

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«RAMCOOilShubar»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«SciRes»**

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ТОО «RAMCO Oil Shubar»

Яндиев И.А.

2022 г.



**ПРОЕКТ ЛИКВИДАЦИИ
ПОСЛЕДСТВИЙРАЗВЕДКИ
УГЛЕВОДОРОДОВ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ШУБАРКУДУК**

(Договор № 3 от «01» марта 2022 г.)

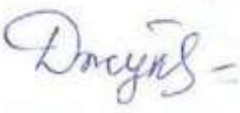
Директор ТОО «SciRes»



Мырзагалин А.М.

г. Актау, 2022 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, Главный специалист по геологии и проектированию разработки месторождений нефти и газа		Сакауов Б.К.
Специалист по геологии и подсчету запасов месторождений нефти и газа		Толеков Б.К.
Главный специалист по технико- экономическому анализу проектных решений		Мырзагалин А.М.
Главный специалист по экологии и охране окружающей среды		Драган А.В.
Оформление проектной документации		Джуксангалиева А.И.

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ТАБЛИЦ

СПИСОК РИСУНКОВ

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

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».

На Государственном балансе Республики Казахстан по пермотриасовому горизонту числятся запасы нефти категории С1 - геологические 1459 тыс.т/извлекаемые 11 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 сейсморазведочных работ 3Д (Протокол ЦКРР РК №70 от 22.04.2016 г, Письмо МЭ РК №№08-2-03-3478/И от 07.07.2016 г).

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

В 2018 году ТОО «Каспиан энерджи Ресерч» 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.).

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.

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 3 отражающим горизонтам: VI- кровля соли; V – подошва нижней юры; III- подошва неокома.

«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, а также в связи с переносом 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.

Проект ликвидации последствий разведки углеводородов на месторождении Шубаркудук, ТОО «RAMCOOilShubar», связанных с разведкой углеводородного сырья, производится в соответствии с требованиями действующих законодательных документов РК и сопровождается значительными материальными и финансовыми затратами, что обуславливает создание специального ликвидационного фонда.

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 24.05.2018г.) по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 7 статьи 126:

- Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий разведки, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разведочных работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных таким проектным документом.

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

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на рекультивацию земли.

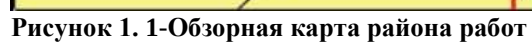
Таким образом, общие ликвидационные затраты по площади составят суммарные затраты на ликвидацию скважин и затраты по рекультивации земли.

Проектные технологические решения по ликвидации скважин предусматривают обеспечение промышленной безопасности, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей среды.

1. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Таблица 1. 1 - Общие сведения о районе работ

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	в восточной бортовой части Прикаспийской-падины
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



2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УЧАСТКА РАЗВЕДКИ

2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разрезов

В разрезе рассматриваемого участка пробуренными скважинами вскрыты отложения от верхнепермских до четвертичных включительно.

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.

Пермотриас - 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 прослойки углей мощностью до 0,5м. Нижнеюрские пески часто водоносны.

Мощность нижнеюрских отложений составляет 55-60м.

Средний отдел – J2

Среднеюрские отложения состоят из коричневатых-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 прослой бурых углей мощностью 1-2 м. Мощность среднеюрских отложений 85-250 м.

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 6 м. 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 – K1ne

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 нижнего неокома 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 верхнего неокома около 60м.

Аптский ярус – K1a

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

На несогласие между аптом и неомом 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, зеленовато-го и охристого тонкозернистого глинистого слюдистого песка. Встречаются прослой 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 – K1al

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 30-40м.

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 ред-

кими 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 разнородными песками с прослоями желтых глин и суглинков.

2.2. 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.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 неокотские 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 юго-запада на северо-восток. Амплитуда сброса доходит до 130 м.

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, неокоты и юры залегают почти горизонтально и пластуется 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 35 м. Промышленная нефтеносность здесь установлена в отложениях пермотриаса и представлена в виде небольших линз.

