического материала показало ошибочность этих взглядов. Оказалось, что прекращение газопроявлений в скважинах всякий раз было вызвано не истощением газовых залежей, а засорением, обвалом или полным разрушением ствола скважины. Не учитывались обстоятельства, что абсолютное большинство таких скважин не обсаживалось и вообще не имело никаких приспособлений для опробования верхнеплиоценовых газоносных горизонтов. Усилия при геологоразведочных работах были направлены на поиски нефти и газа в мезозойских отложениях, а детальные исследования газоносности верхнего плиоцена не проводились.

По мнению исследователей, изучающих строение ловушек в неогеновой толще в юго-западной части Прикаспийской впадины, значительная часть ресурсов сосредоточена в неантиклинальных ловушках. Однако, методов поисков таких ловушек не было. Запасы газа в выявленных месторождениях подсчитаны лишь приблизительно, поскольку специальных исследований в этом направлении пока не производилось. В связи с этим, ресурсы газа в апшеронских отложениях оценены непромышленными и поиски залежей газа в начале 60-х годов были прекращены.

Целью настоящего Проекта является проведение геологоразведочных работ на контрактном участке Саралжын, расположенном в центральной части междуречья Урал-Волга с целью комплексного изучения перспективных структур в верхнеэоценовых отложениях, выявления продуктивных горизонтов и оценки их коллекторских свойств, изучения газовых залежей и их распределения в разрезе и по площади, определения физических и эксплуатационных характеристик продуктивных пластов, оценки перспективных ресурсов и запасов газа, а также формирования рекомендаций по объёму и направлениям дальнейших геологоразведочных работ на участке Саралжын, включая приоритеты и последовательность выполнения мероприятий с учётом выявленных геологических особенностей, перспектив продуктивных горизонтов и требований нормативной документации по разведке и оценке газовых месторождений.

В период разведки участка Саралжын, где расположено месторождение Порт-Артур, предусматривается проведение следующих геологоразведочных работ:

- проведение сейсморазведочных работ МОГТ-2Д протяженностью 500 пог. км с последующей обработкой и интерпретацией полученных данных;
- проведение гелиевой газовой съемки площадью 150 кв. км, кол-во точек замеров-3000 (по результатам 1- этапа площадь съемки может быть изменена);
- бурение 2 независимых поисковых (Сар-1, Порт-1) и 2 зависимых разведочно-оценочных (Сар-2, Порт-2) скважин, проектной глубиной 300 м с выполнением их геофизических исследований (ГИС), отбором керна и проведением испытаний.

Настоящий Проект составлен согласно техническому заданию к Договору и в соответствии с требованиями:

- Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года №125-VI (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.03.2026 г.);
- Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2026 г.);
- Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденных Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года №239.
- Методических рекомендаций по составлению проектов разведочных работ углеводородов (изменения и дополнения к нему), утвержденных Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года №329.

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Участок Саралжын расположен на территории Бокейординского, Казталовского и Жангалинского районов Западно-Казахстанской области Республики Казахстан (Рис. 2.1).

Площадь проектируемых работ от областного центра г. Уральск находится в 180 км, от районного центра пос. Бокейорда - около 85 км.



Рис. 2.1 - Обзорная карта

Таблица 2.1 - Географо-экономические условия

№.№ п/п	Наименование	Географо-экономические условия
1	Географическое положение района работ	Бокейординский, Казталовский и Жангалинский районы, Западно-Казахстанской области
2	Место базирования участка недр Саралжын.	Казталовский и Жангалинский районы Западно-Казахстанской области Республики Казахстан. Площадь проектируемых работ от областного центра г. Уральск находится в 180 км, от районного центра - пос. Бокейорда около 85 км
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Рельеф территории равнинный, слабоволнистый, относится к области Прикаспийской низменности и имеет уклон с северо-востока на юго-запад. Абсолютные отметки изменяются от +204 до +339 м, что характеризует территорию как слаборасчленённую равнину с постепенными уклонами поверхности. Заболоченность незначительная, отмечается локально в понижениях и у временных водотоков. Район относится к слабосейсмичной зоне
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Гидрографическая сеть района развита слабо и представлена малыми реками, временными водотоками и понижениями, заполняемыми талыми и дождевыми водами. Постоянные водотоки на участке отсутствуют. Источником питьевой и технической воды является привозная вода или водозаборные скважины ближайших населённых пунктов, расположенных в нескольких километрах от участка работ
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников).	

6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Климат района резко континентальный. Среднемесячная температура: января составляет -12...-13°C, июля - +24...+26°C. Экстремальные температуры: макс. +40...+41 °С, мин. -35...-40 °С, что характерно для степной зоны Западного Казахстана с жарким летом и холодной зимой
7	Количество осадков	Среднегодовое количество осадков (180-220 мм/год) выпадает, преимущественно, в осенне-весенний период
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Среднегодовое количество осадков (180-220 мм/год) выпадает, преимущественно, в осенне-весенний период
9	Толщина снежного покрова и его распределение	Толщина снежного покрова: обычно 10–30 см, в редкие суровые зимы может доходить до 40–60 см. Распределение: неравномерное - тонкий снег на ветреных гребнях, накопления в понижениях и среди растительности.
10	Геокриологические условия.	
11	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона.	С октября по апрель месяцы
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий.	Растительный мир: преобладают степные травы и злаки (ковыль, типчак, мятлик, осока); в понижениях встречаются лужайки с осокой и тростником. Животный мир: млекопитающие (косули, зайцы-русак, лисицы, сурки); птицы (жаворонки, кулики, куропатки, чайки и утки у водоёмов). Насекомые и рептилии: разнообразие степных жуков, кузнечиков, ящериц.
13	Населенные пункты и расстояния до них	Ориентировочно от с. Саралжын: районный центр Бокейорда расположен примерно в 85 км на северо-запад. Областной центр Уральск -примерно в 180 км на северо-запад.
14	Состав населения	Казахи
15	Ведущие отрасли народного хозяйства.	Сельское хозяйство
16	Наличие материально-технических баз	нет
17	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы.	-
18	Источники: - теплоснабжения, электроснабжения.	Дизель-генераторы
19	Виды связи.	Сотовая связь
20	Пути сообщения.	Автотранспорт
21	Условия перевозки вахт.	Автотранспорт
22	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ.	отсутствуют
23	Наличие зимников, срок их действия	-
24	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	-
25	Речные пути и период навигации по ним	-
26	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами	-

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1 Обзор и результаты ранее приведенных работ на участке

Первые упоминания о выделениях горючего газа в пределах рассматриваемой территории относятся к 1836 году и принадлежат Г. Нешелю, совершившему в сороковых годах прошлого столетия путешествие в Заволжье. Он впервые описал газопроявления в артезианском колодце в районе Астрахани и отметил выделения газа близ горы Богдо в окрестностях оз. Баскунчак.

Газопроявления в г. Астрахань оказались одним из наиболее популярных явлений в Прикаспии, в дальнейшем они неоднократно привлекали к себе внимание многих исследователей. В 1855 году их посетил К. М. Бэр, а годом позже — И. К. Корнилов. В 1928 г. старые астраханские колодцы осмотрел и описал Н. Н. Тихонович.

Газоносность палеоген-неогеновых отложений Прикаспийской впадины продолжали изучать многие исследователи в 30-е годы.

В последних работах Я. С. Эвентова были попытки выяснить закономерности распределения газа в Прикаспии, в частности, им отмечается, что газопроявления в плиоцене связаны с областью максимального накопления осадков. В вопросе о происхождении газовых залежей, приуроченных к верхнеплиоценовым отложениям, Я.С. Эвентов придерживался мнения, что они являются вторичными и связаны с какими-то глубинными залежами газа и, возможно, нефти. Однако он не исключал возможности образования первичных газовых месторождений в верхнеплиоценовых отложениях. Работы Я. С. Эвентова оказали заметное влияние на формирование представлений о характере плиоценовых отложений Прикаспия.

В тридцатых годах предпринимаются первые попытки включить в разведку на газ некоторые площади в западных районах Прикаспийской впадины. Так, например, в 1931 — 1934 гг. поисково-разведочные работы в Астраханском районе проводили А. А. Богданов и П. А. Православной. Эти работы сопровождались бурением скважин. В Замьянах было пробурено 11 скважин общей глубиной 307,25 м. Скважины газировали с глубины нескольких десятков метров. Сильные газопроявления были отмечены в Астрахани и Азау (Казахстан), где было пробурено, соответственно, 16 и 5 скважин. Последующими работами в плиоценовых отложениях Астрахани было выявлено небольшое месторождение природных газов.

В 1947 г. в урочище Аукетайчагыл, издавна известном своими интенсивными естественными газопроявлениями, геологической группой Урало-Эмбенской базы АН КазССР было пробурено до двух десятков мелких (глубиной до 10 м) скважин. В некоторых из них были отмечены газопроявления. В период с 1950 по 1953 годы на площади Аукетайчагыл геолого-поисковой конторой треста «Казнефтеразведка» проводилось структурное бурение. Несмотря на то, что в целом ряде скважин неоднократно наблюдались интенсивные газопроявления, поисково-разведочные работы были прекращены.

В последующие годы Т. Н. Джумагалиев [7] неоднократно возвращался к проблеме газонефтеносности междуречья Урал-Волга и его многочисленные работы сыграли заметную роль в деле привлечения внимания геологоразведочных организаций к изучению недр этого района.

Начиная с 1951 г., в наиболее слабо изученных районах Прикаспия постоянно работала Аэрогеологическая экспедиция № 10 Всесоюзного Аэрогеологического треста. Эта экспедиция, выполняя геолого-съёмочные работы, сопровождавшиеся значительными объемами горных выработок и бурения, обнаружила целый ряд новых газопроявлений. Часть из них, как, например, проявления на Шайтан-Соре и Арал-Соре, связаны с естественными выходами газа на поверхность. Большая часть газопроявлений была зафиксирована в шурфах или скважинах. Наиболее эффективные газопроявления в виде мощных газоводяных выбросов или газовых фонтанов из скважин были отмечены в окрестностях Новой Казанки (в урочище Кукурте и у сора Чагапак), на соляных куполах Жамбай, Баксай, Найзамала и в других пунктах. Все эти газопроявления связаны с

плиоценовыми отложениями. Описания их даны в отчетах Аэрогеологической экспедиции, а также в опубликованных работах различных авторов.

Период 1951-1955 годов выделяется огромным размахом исследовательской работы в междуречье Урал-Волга, в которой принимали участие многочисленные партии, отряды и экспедиции различных геологических организаций.

В это время появляется большое количество печатных и рукописных работ П.В. Федорова (1952), Н.И. Николаева (1953), Г.В. Вахрушева и А.Н. Рождественского (1953).

Таким образом, интенсивные газопроявления во многих районах Прикаспия послужили толчком для широкого развития поисково-разведочных работ на газ и нефть в центральных районах Прикаспийской впадины. В 1958 г. Министерство геологии и охраны недр КазССР организовало Урало-Волжскую геологоразведочную экспедицию с задачей поисков газовых месторождений, в том числе и в плиоценовых отложениях междуречья Урал-Волга. Разведочные работы возобновились на площади Аукетайчагыл. Западно-Казахстанское геологическое управление включил в разведку ряд площадей в районе пос. Ганюшкино. В 1960 г. поисково-съёмочные работы в западной части междуречья Урал-Волга начала Прикаспийская экспедиция Главгаза СССР. Для поисков и разведки новых месторождений нефти и газа в центральных районах Прикаспия в г. Уральск был создан специальный геологоразведочный трест «Уральскнефтегазразведка». В результате уже первых работ этих организаций были получены новые геологические материалы и открыто много новых газопроявлений, в том числе и весьма интенсивных.

За эти же годы Урало-Волжской экспедицией пробурено на площади Ушкультас-Акмай 38 структурно-поисковых и 8 глубоких поисковых скважин; на площади Болганмола-Ащекудук - 16 структурно-поисковых и 8 глубоких поисковых скважин. На площади Джангала, на северо-западном крыле купола, пробурена скважина Г-1.

Большая работа по обобщению фактического материала по литолого-фациальным комплексам и мощностям верхнего плиоцена выполнена в 1953-1959 гг. коллективом геологов Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина (МИНХ и ГП) под руководством профессора М. М. Чарыгина.

В процессе обработки материала были составлены принципиально новые схематические карты мощностей и литолого-фациальных комплексов акчагыла, апшерона и всего неогена, а также описаны новые газопроявления из верхнеплиоценовых отложений Прикаспийской впадины.

В связи с наличием мощного осадочного чехла антропогенных и неогеновых отложений в Прикаспийской впадине, геофизические методы разведки явились основными методами изучения ее региональной структуры и тектоники. Ведущими из них были гравиметрия и сейсморазведка.

Начало применения геофизических методов для регионального изучения геологии Прикаспия относится к 1925-1930 годам. В эти годы были разработаны приемы и способы полевых гравиметрических и магнитометрических наблюдений, первые модификации сейсмической разведки, а также методика интерпретации полученных материалов. Наряду с этими исследованиями, проводились электроразведочные работы. В начальный период разведочных работ электроразведка применялась для трассировки сбросов в надсолевой толще и определения глубины залегания кровли соли. С 1933 года целью исследований стало изучение морфологии соляных ядер куполов. В дальнейшем широкого развития эти работы не получили.

Гравиметрические исследования в Прикаспийской впадине, в том числе в междуречье Урал-Волга, охватывают три этапа.

Первый этап (1925-1931 гг.). Первые гравиметрические исследования на изучаемой территории Прикаспийской впадины были проведены в 1925 году в районе озера Баскунчак. Основной целью этих работ было выяснение геологического строения региона.

Второй этап (1933-1948 гг.). В этот период активно развивались вариометрические съёмки, направленные на поиски соляных куполов.

Третий этап (1948-1965 гг.). Гравиметрические съемки были возобновлены с применением усовершенствованных гравиметров. Гравиметрическое поле Прикаспийской впадины было изучено достаточно детально. Опыт показал, что высокоточная гравиразведка дает наилучшие результаты в комплексе с сейсморазведкой, особенно при исследовании крутых склонов соляных куполов. Возможна количественная интерпретация методом подбора теоретических аномалий к наблюдаемым на профилях.

По результатам обобщения проведенных работ Шванком О.А. была составлена сводная карта Волго-Уральского междуречья в масштабе 1:200 000, отражающая сложное и неоднородное по геологической природе гравитационное поле Прикаспийской впадины. Поле характеризуется преимущественно отрицательными значениями аномалий силы тяжести.

Исследователями выделены следующие региональные гравитационные депрессии: Приволжская, Узеньская, Илек-Утвинская, Джакелинская и Нижне-Кушумская. В центральной части впадины располагается зона крутых максимумов силы тяжести - Хобдинский, Аралсорский и Шунгайский, геологически связанные с древним палеозойским фундаментом.

Сейсмические исследования

Успешному применению методов сейсморазведки преломленных и отраженных волн в пределах Прикаспийской впадины способствуют благоприятные поверхностные сейсмогеологические условия, а также значительная скоростная дифференциация разреза коренных пород. Это позволяет уверенно выделять и прослеживать в разрезе ряд преломляющих и отражающих горизонтов.

Сейсмические исследования в междуречье Урал-Волга начали активно проводиться в послевоенное время.

Так, в 1948 г. Казахстанской геофизической конторой на куполе Аукетайшагыл была проведена сейсмическая съемка методом отраженных волн (МОВ). В результате сейсмических работ было окончательно подтверждено, что минимум Аукетайшагыл соответствует соляному куполу с залеганием соли в своде на глубине 500-600 м. Авторами отчета построены структурные карты по отражающим горизонтам I и N.

В 1959 г. сейсмическая партия конторы «Казахстаннефтегеофизика» проводила работы методом отраженных и, частично, преломленных волн на куполах Ушкольтас и Акмай. В результате построена структурная карта по III отражающему горизонту.

В 1960-61 гг. проведены сейсморазведочные и гравиметрические исследования на куполах Джангала-Эршансор, Болганмола-Ащикудук-Ащисай. В результате построены карты по отражающим горизонтам I, III, VI, K.

В 1962 году проведена сейсморазведка на площадях Порт-Артур и «Восток-3», в результате которой выявлены два межкупольных поднятия, четко вырисовывающихся по V отражающему горизонту.

С момента существования треста «Уральскнефтегазразведка» сейсмические работы на площадях Уральской области в шестидесятые годы проводили следующие исследователи:

Бровар И.М. – на куполах Нариман, Мишеркуль, Акоба, Захатсор (Джаныбекский и Казталовский районы). Основной результат работ – обнаружение купола Заречный.

Комарянский М.В. - на куполах Жамисте, Эршансор, Джангала - изучение строения структур.

Н.Н. Чайко, А.В. Шилина - на куполах Тюбекудук, Джаманиндер, Джамандалыксор - изучение строения структур.

М.В. Комарянский, В.С. Еремина, Л.Э. Ли – на куполах Ащекудук, Болганмола, Кобжасор - изучение строения структур.

Д.М. Далаков – в районе Акоба-Урда-Аралсор (в комплексе со структурно-поисковым бурением) - изучение строения структур.

Сейсморазведочные работы в междуречье Урал-Волга возобновились с приходом

Недропользователей, на отдельных контрактных территориях проведены сейсморазведочные работы с целью уточнения строения структур.

Так, в 1998 г. проведены сейсморазведочные работы на месторождении Порт-Артур, расположенном в межкупольной зоне [11]. Впервые на исследуемой площади закартированы отражающие горизонты: a_r - кровля пачки глинистых отложений верхнего подъяруса апшеронского яруса; a_b - подошва глинистой пачки (кровля песчаного газоносного пласта) отложений нижнего подъяруса апшеронского яруса. Авторами отчета построены также структурные карты по отражающим горизонтам «А» и «I», по которым уточнено строение структуры.

В 2009 г. на контрактной территории ТОО «Интеграция Ойл» Компанией ТОО «НПФ «ДАНК» были выполнены полевые сейсморазведочные работы методами 2D и 3D на площади Болганмола. Общий объем составил 484,605 пог. км, в том числе: по сейсморазведке 2D: 379,8 пог. км - по поисковой сети и 22,0 полнократных пог. км - для детальной сети; по сейсморазведке 3D- 77,73 км².

Обработка и интерпретация сейсморазведочных материалов выполнялась ТОО «PGD Services» с использованием обрабатывающих комплексов «Focus» [13].

По результатам проведенных работ построены структурные построения, при этом построены структурные карты масштаба 1:100000 по пяти основным отражающим горизонтам: А - подошва неогеновых отложений; III - подошва неокомских отложений; V - подошва юрских отложений; VI - кровля соленосной толщи; горизонт П₁ - кровля подсолевых отложений. Кроме того, составлены карты толщин (изопахит) между отражающими горизонтами: V-III (юрские отложения), VI-V (триасовые отложения), П₁-VI (соленосные отложения).

В результате детально изучено геологическое строение структуры Болганмола по надсолевым и подсолевым отложениям, выявлены перспективные участки для постановки разведочных скважин.

Авторы отчета отмечают, что по сейсмическим данным максимальная глубина залегания подошвы неогеновых отложений составляет 540 м на соляном куполе Акмай Восточный, минимальная (до 300 м) зафиксирована на северо-западном крыле структуры Ащекудук. В интервале глубин залегания мезозойских отложений на рассматриваемой площади исследователями выделено множество «ярких пятен», которые ими связываются с наличием продуктивных горизонтов, в том числе газовых в неогеновом комплексе пород (рис.3.1).

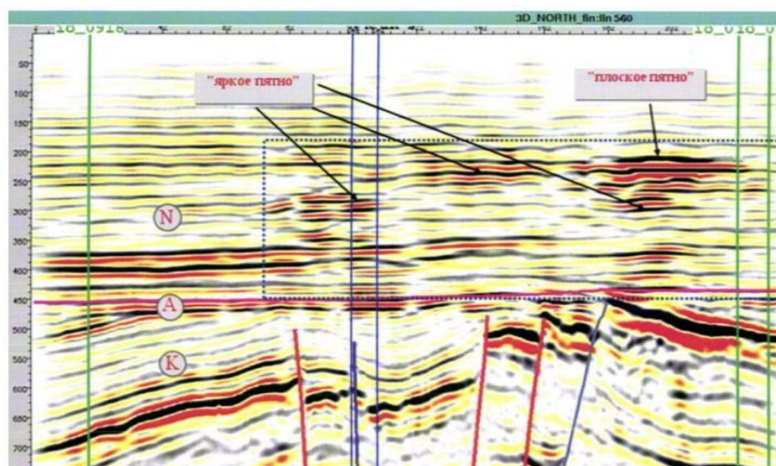


Рис.3.1 - Восточная Болганмола. Фрагмент глубинного сейсмического разреза по Inline 560 к иллюстрации волновых аномалий [13]

На участке Саралжын сейсморазведочные работы проводились в 1960-1990 гг. следующими сейсмическими партиями: 21-22/60, 07/61, 38-39/62, 36-37/62, 45/63, 71-72/64, 04/64, 63-74/65, 73-74/66, 79/68, 08/87-88, 8/89-90, 08-09/90 (Граф.прил.2).

Таблица 3.1.1 - Геолого-геофизическая изученность участка Саралжын и приграничных с ним площадей

№ п/п	Автор, название отчета, организация, проводившая работу, год издания отчета	Вид и масштаб работ	Краткие результаты исследований
1	2	3	4
Бурение, тематические геологические отчеты			
1.	Камалов С.М. Геологический отчет по площади Аукетайшагыл. Трест «Уральскнефтегазразведка», Уральско-Волжская экспедиция, 1962 г.	Обобщение материала Масштаб: 1:25 000; 1:10 000; 1:20000	На площади Аукетайшагыл выполнено структурно-поисковое бурение с целью уточнения геологического строения одноименного соляного купола и выяснения по мере возможности, нефтегазоносности надсолевого комплекса отложений. Пробурено 19 скважин, которыми вскрыты триасовые, юрско-меловые и палеогеновые отложения. Перспективными в отношении газоносности являлись отложения апшеронского яруса, где были встречены обильные газопроявления.
2.	Филипчук Б. А. Геологический отчет по результатам глубокого бурения на нефть и газ треста «Уральскнефтегазразведка» за 1963г., 1964г.	Обобщение материала Масштаб: 1:50000; 1:50000; 1:20000	Более точно определены стратиграфические подразделения в межкупольных зонах. Установлено, что наибольший интерес во внутренних районах Прикаспия представляют верхнепермский- триасовый, среднеюрский и нижнемеловой комплексы. Даны рекомендации по дальнейшему изучению района.
3.	Филипчук Б. А. Геологический отчет о результатах глубокого бурения на нефть и газ треста «Уральскнефтегазразведка» за 1964 год, 1965 г.	Обобщение материала Масштаб: 1:1 500 000; 1:50 000; 1:20 000	Произведен комплексный анализ результатов бурения скважин центрального Прикаспия. Даны рекомендации по дальнейшему изучению солянокупольных структур и межкупольных зон. Выделены первоочередные объекты для поисков залежей нефти и газа.
4.	Башлыкова Е.П., Дрейсин А.Г. и др. Отчет «Результаты комплексной обработки материалов разведочного бурения на площадях Акоба, Нариман, Эмбекши и Саралжын в Уральско-Волжском междуречье на территории работ треста «Союзбургаз», Москва, 1966 г.	Обобщение материала Масштаб: 1:1 500 000; 1:50 000; 1:20 000	Анализ и обобщение данных разведочного бурения, выполнены структурные построения по структурам.
Сейсморазведка			
5.	Стравец А.Б., Стравец Р.М. и др. Обработка и обобщение геолого-геофизических материалов по площадям Акмай, Ушкультас, Эршансор, Джангала, Ащекудук, Болганмола, Мухор, Аукетайчагыл. «Уральскнефтегазразведка». 1968г.	Обобщение материала Масштаб: 1:100 000; 1:20 000	Построены геолого-сейсмические профили, структурные карты и карты изопахит по основным отражающим горизонтам участков Акмай, Ушкультас, Эршансор, Джангала, Ащекудук, Болганмола, Мухор, Аукетайчагыл.
6.	Голь Д.А., Кобылов З.Е. Отчет о результатах сейсморазведочных исследований на площади месторождения природного газа Порт-Артур (сейсмическая партия 10/98). АО «ГЕОТЕКС», г. Уральск, 1999 г.	Обобщение материала Масштаб: 1:100 000; 1:20 000	Сейсмическими исследованиями изучено геологическое строение площади по отложениям плиоцена и верхней части палеогена, выявлен ряд структур, газоносность которых подтверждена бурением. Построены геолого-сейсмические профили 9801,9804,9805, 9808, 9809, 9810 и структурные карты по I _B , A, «a ₁ », «a _B » отражающим горизонтам
7.	Коломиец В.П., Биндюкова О.А., Рева В.А. Отчет о результатах сейсморазведочных работ 2Д/3Д на площади месторождения Болганмола в пределах контрактной территории ТОО «Интеграция OIL». 2009г. ТОО «PGDServices»	Обобщение материала Масштаб: 1:100 000; 1:20 000	Изучено геологическое строение надсолевых и частично подсолевых отложений в пределах контрактной территории ТОО «Интеграция Oй» и прилегающей территории. Построены структурные карты по A, III, V, VI, и П ₁ отражающим горизонтам Построены карты изопахит между отражающими горизонтами: V-III VI-V и П ₁ -VI

3.2 Изученность глубоким бурением

Участок Саралжын

В 1962-1964 годы на площади Саралжын пробурены 7 глубоких поисковых скважин (№№ 2-Р, 3-Р, 4-Р, 5-Р, 6-Р, 7Р и 11-Р).

Ниже даны описания результатов бурения трех из них, по которым у авторов настоящего проекта имелись сведения.

Скважина №2-Р пробурена с целью поиска и разведки залежей газа в отложениях пермотриаса и юры, а также выяснения геологического строения стратиграфии, литологии разрезов, физических параметров юрских и пермотриасовых отложений.

Скважина начата бурением - 04.10.1962 г., завершена - 01.03.1963 г. Проектная глубина - 2200 м, фактическая - 2207,7 м, проектный горизонт - РТ, фактический – J₂.

Конструкция скважины:

Направление - 324 мм х 25 м. Цемент - до устья.

Тех. колонна - 245 мм х 249 м. Цемент- до устья.

Экс. колонна - не спущена.

Скважина проектировалась с вскрытием следующих отложений: 0 - 50 м (Q); 50-280 м (апшерон); 280-640 м (акчагыл); 640-715 м (Р); 715-1040 м (K₂); 1040-1360 м (K₁); 1360-1760 (J₃); 1760-2070 м (J₂); 2070-2200 м (P₂+T).

Опробование пластов выполнено по следующим объектам:

I объект, интервал 995–890,1 м, горизонт - акчагылский, период опробования: 09.12-15.12.1963 г, приток не получен.

III объект, интервал 322-321 м, горизонт - апшеронский, начало опробования - 31.01.1964 г., конец - 05.02.1964 г., приток не получен.

IV объект, интервал 273-268 м, горизонт - апшеронский, начало опробования - 06.02.1964 г., конец - 09.02.1964 г., получена вода дебитом 6,25 м³/сут.

Скважина №3-Р пробурена с целью поиска и разведки залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях.

Скважина начата бурением - 04.10.1962 г., завершена - 01.03.1963 г. Проектная глубина - 2200 м, фактическая - 2207,7 м, проектный горизонт - РТ, фактический – J₂.

Конструкция скважины:

Кондуктор – 307,6 мм х 95 м. Цемент до устья.

Тех. колонна – 219,1 мм х 743 м. Цемент до устья.

Экс. колонна – не спускалась.

Скважина проектировалась с вскрытием следующих отложений (проектные): 0 - 50 м (Q), 50-240 м (N_{2ар}); 240-640 (N_{2ак}); 640-1020 м (K₂); 1020-1290 м (K₁); 1290-1680 м (J₃); 1680-2000 м (T).

Опробование пластов выполнено по следующим объектам:

IV объект, интервал 324-323 м, горизонт – N_{2ар}, период опробования: 27.12 - 29.12.1963г, получен приток газа.

III объект, интервал 497-493 м, горизонт - N_{2ак}, период опробования: 06.12.- 08.12.1963 г., приток не получен.

II объект, интервал 598–588 м, горизонт – Р (палеоген), период опробования: 25.11- 29.11.1963 г, приток не получен.

Скважина №11-Р пробурена с целью поиска и разведки залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях.

Скважина начата бурением - 04.10.1962 г., завершена - 01.03.1963 г. Проектная глубина - 600 м, фактическая - 2207,7 м, проектный горизонт - РТ, фактический – J₂.

Конструкция скважины:

Направление – 203,2 мм х 100 м. Цемент до устья.

Тех. колонна – 127,0 мм х 600 м. Цемент до устья.

Скважина проектировалась с вскрытием следующих отложений (проектные): 0 - 50 м (Q), 50-337 м (N_{2ар}); 377-550 (N_{2ак}); 550-600 м (P).

Опробование пластов выполнено по следующим объектам:

I объект, интервал 466-470 м, горизонт – P, период опробования: 04.11-06.11.1962 г., получен приток воды.

II объект, интервал 337,5-345-; 324-326,5 м, горизонт – P, период опробования: 07.12-09.12.1962 г., получен приток воды.

III объект, интервал 260-259 м, горизонт - N_{2ак}, период опробования - 21.12-23.12.1962 г., после первого прострела на данной глубине при подъеме перфоратора начался выброс раствора. После его полного выброса щел чистый газ, установлена фонтанная арматура и замерено давление. Первоначальное давление доходило до 20 атм. Далее наблюдалась пластовая вода, выходящая наружу через неплотное соединение. При дальнейшем открытии задвижек шла пластовая вода с газом.

Структура Порт-Артур

На брахиантиклинальном поднятии Порт-Артур, выделенном по кровле триасовых отложений, глубокое поисковое бурение проводилось в 1961–1966 гг.

Скважина Порт-Артур-II-27 заложена на основании гравиметрических данных с целью изучения стратиграфического разреза, а также привязки к разрезу отражающих сейсмических горизонтов. При забое 697 м в скважине произошел газовый выброс и пожар. Оборудование скважины провалилось в образовавшуюся воронку.

Скважина Порт-Артур-II-27 бис. Скважина начата бурением - 18.06.1962 г., завершена - 11.05.1963 г. Проектная и фактическая глубина - 3000 м; проектный и фактический горизонт - T.

Скважина вскрыла следующие отложения: 0-25 м (Q); 25-242 м (апшерон); 242-442 м (акчагыл); 442-574 м (P₂³); 574-706 м (P₂²); 706-767 м (P₂¹); 767-940 м (P₁²); 940-995 м (P₁¹); 995-1020 (K_{2d}); 1020-1295 (K_{2m}); 1295-1440 (K_{2cp}); 1440 -1520 (K_{2st}); 1520-1587 (K_{2cn+t});

1587-1670 (K_{2cm}); 1670-1814 (K_{1a1}); 1814-1936 (K_{1ap}); 1936-1989 (K_{1в}); 1989-2087 (K_{1h}); 2087-2104 (K_{1v}); 2104-2298 (J_{3v}); 2298-2336 (J_{3km}); 2336-2368 (J_{3ox}); 2368-2447 (J_{2cl}); 2447-2490 (J_{2bt}); 2490-2698 (J_{3bj}); 2698-3003 (T₃).

Скважина Порт-Артур-1 расположена на расстоянии 300 м к юго-западу от скв. П-27. Скважина начата бурением 20.04.1962 г., завершена - 23.05.1962 г. Проектная глубина - 1200 м, фактическая - 1204 м. Проектный и фактический горизонт - K₂ (верхний мел),

Скважина вскрыла следующие отложения: 0 - 25 м (Q); 25-225 м (апшерон); 225-440 м (акчагыл); 440-557 м (P₂³); 557-687 м (P₂²); 687-744 м (P₂¹); 744-914 м (P₁²); 914-970 м (P₁¹); 970-995 (K_{2d}); 995-1204 (K_{2m}).

Опробование пластов выполнено по следующим объектам:

I объект: интервалы 882–888 м; 877–880 м; 866–868 м, горизонт - P (палеоген). Приток жидкости и газа отсутствует.

