

Товарищество с ограниченной ответственностью «RAMCO Oil Shubar»
Товарищество с ограниченной ответственностью «SciRes»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ТОО «RAMCO Oil Shubar»



Яндиев И.А.
2022 г.

«Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску
углеводородов на месторождении Шубаркудук»

Директор ТОО «SciRes»



Мырзагалин А.М.

г. Актау, 2022 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ответственный исполнитель,

Главный специалист



Сакауов Б.К.

Специалист по геологии и разработке
месторождений нефти и газа



Толеков Б.К.

Главный специалист по экологии и
охране окружающей среды



Драган А.В.

Оформление графики и отчета



Джуксангалиева А.

Авторы: Сакауов Б.К., Мырзагалин А.М. и др.

«Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук»

Книга. Текст отчета – 66 стр., в т.ч. 6 рис., 19 табл.; 11 источн.

Папка с графическими приложениями – 21 граф. прил. на 21 л.

Компакт-диск – 1 шт.

Проектная организация: ТОО «SciRes»

Государственная лицензия № 002158 от «22» февраля 2002 г. «Проектирование горных производств» и 01005Р № 0041501 от «02» июля 2007 г. «Выполнение работ и услуг в области охраны окружающей среды»;

Адрес исполнителя: ТОО «SciRes», 130000, г. Актау, 5 мкр-н, дом 5Г;

Дата составления Проекта: 01.03.2022г;

Адрес объекта исследований: Темирский район Актюбинской области Республики Казахстан;

Недропользователь: ТОО «RAMCO Oil Shubar», Республика Казахстан, 030006, г. Актобе, пр. Алии Молдагуловой, д. 46

Контракт № 4383-УВС от «26» ноября 2016 г.

РЕФЕРАТ

Целевое назначение работ: По административному делению месторождение Шубаркудук расположено в Темирском районе Актюбинской области Республики Казахстан. Географически площадь находится в восточной бортовой части Прикаспийской впадины.

Бурением глубоких разведочных и эксплуатационных скважин установлены залежи нефти в пермотриасовых отложениях на северном и южном крыльях соляного купола.

По состоянию на 01.01.2022 года месторождение находится в консервации.

В работе представлены геолого-геофизическая характеристика, данные перспектив нефтегазонасности вскрытого разреза в пределах месторождения Шубаркудук, результаты обработки и интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3Д (2021 г), выбор и обоснование перспективных объектов. На основе проведенных исследований определено местоположение 6 проектных скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 с проектными глубинами от 400 до 500 метров, проектным горизонтом – РТ с целью прослеживания, оконтуривания залежи в отложениях РТ. Освещены методика и объем разведочных работ, цель и задачи, объемы промыслово-геофизических исследований, расчет прогнозных ресурсов и основные финансово-экономические показатели.

Ключевые слова: УЧАСТОК НЕДР, МОГТ 2Д, СКВАЖИНА, ЗАЛЕЖЬ, ПРОМЫСЛОВО–ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ОТРАЖАЮЩИЙ ГОРИЗОНТ, БУРЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ.

Составил

Мырзагалин А.

«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор
ТОО «RAMCO Oil Shubar»
Яндиев И.А.
« » 2022 г.

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление проекта «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук» и проекта «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду» (ПредОВОС) к нему

1. Целевое назначение работ: Разработка и согласование проектов в соответствии с нормативными документами, а также требованиями природоохранных законодательств Республики Казахстан.

Полезное ископаемое: нефть

Наименование объекта: Контрактная территория ТОО «RAMCO Oil Shubar»

Местонахождение объекта: РК, Актюбинская область, Темирский район, месторождение «Шубаркудук».

2. Основание на проведение работ

- Контракт на разведку и добычу;
- В связи с необходимостью изменения проектных решений по методике проведения сейсморазведочных работ 3Д.

3. Исходные данные для проектирования:

- «Подсчет запасов нефти по месторождению Шубаркудук Темирского района Актюбинской области Казахской ССР», ЦНИЛ объединения «Казахстаннефть», г. Гурьев, 1963 г.;

- «Проект поисковых работ на месторождении Шубаркудук» (ТОО «АктюбНИГРИ», 2016г.);

- «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук» (ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», 2018 г.);

- «Отчет по выполнению опытно-промышленных исследований с применением источника малой мощности в процессе сейсморазведочных работ 3Д на территории месторождения «Шубаркудук» (ТОО «GEO ENERGY GROUP», 2021 г.);

- «Отчет обработке и интерпретации материалов сейсморазведочных работ 3Д на территории месторождения «Шубаркудук» (ТОО «PGD Services», 2022г.).

4. НИР должна соответствовать следующим нормативным документам:

- Кодекс «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017г. №125-VI ЗРК.

- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года №239.

- «Методические рекомендации по проектам разведочных работ» утверждённые приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329.

5. Состав и содержание работы

В соответствии с Методическими рекомендациями по составлению проектов разведочных работ утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329.

На основании материалов обработки и интерпретации материалов сейсморазведочных работ определить наиболее перспективные участки по оценке залежей углеводородов, провести корректировку местоположения проектных разведочных скважин.

Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов
на месторождении Шубаркудук

Разработать ОВОС (стадию определить самостоятельно согласно действующих НПА и полученного заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и/или скрининга воздействия намечаемой деятельности) должен быть выполнен строго в соответствии Экологическому Кодексу РК и другими нормативно-техническими требованиями РК в области охраны окружающей среды, а также исходными данными, предоставленными Заказчиком.

Подготовить и согласовать с Заказчиком отчет по ОВОС

Подготовить и согласовать с Заказчиком Заявление о намечаемой деятельности

Сопровождать материалы ОВОС в процессе рассмотрение гос. органами и общественностью Заявления о намечаемой деятельности (материалов для определения сферы охвата) и Сбора замечаний и предложений заинтересованных органов и общественности, а также давать необходимые пояснения, получить положительное Заключение

На основании полученного ЗАКЛЮЧЕНИЯ разработать и согласовать с Заказчиком пакет документов для ОВОС (отчет ОВОС/о возможных воздействиях)/ООС. Разработка пакета документов необходимого для получения экологического разрешения лежит на Заказчике. Исполнитель со своей стороны обязуется предоставить в государственный уполномоченный орган необходимый пакет документов для прохождения Государственной Экологической экспертизы в рамках получения экологического разрешения.

Полный пакет документов для получения экологического разрешения должен включать в себя (но не ограничиваться):

1. Заявление на получение экологического разрешения на воздействие по установленной форме в электронном виде в орган, осуществляющий выдачу экологического разрешения на воздействие в соответствии с пунктом 3 статьи 120 настоящего Кодекса.

2. К заявлению на получение экологического разрешения на воздействие прилагаются:

1) в отношении намечаемой деятельности – проектная документация по строительству и (или) эксплуатации объектов I категории;

2) заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду либо заключение о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности, содержащее вывод об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду;

3) по видам деятельности, не подлежащим обязательной оценке воздействия на окружающую среду, – материалы экологической оценки по упрощенному порядку;

4) проект нормативов эмиссий;

5) проект программы управления отходами;

6) проект программы производственного экологического контроля;

7) проект плана мероприятий по охране окружающей среды на период действия экологического разрешения на воздействие;

Экологическое разрешение должно включать в себя:

- нормативы эмиссий в окружающую среду;
- лимиты (временного) накопления отходов.

Согласовать форму проведения общественных слушаний (открытое собрание/публичное обсуждение и т.д.) с уполномоченным органом

Провести все процедуры для проведения общественных слушаний включая но не ограничиваясь:

-составить и направить письмо-запрос на проведение общественных слушаний посредством Портала в местные исполнительные органы соответствующих административно-территориальных единиц,

Разместить за свой счет и своими силами объявление в СМИ о проведении общественных слушаний, а также фото объявлений о проведении общественных слушаний. Объявление в СМИ разместить не позднее чем за 20 дней до проведения общественных слушаний.

-после согласования места, даты и времени проведения общественных слушаний, направить в подведомственную организацию уполномоченного органа в области охраны окружающей среды посредством Портала:

- 1) пакет документов, выносимый на общественные слушания;
- 2) письмо-ответ о согласовании проведения общественных слушаний;
- 3) подтверждающий документ о своевременном размещении объявления о проведении общественных слушаний в периодическом печатном издании (газета);
- 4) подтверждающий документ о своевременном размещении объявления о проведении общественных слушаний не менее чем в одном теле- или радиоканале. Объявление в СМИ разместить не позднее чем за 20 дней до проведения общественных слушаний.

Фото объявлений о проведении общественных слушаний посредством открытых собраний, размещенных в местах, доступных для общественности, с угловым электронным штампом времени съемки.

Обеспечить участие заинтересованной общественности в общественных слушаниях.

Давать пояснения к полученным замечаниям и предложениям, в случае необходимости доработать проект за свой счет и своими силами.

Получить согласованный, подписанный Протокол общественных слушаний и своевременно приложить его к материалам государственной экологической экспертизы для согласования

В соответствии с Кодексом РК от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК «О недрах и недропользовании» провести необходимые экологические процедуры для получения экологического разрешения, для этого включить фактические объемы работ в вышеперечисленные проекты.

– Вся переписка и корреспонденция с контролирующими органами должна осуществляться с согласования Заказчика;

– Все изменения, дополнения и рекомендации должны вноситься в проект после согласования с Заказчиком.

6. Экспертная оценка и утверждение проектного документа

- Составление «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук» и Проекта ПредОВОС к нему - Согласование Проекта с Заказчиком.

- Проведение за свой счет общественных слушаний по защите проекта ПредОВОС;

- Согласование Проектов в контролирующих органах РК согласно действующему законодательству.

- Согласование Проекта с Независимыми Экспертами ЦКРиР РК (АО ИАЦНГ).

- Защита Проекта в ЦКРиР РК и сдача работы Заказчику.

8. Сроки выполнения работ: 90 рабочих дней с учетом всех согласований.

9. Количество экземпляров: Передача Заказчику 1 (один) экземпляр Проектов с графическими приложениями на бумажных носителях и в цифровом виде на CD.

**Главный геолог
ТОО «RAMCO Oil Shubar»**

Егоров И.Л.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ	11
2. ГЕОГРАФО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	13
3. ГЕОЛОГО – ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ.....	15
3.1. Обзор и результаты ранее проведённых работ на участке	15
3.2 Геофизические и геохимические исследования скважин	19
3.3 Лабораторные исследования по керну	20
4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЗВЕДОЧНОГО УЧАСТКА.....	1
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика.....	1
4.2. Тектоника.....	4
4.3. Нефтегазоносность	11
4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза	11
5. МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	15
5.1. Цели и задачи проектируемых работ	15
5.2. Порядок размещения скважин	16
5.3. Геологические условия проводки скважин	18
5.4. Характеристика промывочной жидкости.....	20
5.5 Обоснование типовой конструкции скважин	20
5.6 Оборудование устья скважин	21
5.7. КОМПЛЕКС ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	22
5.7.1. Отбор керна и шлама.....	22
5.7.2. Геофизические и геохимические исследования	23
5.7.3. Опробование, испытание перспективных горизонтов	25
5.7.4 Лабораторные исследования	28
6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ	30
7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	31
8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ	32
8.1 РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ЛИКВИДАЦИЮ СКВАЖИН	33
8.2 РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ЛИКВИДАЦИЮ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБУСТРОЙСТВА	35
8.3 РАСЧЕТ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ЗЕМЛИ	35
8.4 ОБЩАЯ СТОИМОСТЬ ЛИКВИДАЦИОННЫХ РАБОТ	35
9 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	37
9.1. ФАКТОРЫ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ	37
9.2. ОХРАНА НЕДР ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	38
9.3. Воздействия проектируемых работ на геологическую среду	41
9.4. Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду	42
10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	44
11. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	45
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	46

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 Географо - экономические условия	13
Таблица 3.1.1-Геолого - геофизическая изученность месторождения Шубаркудук	18
Таблица 3.3.1-Виды и объёмы лабораторных исследований выполненных, на месторождении Шубаркудук.....	20
Таблица 5.3.1-Проектный стратиграфический разрез поисковых скважин	17
Таблица 5.3.1 Геологические условия проводки скважин	18
Таблица 5.3.2 - Интервалы возможных осложнений.....	18
Таблица 5.4.1- Характеристика промывочной жидкости	20
Таблица 5.5.1-Рекомендуемая конструкция проектных скважин	21
Таблица 5.7.1.1. - Сведения по проектному отбору керна	23
Таблица 5.7.2.1 - Планируемый комплекс ГИС, ГТИ в проектируемых скважинах ..	25
Таблица 7.1 - Основные показатели проектируемых работ	31
Таблица 8.1.1 - Операционные работы при ликвидации одной скважины	33
Таблица 8.1.2 - Стоимость ликвидации одной скважины.....	34
Таблица 8.1.3 - Используемые материалы	34
Таблица 8.3.1 -Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	35
Таблица 8.4.1-Общая стоимость ликвидационных работ	36
Таблица 10.1-Календарный план бурения проектных скважин.....	44
Таблица 10.2-Ориентировочный расчет объема добычи газа в период опробования скважин	44
Таблица 11.1 - Укрупненный сметно-финансовый расчет стоимости всех видов и объемов ГРП.....	45

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 2.1-Обзорная карта района работ	14
Рис. 3.1 Фрагмент сетки сейсмических профилей	17
Рис.4.2.1 - Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской впадины	6
Рис.4.2.2 – Структурно – тектоническая схема месторождения Шубаркудук	7
Рис. 4.2.3- Палеосрезы куба когерентности: а – III ОГ, б – V ОГ	10
Рис.5.2.1 – Структурная карта по отражающему горизонту V (подошва нижней юры)	19

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	№ приложения	Кол-во листов	Масштаб	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
1	Обзорная карта	1	1	1:3 000 000	ДСП
2	Схема тектонического районирования надсолевого комплекса восточной прибортовой зоны	2	1	1:500 000	ДСП
3	Структурная карта по отражающему горизонту VI (кровля соли)	3	1	1:15 000	ДСП
4	Структурная карта по отражающему горизонту T1 (условный горизонт в нижнем триасе)	4	1	1:15 000	ДСП
5	Структурная карта по отражающему горизонту V(подошва юры)	5	1	1:15 000	ДСП
6	Структурная карта по отражающему горизонту III (подошва неокома)	6	1	1:15 000	ДСП
7	Глубинный сейсмический разрез CrossLine 403 (скв. SH-1)	7	1	Гор:1:15 000 Верт:1см-100м	не секретно
8	Глубинный сейсмический разрез InLine 215 (скв. SH-1)	8	1	Гор:1:15 000 Верт:1см-100м	не секретно
9	Глубинный сейсмический разрез CrossLine 50 (скв. SH-2)	9	1	Гор:1:15 000 Верт:1см-100м	не секретно
10	Глубинный сейсмический разрез InLine 191 (скв. SH-2)	10	1	Гор:1:15 000 Верт:1см-100м	не секретно
11	Глубинный сейсмический разрез CrLine 375 (скв. SH-3)	11	1	Гор:1:15 000 Верт:1см-100м	не секретно
12	Глубинный сейсмический разрез InLine 380 (скв. R3)	12	1	Гор:1:15 000 Верт:1см-100м	не секретно
13	Глубинный сейсмический разрез CrLine 200 (скв. SH-4)	13	1	Гор:1:15 000 Верт:1см-100м	не секретно
14	Глубинный сейсмический разрез InLine 240 (скв. SH-4)	13	1	Гор:1:15 000 Верт:1см-100м	не секретно
15	Глубинный сейсмический разрез CrLine 130 (скв. R5)	14	1	Гор:1:15 000 Верт:1см-100м	не секретно
16	Глубинный сейсмический разрез InLine 360 (скв. SH-5)	16	1	Гор:1:15 000 Верт:1см-100м	не секретно
17	Глубинный сейсмический разрез CrLine 260 (скв. SH-6)	17	1	Гор:1:15 000 Верт:1см-100м	не секретно
18	Глубинный сейсмический разрез InLine 236 (скв. SH-6)	18	1	Гор:1:15 000 Верт:1см-100м	не секретно
19	Геологический профиль по линии I-I	19	1	Гор:1:15 000 Верт:1см-50м	не секретно
20	Геологический профиль по линии II-II	20	1	Гор:1:15 000 Верт:1см-50м	не секретно
21	Литолого-стратиграфический разрез	21	1	1:1 000	не секретно

Всего 21 графических приложений на 21 листах.

Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов
на месторождении Шубаркудук

1. ВВЕДЕНИЕ

По административному делению месторождение Шубаркудук расположено в Темирском районе Актюбинской области Республики Казахстан.

Географически площадь находится в восточной бортовой части Прикаспийской впадины.

ТОО «RAMSO Oil Shubar» в соответствии с Контрактом за № 4383-УВС-МЭ от 26.11.2016 г. и Дополнением №2 к Контракту предоставлено право на разведку и добычу углеводородного сырья на месторождении Шубаркудук в Актюбинской области Республики Казахстан.

Площадь геологического отвода - 32,51 кв.км, глубина отвода - до подошвы надсолевых отложений.

Срок действия контракта 6 лет – до 26.11.2022г.

Дополнением №1 за № 4689-УВС-МЭ от 25.12.2018г. к Контракту № 4383-УВС-МЭ от 26.11.2016г. внесены изменения в Рабочую программу.

Дополнением №2 за № 4741-УВС-МЭ от 01.07.2019г. к Контракту № 4383-УВС-МЭ от 26.11.2016г. все права и обязанности по Контракту переходят от ТОО «КазИнРусс-трейдинг» к ТОО «RAMSO Oil Shubar» с момента подписания и регистрации в Компетентном органе Дополнения №2.

Поднятие Шубаркудук было выявлено геологической съемкой и сейсмическими исследованиями в 1930-1931 гг. Поисковое бурение начато в 1930 г, нефтяные залежи в пермотриасовых отложениях выявлены скважиной №10.

В результате дальнейшей разведки и разработки месторождения в 1963 г выполнен «Подсчет запасов нефти по месторождению Шубаркудук Темирского района Актюбинской области Казахской ССР» (7).

На Государственном балансе Республики Казахстан по пермотриасовому горизонту числятся запасы нефти категории С1 - геологические 1481,9 тыс.т/извлекаемые 78,8 тыс.т.

В 2016 г ТОО «АктюбНИГРИ» выполнен «Проект поисковых работ на месторождении Шубаркудук», где было предусмотрено проведение геохимической съемки, 3Д сейсмических работ, бурение 6 независимых скважин с проектными глубинами 400-500 м по результатам планируемых сейморазведочных работ 3Д (Протокол ЦКРР РК №70 от 22.04.2016 г, Письмо МЭ РК №№08-2-03-3478/И от 07.07.2016 г) (8).

Согласно календарному плану геологоразведочные работы планировались начать с 2016 г, но по ряду причин эти работы не начаты. По этой причине ТОО «КазИнРус-трейдинг» приняло решение внести изменение в ранее утвержденную программу геологоразведочных работ и подготовить новый проектный документ.

В 2018 году ТОО «Каспиан энеджи Ресерсч» выполнен «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук согласно контракта №4383-УВС-МЭ от 26.11.2016г», где предусмотрено:

- в 2020 году проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3Д в объеме 60 кв.км на месторождении Шубаркудук;

- в период 2018- 2021годы бурение 6 независимых поисковых скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 с проектными глубинами от 400 до 500 метров, проектным горизонтом – РТ (Протокол ЦКРР РК №2/3 от 5.10.2018г.) (9).

В 2021 году согласно «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук ...» ТОО «GEO ENERGY GROUP» (ГЕО ЭНЕРДЖИ ГРУПП) совместно с ТОО «Integra Trading Company» (Интегра Трейдинг Компани) проведены детальные сейсморазведочные работы по методу МОГТ 3Д с центрально-несимметричной системой наблюдения. Полевые работы были выполнены в период с 16 октября по 31 декабря 2021 года. Общий объем работ составил 43 кв.км. или 32,5 кв.км. полнократной съемки. Количество отработанных ПВ – 34469 (10).

В 2022 году ТОО «PGD Services» выполнена обработка и интерпретация полевых сейсмических материалов МОГТ 3Д. В результате интерпретации сейсморазведочных работ уточнено геологическое строение месторождения Шубаркудук и выполнены структурные построения по 4 отражающим горизонтам: VI- кровля соли; V – подошва нижней юры; T1 (предположительно триасового возраста Северного блока), III- подошва неокома (11).

Основанием для составления настоящего проекта послужили результаты сейсморазведочных работ МОГТ 3Д на рассматриваемой территории, геолого-геофизические данные и геолого - техническое задание, выданное ТОО «RAMSO Oil Shubar».

Настоящий отчет «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук» выполнен ТОО ТОО «SciRes» по договору № 09/21 от 07.12.2021 г. с ТОО «RAMSO Oil Shubar».

«Дополнение к Проекту разведочных работ ...» составлено в связи с необходимостью корректировки местоположения 6 проектных оценочных скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 с проектными глубинами от 400 до 500 метров, проектным горизонтом – РТ по результатам проведенных сейсморазведочных работ 3Д и переноса сроков бурения.

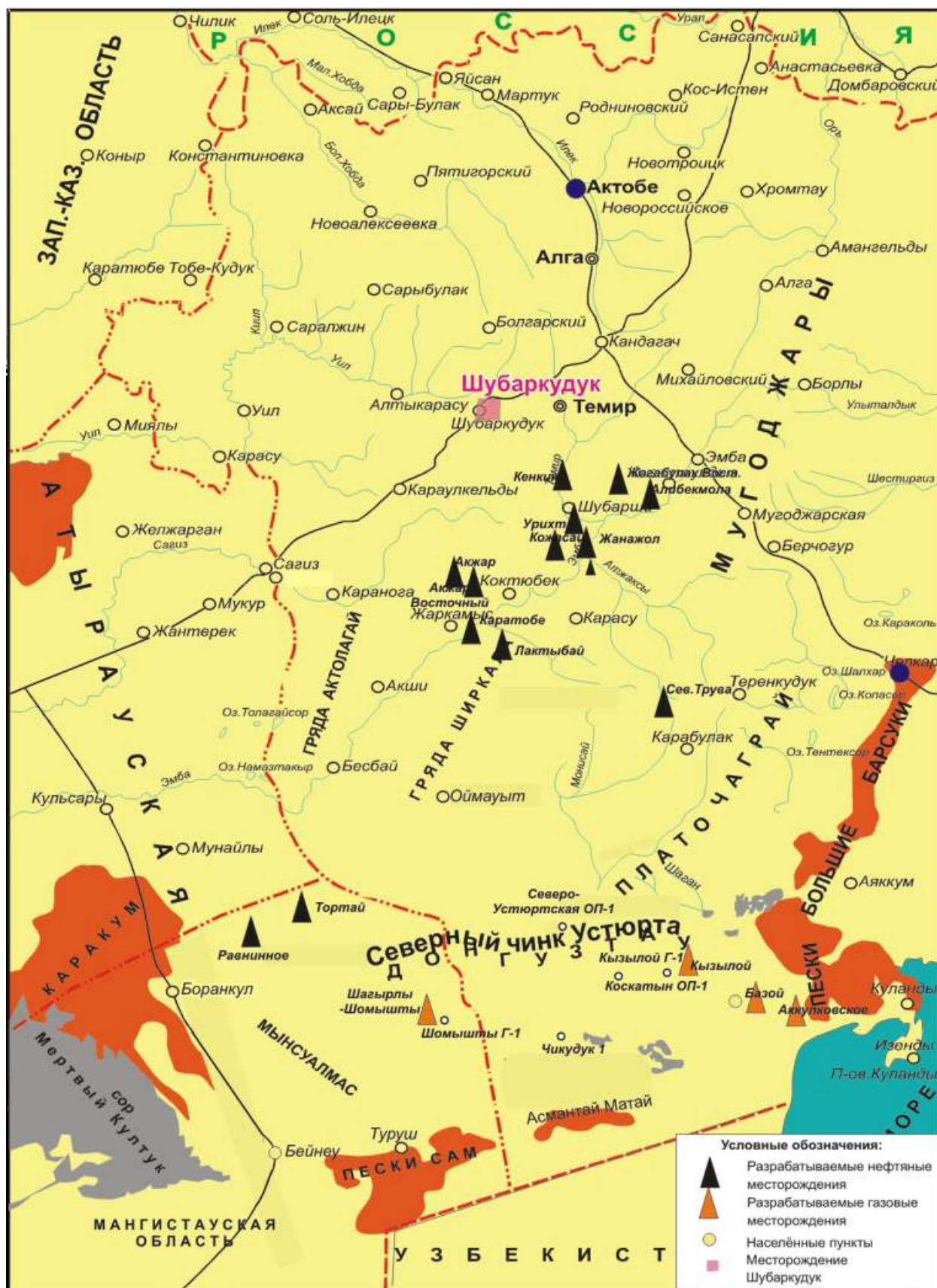
На каждую проектную скважину возлагаются следующие задачи: изучить геологическое строение каждого участка, уточнить перспективы вскрываемого разреза в отношении нефтегазоносности с целью прослеживания, оконтуривания залежи в отложениях пермотриаса.

При получении притоков УВ провести необходимые исследования ФЕС коллекторов для выполнения дальнейшей оценки запасов УВ.

2. ГЕОГРАФО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Таблица 2.1 Географо - экономические условия

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	в восточной бортовой части Прикаспийской впадины
2	Место базирования НГРЭ	Темирский район Актюбинской области
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Представляет собой равнину, пересечённую небольшими реками (главным образом пересыхающими), сухими руслами и оврагами
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Пресная вода привозная из ст. Жаксымай Техническая вода привозная
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	-
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	+ 40°С - 38°С
7	Количество осадков, мм	120-200
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Район характеризуется частыми ветрами северо – западного направления, северо-восточного направления, 6-7 м/с
9	Толщина снежного покрова и его распределение	Снежный покров не превышает 15 – 25 см, обычно он ложится в ноябре и сходит в марте.
10	Геокриологические условия	-
11	Продолжительность отопительного сезона	197 дней
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Растительность типичная для зоны сухих степей: типчак, ковыль, полынь и др.
13	Населенные пункты и расстояния до них	Районный центр ст. Шубаркудук
14	Ведущие отрасли народного хозяйства	животноводство и земледелие
15	Наличие материально-технических баз	ст.Жаксымай
16	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	По южной части участка Ащибулак проходит нефтепровод Кенкиак-Атырау
17	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	ДЭС
18	Виды связи	Спутниковая, радиостанция
19	Пути сообщения. Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Участок пересекает железная дорога Астана-Атырау
20	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	-
21	Условия перевозки вахт	-
22	Наличие зимников, срок их действия	-
23	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	Местный карьер



Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов
на месторождении Шубаркудук

3. ГЕОЛОГО – ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1. Обзор и результаты ранее проведённых работ на участке

На структуре Шубаркудук в разные годы различными организациями был выполнен комплекс работ, включающий геологическое картирование; гравиметрическую, газовую и геологическую съемки; сейсморазведочные работы и буровые работы.

Геологическое картирование

Район месторождения впервые был обследован в 1913 г при проведении геологического картирования в районе наружных выходов нефти на Кейкебас (А.И.Косыгин). Геологическое картирование в масштабе 1:42 000, проведенное в том же году на площади минимума (Н.К.Федотов), подтвердило наличие здесь структуры, которая была названа Шубаркудуком.

Целью картировочных работ являлось выяснение поверхностного геологического строения площади Шубаркудук. Работы проводились по обнажениям, а также при помощи шурфов и выработок. Кроме того, при проведении картировочных работ применялось ручное бурение.

На основании картировочных работ была построена геологическая карта, отображающая поверхностное строение структуры Шубаркудук.

Гравиметрическая съемка

На месторождении Шубаркудук гравиметрическая съемка проводилась три раза. Впервые в 1930 г при гравиметрической съемке (В.М.Озерецкий, С.П.Полетаев) в 3,5 км.к юго-востоку от Кейкебаса был обнаружен минимум силы тяжести. Затем в 1933 г площадь месторождения была охвачена гравиметрической съемкой масштаба 1:50000 (М.А.Голиков) и в 1936 г Шубаркудук и прилегающие площади были охвачены гравиметрической съемкой масштаба 1:100 000 (А.И.Храмой).

Газовая съемка

Газовая съемка проводилась дважды. В 1934 г на месторождении проведена опытная газовая съемка (Е.А.Гейликман) в восточной части купола, на нефтяной площади, разбуренной глубоким бурением. При оконтуривании зон с повышенным содержанием горючих газов за крайний предел была принята изогаса равная 0,0007%.

В 1936 г газовая съемка проводилась в западной части структуры с некоторым перекрытием восточной части съемки 1934 г. Съемка проводилась профилями. Профили располагались веерообразно вкrest простирания пород. Проведено 24 профиля.

Расстояние между профилями 500 м и между точками 200 м. Количество точек 410 и количество отобранных проб 793. В основу газовой съемки был положен отбор проб подпочвенного газа с глубины 2 м. Для получения более фундаментальных профилей на структуре было поставлено 6 профилей глубиной 6м и 2 профиля отбора проб с отстоем.

В точках глубоких профилей отбор проб газа проводился обычным путем с глубины 2 м, 4м, 6 м.

Пробы подпочвенного воздуха исследуемого района анализировались на приборе В.А.Соколова. Многочисленные анализы проб газа показали, что подпочвенный воздух, находящийся над залежами нефти и газа, всегда имеет повышенное содержание легкой и тяжелой фракций.

Среднее содержание горючей фракции подпочвенного газа промысловой площади равно 0.00035%, а всего района 0.00042%.

Геологическая съемка

В 1950 г месторождение Шубаркудук было охвачено площадной геологической съемкой масштаба 1:200000, проводившейся Эмбенской экспедицией ВАГТа (Б.П.Высоцкий, А.А.Звягельский, Р.Э.Переплетчиков, М.Н.Тарасова).

Сейсморазведочные работы

В 1930 и 1933 гг на Шубаркудук проведены сейсморазведочные работы МПВ (П.И.Каратыгин, 1930г.; С.Ф.Больших, 1933г). В результате этих работ была построена структурная карта по поверхности соляного ядра. Согласно сейсмическим исследованиям поднятие Шубаркудук представляет собой большую соляную антиклиналь, вытянутую с северо-востока на юго-запад.

В 1936 г проводятся сейсмические работы МОВ (Э.Ф.Страутынь).

В 1964 г был отработан региональный профиль ХХП, МОВ и КМПВ.

В 1965 г проводились сейсмические работы МНРП и МОВ на крыльях купола Шубаркудук. По результатам сейсмических работ первоочередным объектом было рекомендовано юго-восточное крыло купола.

В 1966 г на юго-восточном крыле купола был проведен дополнительный объем работ МРНП, что позволило доразведать данную структуру и рекомендовать ее под глубокое бурение.

В 1987-1989 гг Турланской геофизической экспедицией проведены поисковые сейсморазведочные работы МОГТ западнее Темирского карбонатного массива. Этими работами изучено строение подсолевых структур Ушбулак, Кенжалы, Шиели, Шубаркудук, Шиликты, Шиликты Сев., Жаманагаш.

По надсолевому комплексу выявлен целый ряд структур в пермотриасовых отложениях: Кызыл Акрап, Егенды, Кумкудук, Шагырлы, Шокпарсай, Алтынбек, Шубаржилян, Жаманагаш, Жаксымай, Кейкебас, Шубаркудук, Игибай и в отложениях юрского сейсмокомплекса: Кумкудук, Тогузба, Шокпар Северный.

В 1990-1992ггТурланской ГФЭ проведены сейсморазведочные работы МОГТ 2D.

В отчетный период были отработаны профили 9107260, 9107268, 9107278, 9107281 в пределах структуры Шубаркудук.

По результатам работ по теме «Отчет о результатах поисково-детальных работ МОГТ по надсолевым отложениям на площадях Жарлыоба, Кенжалы, Кумакжол, Кызылкудук, Адаленбек, Игибай, Жаманагаш востока Прикаспийской впадины за 1990-

92г.г.» (Гилязов Ф.А.) геологическое строение солянокупольной структуры Шубаркудук было уточнено.

Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов
на месторождении Шубаркудук

В 2021 году согласно «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук ...» ТОО «GEO ENERGY GROUP» (ГЕО ЭНЕРДЖИ ГРУПП) совместно с ТОО «Integra Trading Company» (Интегра Трэйдинг Компани) проведены детальные сейсморазведочные работы по методу МОГТ 3Д с центрально-несимметричной системой наблюдения. Полевые работы были выполнены в период с 16 октября по 31 декабря 2021 года. Общий объем работ составил 43 кв.км. или 32,5 кв.км. полнократной съемки. Количество отработанных ПВ – 34469 (10).