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, альбом и сеноманом. Простираие 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 30 м, простираие 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 15-20 м. Нефтеносными являются отложения пермотриаса, как на северном, так и на южном поднятиях южного крыла

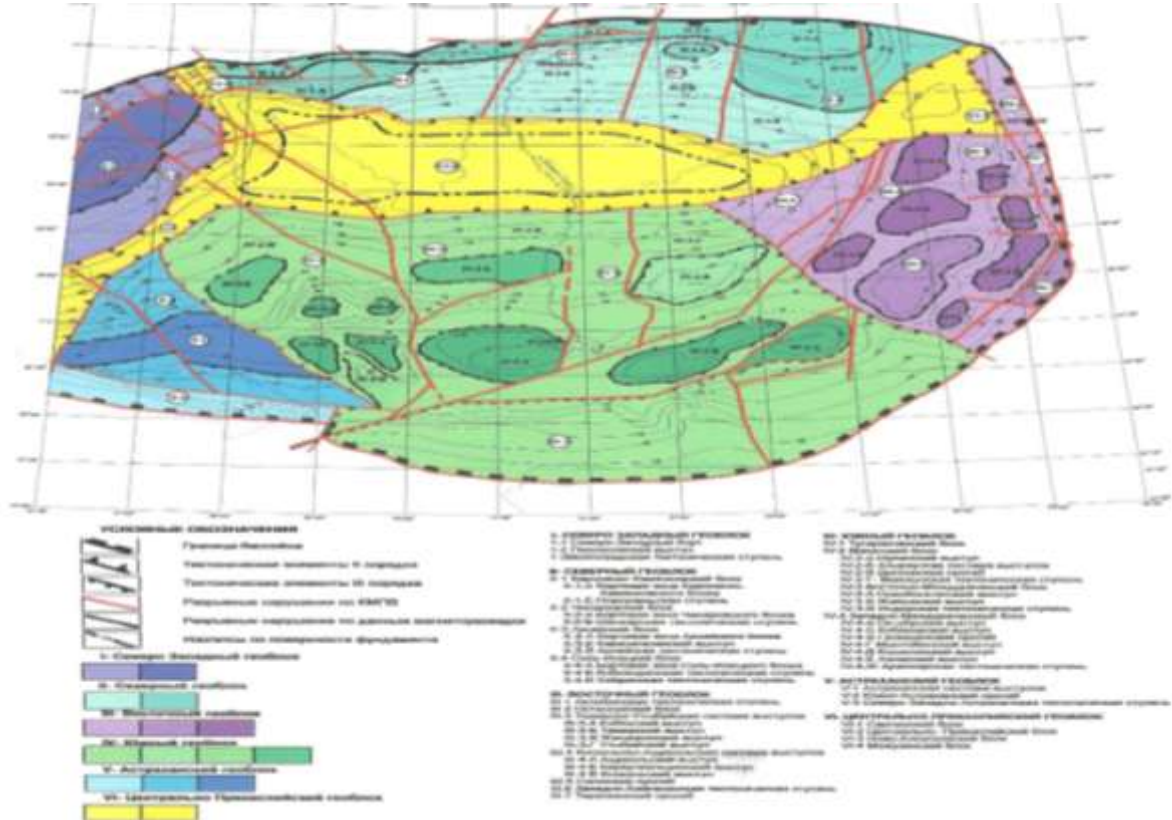
В 1987-1989 годах Турланской ГФЭ проведены сейсморазведочные работы МОГТ и ОГП МПВ.

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.

По кровле соли (VI сейсмический отражающий горизонт) структура Шубаркудук представляет собой антиклинальную складку, несколько вытянутую с юго-запада на северо-восток с двумя сводами с минимальными отметками в сводах -200 м. Размеры соляного тела по замкнутой изогипсе -300 м составляют 15х3 км.

Верхнепермский сейсмокомплексограничен снизу, в зонах непосредственного контакта с подсолевым сейсмокомплексом, отражающим горизонтом П1, а на участках контакта с соленосным комплексом-отражающим горизонтом VI. Верхней границей сейсмокомплекса является отражающий горизонт D.

Рисунок 2. 1– Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской впадины



2.3. 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%.

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ

3.1. Обзор и результаты ранее проведенных 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 вкрест простиранья 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 6 м и 2 профиля отбора проб с отстоем.

В точках глубоких профилей отбор проб газа проводился обычным путем с глубины 2 м, 4 м, 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 МНРП, 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, Шубаржи-

лан, Жаманагаш, Жаксымай, Кейкебас, Шубаркудук, Игибай и в отложениях юрского сейсмокомплекса: Кумкудук, Тогузба, Шокпар Северный.