II объект: интервалы 432–436 м; 439–442 м, горизонт - акчагылский. Получена вода.

III объект: интервал 212–219 м, горизонт - N_{2ар} (апшерон). Получен газ дебитом 45,6 тыс. м³/сут (Ø 15,7 мм). Керн не отбирался.

Скважина Порт-Артур-2 заложена в центральной части площади Порт-Артур, в 100 м к северо-востоку от скв. П-27 с целью выяснения нефтегазоносности палеогеновых отложений. Скважина начата бурением 28.09.1962 г., завершена 02.12.1962 г. Проектная глубина - 700 м, фактическая - 707 м. Проектный и фактический горизонт - P (палеоген).

Скважина вскрыла следующие отложения: 0 - 28 м (Q); 28-225 м (апшерон); 225-433 м (акчагыл); 433-557 м (P₂³); 557-688 м (P₂²); 688-707 м (P₂¹).

Опробование пластов выполнено по следующим объектам:

I объект, интервал 212-221 м, горизонт – акчагылский. Дебиты при шести режимах: Q_Г=4,71 тыс. м³/сут (Ø-4,2 мм), Q_Г= 8,28 тыс. м³/сут (Ø-7,9 мм), Q_Г= 9,2 тыс. м³/сут (Ø-11,4 мм), Q_Г= 8,6 тыс. м³/сут (Ø-15,9 мм), Q_Г= 13,9 тыс. м³/сут (Ø-22,4 мм), Q_Г= 9,5 тыс. м³/сут (Ø-15,2 мм). Керн отобран в интервале 700-707 м.

Скважина Порт-Артур-3 заложена в северо-восточной периферийной части структуры Порт-Артур, на расстоянии 1000 м к северо-востоку от скважины Г-2 с целью разведки апшеронских отложений. Скважина начата бурением 25.04.1963 г, завершена - 12.06.1963 г. Проектная и фактическая глубина - 300 м. Проектный и фактический горизонт - N_{2ak} (акчагыл).

Скважина вскрыла следующие отложения: 0 - 27 м (Q); 27-228 м (апшерон); 228-300 м (акчагыл).

Опробование пластов выполнено по следующим объектам:

I объект: интервал 219–221 м (эксплуатационная колонна спущена до 169 м, пласт с открытым забоем), горизонт - $N_{2ар}$ (апшерон). Дебит газа $Q_g = 66,2$ тыс. $m^3/сут$ ($\varnothing 15,85$ мм). Керн отобран в интервале 200–225 м.

Скважина Порт-Артур-6 заложена в северной части структуры Порт-Артур, на расстоянии 912 м к северо-западу от скв. Г-3 и в 725 м от скв. Г-2, с целью оконтуривания апшеронской газовой залежи. Скважина начата бурением 03.07.1963 г., завершена 14.07.1963 г. Проектная и фактическая глубина - 300 м. Проектный и фактический горизонт - N_{2ak} (акчагыл).

Скважина вскрыла следующие отложения: 0 - 26 м (Q); 26-224м (апшерон); 224-300м (акчагыл).

Опробование пластов выполнено по следующим объектам:

I объект- интервал 212-220 м, горизонт – $N_{2ар}$ (апшерон). Дебиты при 5 режимах: $Q_g=13,5$ тыс. $m^3/сут$ ($\varnothing 6,35$ мм), $Q_g= 29,2$ тыс. $m^3/сут$ ($\varnothing 9,51$ мм), $Q_g= 76,4$ тыс. $m^3/сут$ ($\varnothing 15,85$ мм), $Q_g= 149,8$ тыс. $m^3/сут$ ($\varnothing-25,4$ мм), $Q_g= 186,1$ тыс. $m^3/сут$ ($\varnothing-34,91$ мм). Керн не отбирался.

Скважина Порт-Артур-7 заложена в юго-восточной периферийной части структуры Порт-Артур, на расстоянии 3100 м от скв. Г-5. Скважина начата бурением 19.04.1963 г., завершена - 18.05.1963 г. Проектная и фактическая глубина - 500 м. Проектный и фактический горизонт - P (палеоген).

Скважина вскрыла следующие отложения: 0 - 26 м (Q); 26-237 (апшерон); 237-431 (акчагыл); 431-500 м (P_2^3).

Не испытана. По ГИС и керну признаки нефтегазоности и водопроявления не отмечены. Керн отобран в инт. 210-234м, 270-275м, 450-455, 495-500 м.

Скважина Порт-Артур-10 заложена в центральной части структуры Порт-Артур, на расстоянии 500 м к северо-западу от скв. Г-1. Скважина начата бурением 07.04.1963 г., завершена - 14.04.1963 г. Проектная и фактическая глубина - 300 м. Проектный и фактический горизонт - N_{2ak} (акчагыл).

Скважина вскрыла следующие отложения: 0 - 26 м (Q); 26-223 (апшерон); 223-300 (акчагыл).

Опробование пластов выполнено по следующим объектам:

I объект, интервал 214-217м, горизонт – $N_{2ар}$ (апшерон). Дебиты при шести режимах: $Q_g=6,1$ тыс. $m^3/сут$ ($\varnothing-4,2$ мм), $Q_g= 21,2$ тыс. $m^3/сут$ ($\varnothing 7,9$ мм), $Q_g= 50,3$ тыс. $m^3/сут$ ($\varnothing 11,4$ мм), $Q_g= 114,0$ тыс. $m^3/сут$ ($\varnothing 22,4$ мм), $Q_g= 187,0$ тыс. $m^3/сут$ ($\varnothing 25,7$ мм), $Q_g= 220,0$ тыс. $m^3/сут$ ($\varnothing 35,1$ мм). Керн отобран в инт. 205-209 м, 209-212 м.

Скважина Порт-Артур-12. Скважина заложена в северо-восточной части структуры Порт-Артур, на расстоянии 800 м к северу от скважины Г-6, на продолжении профиля через скважины Г-2 и Г-6, с целью оконтуривания апшеронской газовой залежи. Скважина начата бурением 23.07.1963 г., завершена - 25.08.1963 г. Проектная и фактическая глубина - 300 м. Проектный и фактический горизонт - N_{2ak} (акчагыл).

Скважина вскрыла следующие отложения: 0 - 25 м (Q); 25-240 м (апшерон); 240-300 м (акчагыл).

При бурении газопроявления не отмечены, по каротажным данным апшеронский песчаный пласт насыщен водой - скважина оказалась за контуром газоносности. Керн отобран в инт. 215-220м, 220-226м.

Скважина Порт-Артур-13. Глубокая поисковая скважина Г-13 заложена в центральной части структуры Порт-Артур, на продолжении профиля через скважины П-27бис и Г-5, на расстоянии 2,5 км к юго-востоку от скважины Г-5 с целью разведки нефтегазоносности нижнемеловых, юрских и триасовых отложений.

Скважина начата бурением 08.06.1963 г., завершена - 07.10.1964 г. Проектная глубина - 3500 м, фактическая - 3400 м. Проектный и фактический горизонт - Т₁.

Конструкция скважины:

Направление - 22 мм х 5,0 м - забутовано до устья;

Кондуктор - 16 мм х 236 м, зацементирован до устья;

Тех. колонна - 8,0 мм х 2582 м, зацементирована до 1780 м от устья;

Экс. колонна - 5,0 мм х 3385 м, зацементирована до 2200 м от устья.

Скважиной вскрыты следующие отложения: 0 - 25 м (Q); 25-245 (апшерон); 245-440 (акчагыл); 440-524 м (P₂³); 524-648 м (P₂²); 648-708 м (P₂¹); 708-877 м (P₁²); 877-932 м (P₁¹); 932-953 (K_{2d}); 953-1216 (K_{2m}); 1216-1353 (K_{2cp}); 1353-1431 (K_{2st}); 1431-1502 (K_{2cn+t}); 1502-1572 (K_{2cm}); 1572-1713 м (K_{1a1}); 1713-1825 м (K_{1ap}); 1825-1875 (K_{1в}) м; 1875-1968 (K_{1h}); 1968-1980 (K_{1v}); 1980-2173 м (J_{3v}); 2173-2206 (J_{3km}); 2206-2238 (J_{3ox}); 2238-2317 (J_{2cl}); 2317-2360 м (J_{2bt}); 2360-2560 (J_{2bj}); (T₃) 2560-3302 м (T₁).

Опробование пластов выполнено по следующим объектам:

I объект: интервал 3329-3338 м, горизонт - Т₁ (нижнетриасовые отложения). Дебит воды Q_в = 1,84 м³/ч (Ø 9 мм), удельный вес = 1,12 г/см³.

II объект: интервалы 3291-3293 м и 3298-3305 м, горизонт - Т₁ (нижнетриасовые отложения). Дебит воды Q_в = 3,25-4,05 м³/ч (Ø 9 мм), удельный вес = 1,178 г/см³.

III объект: интервал 3207-3220 м, горизонт - Т₁ (нижнетриасовые отложения). Дебит воды Q_в = 7,46 м³/сут, удельный вес = 1,170 г/см³.

Скважина Порт-Артур-14. Глубокая поисковая скважина № 14 заложена в юго-восточной переклинальной части структуры Порт-Артур, на расстоянии 2200 м к юго-востоку от скважины № 13 и 4650 м к юго-востоку от скважины № 5 с целью поисково-разведочных работ на нефть и газ в отложениях нижнего мела, юры и триаса.

Скважина начата бурением 31.08.1963 г., завершена - 26.07.1964 г. Проектная глубина - 3500 м, фактическая - 3450 м. Проектный и фактический горизонт - Т₁ (нижний триас).

Конструкция скважины:

Направление - 20 мм х 5 м - забутовано до устья;

Кондуктор - 16 мм х 256,5 м - зацементирован до устья;

Тех. колонна - 10 мм х 345 + 2398 м - 2743 м - зацементирована до 990 м от устья;

Экс. колонна - 5 мм х 3415 м и зацементирована до 2700 м от устья;

Скважина вскрыла следующие отложения: 0 - 30 м (Q); 30-260 (апшерон); 260-445 м (акчагыл); 445-520 м (P₂³); 520-629 м (P₂²); 629-696 м (P₂¹); 696-861 м (P₂²); 861-908 м (P₁¹); 908-935 м (K_{2d}); 935-1199 (K_{2m}); 1199-1333 м (K_{2cp}); 1333-1416 м (K_{2st}); 1416-1485 м (K_{2cn+t});

1485-1547 м (K_{2cm}); 1547-1689 м (K_{1a1}); 1689-1800 м (K_{1ap}); 1800-1851 м (K_{1в}); 1851-1945 м (K_{1h}); 1945-1958 м (K_{1v}); 1958-2152 м (J_{3v}); 2152-2188 м (J_{3km}); 2188-2217 м (J_{3ox}); 2217-2299 м (J_{2cl}); 2299-2344 м (J_{2bt}); 2344-2547 м (J_{2bj}); 2547-3268 м (T₁).

Опробование пластов выполнено по следующим объектам:

I объект: интервал 2487-2497 м (Ю-2), горизонт - J₂ (среднеюрские отложения). Дебит воды Q_в = 373,0 м³/сут, удельный вес = 1,185 г/см³.

II объект: интервал 2399-2418 м (Ю-3), горизонт - J₂ (среднеюрские отложения). Дебит воды Q_в = 110,0 м³/сут, удельный вес = 1,10 г/см³.

III объект: интервал 2264-2271 м (Ю-1), горизонт - J₃J₂ (верхне-среднеюрские отложения). Дебит воды Q_в = 670,0 м³/сут, удельный вес = 1,167 г/см³.

IV объект: интервал 1946-1955 м (K_{1nc}), горизонт - K (меловые отложения). Дебит воды Q_в = 47,5 м³/сут, удельный вес = 1,052 г/см³.

V объект: интервал 1700–1710 м (К), горизонт - К (меловые отложения). Получена пластовая вода.

Керн отобран в интервале 1480–1485 м.

Скважина Порт-Артур-15. Глубокая поисковая скважина № 15 заложена в юго-западной переклиальной части межкупольного поднятия Порт-Артур, на расстоянии 1600 м к юго-западу от скважины № 17 с целью изучения нефтегазоносности меловых, юрских и триасовых отложений, а также вскрытия и опробования продуктивных горизонтов, проявивших себя при бурении скважин № 13 и 14.

Скважина начата бурением 25.01.1965 г., завершена - 30.09.1965 г. Проектная глубина - 3500 м, фактическая - 3460 м. Проектный и фактический горизонт - Т₁ (нижний триас).

Скважина вскрыла следующие отложения: 0 - 25 м (Q); 25-234 м (апшерон); 234-437 м (акчагыл); 437-542 м (P²); 542-663 м (P²); 663-727 м (P¹); 727-899 м (P²); 899-943 м (P¹); 943-980 (K_{2d}); 980-1242 (K_{2m}); 1242-1369 (K_{2cp}); 1369 -1467 (K_{2st}); 1467-1531 (K_{2cn+t}); 1531-1604 (K_{2cm}); 1604-1740 (K_{1a1}); 1740-1862 м (K_{1ap}); 1862-1912 м (K_{1b}); 1912-2006 (K_{1h}); 2006-2017 (K_{1v}); 2017-2815 (J_{3v}); 2815-2252 (J_{3km}); 2252-2280 (J_{3ox}); 2280-2361 (J_{2cl}); 2361-2407 (J_{2bt}); 2407-2605 (J_{2bj}); (Т₃) 2605-3270 (Т₁).

Опробование пластов выполнено по следующим объектам:

I объект: интервал 3400–3420 м, горизонт — Т₁ (нижний триас). Приток отсутствует.

II объект: интервал 3342–3357 м, горизонт — Т₃ (верхний триас). Дебит воды составил 4 м³ за 90 мин.

Скважина Порт-Артур-16- глубокая поисковая, заложена в северо-восточной переклиальной части Порт-Артурского межкупольного поднятия, на расстоянии 1600 м к северо-востоку от скважины № 17 с целью изучения нефтегазоносности мезо-кайнозоя северо-восточной части структуры, а также оконтуривания и опробования продуктивных триасовых горизонтов, вскрытых скважинами №№ 13 и 14.

Скважина начата бурением 25.11.1964 г., завершена - 17.06.1966 г. Проектная глубина - 3500 м, фактическая - 3420 м. Проектный и фактический горизонт - Т₁ (нижний триас).

Конструкция скважины:

Направление - 16 мм х 5 м - забутовано до устья.

Кондуктор - 11 мм х 364 м - зацементирован до устья;

Скважина вскрыла следующие отложения: 0 - 20 м (Q); 20-238 м (апшерон); 238-413 м (акчагыл); 413-523 м (P₂³); 523-644 м (P₂²); 644-707 м (P₂¹); 707-876 м (P₁²); 876-926 м (P₁¹); 926-952 (K_{2d}); 952-1218 (K_{2m}); 1218-1357 (K_{2cp}); 1357-1429 (K_{2st}); 1429-1506 (K_{2cn+t});

1506-1573 (K_{2cm}); 1573-1713 (K_{1a1}); 1713-1826 (K_{1ap}); 1826-1876 (K_{1b}); 1876-1973 (K_{1h}); 1973-1983 (K_{1v}); 1983-2181 (J_{3v}); 2181-2214 (J_{3km}); 2214-2243 (J_{3ox}); 2243-2324 (J_{2cl}); 2324-2367 (J_{2bt}); 2367-2560 (J_{2bj}); (Т₃) 2560-3225; (Т₁) 3225-3420.

Опробование пластов выполнено по следующим объектам:

I объект: интервал 3355–3379 м, горизонт - Т₁ (нижний триас). Приток отсутствует.

II объект: интервал 3210–3248 м, горизонт - Т₃ (верхний триас). Получен сильный приток соленой воды.

III объект: интервал 3185–3198 м, горизонт - Т₃ (верхний триас). Предположительно, водоносный (пакер негерметичен).

IV объект: интервал 3117–3196 м, горизонт - Т₃ (верхний триас). Предположительно, водоносный (пакер негерметичен).

V объект: интервалы 3115–3122 м и 3183–3190 м, горизонт - Т₃ (верхний триас). Получен приток соленой воды.

Скважина Порт-Артур-17- глубокая поисковая, заложена 28 августа 1963 года в сводовой части триасовой структуры Порт-Артур, на продолжении профиля через скважины П-27бис и Г-5, на расстоянии 1000 м к юго-востоку от скважины № 5 с целью поисков нефти и газа в отложениях нижнего мела, средней юры, триаса и верхней перми.

Скважина начата бурением 30.04.1964 г, завершена -15.06.1965 г. Проектная глубина — 4000 м, фактическая — 4002 м. Проектный горизонт — Т₁ (нижний триас), фактический — Т₁ (нижний триас).

Конструкция скважины:

Направление - 20 мм х 5 м - забутовано до устья.

Кондуктор - 16 мм х 192 м - зацементирован до устья.

Тех. колонна – 11 мм х 1074 м - зацементирована до 700 м от устья;

Скважина вскрыла следующие отложения: 0 - 20 м (Q); 20-236м (апшерон); 236-410 м (акчагыл); 410-535 м (P³); 523-660 м (P²); 660-716 м (P¹); 716-882 м (P²); 882-934 м (P¹); 934-962 (K_{2d}); 962-1236 (K_{2m}); 1236-1368 (K_{2cp}); 1368-1454 (K_{2st}); 1454-1522 (K_{2cn+t}); 1522-1590 (K_{2cm}); 1590-1730 (K_{1a1}); 1730-1848 (K_{1ap}); 1848-1900 (K_{1b}); 1900-1990 (K_{1h}); 1990-2001 м (K_{1v}); 2001-2200м (J_{3v}); 2200-2230м (J_{3km}); 2230-2260 (J_{3ox}); 2260-2340 (J_{2cl}); 2340-2385 (J_{2bt}); 2385-2580 (J_{2bj}); 2580-3260 (T₃); 3260-3530(T₁); 3530-4002 (T_{1vtl}).

Опробование пластов выполнено по I объекту: интервал 3925–3932 м, горизонт - Т₁ (нижний триас). Дебит воды Q_в = 18,2 м³/сут, удельный вес = 1,14 г/см³.

Далее при установке цементного моста (ЦМ) произошла авария. Причина - закачка завышенного объёма цементного раствора.

Скважина Порт-Артур-18 пробурена фактической глубиной 2614 м, проектный и фактический горизонт - Т₃ (верхний триас).

По данным бурения и промыслово-геофизических методов исследований в разрезе нижнемеловых и верхнеюрских отложений продуктивных горизонтов не выявлено. В отложениях средней юры признаков нефтегазоносности не установлено.

Таблица 3.1.2 - Изученность участка Саралжын и сопредельных территорий бурением

№ № п/п	№ скважины	Категория скважины	Фактическая глубина (м)	Конструкция скважин	Дата бурения (начало /конец)	Результаты бурения, опробования, испытания, состояние скважины (ликвидирована, консервация)
			Фактический горизонт (м)			
1	2	3	4	5	6	7
Скважины, находящиеся в пределах участка Саралжын						
1.	2-Р	разведочная	$\frac{2207,7}{J_2}$	Направление 324 мм x 25 м; Тех. колонна 245 мм x 249 м; Экс. колонна - не спущена	$\frac{04.10.1962}{01.03.1963}$	Опробование пластов выполнено по следующим объектам: I объект, интервал 995–890,1 м, горизонт - акчагыльский, период опробования: 09.12-15.12.1963 г., приток не получен. III объект, интервал 322-321 м, горизонт - апшеронский, начало опробования - 31.01.1964 г., конец - 05.02.1964 г., приток не получен. IV объект, интервал 273-268 м, горизонт - апшеронский, начало опробования - 06.02.1964 г., конец - 09.02.1964 г., получена вода дебитом 6,25 м ³ /сут.
2.	3-Р	разведочная	$\frac{2207,7}{T}$	Направление 307,6 мм x 95 м; Тех. колонна 219,1 мм x 743 м; Экс. колонна - не спущена	$\frac{04.10.1962}{01.03.1963}$	Опробование пластов выполнено по следующим объектам: IV объект, интервал 324-323 м, горизонт – N _{2ар} , период опробования: 27.12 -29.12.1963г., получен приток газа. III объект, интервал 497-493 м, горизонт - N _{2ак} , период опробования: 06.12.-08.12.1963 г., приток не получен. II объект, интервал 598–588 м, горизонт – Р (палеоген), период опробования: 25.11-29.11.1963 г., приток не получен.
3.	11-Р	разведочная	$\frac{2207,7}{T}$	Направление 203,2 мм x 100 м; Тех. колонна 127 мм x 600 м; Экс. колонна - не спущена	$\frac{04.10.1962}{01.03.1963}$	Опробование пластов выполнено по следующим объектам: IV объект интервал 324-323 м, горизонт – N _{2ар} , период опробования: 17.08 -21.08.1963г., получен приток минерализованной воды. III объект, интервал 260-259 м, горизонт - N _{2ак} , период опробования - 21.12-23.12.1962 г., получен газ с водой. II объект, интервал 345-337,5; 326,5-324 м, горизонт – Р, период опробования: 07.12-09.12.1962 г., получен приток воды. I объект, интервал 466-470 м, горизонт – Р, период опробования: 04.11-06.11.1962 г., получен приток воды.
Скважины, находящиеся в пределах структуры Порт-Артур						
4.	1	разведочная	$\frac{1204}{K_2}$	-	$\frac{20.04.1962}{23.05.1962}$	Опробование пластов выполнено по следующим объектам: I объект: интервалы 882–888 м; 877–880 м;

						866–868 м, горизонт — Р (палеоген). Приток жидкости и газа отсутствует. II объект: интервалы 432–436 м; 439–442 м, горизонт — акчагыльский. Получена вода. III объект: интервал 212–219 м, горизонт — N _{2ар} (апшерон), газ. Получен дебит газа Q _г = 45,6 тыс. м ³ /сут (Ø 15,7 мм). Керн не отбирался.
5.	2	разведочная	$\frac{707}{P}$	-	$\frac{28.09.1962}{02.12.1962}$	Опробование пластов выполнено по следующим объектам: I объект, интервал 212-221м, горизонт – акчагыльский. Дебиты при 6 режимах: Q _г =4,71 тыс.м ³ /сут (Ø-4,2мм), Q _г = 8,28 тыс.м ³ /сут (Ø-7,9мм), Q _г = 9,2тыс.м ³ /сут (Ø-11,4мм), Q _г = 8,6 тыс.м ³ /сут (Ø-15,9мм), Q _г =13,9 тыс.м ³ /сут (Ø-22,4мм), Q _г = 9,5 тыс.м ³ /сут (Ø-15,2 мм). Керн отобран в интервале 700–707 м.
6.	3	разведочная	$\frac{300}{N_{2ak}}$	-	$\frac{25.04.1963}{12.06.1963}$	Опробование пластов выполнено по следующим объектам: I объект: интервал 219–221 м (эксплуатационная колонна допущена до 169 м, пласт с открытым забоем), горизонт — N _{2ар} (апшерон). Дебит газа Q _г = 66,2 тыс. м ³ /сут (Ø 15,85 мм). Керн отобран в интервале 200–225 м.
7.	6	разведочная	$\frac{300}{N_{2ak}}$	-	$\frac{03.07.1963}{14.07.1963}$	Опробование пластов выполнено по следующим объектам: I объект, интервал: 212-220м., горизонт – N _{2ар} (Апшерон). Дебиты при 5 режимах: Q _г =13,5тыс.м ³ /сут (Ø-6,35мм), Q _г =29,2 тыс.м ³ /сут (Ø-9,51мм), Q _г =76,4тыс.м ³ /сут (Ø-15,85мм), Q _г = 149,8 тыс.м ³ /сут (Ø-25,4мм), Q _г = 186,1тыс.м ³ /сут (Ø-34,91 мм). Керн не отбирался.
8.	7	разведочная	$\frac{500}{P}$	-	$\frac{19.04.1963}{18.05.1963}$	Не испытана. По ГИС и керну признаки нефтегазоности и водопроявления не отмечены. Керн отобран в инт. 210-234 м, 270-275 м, 450-455, 495-500 м.
9.	10	разведочная	$\frac{300}{N_{2ak}}$	-	$\frac{07.04.1963}{14.04.1963}$	Опробование пластов выполнено по следующим объектам: I объект, интервал 214-217м, горизонт – N _{2ар} (Апшерон). Дебиты при 6 режимах: Q _г =6,1 тыс.м ³ /сут (Ø-4,2мм), Q _г =21,2 тыс.м ³ /сут (Ø-7,9мм), Q _г = 50,3тыс.м ³ /сут (Ø-11,4мм), Q _г = 114,0тыс.м ³ /сут (Ø-22,4мм), Q _г = 187,0тыс.м ³ /сут (Ø-25,7мм), Q _г = 220,0тыс.м ³ /сут (Ø-35,1мм). Керн отобран в инт. 205-209 м, 209-212 м.

10.	12	разведочная	$\frac{300}{N_{2ak}}$	-	$\frac{23.07.1963}{25.08.1963}$	Не испытана. При бурении газопроявления не отмечены, по каротажным данным апшеронский песчаный пласт насыщен водой — скважина оказалась за контуром газоносности. Керн отобран в инт. 215-220 м, 220-226 м.
11.	13	поисковая	$\frac{3400}{T_1}$	Направление 22`` мм х 5 м - зацементировано до устья; Тех. колонна 8`` мм х 236 м - зацементировано до устья; Экс. колонна - 5`` мм х 3385 м - зацементировано до 2200 м от устья	$\frac{08.06.1963}{07.10.1964}$	Опробование пластов выполнено по следующим объектам: I объект: интервал 3329–3338 м, горизонт — T_1 (нижнетриасовые отложения). Дебит воды $Q_v = 1,84 \text{ м}^3/\text{ч}$ ($\varnothing 9 \text{ мм}$), удельный вес = $1,12 \text{ г}/\text{см}^3$. II объект: интервалы 3291–3293 м и 3298–3305 м, горизонт — T_1 (нижнетриасовые отложения). Дебит воды $Q_v = 3,25\text{--}4,05 \text{ м}^3/\text{ч}$ ($\varnothing 9 \text{ мм}$), удельный вес = $1,178 \text{ г}/\text{см}^3$. III объект: интервал 3207–3220 м, горизонт — T_1 (нижнетриасовые отложения). Дебит воды $Q_v = 7,46 \text{ м}^3/\text{сут}$, удельный вес = $1,170 \text{ г}/\text{см}^3$.
12.	14	глубокая	$\frac{3450}{T_1}$	Направление 20`` мм х 5 м - забутовано; Тех. колонна 10`` мм х 345 м + 2398 м - 2743 м - зацементировано до 900 м от устья; Экс. колонна - 5`` мм х 3145 м - зацементировано до 2700 м от устья	$\frac{31.08.1963}{26.07.1964}$	Опробование пластов выполнено по следующим объектам: I объект: интервал 2487–2497 м (Ю-2), горизонт — J_2 (среднеюрские отложения). Дебит воды $Q_v = 373,0 \text{ м}^3/\text{сут}$, удельный вес = $1,185 \text{ г}/\text{см}^3$. II объект: интервал 2399–2418 м (Ю-3), горизонт — J_2 (среднеюрские отложения). Дебит воды $Q_v = 110,0 \text{ м}^3/\text{сут}$, удельный вес = $1,10 \text{ г}/\text{см}^3$. III объект: интервал 2264–2271 м (Ю-1), горизонт — $J_3\text{--}J_2$ (верхне-среднеюрские отложения). Дебит воды $Q_v = 670,0 \text{ м}^3/\text{сут}$, удельный вес = $1,167 \text{ г}/\text{см}^3$. IV объект: интервал 1946–1955 м ($K_{1пс}$), горизонт — K (меловые отложения). Дебит воды $Q_v = 47,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, удельный вес = $1,052 \text{ г}/\text{см}^3$. V объект: интервал 1700–1710 м (K), горизонт — K (меловые отложения). Получена пластовая вода. Керн отобран в интервале 1480–1485 м.
13.	15	глубокая	$\frac{3460}{T_1}$	-	$\frac{25.01.1965}{30.09.1965}$	Опробование пластов выполнено по следующим объектам: I объект: интервал 3400–3420 м, горизонт — T_1 (нижний триас). Приток отсутствует. II объект: интервал 3342–3357 м, горизонт — T_3 (верхний триас). Дебит воды составил 4 м^3 за 90 мин.

14.	16	глубокая	$\frac{3420}{T_1}$	Направление - 16 мм х 5 м - забутовано до устья; Кондуктор - 11 мм х 364 м - зацементирован до устья;	<u>25.11.1964</u> 17.06.1966	Опробование пластов выполнено по следующим объектам: I объект: интервал 3355–3379 м, горизонт — T_1 (нижний триас). Приток отсутствует. II объект: интервал 3210–3248 м, горизонт — T_3 (верхний триас). Получен сильный приток соляной воды. III объект: интервал 3185–3198 м, горизонт — T_3 (верхний триас). Предположительно водоносный (пакер негерметичен). IV объект: интервал 3117–3196 м, горизонт — T_3 (верхний триас). Предположительно водоносный (пакер негерметичен). V объект: интервалы 3115–3122 м и 3183–3190 м, горизонт — T_3 (верхний триас). Получен приток соляной воды.
15.	17	глубокая	$\frac{4002}{T_1}$	Направление - 20 мм х 5 м - забутовано до устья; Кондуктор - 16 мм х 192 м - зацементирован до устья; Тех. колонна - 11 мм х 1074 м - зацементирована до 700 м от устья;	<u>30.04.1964</u> 15.06.1965	Опробование пластов выполнено по следующим объектам: I объект: интервал 3925–3932 м, горизонт — T_1 (нижний триас). Дебит воды $Q_v = 18,2 \text{ м}^3/\text{сут}$, удельный вес = $1,14 \text{ г/см}^3$.
16.	18	глубокая	$\frac{2614}{T_3}$	-	=	По данным бурения и промыслово-геофизических методов исследований в разрезе нижнемеловых и верхнеюрских отложений продуктивных горизонтов не выявлено. В отложениях средней юры признаков нефтегазоносности не установлено.
17.	П-27 бис	Параметрическая	$\frac{3000}{T_3}$	-	18.06.1962 11.05.1963	По результатам комплексной интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований в разрезе скважины П-27, бис, Порт-Артур, пластов для испытания на промышленный приток нефти или газа не выявлено.
Скважины, находящиеся в пределах участка Северо-Жетыбайская						
18.	1	поисковая	$\frac{3200}{T_1}$	Направление 16` мм х 5 м-забутовано;	<u>04.06.1964</u>	

3.3. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

На участке Саралжын ранее пробурены скважины №№2-Р, 3 и 11. Ниже в таблице 3.2.1 приведены виды геофизических исследований, выполненных в этих скважинах.