Разбивка профилей сейсморазведочных работ с применением источника малой мощности на территории месторождения Шубаркудук, согласно выбранной методике, осуществлялась по следующей схеме. Расстояния между пунктами приема составили – 25 м., между точками взрыва – 25 м., между линиями приема расстояние составило – 100 м., между линиями взрыва – 50 м. На рисунке 3.1 показан фрагмент сетки сейсмических профилей.

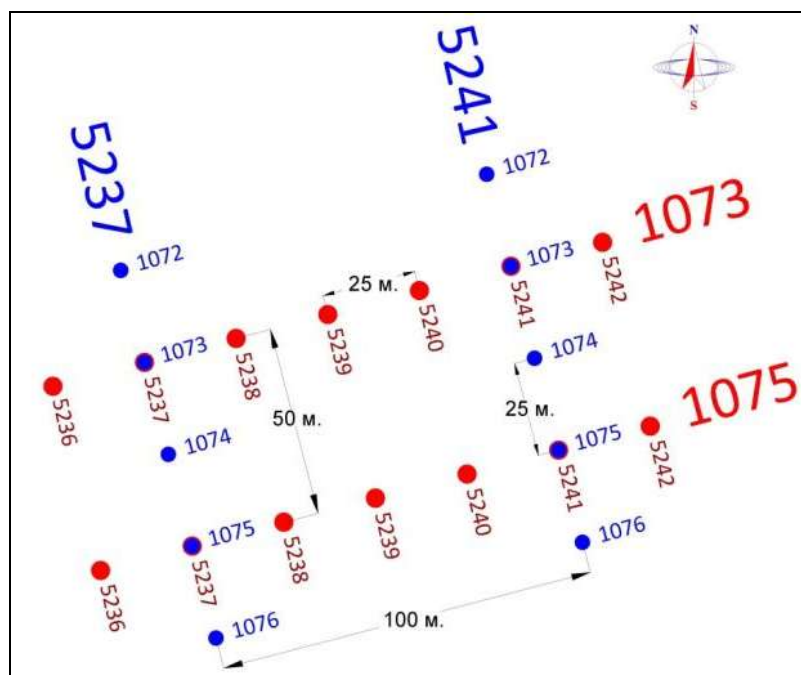


Рис. 3.1 Фрагмент сетки сейсмических профилей

В 2022 году ТОО «PGD Services» выполнена обработка и интерпретация полевых сейсмических материалов МОГТ 3Д.

В результате интерпретации сейсморазведочных работ уточнено геологическое строение месторождения Шубаркудук и выполнены структурные построения по 5 отражающим горизонтам: VI- кровля соли; V – подошва нижней юры; III- подошва неокома (11).

В таблице 3.1.1 представлена хронология геолого-геофизической изученности месторождения Шубаркудук.

Таблица 3.1.1-Геолого - геофизическая изученность месторождения Шубаркудук

№ №	Автор, название отчета, организация, производившие исследования и год издания отчёта	Вид исследования	Основные результаты исследований
1	2	3	4
Сейсморазведка			
1.	Федоров С.К., Отчет о результатах региональных работ КМПВ, МОВ в пределах восточной части Прикаспийской впадины, Фонды ТГФЭ, 1974 г.	КМПВ, МОВ	Построены структурные карты по отражающим горизонтам подсолевого комплекса
2.	Арзютов В.И. , Результаты региональных сейсморазведочных работ МОГТ в восточной части Прикаспийской впадины за 1984-1985 г.г., г. Актюбинск, 1986 г.	МОГТ	Уточнение геологического строения карбонатных отложений в пределах восточного и юго-восточного борта Прикаспийской впадины
3.	Арзютов В.И. , Результаты региональных сейсморазведочных работ МОГТ в восточной части Прикаспийской впадины, г. Актюбинск, 1988 г.	МОГТ	
4.	Пилифисов В.М. , Отчет о результатах поисковых сейсморазведочных работ МОГТ на площади юго-восточного борта Прикаспийской впадины за 1986-1988 г.г., Фонды ТГФЭ, 1988 г.	МОГТ	
5.	Гилязов Ф.А., Кудайкулов Х.К. , Отчет о результатах поисковых работ МОГТ и ОГП МПВ на площади Восточно – Прикаспийского фонда фундамента востока Прикаспийской впадины за 1987-1989 г.г.Фонды ТГФЭ, 1989г.	МОГТ, ОГП МПВ	
6.	Гилязов Ф.А., Зеликман Т.В. , Результаты поисковых сейсморазведочных работ МОГТ и ОГП МПВ на площади Восточно – Прикаспийского свода фундамента и региональных сейсморазведочных работ МОГТ на востоке Прикаспийской впадины за 1988-1990 г.г., Фонды ТГФЭ, 1991г.	МОГТ, КМПВ	
7.	Гилязов Ф.А. Результаты поисковых сейсморазведочных работ МОГТ и ОГП МПВ на площади Ащикольского поднятия фундамента Прикаспийской впадины за 1989-1991 г.г. С/П 8/89-91, Ащикольская партия, г. Гурьев, 1991 г.	МОГТ, ОГП МПВ	Построены структурные карты по основным отражающим горизонтам
8.	Гилязов Ф.А., Зеликман Т.В. , Результаты поисково – детальных работ МОГТ по надсолевым и подсолевым отложениям на площади подсолевых структур Шиликтинская и Жаксымай за 1991-1992 годы по надсолевым отложениям на площадях Жарлыоба, Кенжалы, Кумакжол, Кызылкудук, Адаленбек, Игибай востока Прикаспийской впадины за 1990-1992 годы. С/П 7/91-92 и 7/90-92. пос.Ново-Турланский, 1992г.	МОГТ	Построены структурные карты по отражающим горизонтам III, V, T, D, VI, P ₃ , P ₂ ¹ , P ₁ .
9.	«Технический отчет по выполнению полевых сейсморазведочных работ 3Д с применением источника малой мощности на территории месторождения «Шубаркудук» в Актюбинской области», ТОО «GEO ENERGY GROUP» (ГЕО ЭНЕРДЖИ ГРУПП) совместно с ТОО «Integra Trading Company» (Интегра Трейдинг Компани), 2021г	МОГТ 3Д	уточнено геологическое строение месторождения и выполнены структурные построения по 3 отражающим горизонтам

3.2 Геофизические и геохимические исследования скважин

В 1930 году на месторождении Шубаркудук начато глубокое бурение, благодаря которому были выявлены промышленные запасы в пермотриасовых отложениях. Всего пробурено 156 скважин, из них 64 разведочных и 92 эксплуатационных скважин.

При бурении поисковых скважин месторождения Шубаркудук вскрытие разреза производилось на пресном и слабо минерализованном глинистом растворе, на этом же растворе выполнялись каротажные работы.

В процессе бурения скважин выполнены следующие промыслово – геофизические исследования: стандартный электрокаротаж (зондами В₈₀А₅М, В₅А₃₀М, М₂₅А₅В), экспериментальное боковое зондирование градиент – зондами и потенциал – зондами, замер диаметра скважин, определение высоты цемента с помощью термометра, замер кривизны скважин, определение притока и затрубной циркуляции жидкости с помощью термометра и гамма – каротажа 16-ти скважинах.

Перечисленный выше комплекс исследований проведен не во всех скважинах.

В основном, электрометрические исследования проводились каким – либо одним из зондов: В₈₀А₅М – потенциал-зонд, В₅А₃₀М-кровельный градиент – зонд, М₃₅А₅В – подошвенный градиент – зонд.

Электрокаротаж проведен в 144 скважинах, что составляет порядка 90% фонда пробуренных скважин.

Полное боковое каротажное зондирование (БКЗ) проведено, как экспериментальное в 8 скважинах.

Скважинами глубокого бурения на месторождении Шубаркудук вскрыты отложения кунгура, пермотриаса, юры и нижнего мела.

Отложения кунгурского яруса представлены каменной солью, на диаграммах электрического каротажа отложения отмечаются высокими сопротивлениями, кривые ПС неопределенного характера.

Отложения пермотриаса в литологическом отношении представлены чередующейся тощей песков, песчаников и глин, кривые кажущегося сопротивления, в этих отложениях, дифференцированы хорошо.

Для плотных песчаников и нефтеносных песков характерны высокие сопротивления.

Кажущееся удельное сопротивление пород изменяется от 0,5ом*м до 120 ом*м, нефтеносные породы изменяются от 2,5ом*м до 117 ом*м. Кривые ПС дифференцированные. В зависимости от соотношения соленостей пластовых вод и бурового раствора, кривые ПС встречаются как «прямые», так и обращённые в большинстве случаев – «прямые».

Нижнеюрские отложения представлены в основном песчаниками, кривые ПС и КС довольно хорошо дифференцированы. Кажущееся удельное сопротивление изменяется от 0,8ом*м до 200ом*м.

Среднеюрские отложения представлены в основном более глинистыми породами, чем нижнеюрские интенсивность гамма – излучения на кривых ГК

против отложений средней юры резко возрастает. Кажущееся удельное сопротивление изменяется от 1ом*м до 55ом*м, высоким сопротивлением 20-55ом*м соответствует пласты мощностью от 3 до 5 метров, прослеживающийся в верхней части отложений, кривые ПС в большинстве в своем дифференцированные.

Верхнеюрские отложения на месторождении Шубаркудук вскрыты небольшой мощности до 5метров. По каротажным данным проследить отложения верхней юры не представляется возможным.

В нижнемеловых отложениях преобладают глинистые разности, на кривых ГК наблюдается повышенная интенсивность гамма – излучения по сравнению с нижележащими отложениями средней юры. Кривые КС имеют более сглаженный вид за исключением тонких прослоев песчаника высокого сопротивления.

Аптским отложениям характерны высокие сопротивления до 20 ом*м и более. На кривых ПС отличается небольшое понижение потенциала собственной поляризации по сравнению с нижнемеловыми отложениями. На кривых ГК против отложений апта отслеживается понижение интенсивности гамма - излучения.

3.3 Лабораторные исследования по керну

В таблице 3.3.1 приведены виды и объёмы выполненных лабораторных исследований на месторождении Шубаркудук.

Таблица 3.3.1-Виды и объёмы лабораторных исследований выполненных, на месторождении Шубаркудук

№ п/п	Наименование исследования, анализа	единица измерения	Количество образцов, проб	Организация, выполнявшая анализы
I	<i>Лабораторные анализы керна</i>			
1	Описание керна	м	92,4	ЦНИЛ Объединения «Казахстаннефть»
2	Пористость	обр	43	
3	Проницаемость	обр	15	
4	Фракционный состав	обр	41	
5	Карбонатность	обр	40	
II	<i>Анализы флюидов</i>			
1	Свойства нефти поверхностные	проба	167	
2	Свойства нефти пластовые	проба	167	
3	Свойства растворённого газа	проба	2	
III	Пластовая вода	проба	91	

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЗВЕДОЧНОГО УЧАСТКА

4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика

В разрезе рассматриваемого участка пробуренными скважинами вскрыты отложения от верхнепермских до четвертичных включительно (граф.прил.18-20).

В строении месторождения Шубаркудук принимают участие отложения от кунгурских до четвертичных включительно.

Пермская система - Р

Пермские отложения представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел - Р1

Кунгурский ярус - Р1к

Отложения кунгурского яруса представлены белой и серой каменной крупнокристаллической солью с редкими прослоями гипсов. Вверху мощной соляной толщи залегает прослой мощностью от 5 до 15 м темно-серого мелкокристаллического плотного гипса, выше которого местами прослеживается прослой до 13 м мощности черной песчаной глины с кремневой галькой, с прослоями песка и гипса. Вскрытая мощность гидрохимической толщи кунгура (скв. №4) равна 1682м.

Верхний отдел - Р2

Породы верхней перми расчленяются на уфимский, казанский и татарский ярусы.

Уфимский ярус представлен сульфатно-терригенными толщами, сложенными преимущественно ангидритами белыми и розовато-белыми, в различной степени глинистыми, песчаниками, алевролитами и соленосными толщами. Мощность уфимского яруса составляет 120-284 м.

Казанский ярус представлен известковыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами и ангидритами с редкими прослоями маломощных известняков. Нижняя часть казанского яруса выделена в калиновскую свиту, которая на северном борту впадины сложена карбонатными отложениями мощностью до 200 м. В относительно глубоководной части калиновского бассейна также предполагается широкое развитие локальных карбонатных построек в низах калиновской свиты. Мощность казанского яруса в скважине Шубаркудук Г-2 составляет 825 м.

В толще **татарского яруса** выделяются нижнетатарский и верхнетатарский подъярусы. Нижнетатарский подъярус представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами, обогащенными ангидритом, с прослоями гравелитов и известняков. Мощность его достигает 1100 м.

Верхнетатарский подъярус также сложен песчано-глинистыми отложениями, которые по преобладанию в разрезе тех или иных литологических разностей могут быть подразделены на две толщи – песчано-глинистую и глинистую. Мощность подъяруса достигает 850 м. В скважине 2 Шубаркудук мощность всего татарского яруса составляет 1134 м.

Пермтриас - РТ

В основании толщи залегает пачка зеленовато-серых мелкозернистых песков и песчаников, чередующихся с черными глинами и с глинами такого же цвета как пески и песчаники. Мощность пачки 60-75 м. Выше залегает пачка зеленовато-серых мелкозернистых песков с редкими прослоями глин и включениями мелкой гальки, которая содержит основные продуктивные горизонты месторождения. Мощность этой пачки 50-75 м.

Верхняя часть разреза представлена красноцветными, реже зелеными глинами с прослоями красных глин и зеленовато-серых или буроватых мелкозернистых песков и песчаников. Мощность пестроцветной свиты достигает 225м. Минимальная мощность пермотриасовых отложений наблюдается в сводовой части купола Шубаркудук – от 44 до 110м (скв. №№110, 340 и др.). На крыльях мощность сильно возрастает за счет пестроцветной свиты. Максимальная вскрытая мощность на южном крыле в скважине №24 составляет 743 м.

Колебания мощности пермотриасовых отложений и отсутствие в сводовой части осадков глинистой пестроцветной свиты указывает на резкое стратиграфическое несогласие между пермотриасом и вышележащими юрскими отложениями.

Юрская система - J

Юрская система представлена всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел – J1

Нижнеюрские отложения несогласно перекрывают пермотриасовые отложения.

Литологически представлены светло-серыми и серыми песками с редкими прослоями серых глин и включениями и прослоями кремневой и кварцевой гальки. Изредка встречаются прослои углей мощностью до 0,5м. Нижнеюрские пески часто водоносны.

Мощность нижнеюрских отложений составляет 55-60м.

Средний отдел – J2

Среднеюрские отложения состоят из коричневатого-серых, темно-серых и голубовато-серых плотных песчаных глин с прослойками серых и зеленовато-серых мелкозернистых песков и редкими прослоями серых плотных песчаников. Иногда встречается глина углисто-черная, мягкая, песчаная, тонкослоистая с включениями__ пирита и углистых остатков. В верхней половине содержатся прослои бурых углей мощностью 1-2 м. Мощность среднеюрских отложений 85-250м.

Верхний отдел – J3

На большей части месторождения эти отложения размыты. В сводовой части купола Шубаркудук они представлены голубовато-серыми плотными известковистыми глинами с тонкими прослоями зеленовато-серых глинистых песков и обильными включениями гальки и фосфоритовых желваков. Мощность до 6 м. На электрокаротажных диаграммах верхнеюрские отложения представлены

высокими сопротивлениями и четко прослеживаются на всех электрокаротажных диаграммах. Средняя мощность их составляет в среднем 6м. В верхнеюрских отложениях появляется микрофауна, представленная следующими видами фораминифер: *Cristellaria* sp., *Marginulina* glabra, *Cristellaria* Costataembaensis, *Cristellaria* lepidaschwager, *Cristellaria* haemeri Reuss

Меловая система – К

Нижний мел – К1

Неоком – К1ne

На размытой поверхности юрских отложений без видимого углового несогласия залегают отложения неокома. Несогласие проявляется, в основном, в сводовой части купола.

В пределах изученной площади распространены отложения нижнего неокома, как на северном, так и южном крыльях месторождения Шубаркудук.

Нижний неоком в нижней части представлен зеленовато-серыми и голубовато-серыми гипсоносными песчаными, иногда пластичными, глинами с прослоями и прослойками зеленовато-серого мелко- и тонкозернистого глинистого слюдистого песчаника. В верхней части отложения нижнего неокома выражены песками зеленовато-серыми, реже желтыми и серыми, мелко- и тонкозернистыми, рыхлыми, слюдистыми с прослоями серого и желто-бурого мелкозернистого слюдистого песчаника и зеленовато-серой, местами черной плотной жирной глины.