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

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

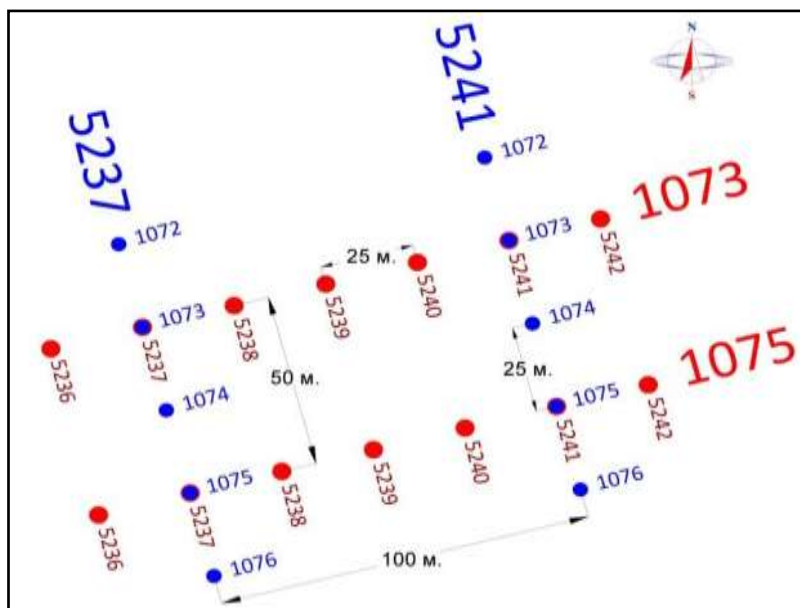
По результатам работ по теме «Отчет о результатах поисково-детальных работ МОГТ по надсолевым отложениям на площадях Жарлыоба, Кенжалы, Кумакжол, Кызылкудук, Адаленбек, Игибай, Жаманагаш востока Прикаспийской впадины за 1990-

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

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 .

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 TOO «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 3 отражающим горизонтам: VI- кровля соли; V – подошва нижней юры; III- подошва неокома.

В таблице 3.1. представлена хронология геолого-геофизической изученности месторождения Шубаркудук.

Таблица 3. 1-Геолого - геофизическая изученность

№ №	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, Кумажол, 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, П ₃ , П ₂ ¹ , П 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 Трэйдинг Ко мпани), 2021г	МОГТ 3Д	уточнено геологическое строение месторождения и выполнены структурные построения по 3 отражающим горизонтам

4. 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. Добыто за время эксплуатации 389 тыс. т нефти. На Государственном балансе числятся остаточные запасы нефти по категории C_1 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.

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 3 отражающим горизонтам: VI- кровля соли; V – подошва нижней юры; III- подошва неокома (11).

На структурной карте по отражающему горизонту V, приуроченному к подошве нижней юры выделяются перспективные участки за пределами 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.

4.1. 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 4).

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.

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.

5. ВИДЫ РАБОТ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ЛИКВИДАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разведки и 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 планируемыми объемами 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.

5.1 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 5.1-5.3.

Таблица 5.1 - 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, превентора и крестовины	
			Рытье шахты устья скважины	
3		Работы по установке бетонной тумбы	Устройство опалубки для бетонной тумбы	10,5
			Укладка бетонной смеси в опалубку	
			ОЗЦ. Установка заглушки на устье с репером	
			Установка ограждения.	
4		Подготовительные работы по переда-	Демонтаж агрегата и рабочей площадки	3,5
			Откачка, вывоз технологической жидкости из	

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

Таблица 5.2 - 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 5.3 - 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 H2S	0,3	25 кг.	13	3,9
Кислород	1	баллон	2,5	2,5
Пропан	1	баллон	2,5	2,5
Итого:				295,551

Порядок оформления документов при ликвидации объектов недропользования

Согласно правил ликвидации и консервации объектов недропользования, утвержденных приказом Министерства энергетики Республики Казахстан от 29 июня 2018 года № 200 для ликвидации или консервации объекта недропользования или его части, недропользователь направляет письменное уведомление в компетентный орган и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды о необходимости намечаемой ликвидации или консервации с указанием предполагаемых сроков начала и окончания работ по ликвидации или консервации объектов недропользования.