Таблица 3.3.1 - Комплекс геофизических исследований в скважинах №№2-Р, 3 и 11 Саралжын

Структура, мест-е	№№ скв.	Год проведения	Забой скважины, м	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервалы исследований, м
Саралжын	2-р	1962	2207,7	БКЗ N-0.25 М-2.25А	1:200	190-710
				БКЗ N-0.1 М-1.0А		200-700
				БКЗ А-4.25 М-0.25N		200-710
				БКЗ N-0.5 М-8А		200-710
				БКЗ N-0.25 М-4.0А		200-710
				БКЗ N-0.1 М-1.0А		200-710
		БКЗ N-3.75 М-0.25А		210-630		
		1963		БКЗ N-0.25 М-0.4А		1440-1750
				БКЗ N-0.1 М-1.0А		1440-1750
				БКЗ N-0.25 М-2.25А		1450-1740
				БКЗ N-0.1 М-0.5А		1450-1750
				БКЗ А-4.25 М-0.25N		1450-1750
				БКЗ N-3.75 М-0.25А		1440-1780
		1962		БКЗ А-0.1 М 0.1N		0-40
				БКЗ N-3.75 М-0.25А	110-980	
				БКЗ N-0.1 М-1.0А	110-980	
				1963	БКЗ N-3.75 М-0.25А	900-2060
					БКЗ N-0.1 М-1.0А	1450-1740
					БКЗ N-0.1 М-1.0А	1450-1740
		БКЗ N-0.1 М-1.0А			1960-2200	
		1962		БКЗ N-0.25 М-2.25А	1960-2200	
				ПК	1:200	210-630
		1963			ПК	1:500
				1:500		110-980
		1962		ПК	1:500	900-2060
						1450-1760
		1963		КВ	1:500	100-970
						880-2200
		1962		ГК	1:500	0-30
						1963
1963	НГК	1:500	0-2210			
			3-р	1963	2207,7	БКЗ N-3.75 М 0.25А
БКЗ N-0.1 М 0.5А						
БКЗ N-0.25 М 2.25А						
БКЗ N-0.25 М 4.0А						
БКЗ N-0.1 М 1.0А	1:500					
БКЗ N-0.25 М 2.25А						
БКЗ N-0.25 М 3.5А						
КВ						
ПК	730-2190					
11-р	1962		БКЗ N-7 М-0.5А	1:200	140-490	
			БКЗ N-0.5 М-8А		140-490	
			БКЗ N-0.5 М-4А		140-490	
			БКЗ N-0.1 М-0.5А		140-490	
			БКЗ N-0.25 М-2.25А		140-490	
			БКЗ N-0.1 М-1А		140-500	

Структура, мест-е	№№ скв.	Год проведения	Забой скважины, м	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервалы исследований, м
Саралжын	11-р	1961		БКЗ N-7 М-0.5А	1:500	10-600
						10-330
		1962			490-600	
					140-500	
		1962		БКЗ N-0.25 М-2.25А	1:500	140-500
				БКЗ N-0.1 М-1А		140-600
						140-500
		1961		КВ	1:500	490-600
						0-330
		1962		1:500	10-600	
		1961			140-570	
		1962		ПС	1:500	10-330
					1:500	140-500
1962	1:500	490-600				
1962		0-600				
1962	НГК	1:500	0-960			
1961	1:500	0-350				
1962		ГК	0-600			

Имеющиеся данные по результатам геофизических каротажных работ в указанных скважинах свидетельствуют о полном комплексе исследований, которые позволили выделить в разрезе пласты-коллектора, определить их водонасыщенность. Продуктивные пласты не выявлены.

Таблица 3.3.2 - Комплекс геофизических исследований в скважинах структуры Порт-Артур

Структура (месторождение)	№ скв.	Год проведения	Забой скважины, м	Виды исследований	Масштаб записи	Интервалы исследований, м
Порт-Артур	13	1963	3400	Стандартный зонд и ПС	1:500	10-3390
				БКЗ 7-ю зондами		230-3390
				Микрозондирование		2580-3390
				Кавернометрия		240-3390
				Инклинометрия		25-3390
				Термометрия с целью определения температуры раствора		10-3220
				Газовый каротаж		30-2610
				Радиокаротаж ГК		0-3130
				Радиокаротаж НГК		0-3350
				Отобрано 90 образцов пород боковым грунтоносом.		
	14	1963	3450	Стандартный зонд и ПС	1:500	250-3420
				БКЗ 7-ю зондами		250-3420
				Микрозондирование		2740-3420
				Кавернометрия		250-3320
				Инклинометрия		275-3400
				Термометрия с целью определения высоты подъёма цемента		10-22920
				Газовый каротаж		3110-3410
				Радиокаротаж ГК		0-600
	Радиокаротаж НГК	0-600				
	Отобрано 125 образцов пород боковым грунтоносом.					
17	1963	4002	Стандартный зонд и ПС	1:500	190-3350	

	16	1963	3420	Кавернометрия	1:500	190-3350
				Инклинометрия		175-3225
				Радиокаротаж НГК		100-3410
				Стандартный зонд и ПС		0-440
				Кавернометрия		0-440
				Инклинометрия		30-1475

3.4 Лабораторные исследования

Основными лабораторными исследованиями при изучении продуктивных газоносных толщ является изучение коллекторских свойств пород, их литологических особенностей, компонентный состав пластовых вод, состав газа.

Сведения о коллекторских свойствах верхнеплиоценового комплекса Прикаспийской впадины крайне скудны. Специальные исследования пород не проводились. Причиной этого является недооценка потенциальных возможностей плиоценового комплекса, как одной из продуктивных толщ Прикаспийской впадины. Имеются лишь результаты изучения пород отдельных структур центральной части Прикаспийской впадины, проведенные в 1960 г учеными МИНГ и ГП им. И.М. Губкина под руководством Б.К. Прошлякова. Наряду с изучением литолого-петрографических особенностей, минералогического и гранулометрического состава, были определены плотность, пористость и проницаемость.

Песчано-алевролитовый комплекс апшеронского яруса представлен алевритистыми глинами, алевритами и алевролитами на известково-глинистом цементе, песками алевритистыми и алевролитами на известково-глинистом цементе, песками алевритистыми и песками глинистыми. Песчано-алевритовые породы имеют низкую плотность- от 1,6 до 1,9 г/см³. Абсолютная пористость-высокая- преимущественно, 25-33%. Проницаемость песчано-алевритовых пород определить трудно, поскольку образцы рыхлые и подготовить их к анализу было невозможно. В настоящее время специализированные лаборатории обладают специальными керноприемниками, с помощью которых проводится отбор и исследование нецементированных образцов. Судя по длительным и весьма интенсивным газо- и водопрооявлениям из этих пород, проницаемость их несомненно высокая.

Лабораторные исследования образцов пород верхнеплиоценовых отложений на структурах, расположенных на контрактной территории, не проводились. Поэтому, в настоящем проекте представлены данные по месторождению Порт-Артур, расположенному в северо-восточной части контрактной территории. На этом месторождении выявлен газовый горизонт в апшеронских отложениях.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости равен 0,42 д. ед., коэффициент газонасыщенности - 0,93 д. ед.

Больше исследований в междуречье Урал-Волга проведены по определению состава газа, который относится к метановым или азотно-метановым. Содержание метана в газе составляет 80,1-87,8% объемн., сумма тяжелых углеводородов - 0,022% объемн., углекислого газа - 1,0-4,0% объемн., гелия - 0,0035-0,072 % объемн., аргона - 0,003-0,077% объемн., азота и редких газов - от 0 до 12,85% объемн., кислорода - от 0 до 0,8% объемн.

В пробе газа из скважины Р-11 Саралжын содержатся следующие компоненты (% объемн.): метан - 88,4, этан - 0,3, углекислый газ - 0,6, водород - 1,0, азот и редкие газы - 9,7%.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

Пермская система - Р

Верхний пермь - Р₂

В сводовых и присводовых частях солянокупольных структур Междуречья Урал-Волга верхнепермские отложения не развиты.

Как правило, здесь непосредственно на кунгурские отложения ложатся породы нижнего триаса и более молодые.

Триасовая система - Т

В пределах Прикаспийской впадины триасовые отложения широко распространены и имеют различный литолого-фациальный облик в различных районах.

В северной и восточной частях триасовые отложения представлены в основном континентальными пестроцветными и красноцветными терригенными породами. В южной и юго-западной окраинах впадины эти отложения сменяются на сероцветные, морские.

Нижний триас скважинами вскрыт не на полную стратиграфическую полноту. На межкупольной структуре Порт-Артур бурением освещена лишь верхняя часть ветлужского яруса, полный разрез баскунчакского яруса пройден скв.17 толщиной 284 м.

Ветлужский ярус сложен чередующимися пластами и пачками терригенных, красноцветных пород континентального происхождения: глин и аргиллитов, песчаников, алевролитов и глинисто-алевритовых пород.

Баскунчакский ярус сложен терригенно-карбонатными пачками пород морского генезиса. Выделяется 5 пачек: известково-глинистая, нижняя песчано-глинистая, известняковая, глинистая-известняковая, верхняя песчано-глинистая. На структуре Порт-Артур отложения этого яруса вскрыты в скважинах 15, 16, 17 толщиной 25-30 м.

Верхний триас сложен сероцветными породами континентального происхождения толщиной, достигающей 759 м (скв.1 Ю.В. Порт-Артур).

Юрская система, J

Отложения юрской системы в пределах Прикаспийской впадины также имеют широкое распространение. Они отсутствуют на некоторых прорванных соляных куполах и отдельных участках бортовых зон.

По палеонтологическим данным отложения системы присутствуют в составе среднего и верхнего отделов. Нижнеюрские отложения достоверно не установлены.

Байосский ярус на структуре Порт-Артур сложен двумя пачками: нижней – алевритово-песчаной толщиной 140 м и верхней – глинистой толщиной 55 м.

Батский ярус представлен отложениями: глинами темно-серыми, иногда с зеленоватым оттенком, плотными, песчаниками серыми.

Толщина пород яруса составляет 46 м.

Келловейский ярус представлен глинами темно-серыми.

Верхнеюрские отложения сложены ярусами: оксфордским, кимериджским, волжским общей толщиной 340 м. Породы представлены песчаниками, глинами, алевролитами, известняками.

Меловая система - К

Нижний отдел - К₁

Нижнемеловые отложения в Прикаспийской впадине имеют почти повсеместное распространение. На всей исследуемой площади Междуречья породы нижнего мела скрыты под мощным покровом более молодых отложений. Отложения нижнего отдела представлены валанжинским, готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами, общая толщина которых составляет 420 м.

Валанжинский ярус в скв.15 Порт-Артур сложен песчаными породами.

Готеривский ярус представлен глинами темно-серыми до черных, с прослоями песчаников серых, крепких.

Барремский ярус сложен глинами темно-серыми до черных и пластами песчаных пород, толщина яруса в скв.1 Ю.В. Порт-Артур составляет 50 м.

Аптский ярус представлен глинами темно-серыми, черными, алевритистыми, песчанистыми, известковистыми. Толщина яруса равна 120 м.

Альбский ярус состоит из двух пачек: нижней – песчаной, толщиной 70-75 м, и верхней – глинистой, толщиной 65-70 м.

Верхний отдел (К₂)

Верхнемеловые отложения несогласно залегают на подстилающих их альбских отложениях и представлены всеми известными ярусами: сеноманским, нерасчлененным коньяк-туронским, сантонским, кампанским, маастрихтским. Породы представлены глинами темно-серыми, известковистыми, слюдистыми, вязкими, жирными, плотными. Толщина отложений сеноманского яруса на Порт-Артуре равна 70-75 м.

Отложения *коньяк-туронского яруса* сложены известниками белыми, серовато-белыми, трещиноватыми, крепкими, иногда с прослойками черного алеврита. Толщина отложений на Порт-Артуре составляет 64 м.

Сантонский ярус сложен известняками светло-серыми, реже белыми, зеленовато-белыми, плотными, крепкими, глинистыми, мелоподомными, толщина яруса равна 97 м.

Кампанский ярус сложен известняками белыми, серовато- и зеленовато-белыми, трещиноватыми, крепкими. Толщина пород составляет 125 м.

Маастрихтский ярус сложен слабо известковистыми глинами, известняками белыми, плотными, писчим мелом.

Общая толщина яруса составляет 260 м.

Палеогеновая система (Р)

Отложения палеогена в пределах Прикаспийской впадины, несмотря на широкое развитие, распространены крайне неравномерно. Залегают они на размытой поверхности пород различного возраста - от верхнемеловых до пермских и развиты, преимущественно, в межкупольных зонах, на соляных же куполах имеют незначительную толщину или вообще отсутствуют.

Породы палеогенового возраста по литологическому составу существенно отличаются от подстилающих их верхнемеловых пород. Граница между известняками верхнего мела и серыми мергелями палеогена достаточно отчетливая.

Система представлена двумя отделами: палеоценом и эоценом. Олигоцен скважинами не вскрыт.

Отложения сложены песками и рыхлыми песчаниками серого и зеленовато-серого цвета, мергелями песчанистыми, голубовато-зелеными.

В разрезе выделены отложения *палеоцена и эоцена*. Толщина пород палеоцена составляет 220 м, а эоцена – 300 м. Общая максимальная вскрытая толщина палеогена в скважине П-27 БИС составляет 560 м.

Неогеновая система (N)

Система представлена верхним плиоценом- акчагыльским и апшеронским ярусами. Миоценовые, нижне- и среднеплиоценовые отложения в разрезах скважин не обнаружены.

Акчагыльский ярус (N_{ak}). В межкупольных зонах отложения акчагыльского яруса залегают с небольшим угловым несогласием на палеогеновых отложениях, а в районах развития соляных куполов они установлены на размытой поверхности мела, юры и даже перми.

Отложения акчагыльского возраста весьма разнообразны по своему составу и представлены, главным образом, глинами серыми, известково-алевритистыми и мергелями

алевритистыми.

Максимальная толщина акчагыльских отложений наблюдается в межкупольных зонах и составляет 260 м. В районах соляных куполов толщина резко убывает за счет отсутствия нижней части толщи. Изменения мощности разреза акчагыла обусловлено неровностью рельефа дна бассейна.

Море, образованное акчагыльской трансгрессией, с самого начала века покрывало всю северную часть Прикаспийской впадины. На границе акчагыльского и апшеронского веков произошли поднятия территории и море регрессировало, а оставшиеся водоемы опреснились. Последовавшая за новым опусканием земной коры апшеронская трансгрессия распространялась (на север) постепенно, ибо северных окраин впадины она достигла лишь в среднеапшеронское время.

Толщина акчагыльских пород на Порт-Артуре составляет 210 м.

Апшеронский ярус (Nap). Отложения апшеронского яруса также, как и акчагыльского, весьма однообразны по литологическому составу. Отличаются они от акчагыльских несколько пониженным содержанием карбонатного материала, большим количеством остатков микрофауны.

В разрезе апшеронского яруса преобладают алевролиты известково-глинистые, глины известково-алевритистые, мергели алевритистые, слабо сцементированные песчаники и пески.

Толщина апшеронских отложений составляет 200-250 м. Над куполами уменьшение толщины пород не обнаружено.

В разрезах скважин Порт-Артура в основании абшерона залегает мощный (10 м и более) пласт хорошо отсортированного светло-серого кварцевого, слюдистого, известковистого тонко-и мелкозернистого песка, содержащего газоподводящие залежи. В юго-западном и северо-восточном направлениях от этих поднятий пласт замещается (часто резко) глинами, что объясняется меандрированием реки палео-Б.

Выше залегает мощная (до 100 м) однородная (особенно в нижней части) толща глин (нижний апшерон – по аналогии с разрезами соседних районов) зеленовато-серых, известковистых, слюдистых, вязких, плотных, местами слоистых с прослойками песка серого, слюдистого, известковистого. Непосредственно над продуктивным песчаным пластом залегают глины темно-серые, слюдистые, известковистые мягко и твердопластичные, скорлуповатые с редкими остатками фауны. Толщина их равна 30-35 м.

Верхняя часть разреза толщиной 100-120 м (верхний и средний апшерон), сложена чередующимися глинистыми и песчаными породами. Глины зеленовато-серые, буровато-коричневато-серые (в верхах разреза), известковистые, переходящие иногда в глинистые мергели, алевритистые, часто алевритовые (алевритово-глинистые разности), слюдистые, вязкие, плотные, с обильными остатками фауны. Пески серые, полимиктовые, известковистые, слюдистые, тонкозернистые; встречаются прослои до 2 м и зеленовато-серых слабосцементированных мелкозернистых песчаников.

Общая толщина пород апшеронского возраста составляет 215 м, увеличиваясь и уменьшаясь в пределах 5,0 - 40 м на погруженных и приподнятых участках.

Состав верхнеплиоценовых отложений указывает на морские условия их накопления.

Четвертичная система (Q)

Четвертичные отложения в пределах Прикаспийской впадины распространены исключительно широко.

Прикаспийская впадина за четвертичный период пережила очень сложную историю. За это время она неоднократно подвергалась трансгрессии моря, а между ними накапливались континентальные образования. В результате, каждая стратиграфическая

единица начинается с морских отложений, на смену им приходят континентальные субаквальные и субаэральные осадки.

Типовой схематизированный разрез надсолевого комплекса Центрально-Прикаспийской области приведен на рисунке 4.1.1.

В верхнеплиоценовых отложениях междуречья Урал-Волга, где выявлены газовые горизонты, выделены четыре продуктивные пачки [5,7]. Первая из них располагается в основании акчагыльского яруса, вторая соответствует нижней песчано-алевритовой серии нижнего апшерона, третья приурочена к верхней песчано-алевритовой серии нижнего апшерона, четвертая залегает в нижних частях среднего апшерона. По данным исследователей, большинство интенсивных газ проявлений связаны с второй и третьей пачками, которые разделяются мергельно-глинистой пачкой [5, 6, 9].

Следует отметить, что обе пачки распространены регионально.

Среди исследователей имеются мнения, что песчаные, алевритовые и глинистые породы верхнего плиоцена залегают в Прикаспии линзовидно, в результате в них не могут формироваться крупные скопления углеводородов, а поиски и разведка линзовидных залежей в верхнеплиоценовом комплексе будут весьма сложные и дорогостоящие [5]. На этом основании делалось заключение о бесперспективности промышленного освоения верхнеплиоценовых залежей.

По мнению других исследователей, отдельные пласты песков, алевритов, глин не выклиниваются, а четко прослеживаются на значительные расстояния. В процессе бурения песчано-алевритовые породы очень легко размываются и не выделяются на электрокаротажных диаграммах.

4.2 Тектоника

Согласно данным геофизических исследований, участок исследования Саралжын расположен в северо-западной части Центрально-Прикаспийского прогиба, выделяющегося по фундаменту и всем подсолевым отражающим горизонтам, прослеженным в осадочном чехле Прикаспийской впадины.

Глубина залегания фундамента здесь - 22 км, подсолевых отложений (ОГП₁) - 9,2-9,6 км (рис.4.2.1). Строение подсолевых отложений участка осложнено системой разрывных нарушений различного масштаба. При этом выделяются глубинные разломы фундамента, разломы осадочного чехла, локальные нарушения, ограничивающие отдельные блоки. Как известно, разломные зоны играют важную роль в миграции углеводородов, являясь каналами их перемещения из глубинных горизонтов в ловушки [5,6,8].

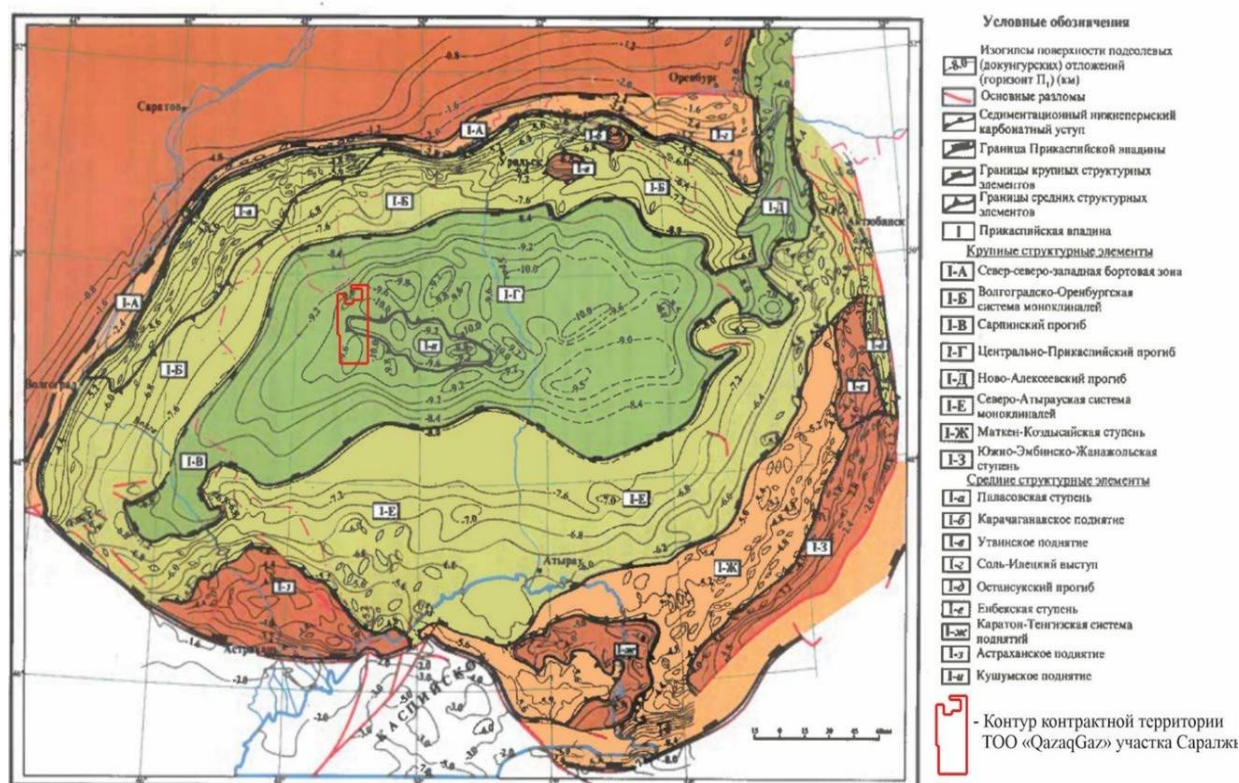


Рис.4.2.1 - Схема структурно-тектонического районирования касимовско-артинского (С-Р) комплекса [8]

Важнейшей особенностью тектонического строения участка является широкое развитие соляной тектоники, обусловленное наличием мощных пермских соленосных отложений. Соляные структуры в центре междуречья Урал-Волга залегают на глубинах от 100 м до 2,0 км, таким образом, здесь развиты купола скрытопрорванного типа неглубоко залегающие и погруженные [5,7]. Соленосные толщи представлены, преимущественно, галитом и ангидритом, обладающими пластичными свойствами. В результате тектонических напряжений происходит их перераспределение с формированием следующих структур: соляные купола (диапиры), соляные валы, соляные штоки. Все они соединяются соляными перемычками и образуют гряды (Граф.прил.3, рис.4.2.2).

В пределах контрактной территории расположены полностью или частично соляные купола (с севера на юг): Сайкудук, Ащисай, Таловка, Балыкты, Казталовка, Бостанды, Кусман, Фурманово-II, Абши, Буранколь Сев., Буранколь, Жаныксор, Караушколь Зап., Тагансор, Бестаусор, Бестаусор Юж., Саралжин, Ершансор Сев. Эти поднятия имеют вытянутую форму и ориентированы, преимущественно, в субмеридиональном направлении.

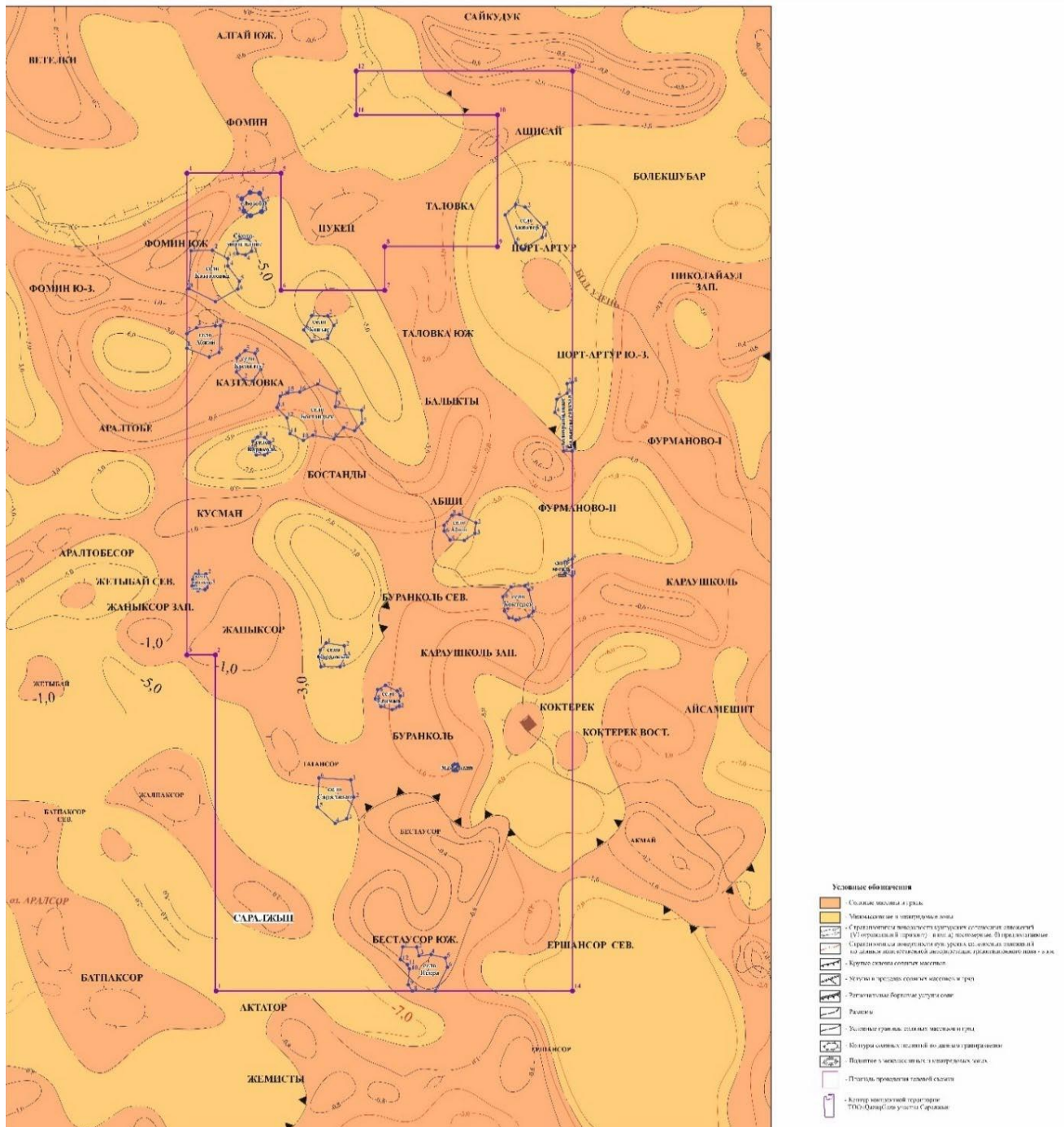


Рис. 4.2.2- Фрагмент структурной карты поверхности соленосного комплекса Прикаспийской впадины (Л.Ф. Волчегурский, О.С. Турков, А.Е. Шлезингер, 1983 г.)

Межсолевые мульды оконтурены изогипсами от минус 5,0 до минус 7,0 км (рис. 4.2.2).

Строение юрско-меловой толщи Прикаспийской впадины характеризует схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса, где показаны «относительно приподнятые» и «относительно опущенные» зоны (рис.4.2.3). Судя по этой схеме, участок Саралжин расположен на территории, где не выделяются указанные зоны, здесь подошва юрских отложений находится на глубине 2,2-2,4 км.

В центральной части Прикаспийской впадины преобладают условия платформенного режима, выражающиеся в относительно спокойном тектоническом развитии и накоплении мощных осадочных толщ.

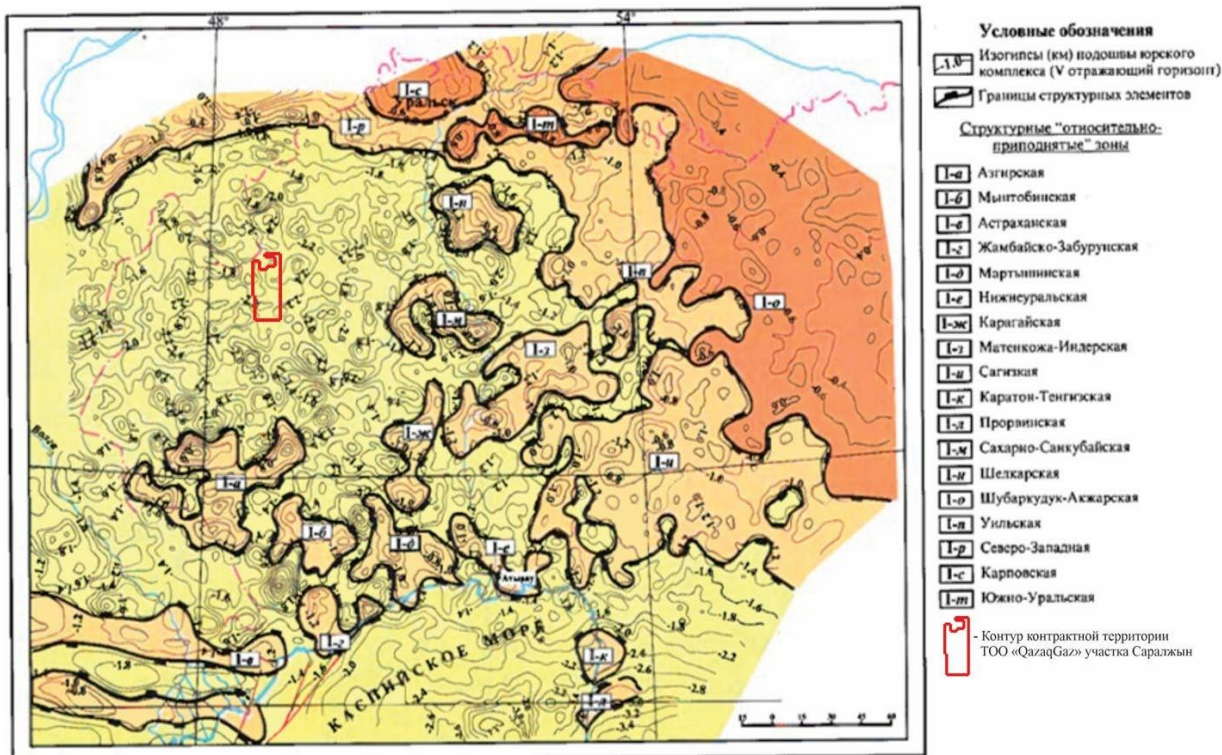


Рис.4.2.3 - Схема структурно-тектонического районирования юрско-мелового (J-K₁) комплекса [8]

Здесь широко развиты локальные антиклинальные и купольные структуры, формирование которых связано с воздействием соляной тектоники и разломных нарушений.

III отражающий горизонт сейсморазведочными работами прослежен лишь в межкупольных зонах и в пределах погруженных соляных структур. На участке Саралжын этот горизонт находится на глубинах от отметки минус 1,5 до -2,6 км. В надкупольной части, не изученных сейсморазведкой, как и на других структурах Прикаспийской впадины, надсолевые структуры сбросами разбиты на блоки, где приразломные структуры представляют собой полусводы и полуантиклинали, экранированные тектоническими нарушениями.

Судя по структурной карте по III отражающему горизонту, структура Саралжын осложнена сбросами, отделяющими ее склоны от свода (рис.4.2.4, граф.прил.4).

Северный склон - крутой, а южный и юго-восточный - пологие, моноклинально погружающиеся в мульды от 2,0 до 2,4-2,6 км.

Аналогичное строение имеют и другие надсолевые структуры - на склонах соляных структур выделяются ловушки для УВ, ограниченные сбросами.

Таким образом, карта отражает тектонически осложнённое строение локальных антиклинальных структур, которые могут рассматриваться как перспективные объекты для дальнейших геологоразведочных работ.