В зеленых глинах нижнегонеокома встречены единичные экземпляры следующей микрофауны: *Globulina* lacrima Reuss, *Lingulina* aetredivera, *Nodosaria* sp. Мощность отложений нижнего неокома 50-80 м.

Отложения верхнего неокома представлены в нижней части толщей серых и голубовато-серых песков, переслаивающихся с глинами светло-серыми, песчанистыми и крепкими песчаниками. Верхняя часть отложений выражена красными и зелеными глинами.

На электрокаротажных диаграммах отложения верхнего неокома хорошо прослеживаются и выражены высокими сопротивлениями.

Средняя мощность отложений верхнегонеокома около 60м.

Аптский ярус – К1a

Отложения апта имеют большую площадь распространения. Они слагают с поверхности северное крыло, западную часть структуры. На южном крыле они контактируют с неокомскими породами и выполняют небольшой грабеноподобный участок.

На несогласие между аптом и неокомом указывает залегающий на границе между ними полуметровый прослой песка буровато-серого, кварцевого, грубозернистого с прослоями и включениями плит и обломков песчаника бурого, железистого, крупнозернистого. Выше залегает характерная глина темно-серая, местами почти черная, песчаная, плотная, гипсоносная, с редкими прослоями серовато-желтого и серого

тонкозернистого слюдистого песка, часто глауконитового, серого и зеленовато-серого пиритизированного песчаника и бурого угля.

Для апта характерны тонкие и тончайшие прослойки пепельно-серого, зеленоватого и охристого тонкозернистого глинистого слюдистого песка. Встречаются прослои бурого железистого песчаника и включения глинистого бурого железняка. В подошве апта – песок с мелкой кварцевой галькой.

Микрофауна, характеризующая отложения апта, следующая: *Ammodiscus* sp., *Spiroplectomminas* sp., *Haplophragmoides* sp.

Мощность апта в среднем составляет 50-60 м.

Альбский ярус – K1a1

Отложения альба на северном и южном крыльях слагают периферийные участки, на западном - они выполняют с поверхности прогиб между аптскими отложениями западного и северного крыльев.

Литологически альбские отложения представлены переслаиванием голубовато - серой, темно-серой песчаной глины с песком серовато-желтым, охристо-желтым и желто-зеленоватым, мелкозернистым, рыхлым, слюдистым. Вверху преобладают светло-серые мелкозернистые пески.

Мощность отложений 30-40 м.

Верхний мел – K2

Сеноманский ярус - K2s

Между альбом и сеноманом нет резкого перехода и граница между ними проведена условно. Сеноман представлен рыхлыми желтыми, серыми и охристыми среднезернистыми и мелкозернистыми слюдистыми косослоистыми песками с редкими прослоями голубовато-серых песчаных глин и бурых железистых песчаников. В кровле сеномана встречаются темно-серые глины. Мощность сеноманских отложений не установлена.

Четвертичные отложения – Q

Четвертичные отложения развиты на пологих склонах, по балкам, в долине Уила и достигают мощности 5 м. Выражены, в основном, желто-бурыми рыхлыми разномзернистыми песками с прослоями желтых глин и суглинков.

4.2. Тектоника

По тектоническому районированию исследуемый район располагается в юго-восточной части Астраханско-Актюбинской системы выступов фундамента.

Месторождение Шубаркудук представляет собой солянокупольную структуру почти широтного простирания, вытянутую с юго-запада на северо-восток. Соляной купол Шубаркудука перешейками соединяется на северо-востоке с соляным ядром Калмак-Кырган, а на юго-западе – с Чиили. Поверхность соляного ядра залегает на глубинах 350 м, круто погружаясь на север и юг под углом 45-50°. Наиболее высокой части соляного штока соответствует выход на поверхность юрских отложений (рис.4.2.1.).

Надсолевые отложения разбиты двумя основными сбросами f1 и f2.

Сброс f1 имеет меридиональное простирание. В северном и южном направлении он затухает. По линии этого сброса неокомские отложения восточной части купола контактируют с породами аптского яруса западной опущенной части (или западное крыло), протягивающимися в юго-западном направлении к куполу Чиили. В южном и северном направлениях вследствие погружения пород появляются альбские слои, которые далее на север опять сменяются аптом. Амплитуда сброса свыше 40 м.

Сбросом f2 восточная часть купола разделяется на северное и южное крылья. Сброс f2 имеет простирание с юга-запада на северо-восток. Амплитуда сброса доходит до 130м.

Северное крыло является опущенным по отношению к южному. С поверхности крыло сложено аптскими отложениями, очень полого падающими на север и сливающимися с аптом куполов Кейкебас и Калмык-Карган. На северном крыле отложения апта, неокома и юры залегают почти горизонтально и пластуются согласно.

Северное крыло поперечным сбросом f3 разделяется на два поля: западное и восточное. Приподнятым полем является восточное. Сброс падает на запад под углом 45- 55°. Амплитуда сброса по подошве нижней юры 35м. Промышленная нефтеносность здесь установлена в отложениях пермотриаса и представлена в виде небольших линз.

Рис.4.2.1 - Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской впадины

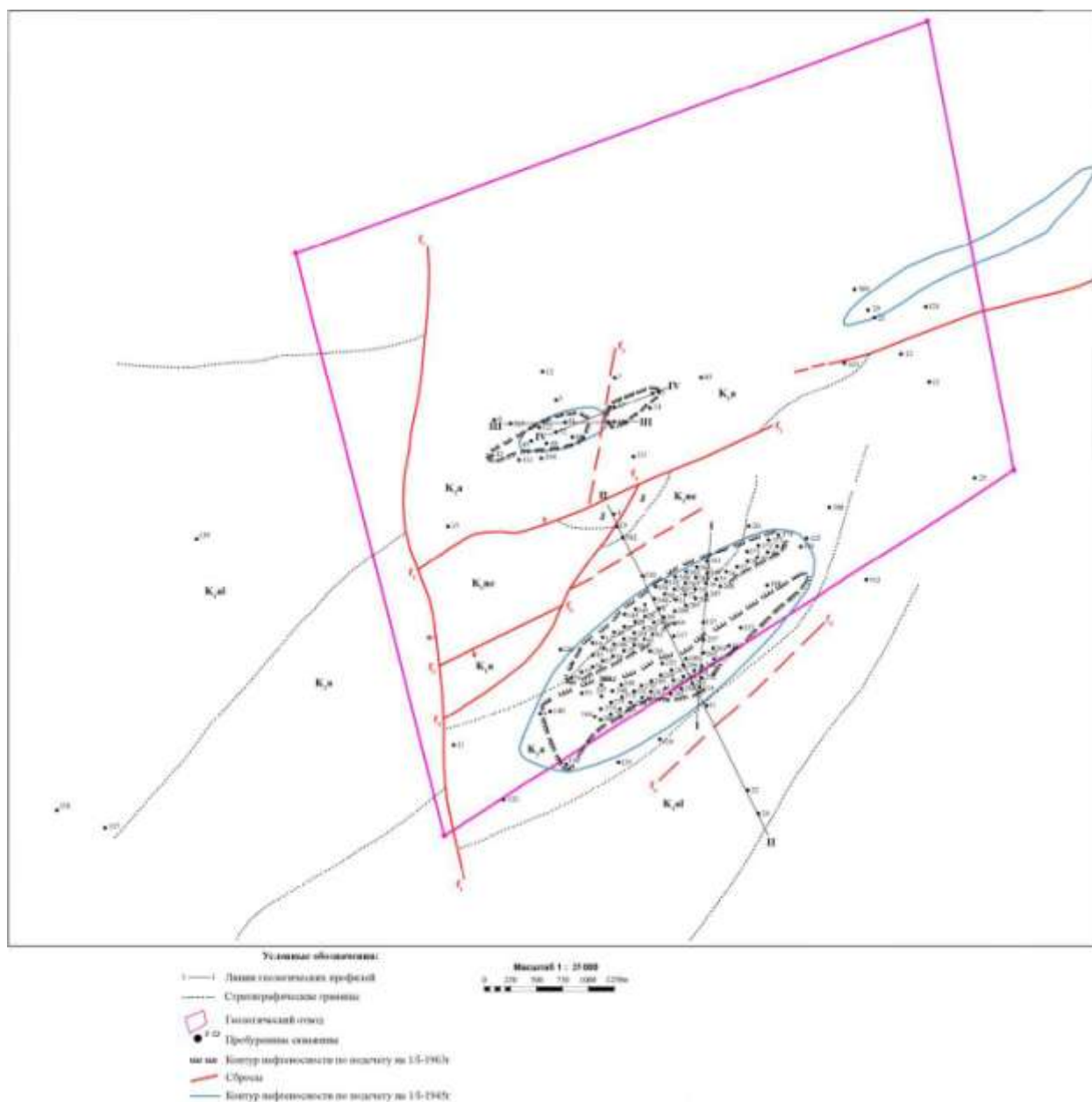


Рис.4.2.2 – Структурно – тектоническая схема месторождения Шубаркудук

Южное крыло приурочено к южному склону соляного ядра и является приподнятым по отношению к северному. В сводовой части южное крыло сложено юрскими отложениями, последовательно сменяющимися в южном и юго-восточном направлениях неокомом, аптом, альбомом и сеноманом. Простираение пород южного крыла СВ-ЮЗ с падением на юго-восток под углом 3-4°.

Неокомское поле южного крыла осложнено двумя небольшими сбросами f4 и f5, образующими клинообразный грабен, сложенный аптскими породами. Эти сбросы установлены по материалам крелиусного бурения. Сброс f4 протягивается от юрского поля в юго-западном направлении до меридионального сброса f1. Амплитуда сброса возрастает от 10 м на северо-востоке до 70 м в юго-западном направлении.

Сброс f5 со сбросом f2 образуют горст, сложенный с поверхности отложениями юры и неокома. Амплитуда его 30м, простираение СВ-ЮЗ. Пермотриасовые отложения на южном крыле имеют угол падения 30°.

Мезозойские отложения ложатся на пермотриасовые с несогласием. Структура по неокомским отложениям представлена в виде моноклинали с падением пород к юго-востоку.

Структура по пермотриасовым отложениям представляет собой два самостоятельных поднятия (северное и южное), разобщенные между собой сбросом. Амплитуда сброса по подошве нижней юры 15-20м. Нефтеносными являются отложения пермотриаса, как на северном, так и на южном поднятиях южного крыла

В 1987-1989 годах Турланской ГФЭ проведены сейсморазведочные работы МОГТ и ОГП МПВ.

По результатам работ по теме «Отчет о результатах поисковых работ МОГТ и ОГП МПВ на площади Восточно-Прикаспийского свода фундамента востока Прикаспийской впадины за 1987-1989 гг» (Гилязов Ф.А.) изучено геологическое строение осадочного чехла восточной прибортовой части Прикаспийской впадины.

В результате работ по месторождению Шубаркудук по интерпретации геолого-геофизических материалов выполнены структурные построения по отражающим горизонтам, характеризующих в основном геологическое строение отложений мезозоя по отражающим горизонтам: **III, V, T1 и VI** (граф. приложения 3-6).

Для контроля трассирования тектонических нарушений был рассчитан куб когерентности. На рисунке 4.2.3 приведены палеосрезы куба когерентности по III и V отражающим горизонтам с корреляцией нарушений.

Ниже по тексту даётся краткое описание геологического строения месторождения Шубаркудук по указанным отражающим горизонтам.

Структурная карта по **III** отражающему горизонту освещает геологическое строение подошвы неокомских (кровля юрских) отложений (граф. приложение 3). В структурном отношении по меловым отложениям в сводовой части соляного купола Шубаркудук отмечается серия субширотных разрывных нарушений, которые разделяют эти отложения на множество блоков, а в центральной части площади исследований отмечается выклинивание этих отложений. В северо-западной части рассматриваемой территории выделяется разрывное нарушение преимущественно также северо-западного направления, а в юго-западной части месторождения по меловым отложениям отмечается конусообразный грабен, вытянутый в северо-восточном направлении.

Структурная карта по **V** отражающему горизонту характеризует геологическое строение подошвы юрских отложений (граф. приложение 4). По данным отложениям в сводовой части соляного купола выделяется серия грабенов преимущественно субширотного направления, геологическое строение которых не всегда представляется изучить ввиду сильной их

раздробленности в условиях соляно-купольной тектоники и эти зоны, как правило, характеризуются отсутствием уверенной корреляции этого отражающего горизонта.

Наибольший интерес на нефть и газ на данном месторождении представляют отложения предположительно нижнетриасового возраста, которые осложняют северную и южную части соляного купола Шубаркудук (условно Северный и Южный блоки) и в которых бурением установлены залежи углеводородов (собственно – месторождение). Геологическое строение триасовых отложений в данном проекте отображают условные отражающие горизонты **T1** (условно - Северный блок). В рамках данного проекта наиболее уверенно в пределах Северного блока в волновом поле выделен отражающий горизонт **T1**. В тоже время в пределах Южного блока наблюдается хаотичное (спорадическое) волновое поле, не поддающееся корреляции по площади.

Северный блок данного месторождения по триасовым отложениям воздымается в южном направлении и его размеры на юге ограничены линией контакта с соленосными отложениями кунгурского возраста. В сводовой части Северного блока месторождения вдоль линии контакта триасовых отложений с соленосными образованиями кунгурского яруса отмечается серия локальных поднятий. Все эти локальные поднятия представляют определённую перспективу на нефть и газ и на них рекомендовано заложение поисковых скважин.

Геологическое строение соленосных отложений кунгурского яруса характеризует отражающий горизонт **VI**. Непосредственно в пределах рассматриваемой территории ввиду ограниченности сейсмических данных показан лишь фрагмент соляного купола Шубаркудук, свод которого ограничен изогипсой 400 м и вытянут в субширотном направлении. Северное крыло этого соляного купола круто погружается в северном направлении, а его южное крыло более пологое и погружается в юго-восточном направлении (граф. приложение 4).