К уведомлению прилагаются:

- 1) технико-экономическое обоснование и экономический расчет, обосновывающий необходимость ликвидации или консервации объектов недропользования;

- 2) сведения об оставшихся неотработанных запасах полезных ископаемых, в том числе в предохранительных и других целиках, о наличии попутно добытых, временно не используемых полезных ископаемых, а также отходов производства (в хвостохранилищах, отвалах), содержащих и не содержащих полезные компоненты, вредные и ядовитые вещества;
- 3) согласованный и утвержденный в установленном порядке проект ликвидации или консервации объекта недропользования.

Указанная документация должна полностью отражать фактическое состояние запасов полезных ископаемых, состояние объекта недропользования, земной поверхности, ограниченной земельным отводом.

Проект ликвидации и консервации согласовывается с уполномоченными органами в области охраны окружающей среды, по изучению и использованию недр, в области промышленной безопасности, санитарно-эпидемиологической службы, по управлению земельными ресурсами и утверждается недропользователем, финансирующим проведение работ по проектированию и реализации проекта.

Ликвидация и консервация объекта недропользования производится по проекту, разработанному проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды.

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

При прекращении операций по недропользованию, недропользователь незамедлительно приступает к выполнению работ по ликвидации или консервации объекта недропользования. В случае необходимости принятия экстренного решения о прекращении добычи, недропользователь проводит комплекс мероприятий, обеспечивающих сохранение производственных объектов до начала их ликвидации или консервации.

Проведение работ по ликвидации или консервации объектов недропользования должно осуществляться в полном соответствии с утвержденным проектом.

Приемка работ по ликвидации или консервации объекта недропользования (или его части) по их завершении осуществляется комиссией, создаваемой компетентным органом из представителей уполномоченных органов в области охраны окружающей среды, изучения и использования недр, промышленной безопасности, санитарно-эпидемиологического благополучия населения, по земельным отношениям и местных исполнительных органов области.

Комиссия, на основании непосредственного осмотра и оценки полноты и качества выполненных работ, предусмотренных проектом ликвидации или консервации, составляет акт приемки работ по ликвидации или консервации объекта недропользования.

К акту приемки должны быть приложены:

- 1) планы размещения ликвидированных или законсервированных объектов недропользования и других производственных объектов;
- 2) перечень и объем фактически выполненных работ, предусмотренных проектом ликвидации или консервации;
- 3) справка о фактически произведенных затратах на ликвидацию или консервацию объекта недропользования или его части.

После получения утвержденного акта приемки, недропользователь сдает на хранение в уполномоченный орган по изучению и использованию недр геологическую и маркшейдерскую документацию, пополненную на момент завершения работ, которая должна содержать разрезы, топографические и маркшейдерские планы, вертикальные проекции, по-горизонтные планы и геологические карты месторождения полезных ископаемых.

Указанная документация должна полностью отражать остаточное состояние запасов и степень использованности месторождения полезных ископаемых, состояние производственных объектов, рельефа на участке данной земной поверхности.

Акт приемки утверждается уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и с необходимыми приложениями направляется в уполномоченные органы в области промышленной безопасности, местным исполнительным органам области и недропользователю.

Перечень ликвидированных и находящихся на консервации объектов недропользования ведется уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

5.2. Ликвидации скважин

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации скважин на площади Шубаркудук предусматривают обеспечение промышленной безопасности, сохранение скважины на весь период разведки, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей природной среды.

Скважина может быть законсервирована или ликвидирована по завершению строительства, по инициативе пользователя недр. Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет пользователь недр.

Предприятие – пользователь недр вправе, на договорной или иной правовой основе, делегировать право подготовки документации и проведения работ по консервации, ликви-

дации скважины предприятиям, привлекаемым им для выполнения подрядных работ, при наличии у предприятий лицензии на соответствующий вид деятельности. Во всех случаях право контроля и ответственность за охрану недр и рациональное использование природных ресурсов остаётся за пользователем недр.

За основу расчетов по ликвидации скважин должна быть принята проектные решения по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация и консервация скважины должны производиться с учетом фактических условий строительства скважин.