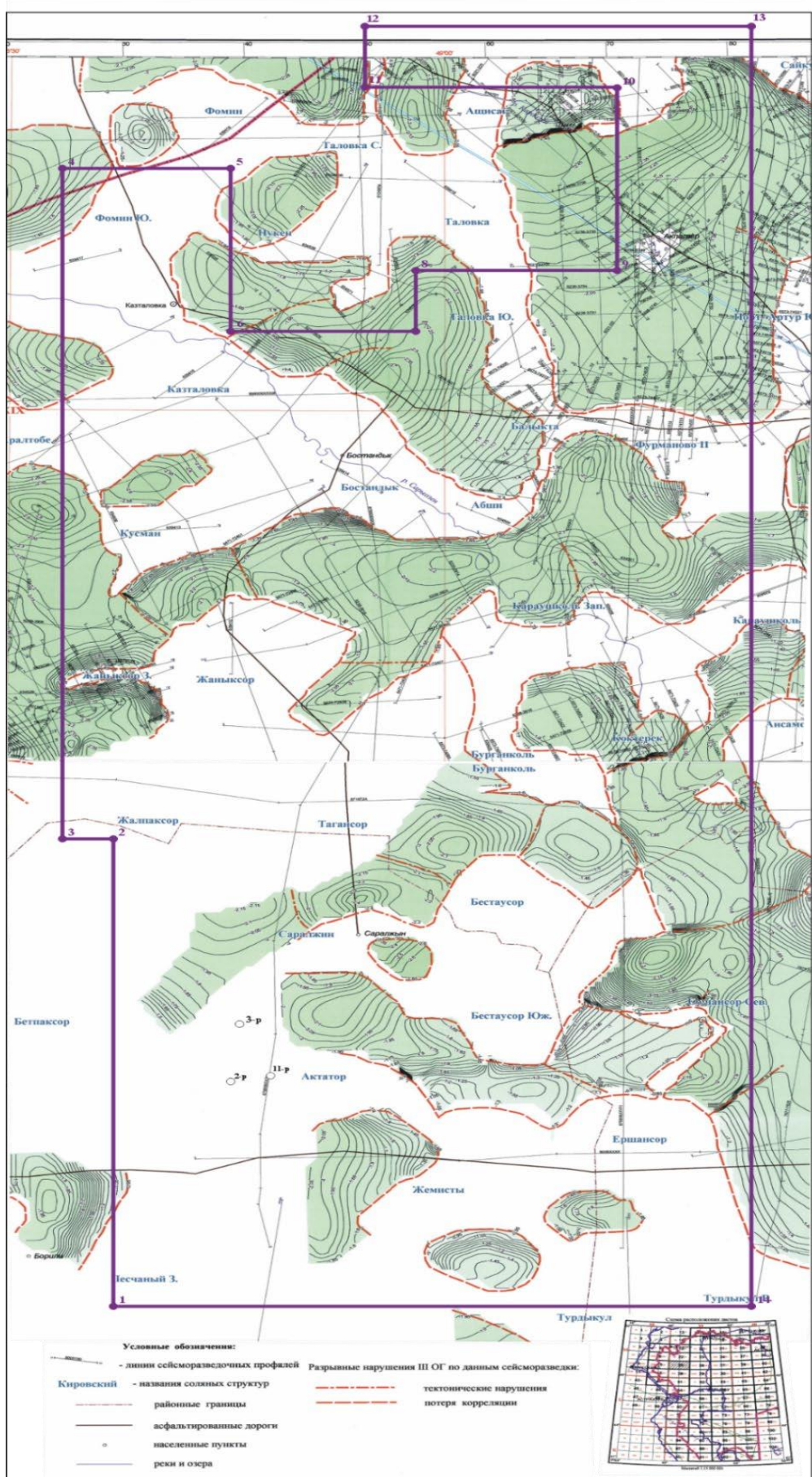


Рис. 4.2.4 - Фрагмент сводной структурной карты по ОГШ (По данным отчета «Осадочные бассейны...», 2012 г.) [15]

Самый верхний отражающий горизонт, прослеженный при сейсморазведочных работах - «А», приуроченный к подошве неогеновых отложений. Чтобы понять строение плиоценовых (акчагыльских и апшеронских отложений), в настоящей главе приведены сведения о формировании бассейна в этот период.

Плиоценовые и четвертичные отложения образуют верхний структурный комплекс, залегающий с резким угловым и стратиграфическим несогласием на осадках самого различного возраста - от кунгурской соли до палеоген-миоценовых включительно. Характерной особенностью этого комплекса является его незначительная дислоцированность: пласты плиоценовых и четвертичных осадков залегают, на первый взгляд, идеально горизонтально. Лишь при детальном изучении в плиоценовом комплексе обнаруживаются небольшие углы падения пластов и пологие, с небольшой амплитудой поднятия [7, 8]. Явно выраженных сбросов в плиоценовой толще не известно, так как глинистые отложения характеризуются высокой пластичностью, что совершенно не способствует появлению в них разрывных нарушений. Перед накоплением верхнеплиоценовых осадков на обширных пространствах Северного Прикаспия имели место значительные воздымания, которые привели к возникновению длительного континентального перерыва. В течении значительного отрезка времени в условиях континентального режима активно развивались денудационные процессы, обусловившие возникновение пересеченного рельефа с большим числом обширных и глубоких эрозионных депрессий.

В акчагыльский период возобновляются нисходящие движения земной коры, сопровождающиеся обширными трансгрессиями. Морские воды покрыли почти всю территорию Северного Прикаспия. В условиях нового тектонического режима началось формирование плиоценово-четвертичного покрова. Формирование плиоценовых структурных элементов происходило под влиянием не только тектонических процессов, но и древнего эрозионного рельефа. Ряд структурных форм возник на месте доакчагыльских эрозионных депрессий, вследствие чего эти формы отражают древний рельеф и по своей природе являются эрозионными. Таким образом, на процесс формирования акчагыльского комплекса существенное влияние оказал древний рельеф. Акчагыльское море прежде всего сnivelировало неровности доакчагыльской суши, заполнило осадками древние речные долины и все другие эрозионные депрессии. Заполнение древних эрозионных впадин осадками определило закономерное распределение в них различных литолого-фациальных комплексов: в осевых и наиболее глубоких участках долин происходило накопление песчано-глинистых осадков с преобладанием тонкоотмученных и горизонтально слоистых глин. На склонах депрессий формировались, преимущественно, песчаные отложения. Толщина акчагыльских отложений в междуречье Урал-Волга находится в пределах 150-200 м [5].

Территория исследования «Саралжын» находится в Узеньском прогибе, где толщина этих пород составляет 180-200 м (рис.4.2.5).

Наряду с прогибами, в междуречье Урал-Волга выделяются зоны поднятий, в пределах которых наблюдается значительное сокращение мощности акчагыльской толщи. Одна из них - на юго-западе Прикаспийской впадины, где расположены структуры Новобогатинское и Азау. Обширный песчаный массив Рын-пески, связанный с поднятием, характеризуется сокращенными толщинами акчагыльских отложений. Зоны сокращенных толщин этих отложений также наблюдаются в сводах некоторых соляных куполов прорванного типа.



1 - области первичного отсутствия акчагыльских осадков; 2 - области полного размыва акчагыльских осадков; 3 - линии равных толщин акчагыля через 50 м; 4 - линии равных толщин акчагыля, проведенных предположительно; 5 - газопроявления в скважинах; 6 - нефтепроявления в скважинах.

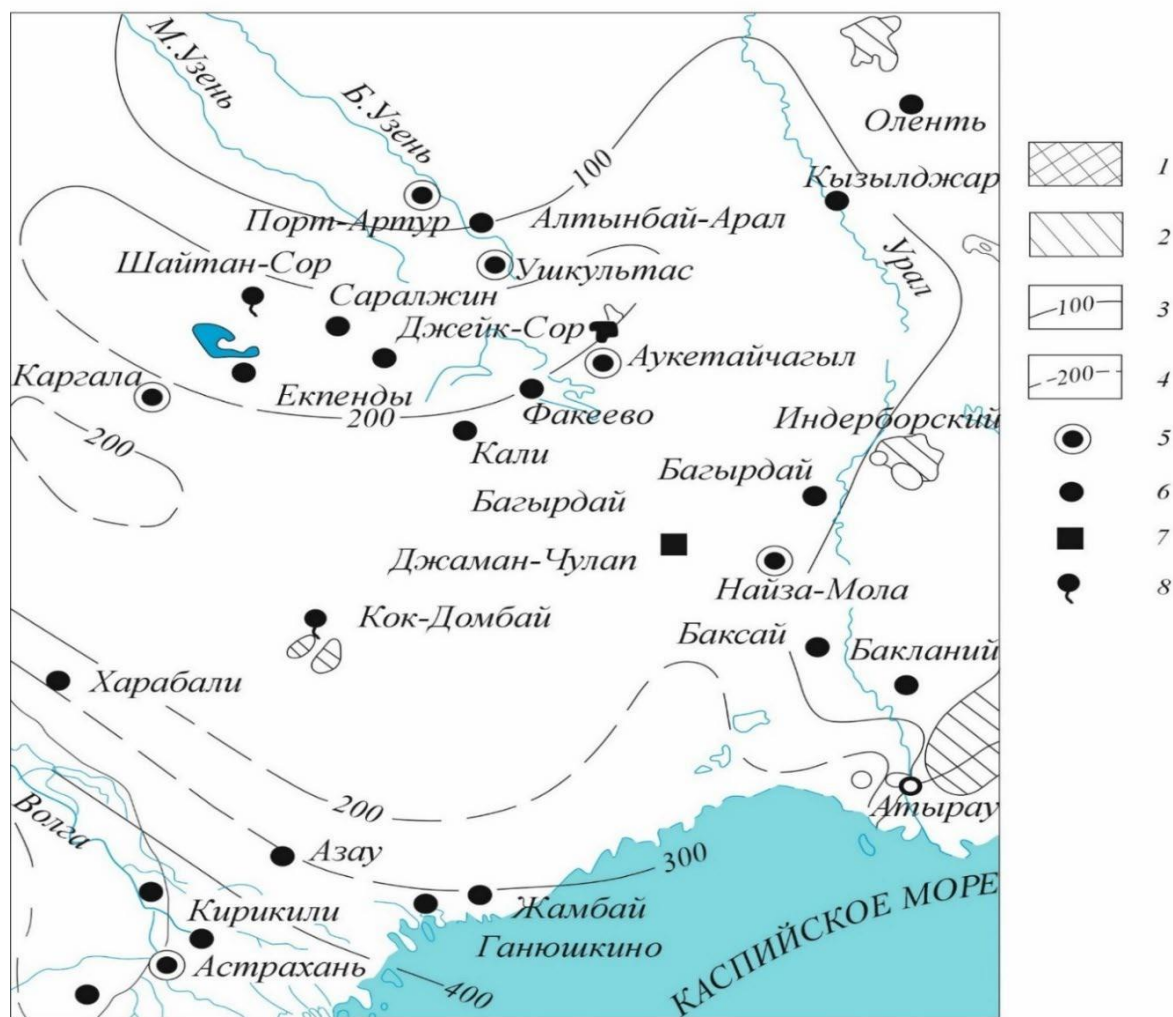
Рис.4.2.5 - Схема распределения толщин акчагыля и газонефтепроявлений из акчагыльских отложений [5].

Анализ мощностей **апшеронского яруса** показывает, что в течение этого века территория Северного Прикаспия, в особенности в пределах междуречья Урал - Волга, продолжала испытывать погружение. Интенсивность нисходящих движений была не везде одинакова, в результате чего в апшеронском комплексе осадков продолжали развиваться ранее зародившиеся или вновь появившиеся впадины, прогибы и поднятия.

Соответственно, в зонах прогибания накопились осадки повышенных толщин, а на поднятиях апшеронский комплекс характеризуется сокращенными толщинами. Но в отличие от акчагыльской трансгрессии, в средне-верхнеапшеронском комплексе осадков прежде всего не чувствуется влияние эрозионного фактора на характер распределения толщин. По мнению исследователей, наблюдающиеся по этим отложениям крупные структурные элементы - пологие, они не связаны ни с рельефом, ни с соляными куполами. Они обязаны своим происхождением колебательным движениям земной коры.

При сопоставлении схем распределения толщин апшерона и акчагыля Северного Прикаспия наблюдается унаследованность апшеронского структурного плана от предыдущего этапа развития, то есть общая картина расположения главных структурных элементов остается такой же, как и в акчагыль. В северной части Волго-Уральского междуречья в апшеронском комплексе пород выделяется Узеньский прогиб, отмеченный и по акчагыльской толще. Толщина пород апшеронского яруса в его пределах достигает 200

м. К югу толщина пород сокращается и в районе расположения структур Аукетайшагыл, Кали, Кукурте, Каргалы она составляет 150-180 м (рис.4.2.6).



1 - области первичного отсутствия апшеронских осадков; 2 - области полного размыва апшеронских осадков; 3 - линии равных мощностей апшерона через 100 м; 4 - линии равных мощностей апшерона, проведенные предположительно; 5 - месторождения природного газа; 6 - газопроявления в скважинах; 7 - газопроявления в шурфах; 8 - газовые источники.

Рис.4.2.6 - Схема расположения мощностей апшерона и нефтегазопроявлений из апшеронской толщи [5]

В прибрежной части Каспийского моря, в полосе расположения месторождения Новобогатинское и структуры Азау, толщина апшеронских отложений вновь увеличивается до 200 м.

Как и по нижележащим акчагыльским отложениям, по апшеронским выделяется зона сокращенных толщин Рын-пески, где их мощность равна 170-180 м [5,7,9].

Таким образом, основные черты тектоники плиоценово-четвертичного комплекса Северного Прикаспия определяются рядом структур тектонического происхождения, возникших в результате неравномерного размаха колебательных движений. Такими структурами являются обширные прогибы и сопряженные с ними поднятия. По мнению многих исследователей, молодые тектонические движения оказывали большое влияние на формирование структур и сохранение залежей нефти и газа.

В плиоценово-четвертичном комплексе Прикаспия широко распространены локальные поднятия.

Абсолютное их большинство связано с соляными куполами. Принимая во внимание строгую приуроченность плиоценовых структур к сводам соляных куполов, исследователями сделан вывод, что образование антиклинальных структур в плиоценово-четвертичный период происходило под влиянием соляных штоков [5, 7]. Надсолевые отложения образуют четко выраженную брахиантиклинальную складку, то есть образование большинства антиклинальных структур в плиоцен-четвертичный период происходило под влиянием роста соляных штоков.

На рисунке 4.2.7 показана типичная структура надсолевого комплекса Ушкультас, где показаны условия залегания мезозойских и кайнозойских отложений. Данная структура связана с соляным куполом, свод ее находится над куполом. В апшеронском ярусе Ушкультасское поднятие значительно слабее выражено, чем в акчагыльских.

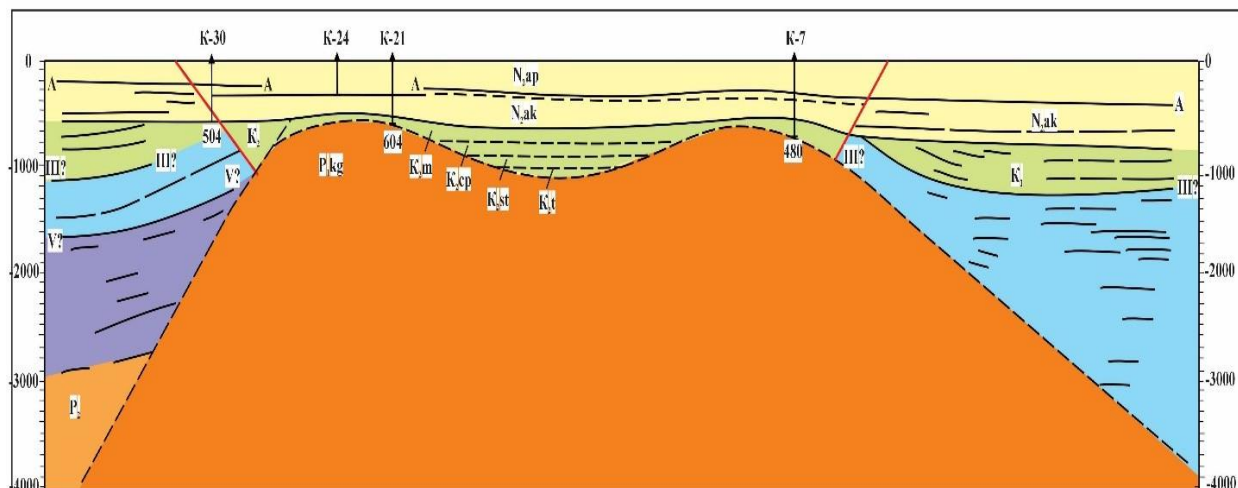


Рис.4.2.7- Геолого-сейсмический профиль структуры Ушкультас [5]

Пермотриасовые и мезозойские (юрско-меловые) отложения на склонах купола залегают с большими углами падения. К периферии пласты выполаживаются и в междукупольных депрессиях появляются палеогеновые отложения, залегающие практически горизонтально.

По отражающему горизонту А, характеризующему строение подошвы акчагыльских отложений, в плане в пределах структуры Саралжын выделяются вершины и прогнутые зоны. Наиболее рельефная вершина расположена в северной части площади исследований. Амплитуда ее - 20 м. Другие вершины находятся на более низких гипсометрических уровнях 230-250 м. Такое строение структуры, вероятно, связано с эрозионными врезами и поднятиями в доакчагыльском рельефе (рис.4.2.8).

Наряду с надкупольными структурами, в междуречье Урал-Волга в плиоценовой толще встречаются и междукупольные структуры. Примером этому служит структура Порт-Артур, которая является погруженной. По ОГВ структура представляет собой брахиантиклиналь, размеры ее составляют 8,0 x 5,0 км [5].

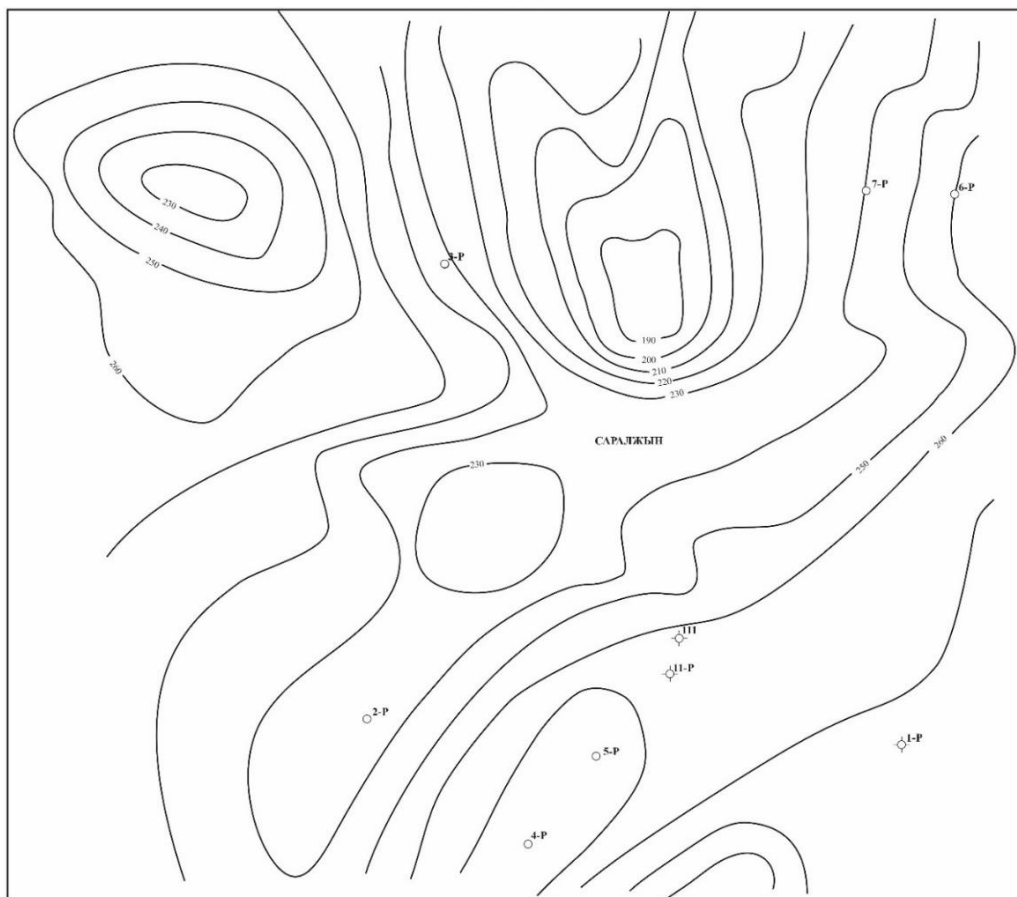


Рис.4.2.8 - Структура Саралжын. Структурная карта по отражающему горизонту (ОГ) «А» (Дело скважины 2-Р)

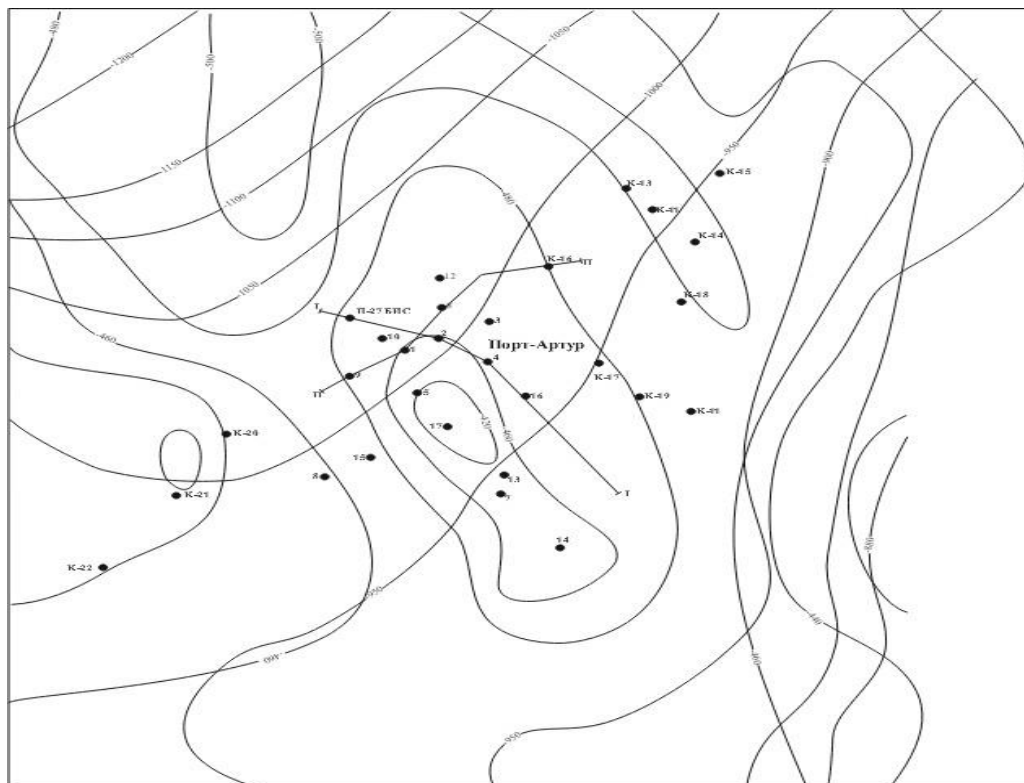


Рис.4.2.9 - Структурные карты по отражающим горизонтам А и I площадей Порт-Артур и Порт-Артур Юго-Восточный []

4.3 Нефтегазоносность

В Прикаспийской впадине основные по запасам месторождения нефти, конденсата и газа выявлены в карбонатных отложениях карбона и нижней перми в ее прибортовых частях, меньшие по запасам углеводородов залежи сосредоточены в мезозойской толще. Характер распространения залежей углеводородов и полноты разреза в решающей степени обусловлены проявлением соляной тектоники. Здесь выделяются три нефтегазоносных комплекса: верхнепермско-триасовый терригенный, юрско-меловой карбонатно-терригенный и терригенный плиоценовый, который наименее изучен.

Палеоген-неогеновые отложения в междуречье Урал-Волга Прикаспийской впадины начали изучаться с 30-х годов путем проведения гравиразведки и геологической съемки. При бурении мелких скважин в пределах некоторых соляных куполов наблюдались интенсивные газопроявления.

Позже, с послевоенных лет, начато более активное изучение строения и нефтегазоносности надсолевых структур междуречья Урал-Волга сейсморазведочными работами МОВ, бурением структурно-поисковых и глубоких скважин.

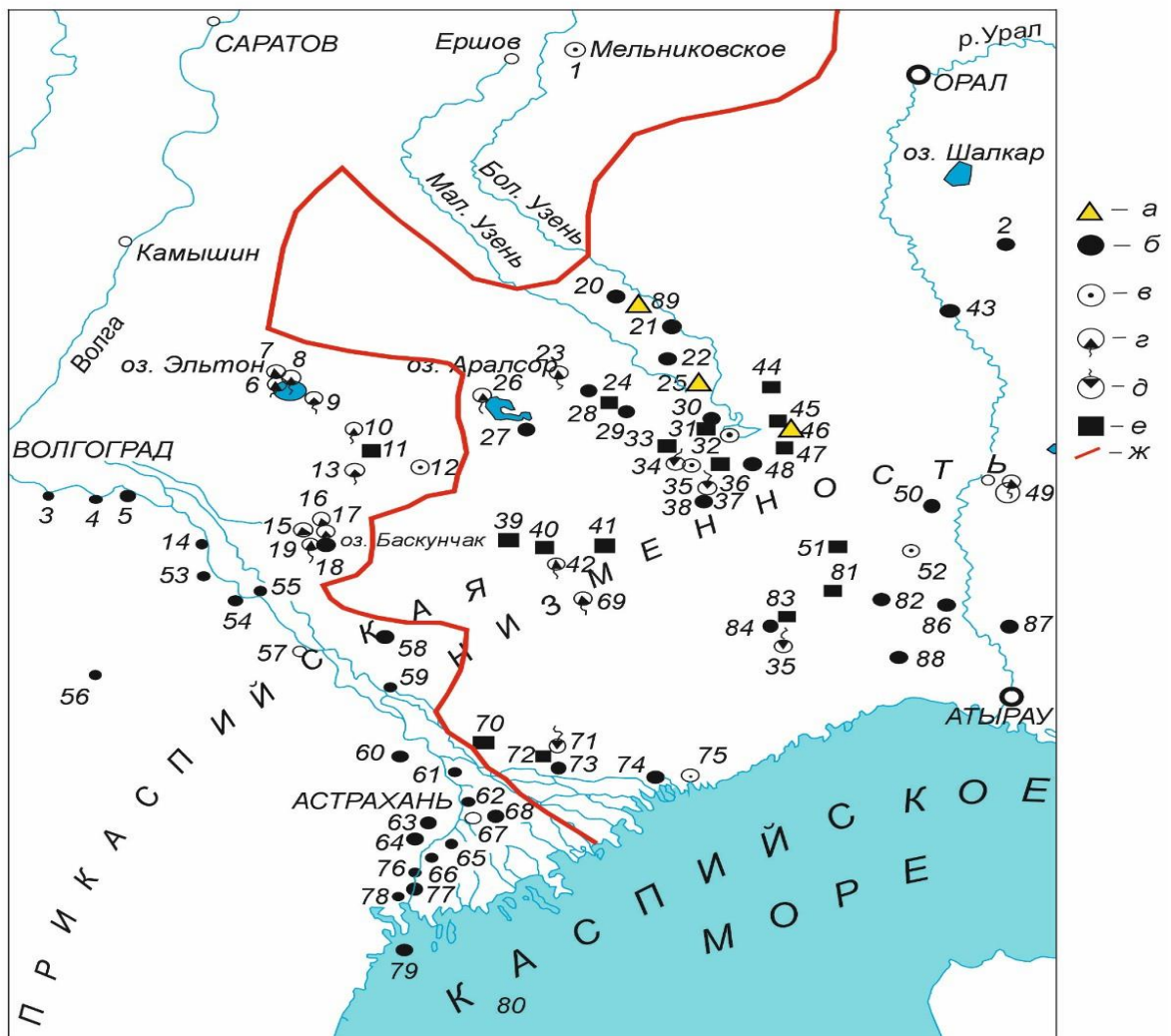


Рис.4.3.1 - Схема расположения газовых и нефтяных месторождений и газонефтепроявлений из плиоценово-четвертичного комплекса Прикаспийской впадины [5]

а - месторождения газа; б - газопроявления в скважинах; в - интенсивные газопроявления; г - газодляные источники; д - газовые источники; е - газопроявления в шурфах; ж - государственная граница.

Наименование месторождений и газонефтепроявлений: 1 - Мельниково, 2 - Оленты, 3 - Райгород, 4 - Солодники, 5 - Каменный Яр, 6 - Солянка, 7 - Хара, 8 - Чернявка, 9 - Саморода, 10 - Горькая Речка, 11 - Нурубай, 12 - Каргала, 13 - Кардон-Сала, 14 - Черный Яр, 15 - Нижний Баскунчак,

16 - Акжара, 17 - Горький Ерик, 18 - Шар-Блак, 19 - Большое Богдо, 20 - Большой Сакрыл, 21 - Алтынбай-Арал, 22 - Айса-Мечеть, 23 - Шайтан-Сор, 24 - Саралжын, 25 - Ушкультас, 26 - Арал-Сор, 27 - Екпенды, 28 - Тибет-Куль, 29 - Джеик-Сор, 30 - Джасаул-Куль, 31 - Ащекулак, 32 - Факеево, 33 - Ази-Чагыл, 34 - Шильтен-Мола, 35 - Кали, 36 - Терт-Кудук, 37 - Досмаил, 38 - Джанак-Терек, 39 - Слукызыл, 40 - Кайнар-Тюбе, 41 - Талдыкуль, 42 - Ази-Сор (сев.), 43 - Кызылджар, 44 - Назбек-Сор, 45 - Аукетай, 46 - Аукетайчагыл, 47 - Ерке-Чагыл, 48 - Бостургай, 49 - Индер, 50 - Багырдай, 51 - Джаман-Чулан, 52 - Найза-Мола, 53 - Соленое Займище, 54 - Никольское, 55 - Казинка, 56 - Сарпинское, 57 - Копановка, 58 - Харабали, 59 - Селитренное, 60 - Замьяны, 61 - Разночиновка, 62 - Карантинное, 63 - Тинаки, 64 - Курчанское, 65 - Бертюль, 66 - Икряное, 67 - Астрахань, 68 - Кирикили, 69 - Кок-Домбай, 70 - Кукурте (Досанг), 71 - Ази-Сор (южн.), 72 - Кара-Мола, 73 - Азау, 74 - Ганюшкино, 75 - Джамбай, 76 - Сергиевское, 77 - Ново-Георгиевское, 78 - Оля, 79 - Рыжковское, 80 - Малая Жемчужная, 81 - Тары-Мола, 82 - Кукурте-Чагыл, 83 - Ази-Чагыл (южн.), 84 - Али-Шошак, 85 - Тюбе-Кудук, 86 - Баксай, 87 - Бакланий, 88 - Новобогатинск, 89 - Порт-Артур.

При этом было отмечено, что наиболее обильными газонефтепроявлениями изобилуют верхнеплиоценовые и четвертичные отложения в центральной части региона. В одних случаях – это незначительные примазки нефти или битумный запах, в других – бурные выделения горючего газа из шурфов, скважин и естественных источников, в-третьих – продуктивные пласты, насыщенные газом или нефтью (рис.4.3.1).

Притоки газа различной интенсивности, газовые выбросы на территории Казахстана получены на структурах Азау, Аукетайшагыл, Ушкультас, Жамбай, Найзамола, Порт-Артур, Саралжин, Кали и др.

Толщина продуктивных пачек колеблется от 2,0 до 10 м. Пласты песков и алевролитов имеют значительную пористость, равную 25-33% [5]. Кроме описанных продуктивных пачек, незначительные газопроявления отмечались и в других пластах-коллекторах по разрезу апшеронского яруса, но они имеют второстепенное значение.

Среди структур, где при испытании получены фонтаны газа, выделяются Аукетайшагыл, Порт-Артур, Ушкультас, Саралжын, Азау.

В период проведения геологоразведочных работ в пределах солянокупольной структуры Аукетайшагыл были обнаружены естественные выходы газа на дне воронок диаметром до 1 метра, заполненных водой, из которой выходили пузырьки газа. В процессе бурения структурно-поисковых скважин в 1950-1953 гг. и глубоких - в 1960 г, на изучаемой площади отмечались весьма интенсивные нефтегазопроявления.

Ниже приведено описание месторождений газа, расположенных вблизи участка Саралжын.