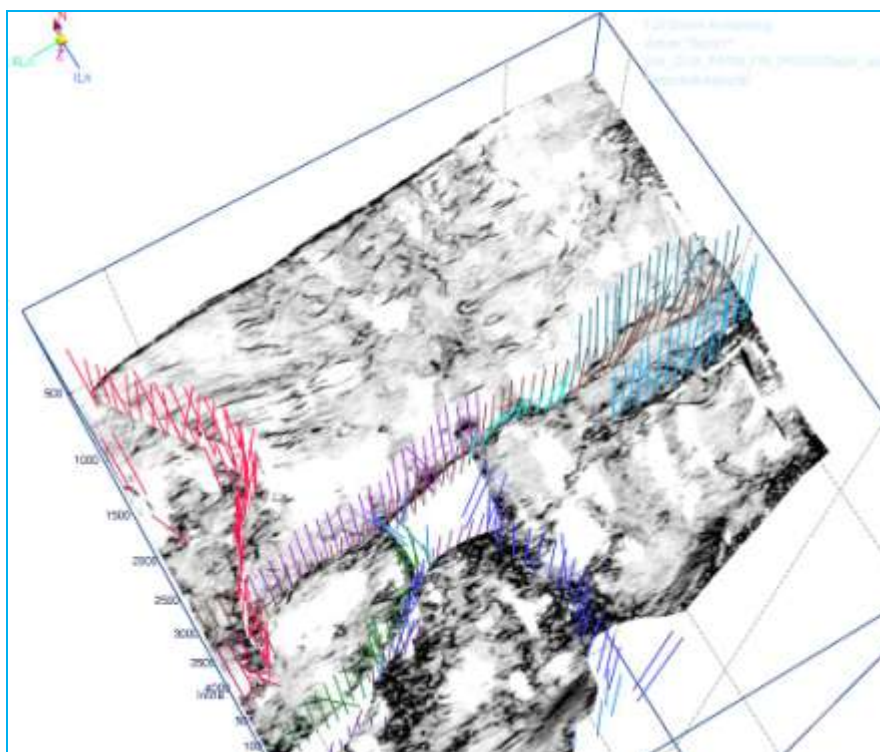
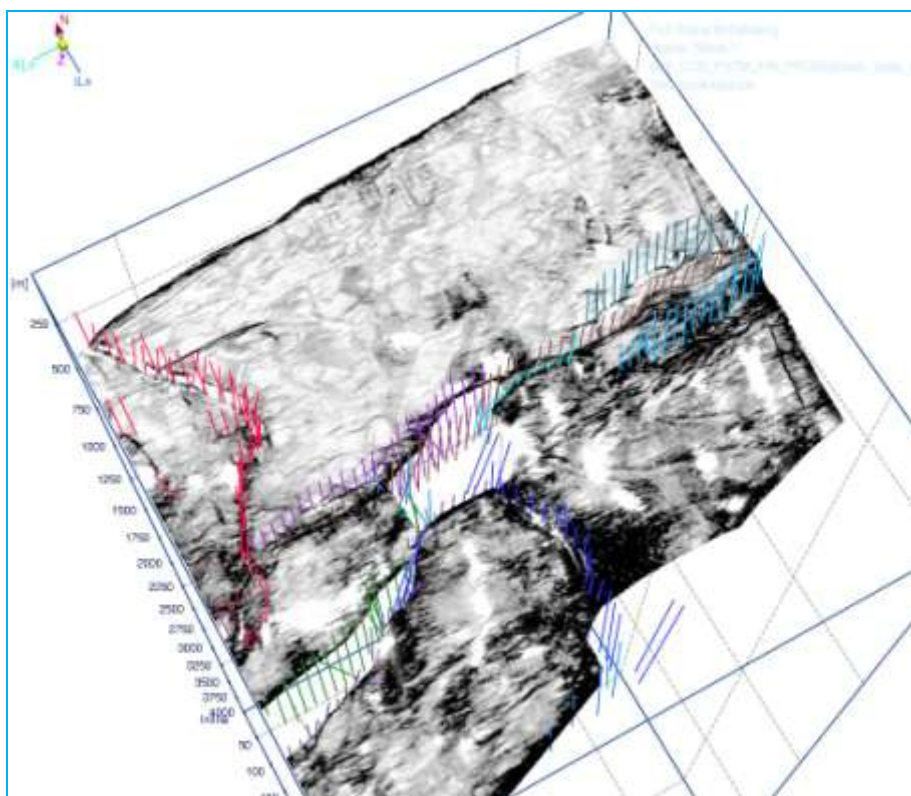


Рис. 4.2.3- Палеосрезы куба когерентности: а – III ОГ, б – V ОГ

4.3. Нефтегазоносность

Поисковое бурение начато в 1930 г. Месторождение открыто в 1931 г. скважиной 10.

Приурочено к солянокупольной структуре. По продуктивной толще пермотриаса представлено двумя брахиантиклиналями, разделенными субширотным нарушением амплитудой 15-20 м. Нефтеносны нерасчлененные отложения пермотриаса на северном и южном поднятиях на глубине 375 м. Нефтяная залежь по типу относится к пластовой, сводовой, с ярко выраженными элементами литологического экранирования. В целом залежь имеет сложную форму из-за зонального распределения коллекторов. При общей толщине 50 м, эффективная нефтенасыщенная толщина слабо сцементированных песчаников составляет 5,8 м. Пористость их не превышает 27%, проницаемость 0,27 мкм², коэффициент нефтенасыщенности 0,7.

Начальное пластовое давление 3,5 Мпа, сведения о пластовой температуре отсутствуют. Дебиты нефти 6,6 м³/сут. Нефть плотностью 910 кг/м³ содержит серы 0,6%, парафина 1,5%, смол и асфальтенов 53,1%.

4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

На площадях восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины, на основании ранее проведенных исследований, выделяются водоносные горизонты, комплексы, локально-водоносные горизонты и водоупорные толщи в различных отложениях от четвертичного до каменноугольного возрастов.

Водоносный верхнечетвертичный-современный аллювиальный горизонт (а Q_{III-IV}).

Водоносный горизонт приурочен к аллювиальным отложениям поймы, первой и второй надпойменных террас. Водоносный горизонт имеет гидравлическую связь с подземными водами водоносного альбского комплекса. Дебиты скважин, вскрывших верхнечетвертичные-современные аллювиальные отложения, колеблются от 0,3 до 10,0 л³/с. Минерализация подземных вод изменяется от 0,12 до 0,2 г/л по правобережью р.Эмба и от 1 до 3 г/л и более – по левобережью р.Эмба и в долине р.Атжаксы. Пресные подземные воды данного водоносного горизонта служат источником водоснабжения посёлков, расположенных в долинах рек Эмба и Темир.

Водоносный ниже-среднечетвертичный аллювиальный горизонт (а Q_{I-II}).

Водоносный горизонт приурочен к аллювиальным отложениям третьей надпойменной террасы и к эоловым пескам, слагающим песчаный массив Кокжиде. Водоупором для горизонта служат суглинистые и глинистые разности нижнечетвертичных аллювиальных и альбских отложений. На многих участках водоупор отсутствует и водоносные пески аллювия залегают на песках альба. На таких участках за счет инфильтрации

атмосферных осадков осуществляется питание и опреснение подземных вод альбского комплекса. Дебиты скважин, вскрывших нижне-среднечетвертичные отложения, обычно не превышают 1 л/с при понижениях уровня до 5м. При оборудовании скважин фильтрами с гравийной обсыпкой они могут достигать 13,0 л/с при понижении 5,9м (скв.№ 24'ц).

Минерализация воды колеблется от 0,1 до 0,2 г/л, состав её – преимущественно гидрокарбонатный кальциевый.

Водоносный и водопроницаемый, но безводный верхнеолигоценовый горизонт (P_3^3).

Верхнеолигоценовые отложения распространены в виде останцов на водораздельных поверхностях, в основном, в южной и юго-восточной частях района. Литологически они представлены разномеристыми кварцевыми песками с линзами гравийно-галечного материала общей мощностью до 10м. Обычно эти отложения залегают гипсометрически значительно выше местного базиса эрозии и полностью сдренированы. Сведения о водообильности отложений, минерализации и химическом составе подземных вод отсутствуют.

Водоносный альбский комплекс ($K_1 al$)

Распространён повсеместно. Водовмещающими являются пески мелко-среднезернистые и разномеристые с линзами гравия, прослоями песчаников и подчинёнными прослоями глин. Общая мощность альбских отложений по участку работ изменяется от 162 до 197м. Представлены они неравномерным чередованием песков, алевроитов и глин. Песчаные разности пород нижнего мела содержат пресные подземные воды.

Водоносный альбский комплекс на участке водозабора «Эмба» вскрывается на глубинах 4-35м. Водовмещающие отложения представлены мелко- и разномеристыми песками, иногда гравелистыми с прослоями глин и алевроитов. Мощность отдельных глинистых прослоев составляет 2-10м. Суммарная мощность глинистых прослоев в разрезе альбских отложений составляет 20-40%. Общая мощность водоносного альбского горизонта на участке водозабора «Эмба» составляет 160-200м.

Над водоносным альбским комплексом залегают водоносный нижне-среднечетвертичный аллювиальный горизонт, образуя с первым единую гидравлическую систему.

Подшовой комплекса служат аптские глины.

Воды альбских отложений напорно-безнапорные. Грунтовые воды в альбских отложениях получили распространение на участках, где альбские пески залегают непосредственно под аллювиальными четвертичными песками. Зона распространения грунтовых вод в отложениях альба характеризуется глубинами до 20-40м, т.е. до появления в разрезе первых достаточно мощных (5-10м) глинистых прослоев. Вся остальная, намного более мощная часть разреза альбских отложений, содержит напорные воды.

Воды альбских отложений пресные, весьма слабосолоноватые и слабосолоноватые с сухим остатком от 0,1 до 3,4 г/л. На водораздельных пространствах минерализация воды достигает 10,0 г/л. Пресные воды имеют гидрокарбонатный натриевый, реже кальциевый состав, солоноватые – сульфатно-хлоридный и хлоридно-сульфатный натриевый.

Питание водоносного комплекса осуществляется путём инфильтрации атмосферных осадков в местах выхода последнего на дневную поверхность и за счет вод вышележащих отложений четвертичного возраста. На базе водоносного альбского терригенного комплекса разведаны несколько месторождений – Кенкиякское, Атжаксы, Кокжиде, Кумсай, Алибекмола, Кожасай.

Водоносный аптский комплекс (K_1 а)

Отложения аптского яруса вскрываются на глубинах около 177-296м. Развита повсеместно и представлен темно-серыми до черных глинами с прослоями песчаников и песков мощностью от 5-6 до 15-20м, содержащими в районе песчаного массива Кокжиде пресные подземные воды с минерализацией до 1 г/л.

На месторождения Урихтау, опробованы пески апта в интервале глубин 291-296м. Абсолютная отметка устья скважины 269м, уровня воды аптского водоносного горизонта – 184м. Дебит скважины 0,5 л/с при понижении уровня воды на 25,0м. Минерализация воды 2,0 г/л (2).

Водоносный неокомский комплекс (K_1 нс)

Отложения неокомского надъяруса распространены также широко, как аптские и альбские. На востоке эти отложения прослеживаются вплоть до Мугалжарских гор, а на западе – до границы Актюбинской области. Литологически они представлены толщей глин с прослоями песков мощностью 10-30 м, которые приурочены к средней и нижней частям разреза и вскрываются на глубинах от 253 до 332 м. Воды высоконапорные. Пьезометрические уровни устанавливаются в долинах ручьев Атжаксы и Ащисай на глубинах 11,7-14,0 м.

Дебиты скважин составляют 0,5-8,0 л/с при понижениях уровня воды 45-29 м, удельные дебиты редко превышают 0,2-0,3 л/с. Превалирующими являются дебиты 4,5-5 л/с при понижениях уровня воды до 28,4м. Минерализация подземных вод изменяется от 0,8 до 3,1 г/л. По химическому составу воды хлоридные и хлоридно-сульфатные натриевые.

Скважиной № 34 в долине р. Атжаксы ниже темно-серых глин апта в интервале 253-283м вскрыты зеленовато-серые полимиктовые мелкозернистые пески, содержащие подземные воды с минерализацией 1,6 г/л. Абсолютная отметка устья скважины 160м, уровень воды в ней – 148,3м. Дебит скважины 6,0 л/с при понижении уровня воды на 21,0м.

Воды данного водоносного комплекса рекомендуются для технического водоснабжения.

Водоносный среднеюрский комплекс (J₂)

Распространён в районе достаточно широко. Кровля комплекса вскрывается на глубинах от 250 до 500м. Водовмещающими породами являются пески мелко- и разномелкозернистые, мощность отдельных прослоев колеблется от 3 до 35м, общая мощность комплекса достигает 130 м. Воды высоконапорные, пьезометрические уровни устанавливаются на глубинах 14-68м. Дебиты скважин достигают 5-9 л/с при понижениях уровня на 15,0-17,0 м. Подземные воды солоноватые с минерализацией 3-5 г/л.

Водоносный нижнетриасовый комплекс (T₁)

Водоносный комплекс залегает на территории района на значительных глубинах – от 370 до 580м и более. Мощность комплекса – 100-180м. Водовмещающими являются прослои песков, мощность отдельных прослоев – 3-6м. Воды высоконапорные, напоры достигают 520м над кровлей. Производительность скважин не превышает 2,5 л/с при понижении уровня воды до 200м. Воды хлоридные натриевые с величиной сухого остатка 57-80 г/л.

Водоносный кунгурский (нижнепермский) горизонт (P₁ k)

Вскрыт скважинами на куполе Саркырамабас и Кенкияк. Глубина залегания кровли – 70-430 м. Подземные воды приурочены к трещиноватым гипсам и галогенным породам. Производительность скважин – 1-3,7 л/с при понижениях уровня воды на 5-30 м. По минерализации воды комплекса от солоноватых до рассолов с величиной сухого остатка 2,8-58,8 г/л, по составу – хлоридно-сульфатные натриево-кальциевые и хлоридные натриевые. Подземные воды комплекса не представляют практического интереса для целей водоснабжения.

Водоносный горизонт каменноугольных и нижнепермских отложений

На месторождениях Кенкияк тип воды - хлоркальциевый, плотность воды нижнепермской залежи - 1,060 - 1,200 г/см³, в среднем - 1,108 г/см³, минерализация в среднем – 132792 мг/л, содержание хлора в среднем - 92642 г/л; плотность воды каменноугольной залежи - 1,063 - 1,13 г/см³, в среднем - 1,077 г/см³, минерализация в среднем – 104902 мг/л, содержание хлора в среднем – 64040 мг/л. При пластовых условиях (T=80⁰C, давление - 80,0 МПа) вязкость пластовой воды пермской залежи - 0,68 мПа·с; каменноугольной залежи - 0,61 мПа·с.

На месторождении Жанажол воды нижнекаменноугольных отложений хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 182,1 г/л.

Воды среднекаменноугольных отложений соленые сероводородные хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 96,4 г/л, сульфатные слабоминерализованные.

Воды нижнепермских терригенных отложений приурочены к песчаным прослоям артинских, сакмарских и ассельских отложений. Они хлоридно-кальциевого типа с минерализацией до 129 г/л, неметаморфизованные, сульфатные. Статический уровень устанавливается на 80-100 м от устья.

5. МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

5.1. Цели и задачи проектируемых работ

Целью проектируемых работ является геологическая оценка, выявленного продуктивного горизонта в отложениях пермотриаса.

В процессе геологоразведочных работ, выполненных на месторождении Шубаркудук в период 1930-1931 г.г. были установлены залежи пермотриасового комплекса, которые приурочены к двум обособленным участкам: одна – в пределах северного склона, другая – в пределах присводовой части южного крыла соляного купола.

В 1963 г. произведен подсчет запасов нефти месторождения по состоянию на 01.01.1963 г. Начальные запасы нефти по категории С1 составили (в тыс.т): геологические - 1870,7; извлекаемые – 467,6. Добыто за время эксплуатации 388,8 тыс. т нефти. Таким образом, на Государственном балансе числятся остаточные запасы нефти по категории С1 в количестве: геологические – 1459 и извлекаемые – 11 тыс. т.

С 1963 г. месторождение находится в консервации.

В 2021 году согласно «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук ...» ТОО «GEO ENERGY GROUP» (ГЕО ЭНЕРДЖИ ГРУПП) совместно с ТОО «Integra Trading Company» (Интегра Трейдинг Компани) проведены детальные сейсморазведочные работы по методу МОГТ 3Д с центрально-несимметричной системой наблюдения. Полевые работы были выполнены в период с 16 октября по 31 декабря 2021 года. Общий объем работ составил 43 кв.км. или 32,5 кв.км. полнократной съемки. Количество отработанных ПВ – 34469 (10).

В 2022 году ТОО «PGD Services» выполнена обработка и интерпретация полевых сейсмических материалов МОГТ 3Д, а также проведен пересчет куба сейсмических данных из временной области в глубинную с использованием данных куба скоростей RMS.

В результате интерпретации сейсморазведочных работ уточнено геологическое строение месторождения Шубаркудук и выполнены структурные построения по 4 отражающим горизонтам: VI- кровля соли; V – подошва нижней юры; T1 (предположительно триасового возраста Северного блока), III- подошва неокома (11).

На основании интерпретации по месторождению Шубаркудук изучено геологическое строение мезозойских и частично палеозойских отложений и рекомендовано к бурению 6 поисковых скважин, с которыми может быть связана определённая перспектива на нефть и газ (скважины SH-1-SH-2).

Наибольший интерес на нефть и газ на данном месторождении представляют отложения предположительно нижнетриасового возраста, которые осложняют северную и южную части соляного купола Шубаркудук (условно Северный и Южный блоки) и в которых бурением установлены залежи углеводородов (собственно – месторождение). Геологическое строение триасовых отложений в данном проекте отображает условный

Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов
на месторождении Шубаркудук

отражающий горизонт **Т1** (условно - Северный блок), связанный с кровлей предполагаемой литофациальной залежью линзообразной формы, которая выходит за пределы существующего контура продуктивности месторождения, 1963 г.

В процессе дальнейшей разведки месторождения Шубаркудук были получены новые геолого-геофизические материалы. Анализ этих данных показывает на необходимость дальнейшего изучения установленных залежей с целью получения дополнительной геолого-промысловой информации по продуктивным горизонтам для оценки их промышленной нефтегазоносности, обоснования подсчетных параметров и составления проекта промышленной разработки.