По результатам геофизических исследований, анализу кернового материала, опробованию интервалов залегания продуктивных горизонтов пластоиспытателем на бурильных трубах в открытом стволе определяется целесообразность спуска эксплуатационной колонны. По этим же критериям определяется целесообразность ликвидации или консервации скважины.

Работы по консервации и ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния проводятся по планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды.

Стоимость ликвидации одной скважины

С учетом представленных данных, стоимость ликвидации одной скважины составила: **2129621,57тенге, 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 *2129621,57тенге= 12777729,41тенге.

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.

5.3. Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

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

5.4. Расчет рекультивации земли

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

Перед технической рекультивацией использованных при разведке земельных пло-

щадей, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после разведки, определяется геологическим отводом.

В период ликвидации все установленное оборудование, конструкции и подземные коммуникации подлежат демонтажу.

Рекультивация земель - комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды в соответствии с интересами общества.

К нарушенным землям относят земли, утратившие в связи с их нарушением первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду.

Рекультивацию земель выполняют в два этапа: технический и биологический.

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, вывоз отходов, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на улучшение агрофизических, агрохимических, биохимических и других свойств почвы. Проведение биологического этапа будет зависеть от природно-климатических условий. В случае нецелесообразности проведение биологической рекультивации с согласованием государственными органами, биологический этап проводиться не будет.

Рекультивация земель включает в себя:

- работы по снятию, транспортировке и складированию (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- работы по складированию потенциально плодородных пород;
- планировку (выравнивание) поверхности, террасирование откосов отвалов и бортов, засыпку и планировку образовавшихся провалов после демонтажа оборудования;
- приобретение (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- нанесение на рекультивируемые земли потенциально плодородных пород и

плодородного слоя почвы;

- ликвидацию послеусадочных явлений;
- ликвидацию промышленных площадок, транспортных коммуникаций, электрических сетей и других объектов;
- очистку рекультивируемой территории от производственных отходов, в том числе строительного мусора, с последующим их вывозом на соответствующие полигоны;
- восстановление плодородия рекультивированных земель, передаваемых в сельскохозяйственное или иное использование;
- деятельность рабочей комиссии по приемке-передаче рекультивированных земель (транспортные затраты, оплата работы экспертов, проведение полевых обследований, лабораторных анализов и др.);
- другие работы, предусмотренные рекультивацией, в зависимости от характера нарушения земель и дальнейшего использования рекультивированных участков.

Снятый верхний плодородный слой почвы используется для рекультивации нарушенных земель или улучшения малопродуктивных угодий. Использование плодородного слоя почвы для целей, не связанных с сельским хозяйством, допускается только в исключительных случаях, при экономической нецелесообразности или отсутствии возможностей его использования для улучшения земель сельскохозяйственного назначения.

При проведении геологоразведочных, поисковых, изыскательских и других работ, сроки рекультивации определяются по согласованию с собственниками земли, землевладельцами, землепользователями, арендаторами.

Анализ последствий развития техногенных процессов весьма сложен по той причине, что собственно техногенное начало может сопровождаться цепочкой последующих природных событий. Иначе говоря, первичные техногенные воздействия могут вызвать к жизни процессы, которые правомерно определить, как природно-техногенные или техногенно-природные.

Сложность их прогнозирования состоит в том, что эти природно-техногенные процессы могут быть существенно сдвинуты во времени, а нередко и в пространстве по отношению к воздействующему источнику техногенеза. Поясним сказанное следующим примером.

Изымая огромные по объему массы породы, вмещающих полезное ископаемое, будь то твердое или жидкое, недропользователь вмешивается в сформировавшуюся миллионами лет геологическую среду, что приводит к последовательному развитию следую-

щих событий:

- ослаблению горного давления внутри напряженного массива;
- формированию полостей окисления природных агентов;
- образованию провалов земли на дневной поверхности;
- активизации эрозии почв;
- нарушение первичных природных условий окружающей среды.

Следовательно, нужно проводить рекультивацию земель после геологических работ.

Преобразование нарушенных в результате производственной деятельности земель в состояние, пригодное для использования их в народном хозяйстве, предотвращение их отрицательного воздействия на прилегающие ландшафтные комплексы, охрана этих комплексов, оптимизация сочетания техногенных и природных ландшафтов достигается рекультивацией нарушенных земель.

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.