Газовое месторождение **Аукетайшагыл** выявлено в 1960 году на юго-восточном крыле надсолевой структуры, где в апшеронских отложениях на глубине 50-150 м выделены четыре продуктивных горизонта, газонасыщенная толщина которых - по 4,0 м каждый (Рис.4.3.2). Залежь по типу - пластовая, ограниченная разломом. Начальные дебиты газа достигали 154 тыс.м³/сут при 34,5 мм штуцере. Начальное пластовое давление составляло 1,32 Мпа [10]. Продуктивные горизонты сложены преимущественно алевролитами, залегающими среди глин апшеронского возраста. Газонасыщенные толщины горизонтов не превышают 4 м.

Газы состоят в основном из метана (96,4%), содержание азота составляет – до 2,5%, углекислого газа – менее 1%.

В связи с ограниченными запасами горючего газа и аварийным фонтанированием, работы на месторождении были прекращены. Продуктивность более глубоких частей надсолевого разреза осталась не оцененной.

В «балансе запасов УВС» месторождение Аукетайшагыл не числится.

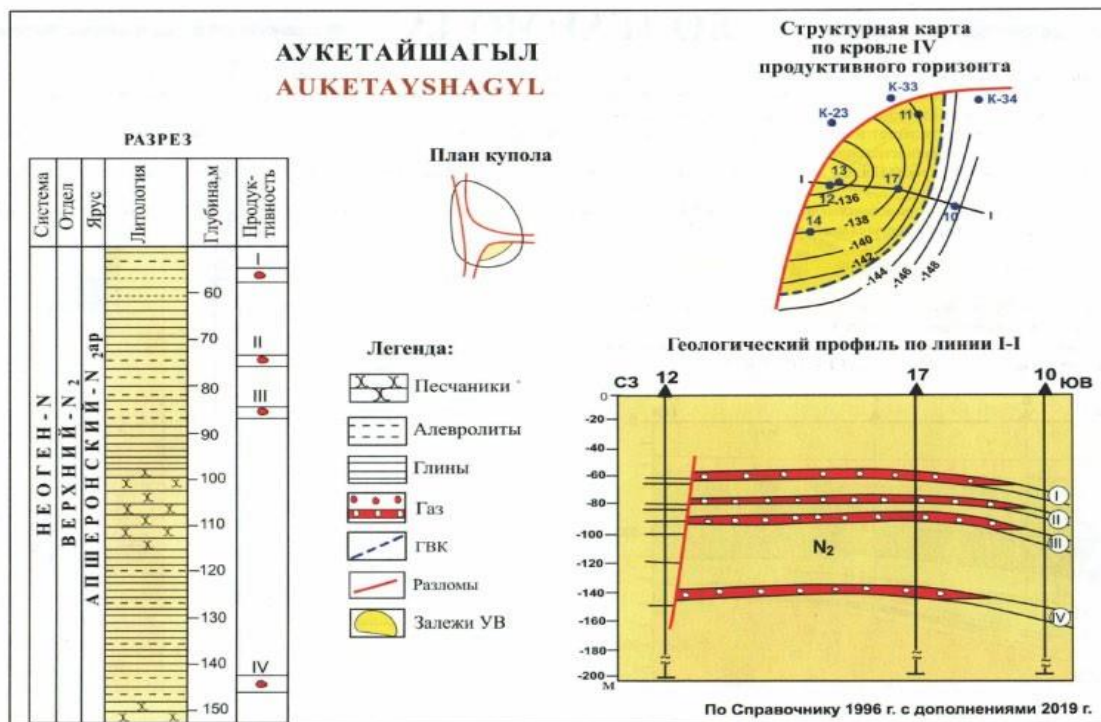


Рис. 4.3.2 - Месторождение Аукетайшагыл [10]

Нефтяное месторождение **Болганмола** открыто 1964 году, расположено на правом берегу реки Урал.

В структурном отношении оно контролируется небольшим трехкрылым соляным куполом с глубоким залеганием соляного ядра (около 1600 м). На северо-восточном крыле купола прямо над соляным телом на глубине 1828 м выявлена нефтяная залежь (Рис.4.3.2).

Продуктивный горизонт залегает на триасовых отложениях. Коллекторы представлены песчаниками и алевролитами с открытой пористостью свыше 20%. Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта составляет 3,0 м.

Начальные дебиты составляли 7,0 м³/сут. Плотность нефти составляет 839 кг/м³. Содержание серы – 0,13%, парафина – 15,4%, смол – 17%.

Изучение месторождения приостановлено на начальной стадии, когда разбурилась присводовая часть структуры. Периферийные участки купола нефтепоисковыми работами на охватывались.

Запасы нефти для таких глубин считались небольшими и не оценивались.

В Балансе запасов месторождение не числится.

В настоящее время месторождение находится на стадии опознания.

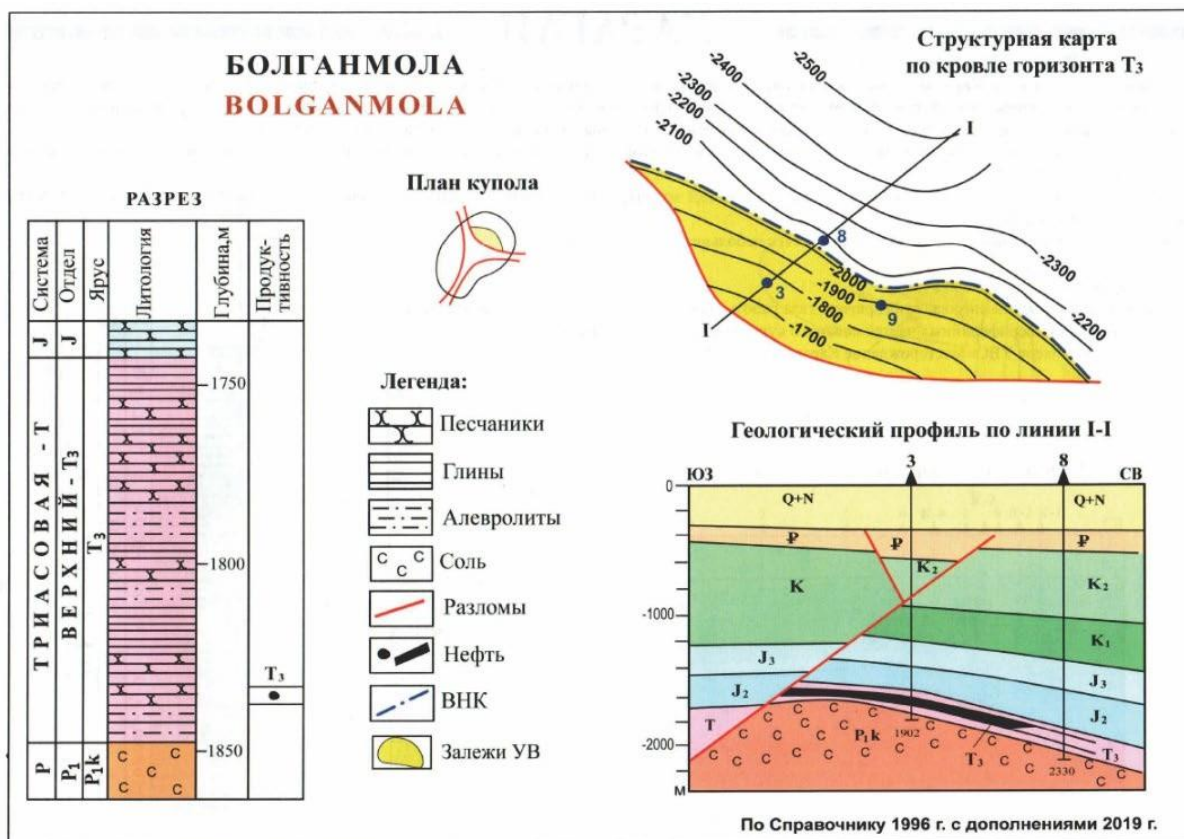


Рис. 4.3.3 - Месторождение Болганмола [10]

Газовое месторождение **Карагай** открыто в 1968 году, расположено на правом берегу реки. В структурном отношении месторождение контролируется небольшим соляным куполом, имеющим трехкрылое строение. На его опущенном юго-западном крыле выявлен газоносный горизонт (Рис.4.3.4).

Газоносность связана с песчано-песчаниковым пластом, залегающим в кровле барремского яруса. Толщина пласта равна 5 м. Открытая пористость меняется в пределах 18,0 -35,5 %.

Начальные дебиты газа достигали 475,0 тыс. м³/сут при 25,3 мм штуцере. Начальное пластовое давление на глубине 905 м составляло 10,9 МПа, температура равнялась 36°С.

Газ состоит в основном из метана (свыше 96,0 %) с небольшой примесью азота.

В связи с ограниченными запасами горючего газа, работы на месторождении были прекращены.

Продуктивность периферийных частей соляного купола осталась неоцененной.

В «Балансе запасов УВС» месторождение Карагай не числится.

Газовое месторождение **Порт-Артур** открыто в 1961 году. В структурном отношении оно приурочено к межкупольному поднятию, образованному между куполами Ащисай-Таловка-Колайлаул-Порт-Артур Южный. На поднятии выделяются две малоамплитудные вершины, на которых в отложениях апшеронского яруса выявлены газовые залежи (Рис.4.3.5).

Газонасыщенными коллекторами являются песчаники, залегающие на глубине 213-233 м. Пористость пород-коллекторов составляет 35-40 %. Эффективная газонасыщенная толщина пласта не превышает 5,0 м. Начальные дебиты газа достигали 220,0 тыс. м³/сут при 35,1 мм штуцере. Начальное пластовое давление составляло 2,56 МПа, температура равнялась 19°С.

Газы состоят в основном из метана (93,7- 95,9 %) с небольшой примесью азота (до 5,9 %) и двуокиси углерода (0,4 %). В связи с ограниченными запасами горючего газа работы на месторождении были прекращены.

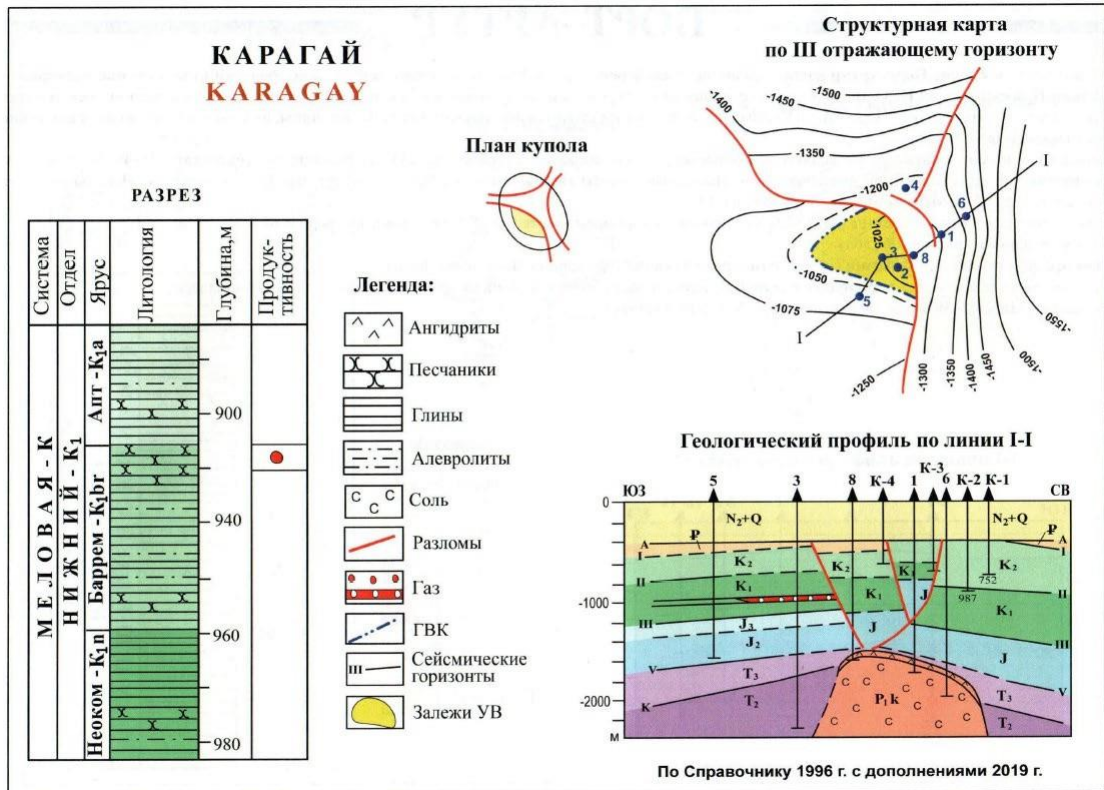


Рис. 4.3.4 - Месторождение Карагай [10]

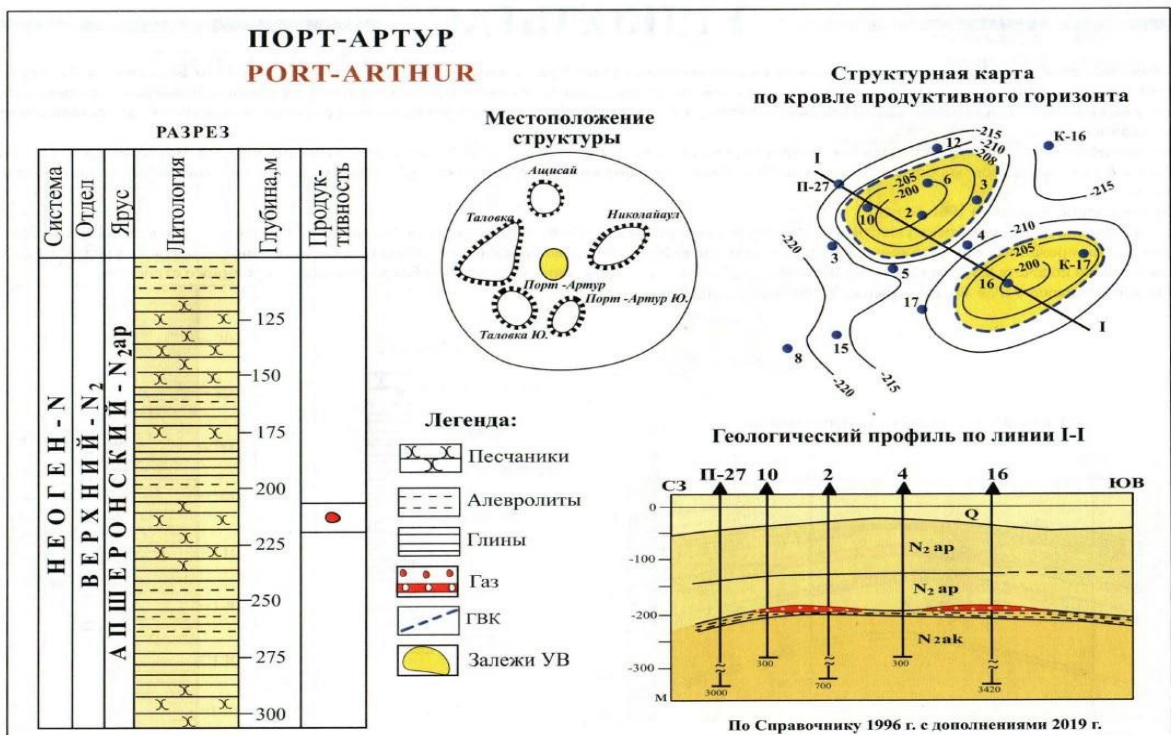


Рис. 4.3.5 - Месторождение Порт-Артур [10]

На площади велась разведка неогеновых залежей. Продуктивность более глубоких мезозойских отложений не оценивалась.

В «Балансе запасов УВС» месторождение Порт-Артур не числится.

Газовое месторождение **Ушкольтас** открыто в 1960 году.

расположено рядом с месторождением Болганмола. В структурном отношении месторождение приурочено к соляному куполу сложной конфигурации. Продуктивные горизонты выявлены в покровном неогеновом комплексе пород. Залежи пространственно расположены над сводом купола, где в мезозойском комплексе установлены приразломные ловушки, до настоящего времени не опоискованные (рис.4.3.6).

Газонасыщенными коллекторами являются песчаники, залегающие на глубине до 182 м. Всего в разрезе выделено восемь пластов. Наиболее привлекательными являются 4 и 6 пласты-горизонты общей толщиной до 20 м. Сведения о пористости коллекторов и об эффективных газонасыщенных толщинах горизонтов отсутствуют.

Месторождение изучалось, преимущественно, структурным бурением, в связи с чем испытания скважин не проводилось. На основании наблюдений за открытым фонтанированием в скважине-первооткрывательнице К-24 ориентировочные оценки дебита газа были условно приняты на уровне 10 тыс. м³/сут.

Стандартного подсчета запасов газа не проводилось. Работы на месторождении прекращены без детализации глубинного строения.

В «Балансе запасов УВС» месторождение Ушкольтас не числится.

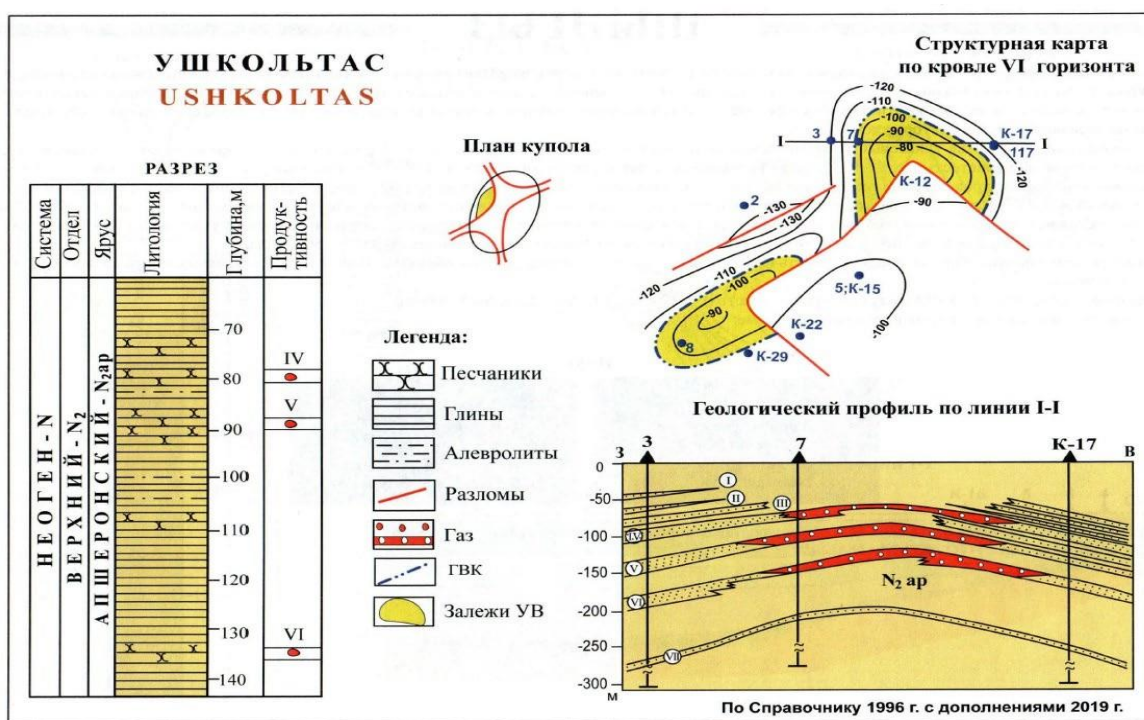


Рис. 4.3.6 - Месторождение Ушкольтас [10]

Соляной купол Саралжин расположен в 40-50 км восточнее оз. Аралсор и в 55 км к северо-западу от пос.Новая Казанка.

В 1960 г Прикаспийская экспедиция СГПК Главгаза СССР в сводовой части Саралжинского купола заложила скважину 111. При забое 327,5 м произошел интенсивный газовый выброс, который произошел во время подъема бурового инструмента, когда долото находилось на глубине 190 м. Газоносный горизонт приурочен к верхнеплиоценовым отложениям [5].

При цементировке устья скважины в 30-50 м от нее образовался газодляной грифон, который вскоре превратился в мощный газовый фонтан.

В 1962 г в 0,35 км на юго-запад от скв.111 пробурена скважина 11-Р. При опробовании интервала 260-259 м получен газ с водой.

4.4 Гидрогеологическая характеристика разреза

Территория исследования занимает центральную часть Прикаспийского артезианского бассейна. Характерной чертой его является присутствие мощной соляной толщи кунгурского возраста, которая выполняет роль регионального водоупора, разделяющего осадочный чехол на два водоносных комплекса: подсолевой и надсолевой.

Территория исследования поверхности сложена осадками четвертичного и третичного возрастов значительной мощности. В районах севернее г.Уральска на дневную поверхность выходят породы мелового и юрского возрастов. На отдельных, очень незначительных, участках обнажаются породы пермского и триасового возрастов, приуроченные к прорванным раскрытым куполам.

Водоносные горизонты встречаются по всему разрезу надсолевых отложений. Приурочены они к поровым и порово-трещинным коллекторам различной мощности и разного возраста.

Региональными водоупорами в надсолевом разрезе являются:

- преимущественно глинистые отложения казанского яруса верхней перми, общей мощностью около 600 м;
- известняково-глинисто-мергельная толща верхней юры;
- карбонатно-глинистые отложения верхнего мела и преимущественно мергельно-глинистые отложения палеогена, суммарной мощностью до 600 м и больше.

Разрез надсолевых отложений ЗКО отмечается большим количеством маломощных водоупорных горизонтов в отложениях триаса, юры и нижнего мела, которые имеют спорадическое распространение. Эти горизонты чередуются с прослоями водоносных песков, алевролитов, песчаников и песчанистых глин, обладающих различной проницаемостью и водоносностью; мощность их также сильно изменяется как по площади, так и по разрезу.

Наиболее выдержанными по площади водоносными комплексами являются песчаники татарского яруса верхней перми и песчанисто-конгломератовая свита нижней юры, а также широко распространенный к востоку от р. Урал альб-сеноманский водоносный комплекс. Отмечается ухудшение коллекторских свойств водоносных горизонтов районов, расположенных западнее р. Урал, по сравнению с восточными районами, что вызвано увеличением глинистости разреза. Еще одной характерной особенностью региона является выравнивание химического состава вод по всему разрезу, вне зависимости от их литологической и стратиграфической приуроченности, исключая окраинные участки, где сказывается влияние инфильтрационных вод; развиты хлоридно-натриевые рассолы хлоркальциевого типа (по В.А. Сулину). Эта особенность связана со специфическими условиями геологического строения солянокупольной области, с мощной соленосной толщей и очень сильной тектонической нарушенностью.

Существенно глинистые и карбонатные отложения верхнемелового, палеогенового и нижнеэоценового возраста обеспечивают гидрогеологическую изоляцию вод верхнепермских, триасовых, юрских и нижнемеловых отложений, способствуют сохранению в них нефтяных залежей, изолируют их от вод четвертичных отложений. Однако, на сводах соляных куполов мощность этих отложений может быть сокращена, а в отдельных случаях они могут отсутствовать, что способствует образованию гидрогеологических «окон», через которые происходит разгрузка подземных вод. Пропорционально количеству соляных куполов, и масштабы разгрузки подземных вод надсолевого комплекса, могут быть весьма существенны.

Выделение гидродинамических зон по Н.К. Игнатовичу в рассматриваемом районе представляется нецелесообразным из-за широкого проявления соляной тектоники, когда даже разновозрастные отложения на разных куполах, или на разных крыльях одного купола, оказываются в различных динамических условиях. Эти же факторы способствуют выравниванию химического состава подземных вод, которое происходит также еще и из-за широкого растворения соли у контактов с вмещающими породами.

На отдельных участках выделены воды, аномальные по химическому составу -

рассолы хлоркальциевого типа, но с повышенным содержанием хлоридов кальция и брома, с повышенным содержанием гелия в воднорастворимом газе. Хлоридов кальция в этих водах содержится от 10 до 20 экв. %, брома - от 2,66 до 1,28 мг/л. Сходство состава отмеченных вод с водами подсолевых отложений, изученных по обрамлению солянокупольной области, позволяет предположить подток на этих участках вод из подсолевых отложений. В размещении этих участков не замечено какой-либо закономерности: это и прибортовая часть (Ленинская и Уметовская площади), Новоузенская опорная скважина, и некоторые соляные купола на Южной Эмбе (Косчагыл и Сагиз) [11].

С некоторой степенью условности, можно принять, что площади развития рассолов хлоркальциевого типа характеризуют зоны застойного режима поземных вод. По мере приближения к бортовой зоне впадины водообмен оживляется и, переходя через зону с затрудненным режимом, водообмен становится активным, что характеризуется развитием вод сульфатно-натриевого и гидро-карбонатно-натриевого типов с невысокой минерализацией.

Рассматривая более подробно газогидрохимические показатели подземных вод надсолевого комплекса, следует отметить, что давно и наиболее тщательно они изучались в северной и северо-западной частях области (бортовая зона), по остальной же (большей) части солянокупольной области данных очень мало. По северной бортовой зоне имеются исследования химического состава вод подсолевых девонских и каменноугольных отложений, которые представляют собой почти бессульфатные рассолы хлоркальциевого типа хлоридно-кальциево-натриевого состава с содержанием хлоридов кальция в количестве 19-32%. Коэффициенты метаморфизации колеблются от 0,48 до 0,75%; минерализация около 200 г/л.

В направлении от борта впадины подсолевые отложения опускаются на значительные глубины, степень их изолированности возрастает, следовательно, и в центре области следует ожидать широкое распространение в подсолевых отложениях высокоминерализованных хлоридно-кальциево-натриевых рассолов хлоркальциевого типа.

Воднорастворенные газы в небольшом количестве также были изучены лишь по обрамлению солянокупольной области. Они имеют углеводородный состав, содержание метана колеблется от 69 до 90%, ТУ - от 0,8 до 16,7%. Азот, преимущественно, безаргонный, содержание кислых компонентов невелико.

Подземные воды надсолевых отложений, в пределах гидрогеологически закрытых участков, имеют высокую минерализацию и относятся к хлоркальциевому типу. По мере приближения к бортовой зоне минерализация уменьшается, меняется и тип вод - от сульфатно-натриевых до гидрокарбонатно-натриевых.

В верхнепермских и триасовых отложениях рассолы хлоркальциевого типа развиты почти по всему региону. Состав рассолов хлоридно-натриевый, хлоридов кальция содержится менее 10 экв. %, коэффициент метаморфизации меньше 1,0, минерализация более 200 г/л, так, в скв. № 17 площади Чингиз из триасовых отложений (инт. 1777-1763 м) была получена вода, которая представляет собой рассол хлоркальциевого типа (по Сулину), хлоридно-натриевого состава, с минерализацией 298 г/л, $g_{804} \cdot 100 / g_{Cl} = 0,018$, коэффициент метаморфизации $g_{Na} / g_{Cl} = 0,75$, содержание I и Vг незначительное. Такие параметры являются типичными для вод триаса района исследований.

В юрских отложениях площадь распространения рассолов хлоркальциевого типа несколько меньше. Солевой состав и степень метаморфизации хлоркальциевых рассолов юрских отложений почти ничем не отличаются от вод верхнепермских и триасовых. Они практически бессульфатные, с содержанием хлоридов кальция менее 10 экв. %, коэффициент метаморфизации меньше 1, с минерализацией менее 250 г/л. В скважине 1 пл. Новоузенская в отложениях раннеюрского возраста (инт. 2941-2954) получена вода хлоркальциевого типа с минерализацией 235,87 г/л, коэффициентом метаморфизации 0,81.

В скв. 3 пл. Паромненская из отложений байоса (инт. 1195-1199 м) получена вода с минерализацией 139,62 г/л, соотношение $g_{Na} / g_{Cl} = 0,82$, хлоркальциевого типа хлоридно-

натриевого состава.

По направлению к бортовой зоне происходит изменение солевого состава, минерализации и метаморфизации вод. Они постепенно сменяются водами солоноватыми или даже пресными преимущественно гидрокарбонатно-натриевого типа. В их составе преобладают хлориды и сульфаты натрия. В скв. 6 пл. Коробковская из отложений байоса (инт. 231-234 м) получена вода гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 1,32 г/л и коэффициентом метаморфизации (гMg/гC1) = 1,22).

Воды меловых отложений развиты в пределах всего артезианского бассейна. Относительно хорошо они изучены в краевых частях бассейна, где они залегают неглубоко и вскрыты большим числом скважин. Наиболее водообильные - пески и песчаники неокома.

Воды по типу-хлоридно-натриевые, концентрация солей - от 10 до 50 г/л. В центральной части впадины встречаются воды хлоридно-кальциевого типа с минерализацией до 100 г/л.

В неогеновых отложениях водоносные горизонты опробованы в скважинах Порт-Артур. Коллекторами их являются пески. Удельный вес воды равен 1,018 г/см³, газонасыщенность - до 500 см³/л. Статистический уровень - 13,5 м, дебит - 5,8 м³/сут. Глубина залегания апшеронского водоносного горизонта находится в интервале 125-135 м.

В четвертичных отложениях выделяются водоносные горизонты хвалынского, хазарского и бакинского ярусов. Они имеют широкое распространение и представляют единый горизонт. Водовмещающими породами являются пески. Дебит их незначительный - до 0,3 л/сек. Сухой остаток - до 140 г/л. Глубина залегания - от 1,3 до 40 м.

По мере продвижения в центральные районы Прикаспийской впадины минерализация вод растет, закрытость недр увеличивается.

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

5.1 Обоснование постановки поисковых работ

Акчагыльский ярус представлен в центре Прикаспийской впадины, преимущественно, глинисто-мергельными породами. Прослой песчано-алевритовых пород встречаются в этой толще очень редко и имеют небольшую толщину. В них содержится значительное количество мельчайших карбонатных и глинисто-пылевидных частиц, которые снижают пористость и проницаемость пород. Таким образом, с точки зрения коллекторских свойств, акчагыльская толща - неблагоприятная для формирования в ней залежей газа.

Как отмечено в предыдущих главах, изобилии газопроявлений наблюдается в апшеронском комплексе пород - от газопроявлений до скоплений. Исследователями установлено, что эти отложения в центральной части междуречья Урал-Волга сложены песчано-глинистыми и глинистыми разностями. Проницаемые песчаники и алевролиты чередуются с непроницаемыми мергельно-глинистыми пачками, что благоприятно сказывается на сохранение углеводородов.

Большое значение для скопления газа имеет толщина апшеронских отложений. Применительно к апшерону Прикаспийской впадины благоприятные условия газонакопления могут возникнуть в случае, если мощность этой толщи будет приближаться к 70-100 м [5,7]. Она должна быть достаточной для того, чтобы в толще разместились несколько высокопористых проницаемых пачек и несколько пластичных непроницаемых пластов. Свойства этих пачек в достаточной степени проявляются тогда, когда толщина каждой из них равна или несколько превышает 10-15 м. По мере увеличения продуктивной толщи увеличиваются коллекторские свойства пород.

Анализ геологических материалов показывает, что наибольшие скопления газа выявлены в зонах, где толщина апшеронских пород достигает 150-300 м. В этих районах обнаружена основная масса газовых скоплений – Азау, Астрахань, Аукетайшагыл, Кали, Каргале, Найзамола, Факеево.

Основные закономерности распространения нефти и газа зависят также от тектонических особенностей верхнеплиоценового комплекса. Как правило, скопления углеводородов приурочены к сводам поднятий и их склонам, наибольшая их масса расположена на склонах, в зонах сочленения с прогибами. Указанные выше структуры, где отмечены обильные газопроявления, расположены в пределах поднятия Рын-пески и его склонах.

Исходя из этих критериев перспективности территорий, участок недропользования «Саралжын» находится в зоне увеличенных толщин апшеронских отложений (180-200 м), на склоне Узеньского прогиба, выделенного по плиоценовым отложениям. По подсолевым отложениям территория исследования расположена на склоне Центрально-Прикаспийского прогиба, что повышает ее перспективность.

О перспективности данного участка свидетельствуют интенсивные газопроявления, наблюдавшиеся при бурении глубокой скважины №111 на структуре Саралжын.

5.2. Цели и задачи поисковых работ

Целью настоящего проекта является проведение геологоразведочных работ на контрактном участке Саралжын с целью комплексного изучения перспективных структур в плиоценовых (апшеронских) отложениях, выявления продуктивных горизонтов и оценки их газового потенциала.