На этапе разведки месторождения предусмотрено решение следующих основных задач:

- полное вскрытие перспективных отложений;
- существенная детализация строения выявленных залежей;
- выделение во вскрываемом разрезе пластов-коллекторов и флюидоупоров;
- надежная оценка характера насыщения выделяемых пластов;
- установление продуктивности нефтенасыщенных коллекторов качественным опробованием и определение достоверных положений ВНК;
- изучение физико-химических характеристик флюидов в поверхностных и пластовых условиях;
- изучение физических свойств коллекторов по данным лабораторного анализа керна и данных ГИС;
- проведение подсчета запасов нефти и газа и оценка экономической пригодности залежей для добычи;
- обеспечение базовой информацией для проведения работ по дальнейшему освоению месторождения.

Для уточнения вышеперечисленных задач рекомендуем к бурению 6 поисковых скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6.

Основанием для выбора местоположения и глубин проектных скважин являются материалы сейсморазведочных данных 3Д и результаты бурения скважин.

5.2. Порядок размещения скважин

Исходя из имеющегося материала сейсмических данных 3Д, предлагается заложение 6 проектных скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 (рис.5.2.1, граф. приложение 5).

Проектная скважина SH-1 – поисковая, независимая, закладывается на северном крыле структуры Шубаркудук на северо - восток от скважины 6 на расстоянии 0,3 км. Проектная глубина – 400 м, проектный горизонт – пермотриас.

Цель бурения – уточнение геологического строения структуры по пермотриасовым отложениям, прослеживания выявленного продуктивного горизонта, оценка их коллекторских свойств и оконтуривания залежи.

*Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов
на месторождении Шубаркудук*

Проектная скважина SH-2 – поисковая, независимая, закладывается на северном крыле структуры Шубаркудук на северо - восток от скважины 509 на расстоянии 1 км. Проектная глубина – 450 м, проектный горизонт – пермотриас.

Цель бурения – уточнение геологического строения структуры по пермотриасовым отложениям, прослеживания выявленного продуктивного горизонта, оценка их коллекторских свойств и оконтуривания залежи.

Проектная скважина SH-3 – поисковая, независимая, закладывается на южном крыле структуры Шубаркудук на северо - запад от скважины 28 на расстоянии 0,3 км. Проектная глубина – 400 м, проектный горизонт – пермотриас.

Цель бурения – уточнение геологического строения структуры по пермотриасовым отложениям, прослеживания выявленного продуктивного горизонта, оценка их коллекторских свойств и оконтуривания залежи.

Проектная скважина SH-4 – поисковая, независимая, закладывается на северном крыле структуры Шубаркудук на юго - запад от скважины 21 на расстоянии 1 км. Проектная глубина – 500 м, проектный горизонт – пермотриас.

Цель бурения – уточнение геологического строения структуры по пермотриасовым отложениям, прослеживания выявленного продуктивного горизонта, оценка их коллекторских свойств и оконтуривания залежи.

Проектная скважина SH-5 – поисковая, независимая, закладывается на южном крыле структуры Шубаркудук на северо - восток от скважины 41 на расстоянии 1,3 км. Проектная глубина – 400 м, проектный горизонт – пермотриас.

Цель бурения – уточнение геологического строения структуры по пермотриасовым отложениям, прослеживания выявленного продуктивного горизонта, оценка их коллекторских свойств и оконтуривания залежи.

Проектная скважина SH-6 – поисковая, независимая, закладывается на северном крыле структуры Шубаркудук на восток от скважины 47 на расстоянии 0,9 км. Проектная глубина – 450 м, проектный горизонт – пермотриас.

Цель бурения – уточнение геологического строения структуры по пермотриасовым отложениям, прослеживания выявленного продуктивного горизонта, оценка их коллекторских свойств и оконтуривания залежи.

Таблица 5.3.1-Проектный стратиграфический разрез поисковых скважин

Стратиграфический комплекс	Интервалы глубин, м
N+Q+P+K	0-140
J	140-340
PT	340-500

5.3. Геологические условия проводки скважин

Главным критерием успешного выполнения данного «Дополнения к проекту разведочных работ...» является достижение проектной скважиной запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта, а также получение притоков нефти, не допуская аварий в процессе бурения и освоения. Для этого необходимо учитывать опыт бурения всех ранее пробуренных скважин в пределах месторождения Шубаркудук (таблица 5.3.1).

В таблице 5.3.2 приведены ожидаемые осложнения при бурении проектных скважин.

Таблица 5.3.1 Геологические условия проводки скважин

Интервалы разреза с различ. геолого- технич. условиями, м			Страт. приуроче нность	Литологически е особенности харак-ка разреза	Категории пород		Градиент пласт. давления , кгс/см ² на м	Температу ры, °С	Углы и направле ния падения пластов
от (вер)	до (низ)	толщ			по твердост и	по абразив			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	140	140	N+Q+P+ K	Глины Пески Песчаники	Мягкие	II-III	0,094	15	Не более 4 град.
140	340	200	J	Глины Пески Песчаники	Мягкие	II-III	0,103	19	
340	500	160	PT	Глины Пески Песчаники	Мягкие	II-II	0,104	24	

Таблица 5.3.2 - Интервалы возможных осложнений

№ № пп	Интервалы глубин, м		Возраст пород	Вид осложнений	Причины, вызывающие осложнения
	от	до			
1	2	3	4	5	6
1	0	160	N+Q+P+ K+J	Осыпи и обвалы стенок скважины	Рыхлые породы
				Поглощение бурового раствора	Частичные поглощения
2	160	500	J + PT	Возможно нефтегазопроявления	Удельный вес флюида 0,8 г/см ³

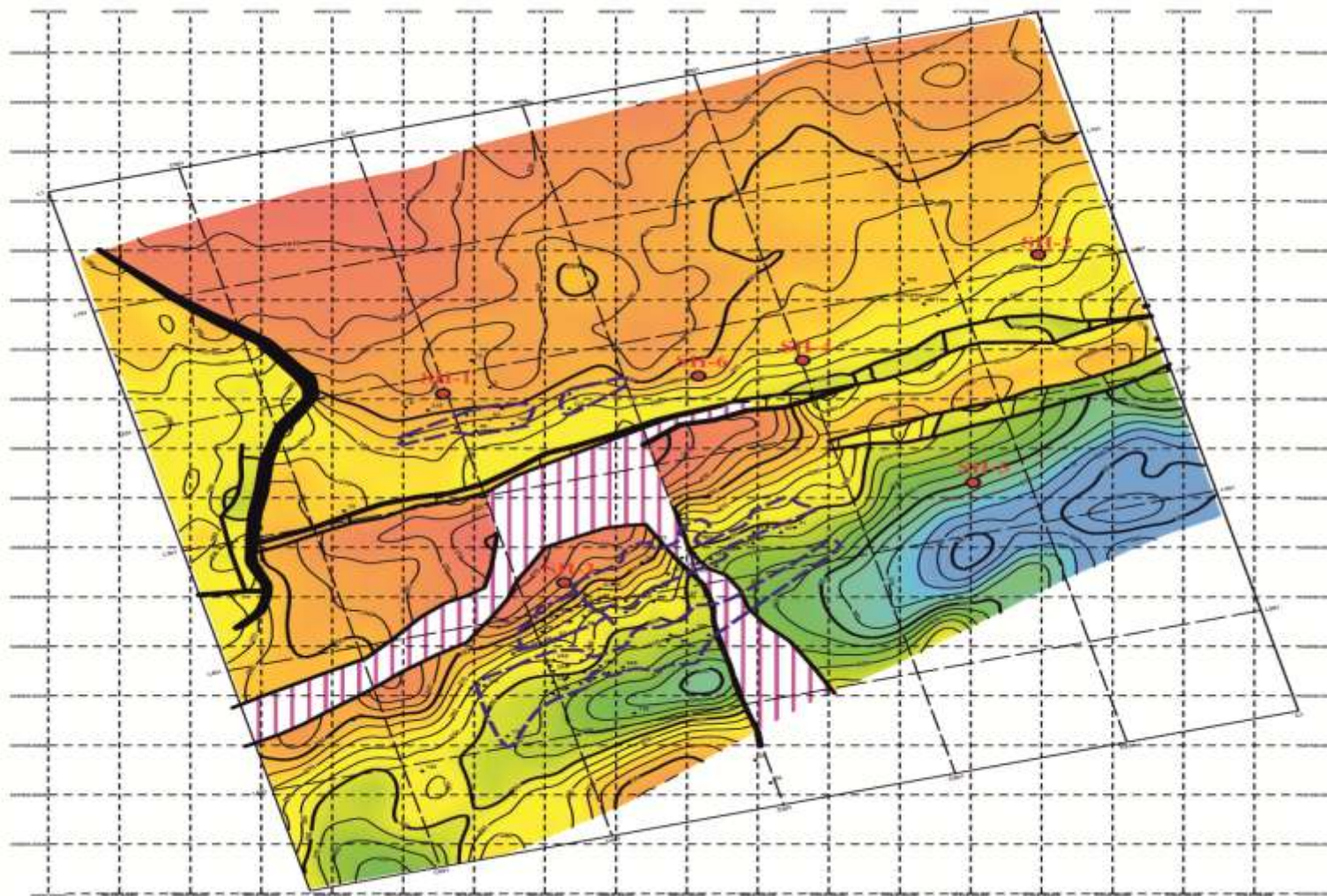


Рис.5.2.1 – Структурная карта по отражающему горизонту V (подошва нижней юры)

Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов
на месторождении Шубаркудук

5.4. Характеристика промывочной жидкости

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин. Основными проблемами при бурении скважин могут быть:

- осыпи и обвалы стенок скважины;
- сужение ствола скважины;
- прихваты бурильного инструмента.

Решения:

- для недопущения поглощений бурового раствора, которые могут быть при бурении продуктивных отложений, необходимо вести строгий контроль за его плотностью, реологическими показателями и уровнем раствора в рабочих емкостях;

- в случае возникновения поглощений, необходимо в раствор вводить комбинированные наполнители;

- для недопущения нефтегазопрооявлений требуется точное и непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем раствора в рабочих емкостях;

- с целью предупреждения осыпей стенок скважины, кавернообразования и прихватов бурильной колонны, необходимо использовать ингибированные системы буровых растворов.

Примечание:

- возможно использование других реагентов идентичных по своему назначению, производимые другими фирмами;

- во время бурения первой скважины, в случае необходимости, рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать.

Таблица 5.4.1- Характеристика промывочной жидкости

Интервалы, м	Тип промывочной жидкости	Параметры промывочной жидкости					Наименование химреагентов
		Плотность, г/см ³	Вязкость, сек	СНС, фунт/100фут ² на 10мин	Водоотдача, м ³ /30мин	pH	
1	2	3	4	5	6	7	8
0-10	глинистый	1,03-1,04	45-50	2-10	8-10	7,5-8	
10-160	KL/PHPA полимерный	1,10-1,15	35-40	8-19	3-5	8-9	
160-500	KL/PHPA полимерный	1,10-1,16	35-40	1,5-3,5	3-5	8-9	

5.5 Обоснование типовой конструкции скважин

Конструкция скважин должна быть прочной, обеспечивать герметичное разобщение всех проницаемых пород вскрытых при бурении, безусловную возможность достижения проектной глубины и решения геологических и других исследовательских задач в процессе бурения, осуществления запроекированных режимов эксплуатации на всех этапах разработки месторождения, соблюдения требований законов об охрана недр и защите окружающей среды от загрязнения.

С учетом горно-геологических условий бурения и на основании опыта пробуренных скважин находящихся рядом участка, в соответствии с

Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук

«Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», для разработки продуктивных горизонтов рекомендуется следующая конструкция скважин:

Таблица 5.5.1-Рекомендуемая конструкция проектных скважин

Наименование обсадной колонны	Интервал установки, м		Диаметр, мм		Расстояние от устья до уровня цемента, м	Причина спуска колонны
	верх	низ	долота	колонны		
1	2	3	4	5	6	7
Направление	0	10	393,7	339,7	до устья	спускается на глубину 10 метров и служит для предотвращения размыва устья скважины. Высота подъема цементного раствора до поверхности.
Кондуктор	0	160	295,3	244,5	до устья	спускается на глубину 160 метров и служит для перекрытия меловых отложений, в которых возможны обвалы стенок скважины и поглощения бурового раствора. Высота подъема цементного раствора до поверхности.
Эксплуатационная колонна	0	500 (± 250)	215,9	168,3	до устья	спускается на глубину 500(+250)м служит для разобщения продуктивного пласта, опробования и эксплуатации продуктивного горизонта. Высота подъема цементного раствора до поверхности.

Примечание: - Конструкция скважины может быть скорректирована и изменена по уточненным и фактическим горно-геологическим условиям установленных в процессе бурения скважины. Отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в проекте в пределах ± 250 м, глава 13 пункт 168 («Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», 15.06.2018г №239)

При выборе буровой установки необходимо руководствоваться следующими критериями:

- грузоподъемность (исходя из максимально допустимой рабочей нагрузки на крюке от веса буровой колонны в воздухе или веса наиболее тяжелой обсадной колонны и ее секции. Допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой буровой колонны в воздухе не менее чем на 40 процентов «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» (глава 13, п.190);

- обеспечение трёх-ступенчатой очистки раствора;
- монтажеспособность;
- экономичность эксплуатации;
- уровень механизации рабочих процессов;
- мобильность.

5.6 Оборудование устья скважин

- обязанность ПВО должна обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;

- обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементирующим 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.

5.7. Комплекс геолого-геофизических исследований

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

5.7.1. Отбор керна и шлама

Отбор керна предусматривается производить в предполагаемых интервалах залегания продуктивных пластов. Отбор керна и шлама производится в соответствии с геолого-техническим нарядом из перспективных горизонтов, а также при проявлениях прямых признаков УВ в процессе бурения.

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

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

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

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

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

При изучении керна рекомендуется:

1. Выполнить макроописание пород, описание систем и параметров трещин и каверн, выполнить фотографирование среза керна при дневном и ультрафиолетовом свете;
2. Провести биостратиграфическое, седиментологическое, петрографическое изучение пород и установить фациальные особенности.

Пробы на шлифы должны быть отобраны из каждой литологической разности;

3. На образцах керна провести стандартные исследования по определению коллекторских свойств. Образцы керна должны быть отобраны на исследование через 30 см, и должны быть привязаны к глубине;

В дальнейшем необходимо создать коллекцию образцов керна для петрофизических и специальных исследований, виды и объемы которых будут определены в зависимости от результатов проведенного анализа.

В дальнейшем необходимо на образцах керна провести петрофизические и специальные исследования.

Проектные интервалы отбора керна приведены в таблицах 5.7.1.1

Таблица 5.7.1.1. - Сведения по проектному отбору керна

Скважина	Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора керна
1	2	3	4	5
SH-1	330-339	9	РТ	
SH-2	330-339	9	РТ	
SH-3	360-369	9	РТ	
SH-4	330-339	9	РТ	
SH-5	360-369	9	РТ	
SH-6	330-339	9	РТ	
в % от общей проходки -1.8%				

При отборе шлама и его привязки к разрезу скважины, необходимо учитывать время отставания подъёма шлама из скважины и вносить соответствующие поправки. Шлам отбирается в местах, максимально приближённых к устью скважины (если есть возможность, то из желоба). Шлам будет отбираться из интервалов резкой смены литологического состава пород через 5-10 м, в продуктивной части разреза - через каждые 2 м проходки в тех интервалах продуктивной толщи, где не отбирается керн. Шлам пакуются в специальные мешочки, которые этикируются (в этикетке указывается: название площади, № скважины, глубина с учётом поправки на отставание, № образца).

Отобранный шлам по необходимости направляется в лаборатории на анализы и в кернаохранилище для хранения. По результатам макроописаний шлама и керна составляется шлаго-кернограмма.

В процессе бурения скважин в случае необходимости специалистами Заказчика могут быть внесены соответствующие изменения в программу отбора керна и шлама.

5.7.2. Геофизические и геохимические исследования

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

Для проведения геофизических исследований предпочтительно выбирать геофизические сервисные компании, оснащенные современной аппаратурой и приборами для выполнения полного рекомендуемого комплекса ГИС.

Общие геофизические исследования выполняются по всему разрезу, вскрытому бурением.

Они обеспечивают:

- определение пространственного положения и технического состояния скважины;
- выделение стратиграфических реперов и разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы и типы (терригенный, карбонатный и др.);
- идентификацию литолого-стратиграфических комплексов, к которым приурочены продуктивные или перспективные на нефть и газ отложения;
- расчленение разреза на пласты, их привязку по относительным и абсолютным отметкам глубин, внутри- и межплощадную корреляцию разрезов;
- привязку интервалов отбора керна по глубине;
- привязку по глубине интервалов опробований, испытаний, перфорации, материалов геофизических исследований в обсаженных скважинах.