Основные задачи:

- комплексное изучение геологического строения участка и выделение перспективных структур в плиоценовых (апшеронских) отложениях;
- выявление продуктивных горизонтов в разрезе, оценка их литологических и коллекторских свойств;
- изучение газовых залежей и характера их распределения по разрезу и по площади;

- определение физических и эксплуатационных характеристик продуктивных пластов;
- оценка перспективных ресурсов и запасов углеводородов;
- подготовка рекомендаций по объёму и направлениям дальнейших геологоразведочных работ;
- обоснование приоритетов и последовательности проведения работ с учётом геологических особенностей участка;
- обеспечение соответствия работ требованиям действующей нормативной документации по разведке и оценке газовых месторождений.

Настоящим «Проектом разведочных работ...» на площадях Саралжын и Порт-Артур проектируется:

- проведение сейсморазведочных работ МОГТ-2Д на площади 500 пог. км с последующей обработкой и интерпретацией полученных данных;
- проведение гелиевой съемки на площади 150 кв. км;
- бурение двух разведочных скважин: Сар-1 на площади Саралжын и Порт-1 на площади Порт-Артур проектной глубиной 300 м с проведением полного комплекса геолого-геофизических исследований, отбором керна и испытанием;
- бурение двух разведочных оценочных Сар-2 на площади Саралжын и Порт-2 на площади Порт-Артур проектной глубиной 300 м с полным комплексом геолого-геофизических исследований, отбором керна и испытанием.

5.3 Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ МОГТ-2Д

Настоящим Проектом разведочных работ проектируются сейсморазведочные работы МОГТ-2Д протяженностью 500 пог. км с целью изучения строения неоген-четвертичной толщи, выявления перспективных объектов для постановки поискового бурения на участке Саралжын.

Основными геологическими задачами являются:

- уточнение структурного плана и сейсмогеологической модели объектов в пределах участка Саралжын;
- прогнозирование сейсмофациальных комплексов отложений и их коллекторских свойств;
- выделение, картирование и подготовка структур, перспективных на газ, к бурению.

Технология и параметры систем возбуждения, и регистрации сейсмического сигнала, выбранные по результатам опытно-методических работ, должны обеспечить детальное изучение геологического строения неоген-четвертичных отложений, высокую латеральную и горизонтально-разрешающие способности записи и подавление волн-помех.

На схеме изученности показано предварительное расположение сейсмических профилей, с помощью которых можно охватить изучением своды и прогибы.

Основные (рекомендуемые) параметры системы наблюдений проектируемых работ МОГТ-2Д, представлены в таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1 - Рекомендуемые параметры системы наблюдений МОГТ-2Д

№ п/п	Наименование параметров	Значения параметров	
		140 пог.км (полнократных)	360 пог.км (полнократных)
1	Полная кратность	160	40
2	Количество активных каналов	722	
3	Тип системы наблюдения	Центрально-симметричная	
4	Шаг ПП	25 м	50 м
5	Шаг ПВ	25 м	100 м
6	Интервал ОГТ	7,5 м	

№ п/п	Наименование параметров	Значения параметров	
		140 пог.км (полнократных)	360 пог.км (полнократных)
7	Количество сейсмоприемников в группе	6×12, база 15 м	
8	Распределение каналов	1–361–721	
9	Расположение ПВ	ПВ на 361 канале	
10	Максимальный вынос	4000 м	
11	Источник возбуждения	Вибрационный, с применением взрывного (не менее 10% объема работ)	
12	Вес заряда	0,5–1,0 кг (уточняется опытными работами)	
13	Глубина погружения	до 50 м (уточняется опытными работами)	
14	Тип сеймостанции	INOVA G3i	
15	Длительность записи	6 сек	
16	Дискрет	1 мс	
17	Необходимое количество каналов для производительности 200–250 ПВ/сут	1500	

Проектом предусматривается выполнение сейморазведочных работ МОГТ-2Д на десяти профилях общей протяженностью 500 пог. км. Срок проведения полевых работ – 150 календарных дней.

Параметры регистрации полевых работ МОГТ-2Д приведены в таблице 5.3.2.

Таблица 5.3.2 - Рекомендуемые параметры регистрации сейсмических данных МОГТ-2Д

Регистрирующая система	INOVA G3i
Время отметки момента	Записан во вспомогательный канал
Пилотный свип-сигнал	Записан во вспомогательный канал
ФВЧ	Отключен
ФНЧ	0,8 частоты Найквиста
Режекторный фильтр	Отключен
Интервал дискретизации	1 мс
Длительность полезной записи	6 с
Количество геофонов в группе	12 (6S*2P)
Полярность регистрации	SEG-Y стандарт
Источник возбуждения	Взрывной
Носитель записи	Блок накопителя на жестких дисках (HDM)

На участке работ наземное сейсмическое оборудование для МОГТ-2Д будет транспортироваться, обслуживаться смоточными автомашинами на базе Урал-4320 и ГАЗ-3308 (Садко). При необходимости в труднопроходимых местах может быть привлечен гусеничный транспортер ГАЗ-71 или Нива-Марш на широких шинах низкого давления.

Возбуждение упругих колебаний, в основном, будет осуществляться с использованием вибрационного источника. Ориентировочные параметры свип-сигнала приведены в таблице 5.3.3.

При невозможности отработать труднопроходимые участки вибрационным источником, возбуждение упругих колебаний будет выполняться при помощи взрывного источника, параметры которых приведены в таблице 5.3.3. Количество скважин, величина заряда и глубина погружения заряда должны уточняться по ходу отработки таких участков, с учетом качества получаемых сейсмических данных.

При проведении сейморазведочных работ методом МОГТ-2Д регистрация данных будет осуществляться с использованием сеймостанции (регистратора) INOVA G3i, оснащённой модулем обработки сейсмических данных SPM и поддержкой как взрывной, так и вибрационной сейморазведки (HPVS).

Таблица 5.3.3 - Ориентировочные параметры свип-сигнала

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

Таблица 5.3.4 - Параметры взрывного источника возбуждения

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

В состав аппаратного комплекса входят:

- термографический плоттер ISYS V12 (для системы G3i),
- комплект LCD-мониторов,
- цветной принтер HCI,
- блок накопления данных на жёстких дисках (HDM).

Возбуждение упругих колебаний при производственных наблюдениях ОГТ будет производиться из одиночных скважин глубиной до 50 м. В качестве взрывчатого материала (ВМ) при сейсмических наблюдениях будет использован прессованный тротил БТП-250 или БТП-500. Средства взрывания (СВ) - сейсмические электродетонаторы мгновенного действия типа ЭДС-1.

Для проведения полевых сейсморазведочных работ 2Д на тендерной основе будет выбрана сервисная компания, обладающая богатым опытом по самым высоким стандартам проводить все виды сейсмических работ, включая линейные и объемные исследования.

Подрядной компанией будет разработан технический проект, где подробно будут рассмотрены методика проведения, параметры возбуждения, приема и регистрации полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, оборудования и средства передвижения.

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

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

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

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

Интерпретацию сейсмических данных 2Д необходимо провести с применением современных аппаратных и программных обеспечений, включающих в себя многоцелевые прикладные пакеты, обеспечивающие решение поставленных геологических задач: детального изучения строения разреза, трассирования и уточнения малоамплитудных нарушений и др.

5.4 Проведение гелиевой съёмки

Гелиевая съёмка на участке Саралжын проводится с целью выявления и детального изучения перспективных структур в палеогеновых отложениях, определение продуктивных горизонтов и оценка их литологических и коллекторских свойств, анализ газонасыщенности разреза, а также оценка перспективных ресурсов и запасов углеводородов с последующим формированием рекомендаций по направлениям дальнейших геологоразведочных работ и размещению поисково-разведочного и эксплуатационного бурения.

Объем работ по гелиевой съёмке предусматривает выполнение 3000 точек замеров. Площадь работ ориентировочно составляет 150 км² и может быть уточнена по результатам I этапа геологоразведочных работ.

Высокоточная гелиевая съёмка основана на физико-геохимических закономерностях поведения гелия в недрах Земли. Гелий обладает повышенной растворимостью в нефти по сравнению с подземными водами и способен накапливаться в углеводородных залежах.

Постоянный восходящий поток гелия из глубинных источников улавливается нефтегазовыми системами. В процессе дегазации залежей гелий высвобождается и, благодаря малому размеру атома, низкой плотности и химической инертности, преимущественно мигрирует вертикально к поверхности. Это приводит к формированию приповерхностных аномалий повышенных концентраций.

Повышенное содержание гелия в почвенном газе и приземном воздухе рассматривается как индикатор возможного наличия углеводородных залежей в нижележащих горизонтах.

5.4.1 Этапность проведения гелиевой газовой съёмки

Гелиевая газовая съёмка на участке Саралжын должна выполняться поэтапно и состоять из подготовительного, полевого, лабораторного и камерального этапов с последующей интерпретацией полученных результатов.

На подготовительном этапе осуществляется сбор, анализ и обобщение имеющихся геолого-геофизических и геохимических материалов по участку Саралжын и сопредельных территорий. При этом изучаются особенности строения неоген-палеогеновых отложений, тектоническая нарушенность территории и ранее выявленные признаки нефтегазоносности. На основе проведённого анализа обосновывается применение гелиевой съёмки и разрабатывается схема размещения пунктов наблюдений. Определяются параметры сети опробования, включая шаг, плотность и конфигурацию сети, с учётом геологического строения участка и предполагаемых перспективных зон. Параллельно проводится подготовка оборудования, его поверка и калибровка.

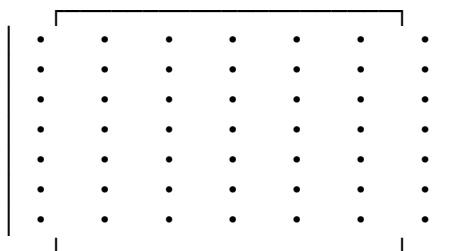
Схема размещения пунктов наблюдений принимается площадной, равномерной, с возможностью сгущения в пределах перспективных участков. Сеть ориентируется с учётом предполагаемого простираения структур и тектонических нарушений.

Основные параметры сети опробования включают:

- шаг сети (как правило 100×100 м, с уплотнением до 50×50 м на аномалиях);
- плотность пунктов наблюдений;
- глубину отбора проб (1,5-3,0 м);
- конфигурацию сети (площадная или профильная);
- ориентировку профилей (вкрест простираения структур);
- привязку пунктов (GPS/ГНСС).

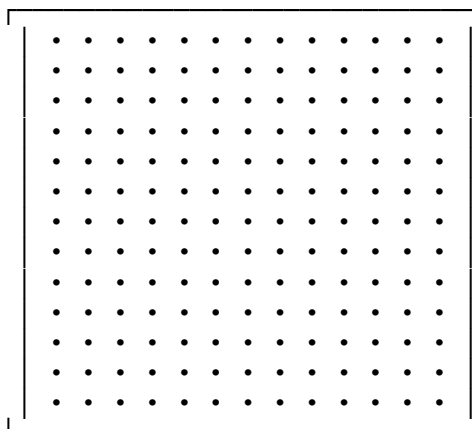
Одновременно выполняется подготовка оборудования, его поверка и калибровка в соответствии с требованиями методики.

Вариант 1: Шаг 2 км (7×7 точек)



«•» — пункт съемки, шаг между точками ~2 км.

Вариант 2: Шаг 1 км (13×13 точек)



«•» — пункт съемки с шагом 1 км.

Рис.5.4.1.1 - Схема размещения пунктов гелиевой съёмки на участке Саралжын (условная)

Полевой этап включает вынос проектной сети наблюдений в натуру с использованием спутниковых навигационных систем и организацию работ на местности. В пределах намеченных пунктов выполняется бурение неглубоких скважин или устройство шурфов глубиной, как правило, от 1,5 до 3,0 м. После достижения требуемой глубины производится выдержка скважин для стабилизации газового режима. Отбор проб почвенного воздуха осуществляется с применением герметичных газоотборных устройств, обеспечивающих исключение примеси атмосферного воздуха. Каждая проба маркируется, фиксируются координаты пункта, глубина отбора и условия проведения работ. В процессе полевых работ ведётся установленная документация и осуществляется контроль качества путём отбора дублирующих и контрольных проб.

Отобранные пробы транспортируются в лабораторию с соблюдением условий, исключающих изменение их состава. Лабораторный этап предусматривает определение концентрации гелия в почвенном воздухе с использованием высокочувствительных аналитических методов, включая масс-спектрометрию или специализированные газоанализаторы. Проводится калибровка приборов по стандартным газовым смесям и обеспечивается контроль точности и воспроизводимости результатов.

После завершения лабораторных исследований выполняется камеральная обработка полученных данных. Проводится их систематизация и статистический анализ, определяется фоновый уровень содержания гелия и выделяются аномальные значения. На основе обработанных данных строятся карты распределения гелия, схемы изоконцентраций и геохимические профили. Полученные результаты сопоставляются с имеющимися геолого-геофизическими материалами и структурными особенностями участка.

Интерпретация результатов гелиевой съёмки проводится с учётом геологического строения участка Саралжын и направлена на выявление закономерностей пространственного распределения гелия. Выделяются зоны устойчивых аномалий, анализируется их форма, размеры и приуроченность к тектоническим нарушениям и структурам неоген-палеогенового комплекса. Аномалии рассматриваются как индикаторы зон повышенной проницаемости, путей миграции глубинных газов и возможных ловушек углеводородов.

На основе интерпретации выполняется качественная оценка газового потенциала выявленных структур. Аномальные зоны ранжируются по степени выраженности и устойчивости, выделяются участки первоочередного интереса, оценивается вероятность наличия продуктивных залежей в неоген-палеогеновых отложениях. Формируются рекомендации по дальнейшему направлению геологоразведочных работ, включая обоснование размещения поисковых и параметрических скважин.

В результате выполнения гелиевой газовой съёмки на участке Саралжын обеспечивается выявление геохимических аномалий, уточнение тектонического строения территории, локализация перспективных газоносных структур и повышение эффективности последующих поисковых работ на нефть и газ.

Результаты гелиевой газовой съёмки на участке Саралжын в обязательном порядке сопровождаются графическими материалами, включающими карты распределения концентраций гелия, схемы геохимических аномалий, карты пунктов наблюдений, геохимические профили, а также интерпретационные схемы, совмещённые с геолого-геофизическими данными, что обеспечивает наглядность представления результатов и обоснованность выделения перспективных участков.

5.5 Система расположения разведочных (поисковых и оценочных) скважин

Точки заложения проектируемых скважин зависят от результатов сейсморазведочных работ, а также данных гелиевой съёмки. Ниже представлены предварительные точки заложения проектных скважин (Граф.прил.5 и 6, рис.5.5.1, 5.5.2, 5.5.3, 5.5.4).

Структура Саралжын

Скважина Сар-1 – разведочная, независимая, проектируется на структуре Саралжын с целью изучения геологического строения структуры и разведки газоносных горизонтов в неогеновых отложениях. Проектная глубина скважины составляет 300 ± 250 м. Проектный горизонт – неоген, N_2 .

Географические координаты проектируемой разведочной скважины ориентировочно составляют: $49^\circ 8' 31,53''$ (С.Ш) $48^\circ 51' 1,09''$ (В.Д).

Скважина Сар-2 – разведочная, зависимая от результатов бурения скважины Сар-1, проектируется на структуре Саралжын с целью прослеживания газоносных горизонтов в неогеновых отложениях. Проектная глубина скважины составляет 300 ± 250 м (глубина). Проектный горизонт – неоген, N_2 .

Географические координаты проектируемой разведочной скважины ориентировочно составляют: $49^\circ 9' 11,10''$ (С.Ш) $48^\circ 50' 2,38''$ (В.Д).

Структура Порт-Артур

Скважина Порт-1 – разведочная, независимая, проектируется на структуре Порт-Артур с целью изучения геологического строения структуры и разведки газоносных горизонтов в неогеновых отложениях. Проектная глубина скважины составляет 300 ± 250 м. Проектный горизонт – неоген, N_2 .

Географические координаты проектируемой разведочной скважины ориентировочно составляют: $49^\circ 50' 55,97''$ (С.Ш) $49^\circ 14' 54,0''$ (В.Д).

Скважина Порт-2 - разведочная, зависимая от результатов бурения скважины Порт-1, проектируется на структуре Порт-Артур с целью прослеживания газоносных залежей, ожидаемых в неогеновых отложениях скважины Порт-1. Проектная глубина скважины

составляет 300 ± 250 м (глубина). Проектный горизонт – неоген, N_2 .

Географические координаты проектируемой разведочной скважины ориентировочно составляют: $49^\circ 48' 21,29''$ (С.Ш) $49^\circ 16' 47,65''$ (В.Д).

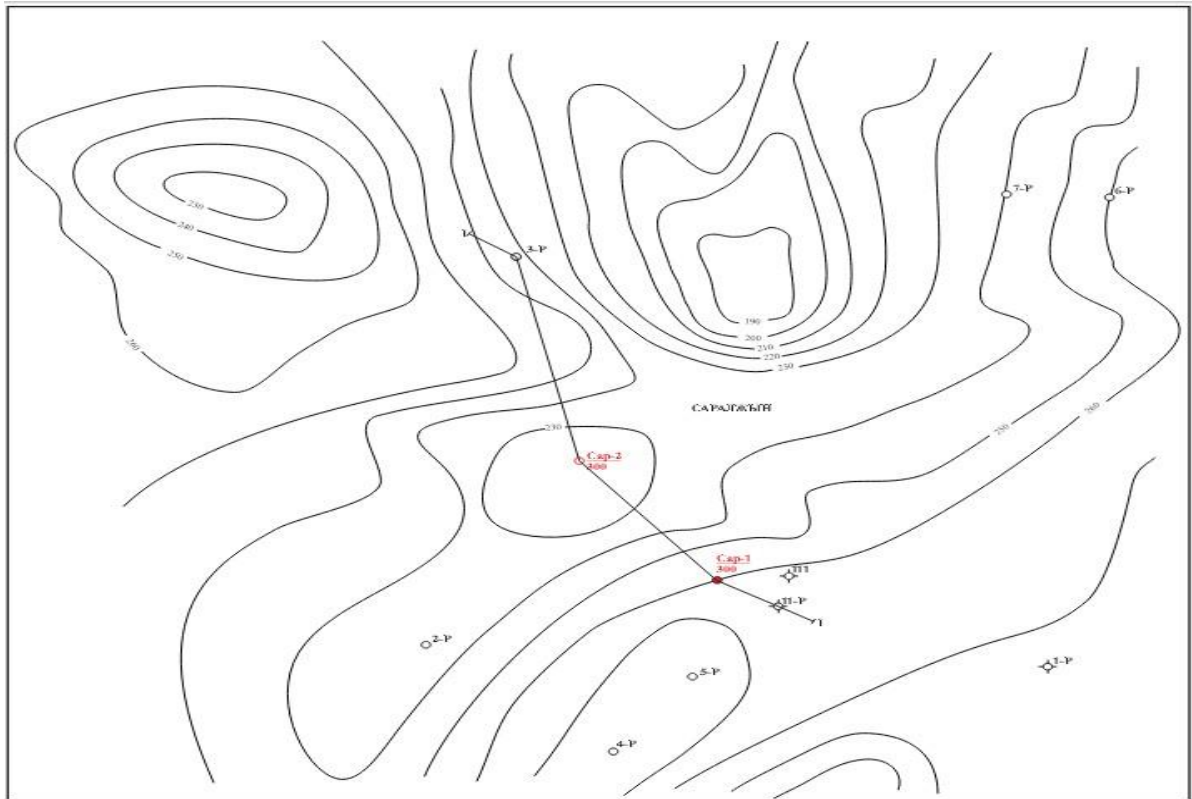


Рис.5.5.1 - Схема расположения проектных скважин Сар-1 и Сар-2 на структуре Саралжын

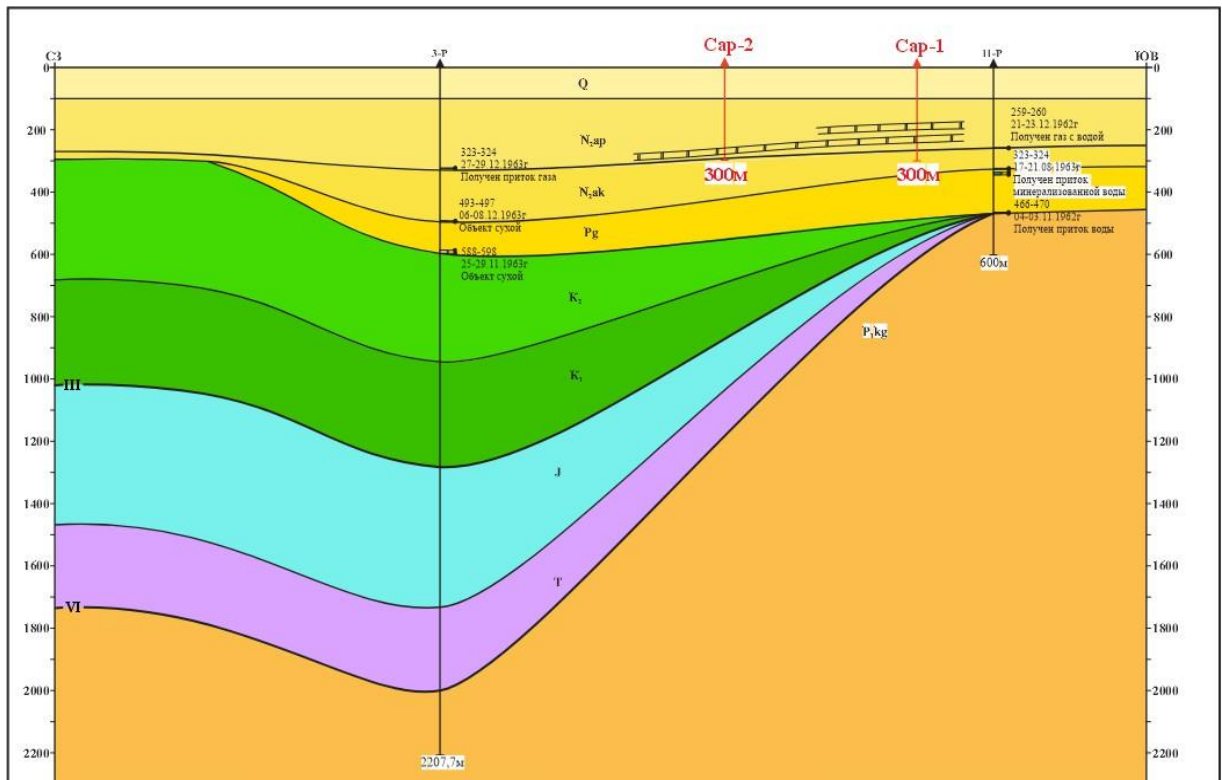


Рис.5.5.2 - Геолого-сейсмические профили по линии I-I через проектные скважины Сар-1 и Сар-2

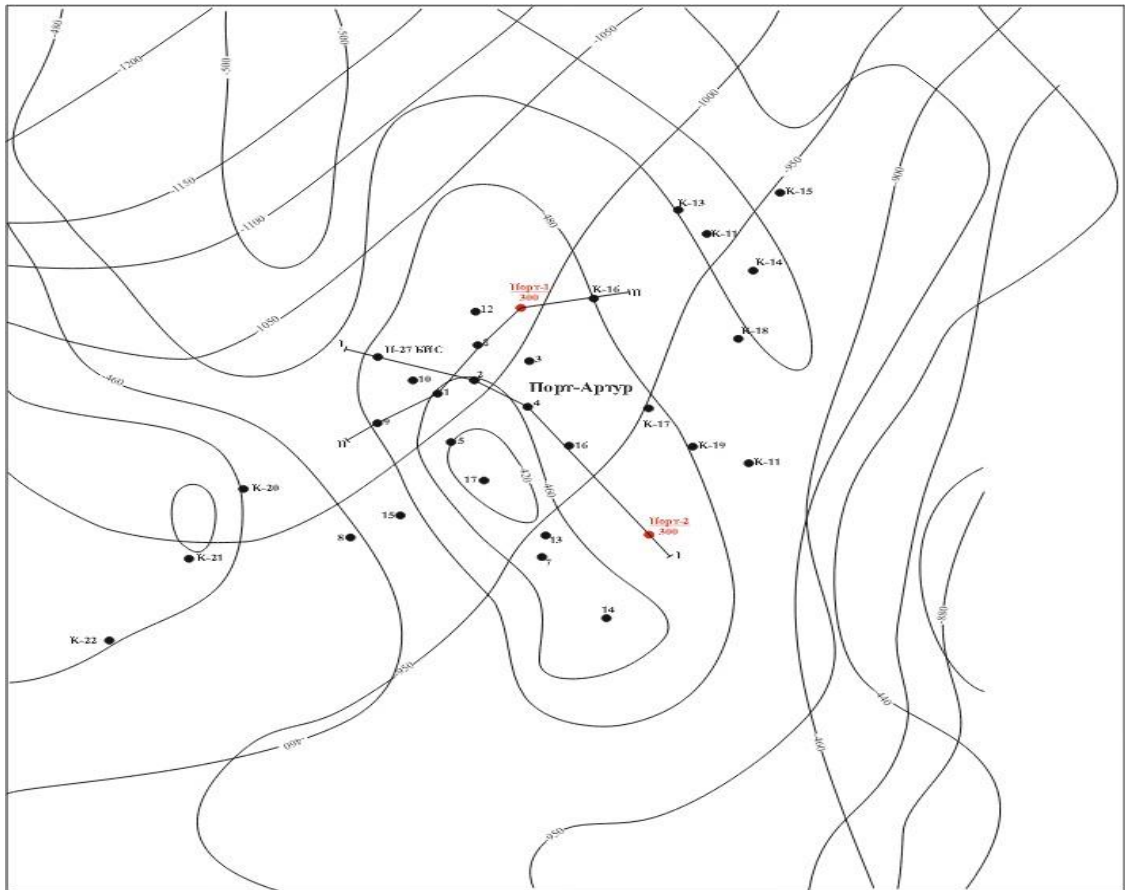


Рис.5.5.3 - Структурные карты по отражающим горизонтам А и I площадей Порт-Артур и Юго-Восточный Порт-Артур

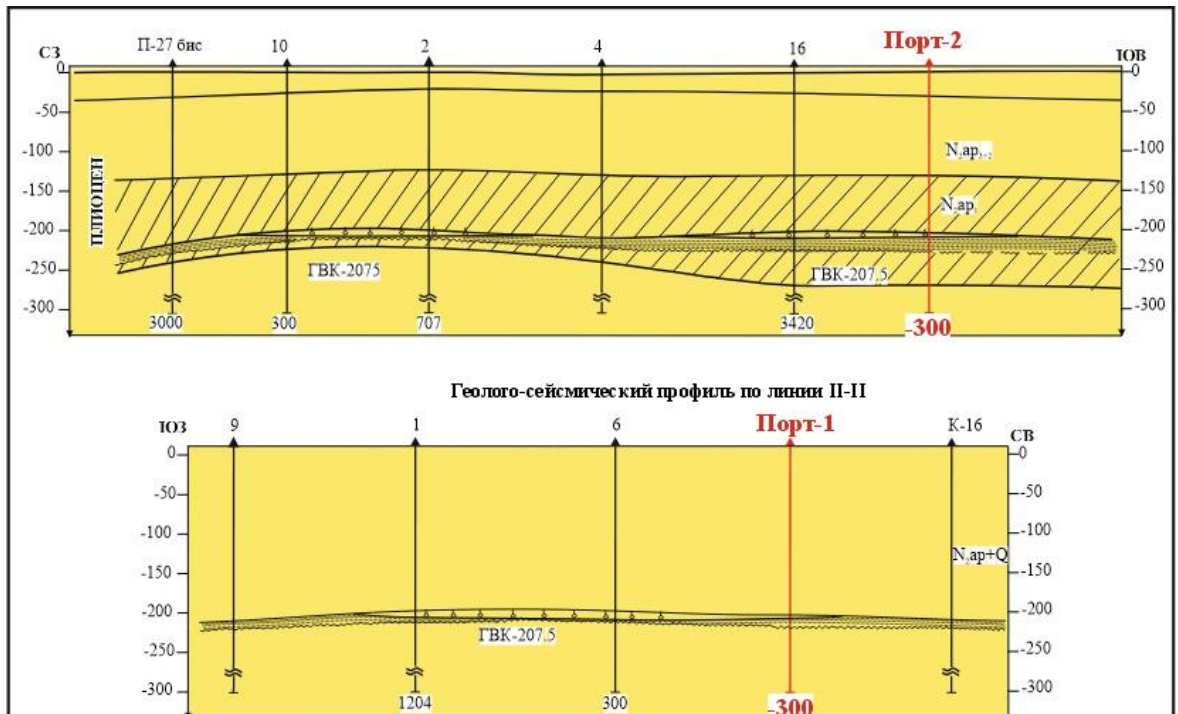


Рис.5.5.4 - Геолого-сейсмические профили по линиям I-I и II-II через проектные скважины Порт-1 и Порт-2

5.6 Геологические условия проводки скважин

Главным критерием успешного выполнения данного «Проекта разведочных работ...» является достижение проектной скважиной запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта, а также получение притоков газа, не допуская аварий в процессе бурения и освоения (таблица 5.6.1).

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

Таблица 5.6.1 - Проектный стратиграфический разрез скважин Сар-1, Сар-2, Порт-1, Порт-2

Возраст	Индекс	Интервал, м		Описание
		верх	низ	
Четвертичные	Q	0	50	Пески, суглинки, супеси
Неогеновые	N _{2ap}	50	280	Глины коричневато-серые, рыхлые, неравномерно-песчаные. Пески серые мелкозернистые, полимиктовые.
	N _{2ak}	280	300	Глины серые и темно-серые слюдистые, известковистые, вязкие.

В процессе бурения проектируемых скважин, при проходке четвертичных – неогеновых отложений ожидаются следующие осложнения (таблица 5.6.2): сужения ствола скважины вследствие набухания глинистых частиц при воздействии фильтрата бурового раствора, а также образование глинистых корок против проницаемых пород, интенсивные газопроявления.

Таблица 5.6.2 - Ожидаемые осложнения при бурении скважин

№№ п/п	Интервал, м	Возраст пород	Вид осложнения	Причины, вызывающие осложнение
1	0-50	Q	Обвалы стенок скважины, интенсивные газопроявления	Слабосцементированные породы
2	50-280	N _{2ap}		
3	280-300	N _{2ak}		

5.7 Характеристика промывочной жидкости

На основании опыта бурения поисковых скважин на неогеновый комплекс в Междуречье, на участке Саралжын проводка проектируемых разведочных скважин, вскрывающих неогеновые отложения апшеронского возраста, должна осуществляться с применением качественного бурового раствора, обработанного химическими реагентами. Применение бурового раствора с оптимальными параметрами необходимо для предотвращения возможных газоводопроявлений и осложнений, связанных с обвалами и осыпями стенок скважины, поглощениями бурового раствора, а также прихватами бурильного инструмента. Особое внимание следует уделять своевременной корректировке плотности бурового раствора (облегчению или утяжелению) в зависимости от параметров вскрываемых пластов и характера их насыщения.

Контроль за качеством бурового раствора осуществляется лабораторией совместно с буровой бригадой под руководством инженера по буровым растворам и бурового мастера. Корректировка параметров бурового раствора может производиться в соответствии с техническим проектом, а также в процессе бурения по решению специалиста по бурению и главного геолога Компании с учётом фактических геолого-технических условий.

В процессе бурения осуществляется систематический контроль параметров бурового раствора. Два–три раза за смену производится отбор проб для определения водоотдачи,

содержания песка, статического напряжения сдвига (СНС), а также показателя водородной активности (рН). Замеры плотности и условной вязкости бурового раствора выполняются через каждые 10–15 минут. Все результаты измерений фиксируются в журнале бурового раствора с указанием параметров, характера обработки, а также количества и типа вводимых химических реагентов. Основными требованиями к промывочной жидкости при вскрытии продуктивных горизонтов неогеновых отложений апшеронского яруса являются: обеспечение минимальной водоотдачи, способствующей снижению загрязнения фильтратом бурового раствора пласта-коллектора, применение минимально допустимой плотности, обеспечивающей необходимое превышение гидростатического давления над пластовым, а также минимальное содержание твёрдой дисперсной фазы, прежде всего утяжелителей (барит, мел), с целью снижения коагуляции порового пространства коллекторов.