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

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

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

Геолог по операциям или геофизик Компании должны находиться на буровой для осуществления контроля над исследованиями.

В таблице 5.7.2.1 приведены стандартный, обязательный комплекс геолого-геофизических исследований, который необходимо проводить в

проектируемых скважинах, а также рекомендуемые методы, которые будут проводиться по мере необходимости.

Таблица 5.7.2.1 - Планируемый комплекс ГИС, ГТИ в проектируемых скважинах

№ п/п	Забой скважины	Вид исследований	Масштаб записи	Интервалы исследований	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	500м	Радиоактивный каротаж (GR,CNL); Акустический каротаж (BHC); Резистивметрия (DIT); ПС, КС (стандартный зонд), Кавернометрия, Термометрия, Профилеметрия, Инклинометрия	1:500	0-160 160-500	
2		Индукционный каротаж (AIT); Акустический каротаж (SL); Радиоактивный каротаж (GR,CNL); Гамма-плотностной каротаж (LDT); Диэлектрический каротаж (EPT); Фокусированный боковой каротаж (MSFL, LLS, LLD); Гамма-спектрометрический каротаж (NGS); ПС, КС (стандартный зонд), Кавернометрия, Профилеметрия, Термометрия.	1:200	160-500	
3		Ядерно-магнитный резонанс (CMR); Микросканирование стенки скважины (FMI); RFT или MDT	1:200	В интервале продуктивных пластов	

5.7.3. Опробование, испытание перспективных горизонтов

Испытание в эксплуатационной колонне

При достижении проектной глубины и наличия нефтенасыщенных пластов, выделенных по материалам ГИС и с учетом данных газового каротажа и признакам нефти и газа в керне, геологической службой компании Недропользователя решается вопрос о спуске эксплуатационной колонны и выборе объекта перфорации.

Перфорация выделенных по ГИС продуктивных интервалов проводится «снизу-вверх».

Ниже приводятся рекомендации для испытания продуктивных пластов с целью получения притоков нефти и газа.

Требования к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин

Вторичное вскрытие продуктивных пластов рекомендуется производить одним из способов:

- Спуском кумулятивного перфоратора на каротажном кабеле в интервал перфорации, заполненный перфорационной жидкостью плотностью, исключающей возможность нефтегазопроявлений и обеспечивающей максимальное сохранение естественной проницаемости коллектора (при репрессии на пласт).
- Спуском кумулятивного перфоратора на колонне насосно-компрессорных труб в скважину, заполненную технической водой, и созданием депрессии на пласт, в три раза превышающей имевшуюся репрессию на вскрываемый объект, в процессе бурения.

Плотность перфорации следует выбирать с учетом геолого-

промысловой характеристики вскрываемого объекта, чтобы не вызывать побочных нарушений колонны и цементного камня.

Так как длина канала проникновения кумулятивной струи зависит от расстояния заряда до обсадной колонны, то при выборе диаметра перфоратора должен быть обеспечен минимально допустимый зазор между перфоратором и колонной, надежно обеспечивающий проходимость перфоратора в скважине.

Фирму для проведения перфорации выбирает недропользователь и, следовательно, какими перфораторами и какой плотности отверстий на 1 погонный метр.

После перфорации при репрессии на пласт рекомендуется спустить колонну насосно-компрессорных труб с воронкой на глубину на 10 м выше верхней границы интервала перфорации.

Испытание и исследование объектов в эксплуатационной колонне проводить по индивидуальному плану работ с учетом технологических регламентов на эти работы, согласованному с Главным геологом. Работы по освоению и испытанию скважины могут быть начаты при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ и обеспечения следующих условий:

- высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной отвечает техническому проекту и требованиям охраны недр;
- эксплуатационная колонна должна быть прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье;
- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой;
- установлены сепаратор и емкости для сбора флюида.

До начала работ по испытанию скважин на устье устанавливается фонтанная арматура. Фонтанная арматура обвязывается с наземными коммуникациями и необходимыми техническими средствами.

В водонефтяных зонах, во избежание преждевременного обводнения, не рекомендуется вскрывать нижнюю 1/3 часть нефтенасыщенной толщины, а в газонефтяных зонах, во избежание преждевременного прорыва газа, не рекомендуется вскрывать верхнюю 1/3 часть нефтенасыщенной толщины.

После перфорации спустить колонну насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм и с толщиной стенки 5,5 мм на 10 м выше верхней границы интервала перфорации. Низ НКТ оборудовать воронкой для беспрепятственного прохождения глубинных контрольно-измерительных приборов и пробоотборников.

Комплекс работ по освоению скважины должен обеспечить максимальную очистку призабойной зоны пласта от твердой фазы и фильтрата бурового раствора. Вызов притока осуществлять плавной аэрацией или сваби́рованием с соблюдением Правил техники безопасности и

охраны окружающей среды

На фонтанную арматуру установить лубрикатор, а над устьем – лубрикаторную площадку.

При получении притока пластового флюида произвести гидродинамические исследования для получения информации о характере насыщенности пласта, его гидродинамических характеристиках и потенциальных возможностях, а именно:

- при не переливающем притоке проследить рост динамического уровня до статического и получения пластового флюида выше зоны перфорации не менее 100 м, отобрать пробы пластового флюида.

О проведенных работах по освоению и испытанию скважины ежедневно составлять подробный рапорт и необходимые акты.

К испытанию вышележащего объекта переходить только после установки отсекающего цементного моста и проверки его герметичности двумя способами:

- опрессовкой на давление опрессовки эксплуатационной колонны;
- до снижения значения гидростатического давления меньше пластового.

Исследование объекта проводить сроком до 3-х месяцев для нефтяных объектов и до 3-х суток для газовых объектов, но не менее чем, на 3-х режимах.

При получении промышленных притоков нефти или газа планируется проведение гидродинамических и газодинамических исследований, отбор проб пластового флюида и проведение лабораторных исследований с целью получения необходимых параметров для подсчета запасов.

По результатам гидродинамических исследований решить вопрос о способе эксплуатации скважины.

В 6 проектных скважинах запланировано выполнить опробование 6 объектов в пермотриасовых отложениях (таблица 5.7.3.1).

Таблица 5.7.3.1 - Сводные данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне

№№ скв.	№№ объекта	Интервалы объектов испытания, м	Возраст, литология	Ожидаемый вид флюида: нефть, газ, конденсат	Объект фонтанир., нефортанир.	Способ вскрытия, количество отверстий на 1 пог. м	Плотность промысловочной жидкости, г/см ³	Метод вызова притока, количество режимов исследований	Методы интенсификации притока	Интервал установки цементного моста, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
SH-1	I	330-339	РТ	нефть	фонтан	20	1,01	3	Смен а раств ора на воду	310	359
SH-2	I	330-339	РТ			20				310	359
SH-3	I	360-369	РТ			20	1,01	3		340	389
SH-4	I	330-339	РТ			20				310	359
SH-5	I	360-369	РТ			20	1,01	3		340	389
SH-6	I	330-339	РТ			20				310	359

Примечание: Количество объектов, интервал опробования и испытания будет уточняться по данным ГИС. Каждый рекомендованный перспективный объект испытывается самостоятельно

5.74 Лабораторные исследования

Объем и виды исследований проектируются согласно ранее принятым инструкциям в соответствии с задачами разведки залежей нефти и газа.

Комплекс исследований должен обеспечивать установление стратиграфических границ, определение всех параметров пород, определяемых по керну и флюидам, используемым при подсчете запасов и проектных документов разработки.

При изучении керна главной задачей является получение качественного керна из интервалов продуктивных отложений в скважинах, которые будут пробурены в пределах месторождения Шубаркудук и рекомендуется:

1. При исследовании керна предусмотреть макроописание пород и фотографирование среза керна в обычном и ультрафиолетовом свете.
2. Выполнить определение емкостно-фильтрационных свойств.
3. Определять петрофизические параметры для песчаных разностей.
4. В дальнейшем необходимо создать коллекцию образцов керна во всем диапазоне изменения ФЕС для петрофизических и специальных исследований: определение параметра пористости, параметра насыщения, кривых капиллярного давления, коэффициента вытеснения. Объемы исследований будут определены в зависимости от результатов проведенного анализа.

Глубинные пробы рекомендуется отбирать не менее 3-х из скважины и выполнять по ним полный комплекс PVT- исследований с определением:

- основных свойств пластовой нефти ($R_{нас}$, газосодержание, объемный коэффициент, плотность, вязкость, коэффициенты растворимости и сжимаемости);
- компонентного состава нефтяного газа и дегазированной нефти и расчет состава пластовой нефти;
- зависимостей изменения основных параметров пластовой нефти от давления (дифференциальное разгазирование).

По устьевым пробам нефти следует выполнить полный анализ физико-химических свойств с определением плотности, вязкости, температуры застывания, фракционного состава, содержания парафинов, асфальто-смолистых веществ, общей и меркаптановой серы.

С целью подтверждения принятых свойств пластовой и дегазированной нефти, состава растворенного газа, а также для получения дополнительной информации, необходимой для составления подсчета запасов нефти, рекомендуется отобрать глубинные пробы нефти из новых скважин, выявивших залежи УВ.

Количество отбора образцов керна и проб 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 флюидов как при проведении геолого-геохимических исследований, так и опробовании в

колонне. В таблице 5.7.4.1 представлены данные о количестве образцов (проб) по каждому виду лабораторных исследований

Таблица 5.7.4.1-Виды лабораторных исследований

№№ п/п	Наименование исследования анализа	Единица измерения	Кол-во образцо	Организация выполняющая иссл-ния
1	2	3	4	5
1	Литолого-минералогический анализ (определение грансостава, плотности, карбонатности, глинистости и др.)	образец	5	-
2	Определение пористости (общей и эффективной)	образец	5	-
3	Определение проницаемости	образец	5	-
4	Определение нефтенасыщенности	образец	5	-
5	Споро-пыльцевой анализ	образец	5	-
6	Микрофаунистический анализ	образец	5	-
7	Петрографическое описание шлифа	образец	5	-
9	Определение удельного электрического сопротивления пород	образец	5	-
10	Изучение акустических свойств пород	образец	5	-
11	Анализ поверхностных проб нефти	проба	3	-
12	Анализ глубинных проб нефти	проба	2	-
13	Товарный анализ нефти	проба (200 л)	3	-
14	Анализ газа	проба	3	-
15	Химический анализ пластовых вод	проба	3	-
16	Определение цезия, рубидия, калия, натрия, радия, урана и др. редких элементов в воде	проба	-	-
17	Газожидкостная хроматография		-	-

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

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

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

Объем работ по массовым поискам урана и радия в проектной скважине составляет:

1. Гамма-каротаж – 2600 м.
2. Контрольный каротаж в объеме 10 % от глубины.
3. Отбор проб воды (по 1 л) – ориентировочно по 1 пробе из каждого объекта испытания.

Все гамма-каротажные работы проводятся по договору с соответствующей геофизической организацией, выполняющей все работы ГИС или с другими организациями.

При бурении скважин необходимо вести попутно поиски пресных, минеральных и термальных вод, в случае обнаружения притоков какой-либо из перечисленных вод произвести анализы на соответствие ГОСТам.

При обработке керна необходимо обращать внимание на наличие признаков угля, горючих сланцев, строительных материалов и различных видов сырья.

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

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

Документы, предшествующие бурению скважин:

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

-геолого-технический наряд;

-акт о переносе проектной скважины в натуру.

На бурящуюся скважину заводится дело, включающее в себя:

-журнал описания керна и шлама;

-журнал регистрации образцов, отобранных на различные виды анализов с указанием организации исполнителя, времени отправления образцов, папка с результатами всех видов анализов керна, воды, нефти, газа;

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

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

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

Виды и объемы, планируемых исследовательских работ показаны в таблице 7. 1.

Таблица 7.1 - Основные показатели проектируемых работ

№ п/п	Виды работ	Единицы измерения	Объем работ по проекту
1	Объем бурения	м	2600
2	Количество скважин	скважина	6
3	Отбор керна	м	54
4	ГИС	м	2600
5	Опробование в колонне	кол-во объектов	6

8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

После окончания разработки месторождения на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан (3).

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

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021г.) по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 8 и 9 статьи 126:

п.8 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательств по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов»;

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

затраты на ликвидацию скважин;

расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;

расчет затрат на рекультивацию земли;

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла, рекультивацию земли, экологические платежи, образующиеся в процессе демонтажных работ, размещение отходов производства.

Все нефтяные операции на месторождении Шубаркудук проводит ТОО «RAMCO Oil Shubar» в соответствии с Контрактом № 4383 –УВС-МЭ от

«26» ноября 2016 г., выданного МНиГ Республики Казахстан на проведение разведки и добычи углеводородного сырья.

Продолжительность проведения ликвидационных работ месторождения исходя из опыта аналогичных работ в целом составляет 45 дней.

8.1 Расчет затрат на ликвидацию скважин

Организация работ и расчет затрат по ликвидации скважин на месторождении Шубаркудук, которые подлежат ликвидации по техническим и геологическим причинам представлены в таблицах 8.1.1-8.1.3.

Таблица 8.1.1 - Операционные работы при ликвидации одной скважины

№ п/п		Наименование работ	Объем работ	Требуемое количество часов
1		Подготовительные работы	Монтаж подъемного агрегата и всего вспомогательного оборудования	4,5
			Монтаж рабочей площадки, приемного моста со стеллажом и эл. Освещения	
			Монтаж и опрессовка ПВО	
			Работы по глушению скважин	
			Демонтаж АФК и планшайбы	
			Подъем подземного оборудования (насос, штанги и трубы)	
			Спуск и подъем пера на 73 мм НКТ для промывки песка в скважине и наращивание труб с промером	
			Промывка скважины до выравнивания параметров промывочной жидкости	
			Подъем пера и промера	
2		Операции по ликвидации скважины	Закачка цементного раствора	20
			Подъем НКТ	
			ОЗЦ	
			Проверка наличия цементного моста разгрузкой	
			Опрессовка эксплуатационной колонны	
			Подъем и спуск НТК	
			Закачка цементного раствора	
			Подъем НКТ с промывкой	
			ОЗЦ	
			Проверка наличия цементного моста разгрузкой	
			Подъем и спуск НКТ	
			Закачка нейтральной жидкости	
			Полный подъем НКТ	
			Демонтаж ПВО, преентора и крестовины	
3		Работы по установке бетонной тумбы	Рытье шахты устья скважины	10,5
			Устройство опалувки для бетонной тумбы	
			Укладка бетонной смеси в опалувку	
			ОЗЦ. Установка заглушки на устье с репером	
			Установка ограждения.	
4		Подготовительные работы по передаче скважины	Демонтаж агрегата и рабочей площадки	3,5
			Откачка, вывоз технологической жидкости из емкостей.	

Продолжение таблицы 8.1.1

			Планирование территории вокруг скважины. Уборка рабочей зоны после КРС	
5		Дополнительные работы	Непредвиденные работы	1,5
			Заправка подъемника	
			В зимнее время, подогрев двигателя перед запуском агрегатов	
Итого:		Общее время для проведения операционных работ		40

Таблица 8.1.2 - Стоимость ликвидации одной скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Стоимость/час, в тысяч тенге	Требуемое количество часов	Общая сумма, в тыс. тенге
1	2	3	4	5
1	Мобилизация агрегата	24,5	3	73,5
2	Операционные работы	48,1	20	962
3	ОЗЦ и прочие работы	37,5	20	750
4	Трактор МТЗ	8,3	1,4	11,62
5	ЦА	12,5	2,5	31,25
6	Бортовой полуприцеп Камаз	9	0,3	2,7
7	Автокран 25т.	10	0,3	3
Итого:				1834,070

Таблица 8.1.3 - Используемые материалы

Материал	Количество	Единица измерения	Стоимость, в тысяч тенге	Общая сумма, в тыс. тенге
Цемент, класс G	3,2	тонна	70,7	226,08
Щебень с фракцией 20-40 мм	0,4	куб.м	8,5	3,4
Строительный песок, с крупностью зёрен до 5 мм	0,1	куб,м	1,7	0,17
Сетчатое ограждение 2500x800мм	4	шт	7,1	28,4
Ингибитор коррозии	5,2	литр	5,5	28,6
Ингибитор H ₂ S	0,3	25 кг.	13	3,9
Кислород	1	баллон	2,5	2,5
Пропан	1	баллон	2,5	2,5
Итого:				295,551

Стоимость ликвидации одной скважины

С учетом представленных данных, стоимость ликвидации одной скважины составила: **2 129 621,57** тенге, с учетом НДС.