В случае возникновения осложнений, таких как газо- и водопроявления, осыпи, обвалы или поглощения бурового раствора, и при необходимости изменения проектных параметров раствора, соответствующие решения должны быть предварительно согласованы с проектной организацией в рамках авторского надзора. Каждый случай изменения плотности бурового раствора, связанный с газо- и водопроявлениями, подлежит обязательной фиксации с оформлением акта, составляемого геологом участка.

Прямые признаки наличия углеводородов, наблюдаемые в процессе бурения в промывочной жидкости (наличие нефтяной плёнки, выделение пузырьков газа и др.), используются для оперативной оценки характера насыщения вскрываемых коллекторов. После вскрытия газонасыщенных пластов их геолого-геофизическая характеристика уточняется с применением комплекса геофизических исследований скважин (ГИС).

Технология углубления скважины в продуктивном интервале, режим бурения и параметры бурового раствора должны обеспечивать минимальные гидродинамические нагрузки на стенки скважины, предотвращение их разрушения и сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов. Указанные требования детализируются в техническом проекте на строительство скважины.

Бурение проектируемых скважин на участке Саралжын следует осуществлять с применением буровых растворов, параметры которых изменяются по интервалам бурения в зависимости от геолого-технических условий и приведены в таблице 5.7.1.

Таблица 5.7.1 - Типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважин Сар-1, Сар-2, Порт-1 и Порт-2

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, г/л	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига (ДНС), дПа
	1 мин	10 мин				Коллоидной (активной) части	Песка	Всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Пресный бентонитовый раствор	0	20	1,05-1,08	18-22	≤15	2-3	3-5	2-4	≤1	3-5	7-9	≤1	5-8	2-4
Глинистый раствор с полимерами (КМЦ/ПАЦ)	20	120	1,10-1,15	20-30	8-12	4-6	6-8	4-6	≤1	5-7	8-10	2-5	8-15	4-8
Ингибированный утяжеленный (КС1 + барит)	120	300	1,20-1,30	20-40	≤6-8	6-8	8-12	5-8	≤1	6-10	8-10	30-50	12-20	6-12

Примечание: 1. Тип и параметры буровых растворов могут быть изменены на основании технического проекта.

2. Плотности бурового раствора подобраны с учетом недопущения осложнений в процессе проводки скважины, в виде сужений, осыпи и обвалов стенки ствола, в соответствии "Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности" утвержденный приказом МИР РК от 30.12.2014г №355.

5.8 Обоснование типовой конструкции скважин

Конструкция скважины должна обеспечивать надёжную проводку скважины, качественное вскрытие продуктивных горизонтов, противовыбросовую безопасность, возможность проведения комплекса геофизических исследований, а также отбор керна.

Выбор типовой конструкции скважины выполняется в соответствии с действующими «Требованиями промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли» и определяется геологическими условиями бурения, назначением скважины и её проектной глубиной. Настоящие требования к конструкции скважины вытекают из особенностей разреза и предназначены для вертикальной разведочной скважины.

Конструкция скважины проектируется с учётом литолого-стратиграфического разреза неогеновых отложений апшеронского возраста, физико-механических свойств вскрываемых пород, необходимости предупреждения возможных осложнений (осыпи, обвалы, поглощения, газопроявления), а также обеспечения выполнения полного комплекса геолого-геофизических исследований.

С учётом ожидаемых горно-геологических условий бурения и возможных осложнений принимается следующая типовая конструкция скважины, которая подлежит уточнению и детализации в «Техническом проекте на строительство скважины».

Для проектируемых разведочных скважин с проектной глубиной **300 м** рекомендуется следующая конструкция (таблица 5.8.1):

- Направление – Ø 323,9 мм спускается на глубину 20 м с целью предохранения устья скважины от размыва, изоляции приповерхностных рыхлых отложений и обеспечения устойчивости устьевой части. Направление цементируется до устья.
- Техническая колонна – Ø 244,5 мм спускается на глубину 120 м с целью перекрытия неустойчивых четвертичных и верхнеплиоценовых отложений, склонных к осыпям и обвалам. Башмак колонны устанавливается в устойчивых плотных породах апшеронских отложений. После спуска технической колонны предусматривается установка противовыбросового оборудования.
- Эксплуатационная колонна – Ø 168,3 мм спускается на глубину 300 (± 250) м с целью изоляции и надёжного крепления продуктивных пластов неогеновых отложений апшеронского яруса, а также обеспечения проведения испытаний и дальнейшей эксплуатации скважины.

Таблица 5.8.1 – Рекомендуемая конструкция скважины глубиной 300 (± 250) м

№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Интервал цементирования	Назначение
1	2	3	4	5	6
1	Направление	323,9	0-20	до устья	Крепление устья, предотвращение размыва, изоляция рыхлых пород
2	Техническая колонна	244,5	0-120	до устья	Перекрытие неустойчивых четвертичных и верхне-неогеновых отложений, установка ПВО
3	Эксплуатационная колонна	168,3	0-300(± 250)	до устья	Крепление продуктивных горизонтов, проведение испытаний и эксплуатации

Примечание: Представленная конструкция скважины носит рекомендательный характер. Более точные типы, размеры обсадных колонн и глубины их спуска будут подтверждены расчетами и заложены в Техническом проекте на строительство разведочной скважины.

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» [3] конструкция скважины согласно пункту 178 должны обеспечивать надежность, технологичность и безопасность их бурения.

5.9 Оборудование устья скважин

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

Типы противовыбросового оборудования (ПВО), устанавливаемого на устье скважин приведены в таблице 5.9.1.

Таблица 5.9.1 - Оборудование устья скважины

№№	Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа	Количество преентора, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается преентор, мм
1	Планшетный преентор ППГ 280х350	35,0	25-28	1	Техническая Ø 244,5 мм
2	Универсальный преентор ПУГ 280х350	35,0	25-28	1	Техническая Ø 244,5 мм
3	Фонтанная арматура АФК-65х35	35,0	12,5-21	1	Эксплуатационная Ø168,3 мм

Примечание: ППГ 280×350 - обеспечивает герметизацию трубной и глухой колонны при выбросах;
ПУГ 280×350 -универсальный преентор для дополнительной безопасности

5.10 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований

В процессе бурения скважин необходимо проводить комплекс исследовательских работ, включающий проведение геофизических исследований скважин, испытание перспективных интервалов, отбор керна, шлама, боковых грунтов, пластовых флюидов и газа. Особое внимание необходимо уделять перспективному верхнеплиоценовому комплексу.

При бурении проектных скважин предусмотрен отбор керна и пластовых флюидов неогеновых перспективных частей разреза.

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

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

5.10.1 Отбор керна

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

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

В процессе бурения интервалы отбора керна уточняются и могут меняться геологической службой Недропользователя в зависимости от фактических геолого-

технических условий, характера вскрываемых пород и результатов наблюдений за бурением.

Во время бурения необходимо осуществлять постоянный контроль за проявлениями газа, в том числе появлением пузырьков газа в выходящем потоке промывочной жидкости. При обнаружении газопроявлений следует производить отбор проб газа для последующих лабораторных анализов, что позволяет уточнять характеристики пласта и оценивать газонасыщенность.

Рекомендуемые проектные интервалы отбора керна по проектируемым скважинам представлены в таблице 5.10.1.

Таблица 5.10.1 - Проектные интервалы отбора керна по проектируемым скважинам

№ скв.	Геологический возраст	Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м
Сар-1	N _{2ар}	160-180	20
		200-220	20
Сар-2		240-260	20
Порт-1		200-220	20
Порт-2		200-220	20
ИТОГО			100

Примечание: Объем и интервал отбора керна будет корректироваться в процессе бурения геологической службой Заказчика

5.10.2 Геофизические исследования

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

- расчленить разреза на пласты толщиной до 0,4 м и привязать их к глубине;
- провести литологическую характеристику каждого пласта и выделить коллекторы всех типов (поровые, трещинные, каверновые и смешанные), определить коэффициенты глинистости, общую и эффективную пористость, проницаемость;
- разделить коллекторы на продуктивные (газонасыщенные) и водоносные;
- определить положения межфлюидных контактов, границы переходных зон и эффективные газонасыщенные толщины.

После проведения комплекса ГИС Заказчику предоставляется оперативная информация, а после полной обработки данных – окончательный результат с рекомендациями по выбору объектов для испытаний на притоки УВ.

Комплекс методов ГИС уточняется в зависимости от результатов проводки скважины и состава поступающего пластового флюида. В случае противоречащих результатов необходимо провести ГИС-контроль. При обнаружении промышленных скоплений углеводородов рекомендуется применять дополнительные методы: полный акустический сигнал (DSI), ядерно-магнитный резонанс (CMR), микросканер (FMI).

В таблице 5.8.2 приведены планируемый комплекс геолого-геофизических исследований, который необходимо проводить в проектируемых скважинах, а также рекомендуемые методы, которые выполняются по мере необходимости.

Таблица 5.10.2 - Виды геофизических исследований

№.№ п/п	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервалы исследования, м	
			от (верх)	до (низ)
1	3	4	5	6
1	Общие исследования: КС, ПС, ГК, АК, АКЦ, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия	1:500	10	300
2	Детальные исследования ГИС: БКЗ, ПС, ИК (ВИКИЗ), БМК, МКЗ, ГК, СГК, НК, ГГК-П, АК, резистивиметрия, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия. Широкополосный акустический каротаж (Sonic Scanner), литоплотностной каротаж Дополнительные методы: FMI (высокоразрешающий электрический скважинный имиджер), RCI, MDT (модульный динамический испытатель пластов на кабеле), ЯМР (ядерно-магнитный каротаж или их аналоги)	1:500 1:200	130	300
3	АКЦ с ФКД, СГДТ, термометрия, ГК, ЛМ (локатор муфт)	1:500	В интервалах спуска колонн	
4	Комплекс ГИС при испытании пластов: плотнометрия (ПЛ), влагометрия (ВЛ), СТД, РГД, РИС, ГК, ЛМ, манометр (МН) При испытании пластов предусматривается проведение ГИС-контроля указанным комплексом методов	1:500 1:200	в интервалах опробования пластов	

5.10.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов

В процессе бурения проектируемых скважин основное внимание уделяется оценке перспектив газоносности разреза и получению промышленных притоков газа. Перспективные интервалы выделяются на основе геолого-геофизических наблюдений (ГИС, керн, газопроявления, анализ пластовых флюидов) и уточняются по результатам исследований и согласованию с эксплуатационной колонной.

После спуска и цементирования эксплуатационной колонны выполняются подготовительные работы, включая установку фонтанной арматуры, спуск насосно-компрессорных труб до искусственного забоя с предварительным шаблонированием, промывку скважины, сборку и опрессовку устьевого оборудования совместно с колонной.

Испытание газовых залежей на участке Саралжын проводится с целью определения продуктивности и эксплуатационных характеристик пластов. Срок испытания каждого газоносного пласта определяется проектом и не превышает 90 календарных дней. В ходе испытаний выполняются замеры забойного и пластового давления, температуры, дебитов газа и жидкости, определяется коэффициент продуктивности, проницаемость и другие параметры, предусмотренные проектом. Результаты используются для построения индикаторных диаграмм, кривых восстановления давления и расчёта эксплуатационных характеристик скважины. Данное требование соответствует Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр Республики Казахстан.

При получении промышленных притоков газа предусматривается пробная эксплуатация с последующей консервацией скважины. Параметры опробования и испытаний могут корректироваться по решению геологической службы на основании фактических данных.

Сведения о планируемых к испытанию объектах приведены в таблице 5.10.3.

Таблица 5.10.3 – Рекомендуемые интервалы испытания

Номера скважин	Горизонты	Количество объектов	Интервалы испытания, м
Сар-1	N _{2ap}	2	180-200
			220-240
Сар-2	N _{2ap}	1	260-280
Порт-1	N _{2ap}	1	200-207
Порт-2	N _{2ap}	1	200-207
	ИТОГО:	5	

В таблице 5.10.4 приведены прогнозируемые дебиты газа по стратиграфическим комплексам, вскрываемым проектными скважинами проектируемых на участке Саралжын. В качестве аналога приняты месторождения Порт-Артур, Ушкольтас и Аукетайшагыл, продуктивность которых связаны с отложениями апшеронского яруса.

Таблица 5.10.4 - Прогнозируемые дебиты газа и газосодержание

Объекты, скважины	Саралжын (Сар-1, Сар-2), Порт-Артур (Порт-1, Порт-2)
Геологический возраст ожидаемых продуктивных горизонтов	N _{2ap}
Ожидаемые параметры	*Дебит газа – 220 тыс. м ³ /сут
	Метан – 88,4%,
	Этан – 0,3%,
	Углекислый газ – 0,6%
	Водород – 1,0%,
Азот и редкие газы – 9,7%	

Примечание: * - по аналогии с месторождениями Порт-Артур, Ушкольтас, Аукетайшагыл

5.10.4 Лабораторные исследования

Объем и виды исследований проектируются согласно ранее принятым инструкциям в соответствии с задачами разведки залежей газа и должны обеспечивать определение всех параметров пород, определяемых по керну и флюидам, используемых при подсчете запасов и проектных документах разработки.

Производится полный анализ газа и пластовой воды, отобранных в результате испытания пластов-коллекторов. В газе определяется содержание метана, этана и других углеводородных и неуглеводородных составляющих.

Количество отбора образцов керна и проб газа и флюидов решается геологической службой Недропользователя как в процессе бурения, так и при освоении продуктивных коллекторов. Кроме того, ими осуществляется наблюдение и контроль за выполнением работ по отбору и выносу керна из рекомендованных интервалов продуктивных отложений, проб газа и флюидов как при опробовании в колонне, так и на устье.

Объем планируемых лабораторных исследований керна, газа и пластовых флюидов для каждой скважины приводятся в таблице 5.10.5, анализы будут производиться в научно-исследовательских лабораториях, результаты должны предоставляться Заказчику в виде отчетов и заключений.

Таблица 5.10.5 - Лабораторные исследования

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Объем работ
1	Стратиграфические исследования	Образец	10
2	Определение пористости и плотности	Образец	15
3	Определение проницаемости	Образец	15
4	Определение газонасыщенности	Образец	15
5	Комплексное исследование глубинных проб пластового флюида или рекомбинированных проб (PVT)	Проба	Минимум одна проба с каждого объекта испытания
6	Анализ пластовой воды	Проба	Минимум одна проба с каждого объекта испытания
7	Полный анализ поверхностных проб газа	Проба	Минимум по одной пробе с каждого объекта испытания

Примечание: отбор образцов пород и газа будет корректироваться геологической службой Заказчика.

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

На участке Саралжын на этапе разведочных работ попутные поиски вод (хозяйственно-питьевых, технических, мелиоративных, минеральных и термальных), твердых полезных ископаемых, цветных и редких металлов, строительного сырья и других видов полезного сырья не предусмотрены.

Возможность их проведения может рассматриваться на последующих этапах геологоразведочных работ при необходимости и на основании полученных геологических данных.

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

При бурении скважин на газовые залежи ведется непрерывная геологическая документация от начала до завершения строительства.

До начала бурения оформляются: акты о заложении скважины с проектным геолого-геофизическим профилем и выкопировкой из структурной карты, геолого-технический наряд, акт о переносе скважины в натуру.

На бурящуюся скважину заводится «Дело», включающее журналы описания керна и шлама, регистрации образцов для анализов с указанием исполнителя и результатов исследований, а также геолого-технический журнал, фиксирующий условия проводки, режимы бурения, параметры промывочной жидкости, интервалы поглощений, обвалов и газопроявлений.

Перечень документов охватывает все первичные материалы, отражающие процесс бурения и опробования.

По завершении работ на основе анализа геолого-геофизических данных, материалов ГИС, лабораторных исследований газа и пластовых флюидов, результатов промысловых испытаний уточняются данные о строении участка Саралжын и производится оценка запасов.

Виды и объемы планируемых исследований приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Основные показатели проектируемых работ

№ п/п	Виды работ	Единицы измерения	Объем работ по проекту	Количество образцов пород и проб УВ на анализы
1	Объем бурения	м	1200	-
2	Количество скважин	ед.	4	-
3	Отбор керна	м	100	15
	ГИС	м	1200	-
	Опробование и испытание объектов в экс. колонне	кол-во объектов	6	8

8. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

В соответствии с пунктом 2 статьи 126 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», ликвидация последствий недропользования производится:

1) на участке недр, право недропользования по которому прекращено, за исключением случаев, предусмотренных подпунктами 2) и 3) пункта 4 статьи 107 настоящего Кодекса;

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

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

Согласно п. 6, 7 этой статьи, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море. Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий разведки, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте поисковых работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных таким проектным документом.

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

Ликвидация последствий деятельности недропользования по углеводородам проводится в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения экспертиз проектом ликвидации недропользования.

Ликвидация последствий недропользования проводится на участке, по которому прекращено право недропользования, на участке недр, который недропользователь намеревается возвратить государству.

Обязательным является ликвидация скважин, которые подлежат ликвидации по техническим или геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях в соответствии с проектами, реализуемыми в период разведки и добычи.

Финансирование работ по ликвидации и консервации всех видов деятельности недропользования по углеводородам осуществляется за счет средств недропользователя.

Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок услугодателей, работающих на рынке услуг.

Ниже приводятся нормативы затрат рабочего времени работников и спецтехники по видам работ при ликвидации.

Расчет произведен согласно Приложению к приказу МЭ РК №27-н/к **«Об утверждении нормативно-технического документа по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам».**

Все произведенные экономические расчеты являются плановыми.

Сметная стоимость ликвидации одной скважины приведена в таблице 8.1. Все расчеты являются плановыми.

Таблица 8.1 - Стоимость бригады при ликвидации скважин

№ № пп	Наименование затрат	Един. изм.	Ставка, тенге
1	Оплата труда бригады по ФЛС	час	18 585
2	Соц. Налог +соц. Страх 9,9%	час	2 494
3	Дизтопливо - силовой блок	час	1 830
4	Моторные и смазывающие масла	час	362
5	Стоимость суточных материалов и запасных частей к силовому оборудованию в процессе их эксплуатации	час	2 100
6	Содержание силового оборудования, инструмента (включает затраты на транспорт, связанные с проведением текущего ремонта, тех. обслуживанием, доставкой на базу БПО и т.д.)	час	3 404
7	Амортизационный износ подъёмника, оборудования, НКТ, бур, труб, вагон-домиков и прочих ОС.	час	2 795
8	Сырьё и материалы	час	5 400
9	Геофизические работы	час	0
10	Транспортировка материалов, оборудования и работа спецтехники	час	5 229
11	Транспортировка вахт	час	577
12	Дефектоскопия труб и оборудования	час	1 341
13	э/энергия	час	598
14	Расходы по охране окружающей среды	час	32
15	Расходы по охране труда ТБ и ЧС	час	370
16	Приобретение СИЗ и противопожарного инвентаря	час	346
17	Услуги РГКП военизированного отряда Ак-Берен	час	198
18	Радио и спутниковая связь	час	85
19	Водопотребление холодной воды	час	69
20	Расходы на обязательное страхование	час	93
21	Налог на имущество	час	336
22	Плата за загрязнение окружающей среды	час	124
	Итого прямые затраты		46 368
23	Накладные расходы - 30%	%	0
24	Плановые накопления - 8%	%	4844,24
	Итого с учётом накладных расходов и плановых накоплений		51 212
	Всего стоимость 1-го бригады-часа, тенге		51 212

Таблица 8.2 - Расчет стоимости ликвидации одной скважины и продолжительность ликвидационных работ

№№	Намечаемые работы	Продолжительность ликвидации для глубины 350, час	Стоимость работы 1 бр/час, тенге	Стоимость ликвидации одной скважины, тенге
1	Продолжительность переезда и монтажа подъемного оборудования	20	51 212,24	1 024 244,80
2	Продолжительность монтажа рабочей площадки	12,09	51 212,24	619 155,98
3	Продолжительность проверки оборудования пусковой комиссией	2	51 212,24	102 424,48
4	Продолжительность подъема подземного оборудования	15,62	51 212,24	799 935,19
5	Продолжительность промывки песка	4	51 212,24	204 848,96
6	Продолжительность закачки цементного раствора	5,4	51 212,24	276 546,10
7	Продолжительность опрессовки эксплуатационной колонны	6	51 212,24	307 273,44
8	Продолжительность подъема насосно-компрессорных труб	10,72	51 212,24	548 995,21
9	Продолжительность установки тумбы	8	51 212,24	409 697,92
10	Продолжительность демонтажа подземного оборудования	6	51 212,24	307 273,44
11	Продолжительность утилизации технологической жидкости из емкости	4,4	51 212,24	225 333,86
	Итого	94,23		4 825 729,38

Таблица 8.3 - Затраты на материалы при ликвидации скважин

№№	Наименование	Стоимость за 1 т, тенге	Количество, тонн	Сумма, тенге
на неогенный комплекс				
1	Цемент	70000	4	280000

Затраты на рекультивацию земли

При расчете стоимости рекультивации земель учтены только земельные участки, отведенные под бурение проектных скважин.

Перед технической рекультивацией земельных площадей, отведенных под бурение скважин, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

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

Общее время рекультивации составляет 36 часов на 1 скважину.

Работы по *технической рекультивации* земли необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;

- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Таблица 8.4– Затраты на техническую рекультивацию 1 м³ рекультивируемого грунта

№№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, тенге
1	Снятие, вывоз и утилизация загрязненного грунта	м ³	1	22 200
2	Сборка, срезка и вывоз металлолома и др. пром. отходов	т	1	10 000
3	Завоз чистого грунта на подготовленную поверхность. Отсыпка, перемещение и планировка территории площадки	м ³	1	3 300
	Итого расходы на техническую рекультивацию 1 м³ рекультивируемого грунта			35 500

Таблица 8.5 - Затраты на техническую рекультивацию нарушенных земель

№№	Наименование	Площадь рекультивируемых земель, м	Глубина технической рекультивации земель, м	Затраты на тех. рекультивацию 1 м ³ рекультивируемого грунта, тенге	Итого, тенге
1	Затраты на техническую рекультивацию земель, нарушенных при бурении одной скважины	100	0,3	35 500	1 065 000

Таблица 8.6 - Сводная таблица затрат на ликвидацию

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	2	3	4
1	Ликвидация 1 проектной скважины	тенге	4 825 729,38
2	Затраты на материалы	тенге	280 000
3	Рекультивация земли вокруг 1 скважины	тенге	1 065 000
	Всего	тенге	6 170 729
	ИТОГО на 4 скважины	тенге	24 682 918

Таким образом, затраты по ликвидации 4 проектных скважин на период реализации данного проекта, составляет 24 682 918 тенге.

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

9.1 Охрана атмосферного воздуха

Качественное состояние атмосферного воздуха в районе проведения поискового бурения на контрактном участке Саралжын, расположенном в Западно-Казахстанской области, зависит от компонентного состава загрязняющих веществ, образующихся в основном в процессе бурения и крепления скважин. Основными источниками выбросов являются стационарные установки и агрегаты, обеспечивающие производственный процесс (организованные источники), а также временно используемое оборудование (неорганизованные источники).

В целях контроля состояния окружающей среды в районе проведения поисково-разведочного бурения и предотвращения негативных изменений под воздействием техногенных факторов на буровых площадках должен осуществляться производственный экологический мониторинг в соответствии с программой, согласованной в установленном порядке с подрядной буровой организацией.

Одновременно с отбором проб атмосферного воздуха необходимо фиксировать метеорологические параметры: направление и скорость ветра, температуру воздуха, атмосферное давление, влажность, а также особые природные явления (при их наличии).

Для обеспечения нормативного качества атмосферного воздуха и минимизации воздействия буровых работ и испытаний скважин необходимо предусмотреть выполнение следующие технических и организационных мероприятий:

- осуществление контроля за соблюдением нормативов выбросы загрязняющих веществ в атмосферных воздух;
- разработка и реализация мероприятий по снижению вредных выбросов в периоды неблагоприятных метеорологических условий;
- оптимизация технологических процессов бурения и испытания скважин с целью снижения объемов выбросов;
- определение параметров организованных источников выбросов, обеспечивающих минимальные приземные концентрации загрязняющих веществ;
- размещение производственных и жилых объектов с учётом условий рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу;
- предотвращение аварийных и несанкционированных разливов нефтепродуктов;
- оснащение емкостей для хранения нефтепродуктов дыхательной арматурой;
- максимальное использование бурового и технологического оборудования с электрическим приводом;
- предотвращение выбросов газа при вскрытии продуктивных горизонтов за счет создания противодействия бурового раствора, превышающего пластовое давление, а также установки противовыбросового оборудования на устье скважин;
- проведение регулярного мониторинга состояния атмосферного воздуха.

С учетом значительной удаленности бурового комплекса от населенных пунктов, высокой рассеивающей способности атмосферы в данном районе, а также предусмотренных проектом природоохранных мероприятий, воздействие на атмосферный воздух на этапе бурения скважин на участке Саралжын оцениваются как незначительное.

9.2. Охрана и рациональное использование земельных ресурсов

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

После завершения всех работ на площади, в соответствии с Земельным Кодексом Республики Казахстан от 20 июня 2003 г. № 442-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.03.2026 г.) недропользователем оформляется акт о передаче восстановленной земли землевладельцу.

9.3. Охрана поверхностных и подземных вод

Бурение скважин относится экологически опасным видом работ, отрицательное воздействие которых на окружающую среду, в первую очередь, связано с образованием буровых и техногенных отходов. При этом возможны загрязнение подземных водоносных горизонтов химическими реагентами, применяемыми при бурении, а также загрязнение недр вследствие внутрислоевых перетоков.

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

- блок приготовления и химической обработки буровых и цементных растворов (гидроциклоны, вибросита);
- циркуляционная система;

- насосный блок (охлаждение штоков насосов, дизелей);
- устье скважины;
- резервные емкости для хранения бурового раствора;
- емкости для хранения нефтепродуктов и газа;
- вышечный блок (включая операции по обмыву инструмента, эффект сифона при подъеме инструмента);
- отходы бурения (буровой шлам, сточные воды, отработанный буровой раствор);
- отходы технологических операций при испытании скважин;
- емкости для хранения горюче-смазочных материалов;
- двигатели внутреннего сгорания;
- химические реагенты, применяемые для приготовления буровых и тампонажных растворов;
- топливо и смазочные материалы;
- хозяйственно-бытовые сточные воды;
- твердые бытовые отходы;
- продукты аварийных выбросов (пластовые флюиды, тампонажные растворы);
- нарушения герметичности обсадных колонн, труб и фонтанной арматуры;
- запорно-регулирующая арматура высокого давления;
- осложнения при вторичном вскрытии пласта (в том числе закупорка);
- прорыв пластовых вод.

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

- бурение и освоение скважин должны осуществляться при наличии противовыбросового и герметизирующего оборудования, исключающего возможность открытого фонтанирования, выбросов нефти и газа, а также потерь технологических жидкостей;

- испытание скважин не допускается при нарушении герметичности эксплуатационных колонн, отсутствии цементного камня за колонной, а также при наличии утечек во фланцевых соединениях и элементах оборудования;

- применение химических реагентов допускается при учете геологического строения и гидрогеологических условий. При выборе химических реагентов необходимо учитывать их класс опасности, растворимость, летучесть и потенциальное воздействие на водную среду;

- в процессе проведения работ должны быть предусмотрены меры по предотвращению утечек и разливов нефти и химических реагентов, в том числе при подготовке оборудования, проведении технологических операций и исследовании скважин. Запрещается эксплуатация неисправного оборудования, а также применение не прошедшей проверку запорно-регулирующей арматуры. по предотвращению утечек и разливов нефти и химических реагентов, в том числе при подготовке оборудования, проведении технологических операций и исследовании скважин. Запрещается эксплуатация неисправного оборудования, а также применение не прошедшей проверку запорно-регулирующей арматуры;

- закачка ингибиторов и других реагентов должна осуществляться с использованием специализированной техники, исключающей возможность проливов;

- освоение скважин после бурения должно производиться при оборудовании устья скважин герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование;

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

Запрещается:

- сброс пластовых вод на дневную поверхность;
- закачка загрязненных сточных вод в подземные горизонты без соответствующей подготовки;
- слив жидкостей, содержащих сероводород, в открытую систему канализации без предварительной нейтрализации.

Захоронение жидких отходов и сброс сточных вод должны осуществляться в строгом соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан, в том числе Кодекса РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. и Экологического кодекса РК №400-VI от 02.01.2021 г. (с учетом действующих изменений и дополнений).

Размещение шламовых амбаров на территории объекта не допускается.

9.4 Охрана недр

В соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании», №125-VI от 27 декабря 2017 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2026 г.), охрана недр обеспечивается:

- полнотой опережающего геологического изучения недр для достоверной оценки объемов и структуры запасов углеводородов, а также участков недр, предоставляемых для проведения операций по недропользованию;
- рациональным и эффективным использованием ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечением максимально полного извлечения из недр полезных ископаемых;
- ведением достоверного учета запасов и добычи углеводородов, включая попутные компоненты;
- предотвращением накопления промышленных и бытовых отходов на пределах водозаборных площадей и зон залегания подземных вод, используемых для питьевого и промышленного водоснабжения;
- предотвращением загрязнения недр при подземном хранении углеводородов или иных веществ и материалов, а также захоронении вредных веществ и отходов;
- соблюдением установленного порядка приостановления и прекращения операций по недропользованию, ликвидации последствий недропользования, консервации участков недр, а также ликвидации и консервации отдельных технологических объектов;
- соблюдением экологических и санитарно-эпидемиологических требований при обращении с отходами;
- обеспечением максимально эффективного использования сырого газа путем его переработки с целью получения стратегически важных энергоносителей либо сырьевых ресурсов для нефтехимической промышленности при минимизации негативного воздействия на окружающую среду.

Работы по освоению месторождений должны проводиться на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники. При этом важное значение не только применяемая технология бурения, но и организация производственного процесса. Практика показывает, что аварийные ситуации, включая открытые нефтегазовые фонтаны, чаще всего обусловлены нарушением требований технологической дисциплины.

В целях предотвращения образования межпластовых перетоков следует обратить особое внимание на качество цементирования обсадных колонн.

Проведение буровых работ, с учетом требований нормативной базы Республики Казахстан, должно осуществляться с соблюдением следующих мероприятий:

- обязательная установка сертифицированного противовыбросового оборудования (ПВО) для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования;
- учет геолого-технических условий при проектировании конструкции скважины;

- разработка плана предупреждения и ликвидации возможных осложнений при бурении;
- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- обеспечение надежной изоляции нефтяных, газовых и водоносных горизонтов за счет качественного цементирования;
- применение технологического оборудования, соответствующего международным стандартам;
- проведение комплекса противокоррозионных мероприятий;
- использование экологически безопасных сертифицированных компонентов буровых и цементных растворов.

Соблюдение нормативных требований и реализация предусмотренных Проектом мероприятий, направленных на минимизацию техногенного воздействия на недра и окружающую среду, обеспечивают сохранение естественного экологического равновесия в районе проведения работ.

Оценка воздействия на окружающую среду на период проведения разведочных работ на участке Саралжын, включая ориентировочные показатели объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от технологического оборудования, ориентировочных объемов водопотребления и водоотведения, а также образования отходов производства и потребления, представлена в Отчете о возможных воздействиях (ОВВ) к «Проекту разведочных работ на участке недр Саралжын».

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Согласно условиям Контракта на разведку и добычу на участке Саралжын, продолжительность геологоразведочных работ составляет 3 года в период с 2025 по 2028 годы.

Сейсморазведочные работы МОГТ-2Д

Продолжительность полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2Д составляет, ориентировочно, 150 суток и включает следующие этапы:

1. Мобилизация техники и оборудования – 15 суток;
2. Полевые работы – 100-125 суток;
3. Демобилизация – 10 суток.

Продолжительность проектируемых работ будет откорректирована с учетом дизайна съемки и сезона отработки при составлении Технического проекта.

Проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2Д протяженностью 500 пог. км планируется в 2026 году

Обработка, глубинная миграция и интерпретация сейсморазведочных данных 2Д составит ориентировочно 6-7 месяцев.

Бурение разведочных скважин

Продолжительность бурения разведочных скважин Сар-1, Сар-2 и Порт-1 и Порт-2 на участках Саралжын и Порт-Артур принята исходя из опыта бурения ранее пробуренных разведочных скважин на соседних площадях.

Продолжительность бурения и испытания одной проектной скважины с проектной глубиной 300 м составляет 112 суток:

№ п/п	Виды работ	Продолжительность, сут.
1	Строительно-монтажные и подготовительные работы, демонтаж	4
2	Бурение, крепление и проведение ГИС	11
3	Испытание одного объекта по 90 суток каждый	90
4	Ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земель	7
Итого		112

Общая информация о проектных разведочных скважинах и планируемых сроках бурения приведена в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Общая информация о проектных разведочных скважинах и планируемых сроках бурения

№ п/п	№ скважины	Проектная глубина, м	Предполагаемые сроки бурения	
			Начало бурения	Окончание бурения
1	2	3	4	5
Разведочный период по поиску				
1	Сар-1* (независимая)	300±250	IV кв. 2026 г.	II кв. 2027 г.
2	Порт-1* (независимая)	300±250		
Разведочный период по оценке				
3	Сар-2 (зависимая)	300±250	II кв. 2027 г.	I кв. 2028 г.
4	Порт-2 (зависимая)	300±250		

*Примечание: * - По результатам бурения независимых скважин недропользователь вправе корректировать перечень и очередность бурения зависимых (разведочных) скважин, включая их перераспределение на иные структуры.*

Календарный план проектируемых работ на период разведки 2025-2028 годы на участке Саралжын приведен в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Рекомендуемый календарный план выполнения разведочных работ на участке Саралжын на 2026-2028гг.

Годы	Наименование планируемых работ	Единица изм.	Объем работ
1	2	3	4
2025-2026	Разработка «Проекта разведочных работ на участке Саралжын, включая ОВОС»	проект	1
	Разработка Технического проекта на проведение сейсморазведочных работ МОГТ-2D	проект	1
	Разработка Проекта на проведение гелиевой съемки на площади 150 кв. км (3000 точек замеров)	проект	1
	Разработка «Группового технического проекта на строительство разведочных скважин на площадях Саралжын и Порт-Артур Сар-1, Сар-2, Порт-1, Порт-2 с проектными глубинами 300 м» с экологической частью	проект	1
2026-2027	Сейсморазведочные работы МОГТ-2Д в объеме не менее 500 пог. км, включая обработку интерпретацию	отчет	1
	Проведение гелиевой съемки на площади 150 кв. км	отчет	1
	Бурение разведочных скважин Сар-1 и Порт-1 проектной глубиной 300 м	скв.	2
	Испытание 3-х объектов в разведочных скважинах Сар-1(2 объекта), Сар-2 (1 объект) и Порт-1 (1 объект)	объект	3
2027-2028	*Бурение и испытание оценочных скважин Сар-2 и Порт-2 проектной глубиной 300 м	скв.	2
	Испытание 2-х объектов в разведочных скважинах Сар-2, Порт-2	объект	2
	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ на участке Саралжын	отчет	1
	Оперативный подсчет запасов на участке Саралжын	отчет	1
	Проект пробной эксплуатации на участке Саралжын	проект	1

*Примечание: * - при отрицательном результате бурения первой независимой скважины, зависимые работы исключаются.*

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

На участке Саралжын в период разведочного этапа по поиску стоимость проведения геологоразведочных работ планируется в объеме **1 570 000 000** тенге (таблица 11.1).

Таблица 11.1 - Планируемые финансовые затраты на период проведения разведочных работ

Годы	Наименование планируемых работ	Ед. изм.	Объем работ	Стоимость работ в млн. тенге
1	2	3	4	5
1 год (2025-2026)	Разработка "Проекта разведочных работ участке Саралжын, включая ОВОС".	проект	1	23
	Разработка «Технического проекта на проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2D	проект	1	10
	Разработка «Группового технического проекта на строительство разведочных скважин на площадях Саралжын и Порт-Артур Сар-1, Сар-2, Порт-1, Порт-2 с проектными глубинами 300 м» с экологической частью	проект	1	10
	Итого за 1 год			43
2 год (2026-2027)	Сейсморазведочные работы МОГТ-2Д в объеме не менее 500 пог. км, включая обработку интерпретацию	пог. км	500	600
	Проведение гелиевой съемки на площади 150 кв. км	кв. км	150	100
	Бурение разведочных скважин Сар-1 и Порт-1 проектной глубиной 300 м	скв.	2	200
	Испытание 3-х объектов в разведочных скважинах Сар-1(2 объекта), Сар-2 (1 объект) и Порт-1 (1 объект)	объект	3	200
	Итого за 2ой год			1 100
3 год (2027-2028)	Бурение оценочных скважин Сар-2 и Порт-2 проектной глубиной 300 м	скв.	2	200
	Испытание 2-х объектов в оценочных скважинах Сар-2 и Порт-2	объект	2	200
	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ на участке Саралжын	отчет	1	4
	Оперативный подсчет запасов на участке Саралжын	отчет	1	13
	Проект пробной эксплуатации на участке Саралжын	проект	1	10
	Итого за 3ий год			427
ВСЕГО ЗА ПЕРИОД 2025-2028 ГОДЫ:				1 570

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1 Оценка ожидаемых ресурсов газа

В пределах перспективных структур Саралжын и Порт-Артур выполнена прогнозная оценка ресурсов объемным методом по категории С₃ в апшеронских отложениях.

Подсчётные параметры (пористость, газонасыщенность и т.д.) приняты по аналогии с месторождением Порт-Артур, где в отложениях апшеронского яруса установлена газоносность.

В целом прогнозные геологические/извлекаемые ресурсы газа, оцененные объемным методом, составляют:

- Газ – 205 млн. м³/ 143 млн. м³

Результаты подсчета показаны в таблице 12.1.

Таблица 12.1 - Подсчет перспективных ресурсов по категории С₃ на площадях Саралжын и Порт-Артур

Структура	Перспективный комплекс отложений	Категория	По изогипсе, м	Площадь продуктивности, тыс. м ²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты		Пластовое давление, Мпа		Поправка на температуру	Поправка на откл. от закона Бойля-Мариотта		Коэффициент перевода технич. МПа в физич.	Начальные геологические запасы газа, млн.м ³	Коэффициент извлечения, газа, д.е.	Извлекаемые запасы газа, млн. м ³
							открытой пористости д.ед.	газонасыщенности д.ед.	начальное	конечное		начальная	конечная				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Саралжын	N ₂	С ₃	-240	1 119	4,0	4475	0,29	0,93	2,56	0,1	1,003	1,100	1	9,87	32	0,700	22
			-210	1 400	4,0	5600	0,29	0,93	2,56	0,1	1,003	1,100	1	9,87	41	0,700	29
			-230	1 031	4,0	4125	0,29	0,93	2,56	0,1	1,003	1,100	1	9,87	30	0,700	21
Порт-Артур	N ₂	С ₃	-480	3 513	4,0	14050	0,29	0,93	2,56	0,1	1,003	1,100	1	9,87	102	0,700	71
Итого															205		143

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

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

Таблица 13.1 - Основные технико-экономические показатели разведочных работ

№№ п/п	Показатели	Единица измерения	Объем работ
1	2	3	4
1	Стоимость геологоразведочных работ в период разведки	млн. тенге	1 570,0
2	Количество проектных поисковых скважин	шт.	4
3	Проектные глубина, горизонт	м	300 (N _{2ap})
4	Суммарный метраж	м	1200
5	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст.-мес.	1 125
6	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	млн. тенге	800,0
7	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тыс. тенге/м	666,67
9	Продолжительность проектируемых работ на площади	год	3
10	Ожидаемый прирост запасов газа	млн. м ³	205,0
11	Прирост ожидаемых запасов газа на 1 м проходки	тыс. м ³ /м	170,83
12	Прирост ожидаемых запасов газа на 1 поисковую скважину	млн. м ³ /скв.	51,3
13	Затраты на подготовку 1 млн. м ³ ожидаемых запасов газа	тенге /тыс. м ³	3,90 ₸

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Участок Саралжын в административном отношении расположен на территории Бокейординского, Казталовского и Жангалинского районов Западно-Казахстанской области Республики Казахстан.

Согласно Контракту на разведку углеводородов на участке Саралжын, продолжительность геологоразведочных работ составляет 3 года (2025-2028 гг.).

Целью настоящего проекта является проведение геологоразведочных работ на участке Саралжын, направленных на выявление и оценку газоносных горизонтов, определение их коллекторских свойств и оценку ресурсов газа с разработкой рекомендаций по дальнейшим геологоразведочным работам.

Для достижения поставленных целей на участках Саралжын и Порт-Артур проектируется проведение сейсморазведочных работ МОГТ-2Д протяженностью 500 пог. км, проведение гелиевой газовой съемки на площади 150 кв. км, бурение двух (Сар-1, Сар-2) поисковых и двух (Порт-1, Порт-2) разведочно-оценочных скважин проектной глубиной 300 м с выполнением геофизических исследований скважин (ГИС), отбором керна и проведением испытаний.

В пределах перспективной структуры Саралжын прогнозная оценка ресурсов газа апшеронских отложений выполнена по категории С₃. Для количественной оценки газа в качестве месторождения-эталона принято месторождение Порт-Артур.

Всего по перспективные ресурсы геологические/извлекаемые составляют:

- Газ – 205 млн. м³/ 143 млн. м³

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**А) Опубликованные**

1	Правительство РК	Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», утвержденный Указом Президента РК от 27.12.2017г № 125-VI ЗРК, г. Астана, 2017 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.06.2026)
2	Правительство РК	Экологический кодекс РК от 02.01.2021 г №400-VI ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2026)
3	Правительство РК	«Единые правила по рациональному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018г № 239, г. Астана, 2018 г.
4	Правительство РК	НТД «Методические рекомендации по составлению проектов разведочных работ углеводородов (изменения и дополнения к нему)», утвержденные приказом и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 24.08.2018г № 329, г. Астана, 2018 г.
5	Васильев Ю.М., Обрядчиков О.С.	Перспективы газоносности плиоценовых отложений Прикаспийской впадины. – М.: Гостоптехиздат.1962. 178 с.
6	Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Царегородцев Т.К., Курина Е.Е.	Акчагыльско-апшеронские отложения северной части Каспийского региона (Северный Каспий): особенности строения, эволюции и нефтегазоносности. Ж. Геология нефти и газа. №5. 2020. С.39-52.
7	Джумагалиев Т.Н.	Некоторые данные по строению третичных отложений междуречья Урал-Волга //Тр. Институт нефти АН КазССР, т. IV. 1961. С. 25-30.
8	Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С.	«Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана». Нефть и газ. Том третий. 169 с. г. Алматы, 2002 г.
9	Миталев И.А., Лиманский Е.Н.	К проблеме поисков и разведки нефти и газа в надсолевых отложениях юго-западного Прикаспия. Ж. Геология, география и глобальная энергия. 2011. №3 (42). С.93-101.
10	Турков О.С. и др.	Атлас нефтяных и газовых месторождений РК. Атлас в 2-х томах/ Алматы: ООО «КОНГ», 2020.

Б) Фондовые

11	Голь Д.А., Кобылов З.Е.	Отчет «О результатах сейсмических исследований на площади месторождения природного газа Порт-Артур (сейсмическая партия №10/98). АО «Геотекс», г. Уральск. 1999 г, фонды МД «Запказнедра».
12	Кобзарь В.Г., Тищенко В.И., Тутурова Л.П.	Отчет «О сейсмических исследованиях, проведенных в 1978 г на площадях Болганмола-Ащекудук и Джанга», г. Уральск, 1979 г, фонды МД «Запказнедра».
13	Коломиец В.П., Бинюкова О.А., Рева В.А. и др.	Отчет «О результатах сейсморазведочных работ 2Д/3Д на площади месторождения Болганмола в пределах контрактной территории ТОО «Интеграция ОПЛ». Алматы, 2009 г. фонды МД «Запказнедра».
14	Ли К.А., Шпилев А.В, Шведов В.К и др.	Отчет «О результатах глубокого бурения на нефть и газ треста «Уральскнефтегазразведка» за 1963 год. г.Уральск, 1964 г, фонды МД «Запказнедра».
15	Акчулаков У.А., Таскинбаев К.М., Абилхасимов Х.Б. и др.	Отчет «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан» Прикаспийский бассейн. АО «Казахский институт нефти и газа», ТОО «АкАй Консалтинг», г. Астана, 2012 г.

Приложение 1

15017141



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

22.09.2015 года15017141

Выдана Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,
ул. Айтеке би, дом №43 "А", БИН: 991240001478

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

на занятие **Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

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

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

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

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

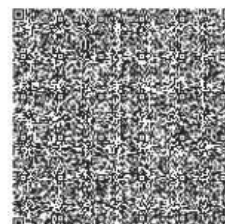
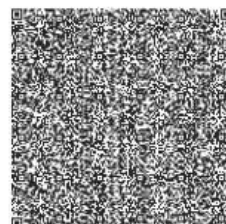
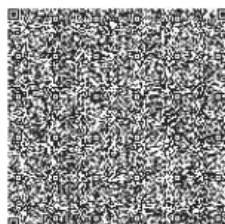
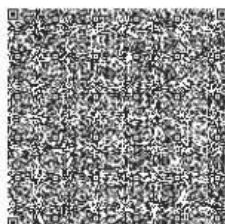
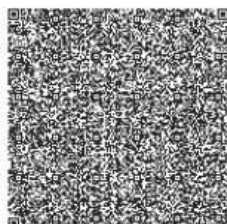
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 07.08.2013

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Астана



15017141



Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 15017141

Дата выдачи лицензии 22.09.2015 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья
- Повышение нефтеотдачи нефтяных пластов и увеличение производительности скважин
- Составление проектных документов для месторождений углеводородного сырья
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородного сырья

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

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, ул. Айтеке би, дом № 43 "А", БИН: 991240001478

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

Производственная база

1) Атырауская обл., г. Атырау, ул. Айтеке би, д. 43 "А"; 2) Атырауская обл., пос. Бирлик, ул. Геологопоисковая, д. 8.

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

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

Лицензиар

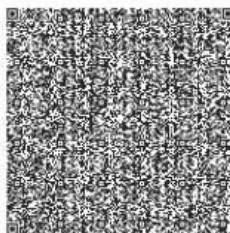
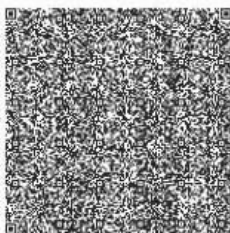
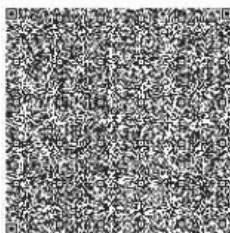
Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

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





18003381

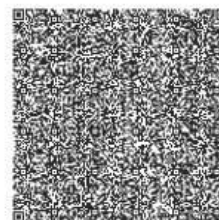
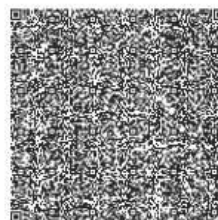
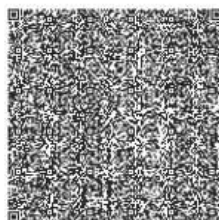
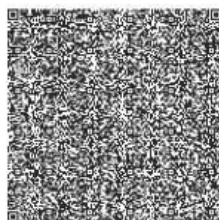
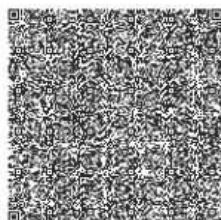


ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

16.02.2018 года

18003381

Выдана	Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"
	060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, УЛИЦА ӘЙТЕКЕ БИ, дом № 43А, БИН: 991240001478 (полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)
на занятие	Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводородное сырье), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Особые условия	(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Примечание	Неотчуждаемая, класс 1 (отчуждаемость, класс разрешения)
Лицензиар	Министерство энергетики Республики Казахстан (полное наименование лицензиара)
Руководитель (уполномоченное лицо)	АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ (фамилия, имя, отчество (в случае наличия))
Дата первичной выдачи	
Срок действия лицензии	
Место выдачи	<u>г.Астана</u>



Приложение 2

**Приложение № 2
к контракту на
разведку и добычу углеводородов
по сложным проектам**



Приложение № _____
к Контракту № от _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)

от « 14 » 11 2025 года. Рег. № 950-Р-УВ

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

**УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен акционерному обществу «Национальная компания «QazaqGaz» для осуществления операций по недропользованию на участке **Саралжын** на основании решения Компетентного органа (протокол Рабочей группы по проведению прямых переговоров от 7 ноября 2025 года).

Участок недр расположен **Западно-Казахстанской области**.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 14.

Угловые точки	Координаты угловых точек						Угловые точки	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота				северная широта			восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.		гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.
1	48	57	00	48	42	00	8	49	48	00	49	00	00
2	49	20	00	48	42	00	9	49	48	00	49	12	00
3	49	20	00	48	39	00	10	49	57	00	49	12	00
4	49	53	00	48	39	00	11	49	57	00	48	57	00
5	49	53	00	48	49	00	12	50	00	00	48	57	00
6	49	45	00	48	49	00	13	50	00	00	49	20	00
7	49	45	00	49	00	00	14	48	57	00	49	20	00

На участке недр (геологического отвода) расположены территории, где проведение операций по недропользованию запрещены согласно статье 25 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании»:

Угловые точки	Координаты угловых точек						Угловые точки	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота				северная широта			восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.		гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.
село Казталовка													
1	49	47	41,14	48	39	26,39	5	49	45	35,78	48	44	33,15
2	49	47	43,16	48	41	43,85	6	49	45	3,53	48	44	23,88
3	49	47	9,7	48	43	20,6	7	49	44	12,33	48	42	1,59
4	49	46	37,45	48	43	22,61	8	49	45	6,35	48	39	13,89
Площадь-30,22 км ²													
село Бостандык													
1	49	38	33,98	48	52	57,01	9	49	35	2,74	48	52	24,46
2	49	37	57,66	48	54	57,96	10	49	34	42,52	48	51	24,54
3	49	37	0,44	48	54	48,2	11	49	35	8,74	48	49	58,85
4	49	36	46,22	48	57	35,75	12	49	36	14,79	48	49	38,7
5	49	35	53,11	48	57	39,17	13	49	36	57,12	48	48	35,2
6	49	35	21,93	48	56	51,55	14	49	37	43,8	48	48	56,91
7	49	35	35,29	48	55	42,68	15	49	37	57,37	48	49	45,21
8	49	34	46,86	48	54	39,11	16	49	38	0,51	48	51	0,92
Площадь-49,24 км ²													

село Акпатар													
1	49	50	52,54	49	13	59,28	5	49	47	48,88	49	14	45,88
2	49	50	42,26	49	14	59,58	6	49	48	14,24	49	13	57,22
3	49	49	17,28	49	16	59,51	7	49	50	8,89	49	12	51,49
4	49	48	36,16	49	16	47,17							
Площадь-17,09 км ²													
село Саралжын, скотомогильник, кладбище, контур ПВ Саралжын (ХПВ)													
1	49	11	26,36	48	56	27,46	4	49	8	28,62	48	54	45,74
2	49	10	15,69	48	56	45,67	5	49	9	33,93	48	52	54,38
3	49	8	46,82	48	55	59,62	6	49	11	33,86	48	53	5,09
Площадь-20,95 км ²													
село Искра													
1	49	0	0,59	49	01	58,54	7	48	57	00	49	05	26,57
2	48	59	59,22	49	03	28,31	8	48	57	00	49	03	00
3	48	59	23,58	49	03	40,64	9	48	57	24,34	49	02	33,49
4	48	59	28,38	49	04	58,77	10	48	58	30,13	49	02	41,02
5	48	59	13,99	49	06	29,22	11	48	58	46,58	49	02	28
6	48	58	36,98	49	06	43,62	12	48	59	7,13	49	01	42,09
Площадь-22,77 км ²													
село Кокгерек													
1	49	23	0,06	49	15	50,37	6	49	23	59,35	49	12	35,31
2	49	22	39,5	49	15	21,59	7	49	24	38,74	49	13	29,89
3	49	22	23,74	49	14	0,04	8	49	24	44,22	49	14	56,92
4	49	22	31,96	49	13	16,18	9	49	24	27,77	49	15	22,96
5	49	23	0,74	49	12	46,72							
Площадь-13,04 км ²													
село Абши													
1	49	29	36,53	49	08	0,39	5	49	27	52,8	49	06	59,58
2	49	29	2,81	49	09	44,25	6	49	28	29,99	49	06	21,41
3	49	28	19,98	49	09	40,51	7	49	28	53,17	49	06	22,95
4	49	27	50,53	49	08	32,51	8	49	29	33,32	49	07	12,74
Площадь-10,16 км ²													
село Кызылту													
1	49	38	45,97	48	46	0,68	5	49	40	50	48	45	12,71
2	49	38	51,45	48	44	59,01	6	49	40	40,41	48	46	15,76
3	49	39	22,29	48	44	16,52	7	49	39	33,94	48	46	52,77
4	49	40	21,91	48	44	19,26							
Площадь-8,85 км ²													
село Ажбай													
1	49	41	0,97	48	39	1,29	5	49	42	33,48	48	42	33,04
2	49	42	00	48	39	00	6	49	40	43,84	48	42	25,5
3	49	42	24,57	48	40	0,91	7	49	40	24,65	48	41	23,83
4	49	42	32,8	48	42	1,52							
Площадь-13,47 км ²													
село Конье													
1	49	43	13,71	48	52	17,79	4	49	41	41,54	48	53	59,56
2	49	43	14,05	48	54	0,24	5	49	41	29,55	48	52	19,16
3	49	42	34,31	48	54	37,93	6	49	42	16,83	48	51	27,08
Площадь-8,92 км ²													
село Бозоба													
1	49	51	37,91	48	46	43,26	5	49	50	24,93	48	45	3,29
2	49	50	57,56	48	47	14,35	6	49	51	16,07	48	44	51,98
3	49	50	22,1	48	46	56,62	7	49	51	41,51	48	45	44,92
4	49	50	6,17	48	45	46,98							
Площадь-6,17 км ²													
скотомогильник													
1	49	48	31,04	48	45	33,49	5	49	47	29,88	48	44	25,65
2	49	48	9,2	48	45	56,62	6	49	48	7,66	48	44	8,69
3	49	47	40,16	48	45	53,28	7	49	48	33,1	48	44	42,87
4	49	47	24,74	48	45	15,5							
Площадь-3,50 км ²													
скотомогильник													
1	49	25	32,67	48	39	56,45	5	49	24	23,8	48	40	11,87

2	49	25	32,67	48	41	0,95	6	49	24	43,85	48	39	35,12
3	49	24	56,18	48	41	24,85	7	49	25	10,57	48	39	36,66
4	49	24	28,17	48	40	57,09							
Площадь-3,65 км ²													
Мамаевский гидроузел													
1	49	12	30,73	49	7	28,8	6	49	12	3,8	49	7	29,56
2	49	12	30,38	49	7	45,73	7	49	12	8,94	49	7	17,7
3	49	12	20,86	49	7	55,32	8	49	12	18,6	49	7	13,31
4	49	12	11,81	49	7	54,64	9	49	12	26,55	49	7	19
5	49	12	4,28	49	7	42,99							
Площадь-0,54 км ²													
село Балдырган													
1	49	09	45,29	49	14	49,29	5	49	08	13,21	49	15	21,84
2	49	09	44,44	49	16	13,66	6	49	08	36,77	49	14	12,88
3	49	09	4,61	49	16	30,79	7	49	09	8,46	49	14	3,89
4	49	08	21,35	49	16	4,24							
Площадь-6,36 км ²													
водохранилище Балыкты саркыл, охотничье хозяйство Фурмановское													
1	49	33	57,2	49	20	0,13	5	49	37	31,88	49	18	20,55
2	49	33	57,2	49	19	4,45	6	49	37	55,97	49	19	28,54
3	49	36	10,51	49	18	53,2	7	49	38	35,59	49	19	28,54
4	49	36	37,46	49	18	7,91	8	49	38	39,88	49	20	0,13
Площадь-11,94 км ²													
село Ашысай													
1	49	57	0,78	49	06	19,09	3	49	58	21,09	49	03	8,5
2	49	57	0,78	49	03	8,5	4	49	58	21,09	49	06	19,09
Площадь-9,43 км ²													
скотомогильник													
1	49	25	25,5	49	19	59,93	3	49	26	23,96	49	19	14,53
2	49	25	37,06	49	19	14,53	4	49	26	33,81	49	19	59,93
Площадь-1,62 км ²													
село Саралжын													
1	49	20	48,96	48	53	49,22	5	49	19	12,16	48	53	18,38
2	49	20	36,96	48	55	44,86	6	49	19	48,99	48	53	2,96
3	49	19	57,56	48	55	53,42	7	49	20	20,69	48	53	12,38
4	49	19	11,3	48	55	18,3							
Площадь-8,47 км ²													
село Еламан													
1	49	17	12,23	49	01	42,92	5	49	16	59,39	48	59	2,73
2	49	16	29,4	49	01	36,07	6	49	17	37,08	48	59	18,15
3	49	16	14,84	49	00	49,81	7	49	17	55,06	49	00	6,98
4	49	16	27,69	48	59	40,42	8	49	17	32,79	49	01	20,65
Площадь-7,11 км ²													
село Караколь													
1	49	34	54,98	48	47	16,83	5	49	33	41,64	48	46	23,83
2	49	34	33,03	48	47	51,63	6	49	34	8,4	48	45	56,53
3	49	33	58,23	48	47	51,63	7	49	34	38,92	48	46	3,49
4	49	33	41,64	48	47	17,37	8	49	34	55,52	48	46	34
Площадь-4,32 км ²													

Общая площадь участка недр (геологического отвода) – **4887,94** (четыре тысячи восемьсот восемьдесят целых девяносто четыре сотых) км².

Глубина разведки – до кристаллического фундамента.

Заместитель председателя

М. Байбатыров

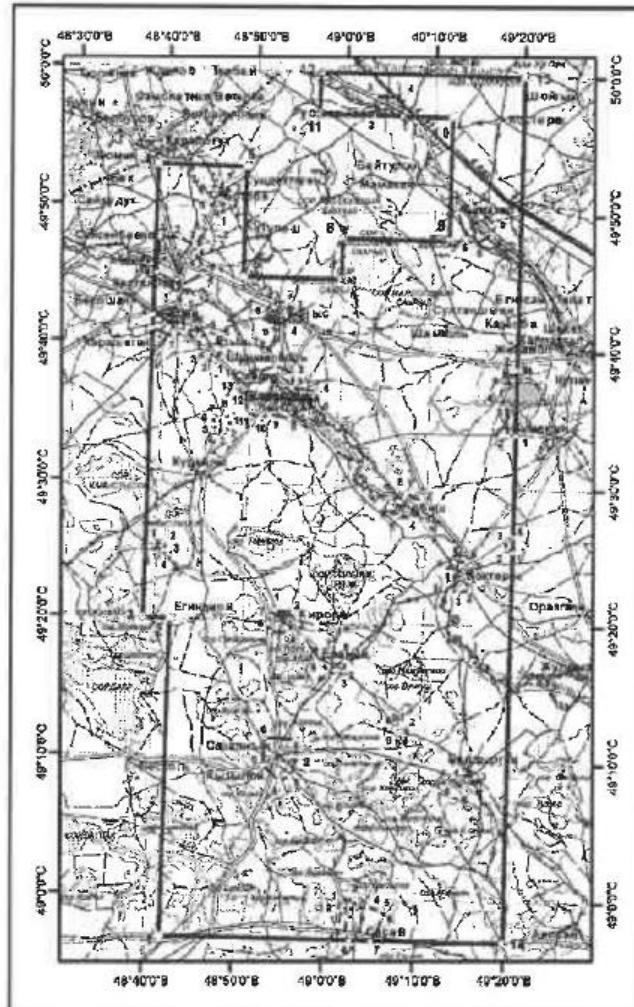


город Астана,
декабрь, 2025 год

Приложение № _____
 по контракту № _____ от _____ 2025 г.
 на право недропользования
 углеводороды
 (вид полезного ископаемого)
 разведка
 (вид недропользования)

от « » _____ 2025 г. Рег. № _____ Р-УВ

Картограмма расположения участка недр Саралжын
 Масштаб 1: 800 000



Условные обозначения

- | | |
|--|----------------------------|
| контуры запрещаемых участков проведения операций по недропользованию | каналы |
| контур участка недр Саралжын | реки, ручьи (пересыхающие) |
| улучшенные грунтовые дороги | реки, ручьи (постоянные) |
| грунтовые проселочные дороги | государственные границы |
| полевые дороги | населенные пункты |
| газопроводы наземные | горизонтали основные |
| ЛЭП на деревянных и железобетонных опорах | озера |
| ЛЭП на металлических или железобетонных опорах | солончаки проходимые |

город Астана
 декабрь, 2025 год

Приложение 3

Протокол № 05/2026
заседания Научно-Технического Совета ТОО «КазНИГРИ»
(тип собрания)

г. Атырау
(место проведения)

_____ (дата проведения)

- Председатель – Туленбаева Б. Р., заместитель директора по проектно-функциональному обеспечению;
- Секретарь собрания – Коныс А. Б., сотрудник.
- Присутствовали:**
- Юсубалиев Р. А. – директор;
- Арапов К. С. – заместитель директора;
- Шестоперова Л. В. – директор департамента геологии и моделирования, к.г.- м.н;
- Жумалиева К. К. – руководитель отдела проектирования поиска и разведки УВС;
- Исламов Х. М. – руководитель отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ;
- Калемова Ж. Ж. – руководитель отдела охраны окружающей среды;
- Мербаева А. Г. – главный специалист отдела геофизических исследований;
- Сагимбаева С. Е. – руководитель отдела геологии и подсчета запасов.

Приглашенные:

- Сейткалиева Г. К. – ведущий инженер отдела проектирования поиска и разведки УВС;
- Мырзахметова А.С. – инженер отдела проектирования поиска и разведки УВС.

Повестка дня:

Рассмотрение «Дополнение к Проекту разведочных работ участка «Саралжын» согласно контракту №РД-26-024 от 27.02.2026 г.»

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

ТОО «Разведка и добыча «QazaqGaz» является недропользователем по контракту №5578-УВС от 18.12.2025г. на разведку и добычу углеводородов по сложному проекту на участке недр «Саралжын» в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан.

Участок Саралжын в административном отношении расположен на территории Бокейординского, Казталовского и Жангалинского районов Западно-Казахстанской области Республики Казахстан.

Целью настоящего проекта является проведение геологоразведочных работ на контрактном участке Саралжын с целью комплексного изучения перспективных структур в неогеновых отложениях, выявления продуктивных горизонтов и оценки их литологических и коллекторских свойств, изучения газовых залежей и их распределения в разрезе, определения физических и эксплуатационных характеристик продуктивных пластов, оценки перспективных ресурсов и запасов газа, а также формирования рекомендаций по объёму и направлениям дальнейших геологоразведочных работ на участке Саралжын, включая приоритеты и последовательность выполнения мероприятий с учётом выявленных геологических особенностей, перспектив продуктивных горизонтов и требований нормативной документации по разведке и оценке газовых месторождений.

В период разведки на участках Саралжын и Порт-Артур предусматривается проведение следующих геологоразведочных работ:

- проведение сейсморазведочных работ МОГТ-2Д протяженностью 500 пог. км с последующей обработкой и интерпретацией полученных данных;

Протокол №
Совместного заседания Геолого-Технического Совещания
ТОО «Разведка и добыча» и ТОО «КазНИГРИ»
(тип собрания)