Предполагаемое количество скважин, подлежащих ликвидации, на конец контрактного периода разведки месторождения - 6 скважин.

Итого общая стоимость ликвидации скважин месторождения Шубаркудук:

6 скважин *2 129 621,57 тенге= 12 777 729,41 тенге.

Примечание: Затраты на установку цементной тумбы и репера на устье скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5 и SH-6 включены в стоимость ликвидации 6 скважин.

Также в эту группу затрат входят укладка на спецтехнику и вывоз подземного и наземного оборудования: НКТ, пакеров, срезанной Ф/А.

8.2 Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

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

8.3 Расчет рекультивации земель

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

Расчет объема рекультивируемых земель был рассчитан исходя из следующих факторов:

- территория, принятая на рекультивацию скважин, составляет 20м*20 м;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель-0,3м.;

Рекультивация относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Восстановлению нарушенных земель должны предшествовать работы по геолого-почвенному обследованию нарушаемой и восстанавливаемой территории и обоснованию направления рекультивации.

Таблица 8.3.1 -Объемы и виды работ по технической рекультивации земель

п/п	Наименование и характеристика	Ед. изм.	Стоимость, в тыс. тенге	Объем работ	Общая стоимость, в тыс. тенге
1	2	3	4	5	6
1	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами	м ³	7,5	120	900
2	Вывоз загрязненного грунта, мусора	т	20	1,86	37,2
3	Планировка площадки	га	15	0,24	3,6
4	Сбор, резка и вывоз металлолома	т	7	15	105
Итого:					1045,8

Для рекультивации земель принято условие использования собственных сил спецтехники ТОО «RAMCO Oil Shubar».

8.4 Общая стоимость ликвидационных работ

Ликвидация последствий деятельности ТОО «RAMCO Oil Shubar» по окончании разведочных работ (в пределах геологического отвода) на площади Шубаркудук будет производиться по следующим направлениям:

- физическая ликвидация скважин с установкой цементных мостов;
- оборудование устья скважин (установка тумб и реперов);
- демонтаж наземного и подземного оборудования скважин и коммуникаций с вывозом за пределы участка (при наличии);

- техническая рекультивация земли (подъездных дорог и приустьевых площадок);
- утилизация отходов.

Расчет стоимости ликвидации выполнен согласно перечню наземного оборудования, сооружений и коммуникаций, подлежащих ликвидации (рекультивации, утилизации), объемам работ, представленных Заказчиком.

В работе проведена ориентировочная оценка необходимых материально-технических, трудовых затрат на ликвидацию скважин и других производственно-хозяйственных объектов, и сооружений, а также на рекультивацию использованных земель.

Исходные параметры, необходимые для расчетов приняты на основании существующих норм и утвержденных калькуляций. Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок.

Таблица 8.4.1-Общая стоимость ликвидационных работ

п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	2	3	4
1	Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации скважин	тенге	12 777 729,41
2	Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	тенге	1 045 800,00
	ИТОГО	тенге	13 823 529,41
3	Прочие расходы, 2%	тенге	276 470,59
	Итого	тенге	14 100 000,0

На основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда по разведочным работам по площади Шубаркудук составит **14 100 000,00** тенге.

Таблица 8.4.2 - Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд по годам

Год	Отчисления в ликвидационный фонд, тенге
1	2
2022	14 100 000
Всего	14 100 000

По данным таблицы 8.4.2 видно, что на основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда на контрактной территории на период разведки составит **14 100 000,00** тенге.

Выше произведённые расчеты, подлежат пересчету не реже одного раза в три года, в рамках анализа разведочных работ. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

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

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

9.1. Факторы негативного воздействия на геологическую среду

Геологическая среда представляет собой многокомпонентную, весьма динамичную, постоянно развивающуюся систему, находящуюся под влиянием инженерно-хозяйственной деятельности, в результате чего происходит изменение природных геологических и возникновение новых антропогенных процессов.

Весьма существенное влияние на геологическую среду оказывают предприятия нефтегазодобывающей промышленности. Техногенно - геологические взаимодействия приурочены к месторождениям и промыслам нефти и газа. При этом основными видами изменений геологической среды является образование техногенных грунтов, преимущественно техногенно - переотложенных и техногенно - образованных. Нефтегазовое производство воздействует на геологическую среду «сверху» (с поверхности) и «снизу» (из массива горных пород). Воздействие «сверху» происходит при обустройстве месторождений и включает как обычные работы, связанные с освоением территории (строительство производственных помещений и дорог, прокладка коммуникаций и т.п.), так и специфические виды воздействий, характерные для нефтяных промыслов (строительство и эксплуатация скважин, сбор, подготовка и транспорт продукции).

Основными источниками воздействия на геологическую среду «сверху» являются технологические продукты и отходы производства, циркулирующие и накапливающиеся в поверхностных сооружениях. В случае негерметичности или переполнения этих сооружений жидкости растекаются и переносятся поверхностными водотоками. Основным механизмом проникновения загрязнителей в подземные горизонты является инфильтрация вместе с поверхностной водой. Наибольший ущерб наносят аварийные выбросы и фонтанирование подземными флюидами, в особенности нефтью.

Воздействие нефтяной промышленности на геологическую среду «снизу» происходит при строительстве скважин. При разработке нефтяных месторождений основные изменения происходят в самих нефтесодержащих пластах. Часть ранее нефтенасыщенного порового пространства замещается водой или газом, преобразуется химический состав пластовой воды и нефти, особенно интенсивно эти процессы происходят при закачке в пласт воды из

поверхностных водоисточников. Развивается сероводородное загрязнение за счет жизнедеятельности сульфатосодержащих бактерий. Происходит взаимодействие нагнетательной воды с пластовой водой и породой. При этом протекают химические реакции с выпадением в осадок новообразованных минеральных солей, усиливаются процессы выщелачивания минералов скелета нефтеносных пород. Происходят существенные изменения в водоносных горизонтах при использовании их для добычи подземных вод.

В связи с интенсивной разработкой нефтегазовых месторождений в Западном Казахстане сильно возросли техногенные нагрузки на геологическую среду. Появляется большое число опасных и экологически хрупких объектов.

В результате антропогенной деятельности могут произойти изменения части геологической среды. В случае добычи нефти и газа геологические процессы в литосфере могут привести даже к катастрофическим последствиям, таким как землетрясения, оползни, просадки поверхности, обвалы, медленные движения, изменения уровня подземных вод, трещинообразование, заводнение и др.

При освоении нефтегазовых месторождений нарушается поверхностный и подземный сток. Изменяются фильтрационные и физико-механические свойства грунтов, проявляются процессы заболачивания, изменяется напряженное состояние пород в массиве. Происходят местные и региональные просадки поверхности, переформирование гидрогеологических условий, усиление или ослабление условий водообмена, образование новых водоносных горизонтов, смешение вод, изменение уровней, напоров, скоростей и направления движения, изменение химического газового состава и температуры. Могут происходить вторичные изменения, фильтрационные деформации пород, дегазация пород, образование «антропогенных грифонов и гейзеров». В результате происходящих антропогенных воздействий возможны изменения естественных физических полей: гравитационных гидродинамических, термических, геохимических и др.

9.2. Охрана недр при проведении разведочных работ

Охрана недр при проведении разведочных работ на месторождении должна проводиться в соответствии с Законом «О недрах и недропользовании».

Основу охраны недр составляют полнота и достоверность геологического, гидрогеологического, экологического, инженерно-геологического и технологического изучения объектов недропользования.

Мероприятия по охране недр должны, прежде всего, быть направлены на высокую экологическую и экономическую эффективность при наименьшем отрицательном воздействии на состояние окружающей среды.

Мероприятия по охране недр в процессе разведочных работ на месторождении предусматривают:

Мероприятия по обеспечению рационального пользования и охране недр, природы и окружающей среды

- обеспечение полноты геологического изучения для достоверной оценки структуры, предоставленного в недропользование;
- осуществление комплекса мероприятий по обеспечению полноты извлечения из недр нефти и газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов;
- рациональное и комплексное использование водных ресурсов в процессе бурения;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти и газа в недрах, вследствие низкого качества проводки скважин, нарушений технологии разработки газовых залежей и эксплуатации скважин, приводящих к преждевременному обводнению, перетокам жидкости между горизонтами;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промысловой жидкости, грифообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков воды в процессе проводки и освоения скважины;
- надежную изоляцию в пробуренных скважинах водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

Охрана недр в процессе разбуривании

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

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества

промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода хим. реагентов, увеличению объемов отходов, размещаемых в окружающей среде.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, предусматривается использование ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям:

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

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

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

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

Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления

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

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

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности

крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрывааемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

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

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

Общими экологическими требованиями на стадиях недропользования являются:

- сохранение земной поверхности;
- предотвращение техногенного опустынивания;
- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель в связи со строительством дорог, строительством скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов добычи и переработки минерального сырья;
- предотвращение ветровой эрозии почвы, отвалов и отходов производства;
- изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
- предотвращения истощения и загрязнения подземных вод;
- применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;
- очистка и повторное использование буровых растворов;
- ликвидация остатков буровых и горюче-смазочных материалов в окружающей природной среде экологически безопасным способом.

9.3. Воздействия проектируемых работ на геологическую среду

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

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

негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, в проекте на строительство скважин будет предусмотрено использование ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям.

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

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

В процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению «безамбарного метода». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры, которые по мере их заполнения вывозятся на полигон для последующей обработки и утилизации шлама. Контейнеры возвращаются обратно на буровую для последующего использования. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, после осветления и очистки частично могут повторно использоваться для нужд бурения. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей химобработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины. По окончании бурения все неиспользованные отходы бурения, в том числе нефтесодержащие сточные воды, вывозятся на специализированный полигон. После окончания бурения, освоения (испытания) скважин и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с существующими требованиями.

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

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

- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах проведения операций по недропользованию;
- обеспечение полноты извлечения из недр полезных ископаемых, не допуская выборочную отработку богатых участков;
- предотвращение техногенного опустынивания земель;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности обеспечивают условия охраны недр и окружающей природной

среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементирования;

- при нефтегазопроявлениях герметизируется устье скважины, и дальнейшие работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;

- планировка площадок буровых установок с учетом уклона местности для обеспечения стока дождевых вод в сторону емкостей-отстойников;

- предотвращение истощения и загрязнения подземных вод;

- приготовление буровых растворов на водной основе, очистка и повторное использование буровых растворов;

- применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;

- вывоз остатков буровых и горюче-смазочных материалов на площадки бурения последующих скважин с соблюдением их безопасной транспортировки и размещения на площадках;

- учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;

- предотвращение накопления промышленных и бытовых отходов на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого или промышленного водоснабжения;

- охрана недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, снижающих их качество;

- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения операций по недропользованию, консервации и ликвидации объектов разработки месторождений.

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

- Применение материалов, технических средств и технологических процессов с минимальным потенциалом загрязнения или активного воздействия на объекты природной среды;

- Максимальная утилизация отходов по договору со специализированной организацией.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Бурение первоочередной проектной скважины SH-1 с проектной глубиной 400м, проектным горизонтов – РТ начнется в июле 2022 года, на ее бурение будет затрачено 18 суток. Опробование одного объекта в колонне – до 30 суток. Бурение проектных скважин будет осуществляться одним буровым станком.

В таблице 10.1 приведен календарный план бурения проектных скважин.

Таблица 10.1-Календарный план бурения проектных скважин

№ п/п	Наименование работы	Ед. изм.	Объем работ	Начало	Окончание
1	Бурение независимой скважины SH-1	м	400+250	01.05.2022	18.05.2022
2	Бурение независимой скважины SH-2	м	450+250	19.05.2022	05.06.2022
3	Бурение независимой скважины SH-3	м	400+250	06.06.2022	23.06.2022
4	Бурение независимой скважины SH-4	м	500+250	25.06.2022	11.07.2022
5	Бурение независимой скважины SH-5	м	400+250	12.07.2022	29.07.2022
6	Бурение независимой скважины SH-6	м	450+250	01.08.2022	18.08.2022
Общий метраж:			2600		

Прогнозные объемы добычи попутного газа на период испытания поисковых скважин. Настоящим проектным документом предусматривается проведение опробования в 6 проектных скважинах, всего 6 объектов.

Дебит нефти и газосодержание прогнозируется по результатам опробования и анализа глубинных проб ранее пробуренных скважин месторождения Шубаркудук. Газосодержание принимается на уровне 15,6 м³/м³, а дебит нефти – 10 м³/сут. В таблице 10.2 представлен ориентировочный расчет объемов добычи газа при опробовании объектов, которые будут вынужденно сжигаться на факелах.

Таблица 10.2-Ориентировочный расчет объема добычи газа в период опробования скважин

№ скважин	№№ объектов	Горизонт	Ожидаемые параметры при опробовании		Время опробования, сут	Объем добычи газа при опробовании, тыс.м ³
			дебит по нефти, м ³ /сут	газовый фактор, м ³ /м ³		
1	2	3	4	5	6	
SH-1	I	РТ	10	15,6	90	14,04
SH-2	I	РТ	10	15,6	90	14,04
SH-3	I	РТ	10	15,6	90	14,04
SH-4	I	РТ	10	15,6	90	14,04
SH-5	I	РТ	10	15,6	90	14,04
SH-6	I	РТ	10	15,6	90	14,04
						84,24

11. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

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

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

В таблице 11.1 представлены стоимостные показатели капитальных вложений на строительство поисковых скважин и прочие затраты. Таким образом, финансовые затраты в период поисковых работ составят **956 080 тыс. тенге**, основная часть которых приходится на буровые работы.

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

Таблица 11.1 - Укрупненный сметно-финансовый расчет стоимости всех видов и объемов ГРР

№	Наименование видов работ	Ед.изм	Объем работ	Финансовые затраты, тыс.тенге без НДС
1	2	3	4	5
1	Бурение поисковых скважин	скв.	6	707200
		пог.м	2600	
2	ГИС	пог. м	2600	20400
3	Опробование и испытание объектов	объект	6	181560
4	Лабораторные исследования			46920
	керна	пог.км	54	
	флюидов	проба	6	
	Планируемые инвестиции всего:			956 080

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

№	а) Опубликованные
1	Методические указания по составлению проектов разведочных работ углеводородов. Приказ №239 от 24.08.2018 г.
2	"Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых". Приказ Министра энергетики № 239 от 15.06.2018 г.
3	Кодекс "О недрах и недропользования" Республики Казахстан за № 125-VI от 27.12. 2017 г.
4	Экологический кодекс
б) Фондовые	
5	Гилязов Ф.А., Зеликман Т.В., Результаты поисково – детальных работ МОГТ по надсолевым и подсолевым отложениям на площади подсолевых структур Шиликтинская и Жаксымай за 1991-1992 годы по надсолевым отложениям на площадях Жарлыоба, Кенжалы, Кумакжол, Кызылкудук, Адаленбек, Игибай востока Прикаспийской впадины за 1990-1992 годы. С/П 7/91-92 и 7/90-92. пос.Ново-Турланский, 1992г.
6	Гилязов Ф.А., Зеликман Т.В., Результаты поисковых сейсморазведочных работ МОГТ и ОГП МПВ на площади Ащикольского поднятия фундамента востока Прикаспийской впадины за 1989-91 г.г. Отчет Ащикольской партии 8/89-91, пос.Ново-Турланский, 1991г.
7	Думчев П.А., Попова М.К, Жегулин Н.И., Подсчет запасов нефти по месторождению Шубаркудук Темирского района Актюбинской области Казахской ССР, г. Гурьев, 1963 г.
8	«Проект поисковых работ на месторождении Шубаркудук», ТОО «АктыбНИГРИ», 2016г.
9	«Проект разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук», ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», 2018 г.);
10	Технический отчет по выполнению полевых сейсморазведочных работ 3Д с применением источника малой мощности на территории месторождения «Шубаркудук» в Актыбинской области», ТОО «GEO ENERGY GROUP» (ГЕО ЭНЕРДЖИ ГРУПП) совместно с ТОО «Integra Trading Company» (Интегра Трейдинг Компани), 2021г
11	«Отчет обработке и интерпретации материалов сейсморазведочных работ 3Д на территории месторождения «Шубаркудук» (ТОО «PGD Services», 2022г.).