Оценивается пригодность пород для экологической рекультивации, что позволяет принять решение по формированию отвальных массивов, составу и объемах рекультивационных работ в соответствии с установленным направлением рекультивации и установить направление рекультивации и последующее использование восстанавливаемых земель в народном хозяйстве в соответствие группой пригодности пород рекультивационного слоя.

Таким образом, предоставляется возможность постоянно улучшать качество, продуктивность и экологическую ценность восстанавливаемых земель. Следовательно, от исходных компонентов природного ландшафта и внесенных в них изменений при формировании техногенного ландшафта зависит выбор направления последующего использования земель. В свою очередь, установленное направление рекультивации нарушенных земель определяет требования к их качеству и, следовательно, к технологии вскрышных, отвальных и рекультивационных работ, т.е. существует прямая и обратная связь между технологией горных работ, определяющей характеристику техногенного ландшафтного комплекса, и направлением рекультивации.

«Технические условия рекультивации», в которых определяется направление рекультивации, и излагаются требования землепользователей к качеству рекультивированных земель, указываются характеристика и параметры рельефа техногенных образований, состав и мощность рекультивационного слоя, состав и размещение коммуникаций, система мелиоративных, противозэрозионных, гидротехнических и прочих мероприятий, устанавливаются на основе соответствующих проектов органами, представляющими земельные участки в пользование.

Выбор направления рекультивации земель осуществляется с учетом следующих факторов:

- природных условий района (климат, почвы, геологические, гидрогеологические и гидрологические условия, растительность, рельеф, определяющие геосистемы или ландшафтные комплексы);
- агрохимических и агрофизических свойств пород и их смесей в отвалах;
- хозяйственных, социально-экономических и санитарно-гигиенических условий в районе размещения нарушенных земель;
- срока существования рекультивированных земель и возможности их повторных нарушений;
- технологии производства комплекса горных и рекультивационных работ;
- требований по охране окружающей среды;
- планов перспективного развития территории района горных разработок;
- состояния ранее нарушенных земель, т.е. состояния техногенных ландшафтов, степени и интенсивности их самозарастания.

Таким образом, рекультивация является многоцелевым мероприятием с природоохранной, природовосстановительной, хозяйственно-восстановительной и территориально-планировочной функциями.

Подход к рекультивированным землям как к одному из видов продукции предприятий, производство которой планируется и контролируется, в значительной степени определяет эффективность и качество производства в целом, существенно снижает его негативное воздействие на окружающую среду, имеет огромное социальное и экономическое значение.

Предприятие выполняет технический этап рекультивации, который включает:

1. планировку поверхности нарушенных земель (грубую и чистовую);
2. выполаживание или террасирование откосов отвалов;
3. ликвидацию последствий усадки отвалов;
4. противозэрозионные мероприятия;

5. строительство гидротехнических и мелиоративных сооружений дорог, прокладку прочих инженерных коммуникаций.

При выборе схемы и структуры механизации рекультивационных работ в первую очередь учитываются направление освоения восстанавливаемых земель, технология отвальных и вскрышных работ, состояние нарушенных участков и свойства вскрышных пород.

Технология горных работ должна обеспечить:

- компактную укладку вскрышных пород в отвалы для снижения объема горно-планировочных работ;
- выполаживание откосов отвалов и бортов;
- формирование оптимальных по геометрическим параметрам, негорящих и устойчивых отвалов;
- оптимальное изъятие и минимальные сроки использования земель в технологическом процессе;
- сокращение отрицательного влияния на окружающую среду, сохранение в зоне разработок благоприятных экологических условий для растений и животных.

Предпочтение отдается отвалам, имеющим площадь более 10 га и правильную геометрическую форму, максимально приближающуюся к квадрату, прямоугольнику или кругу. Такая форма отвала наиболее приемлема для рекультивации и последующего хозяйственного использования восстановленных земель.

Выбор форм рельефа рекультивируемых земельных участков определяется прежде всего необходимостью создания оптимальных условий для их последующего эффективного использования.

Территория участка после завершения всего комплекса работ должна представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный ландшафт.

Проектом предусмотрена рекультивация и вывоз замасоченного грунта силами подрядной организации. Подробные расчеты по стоимости рекультивационных работ представлены ниже.

Затраты на рекультивацию территории ликвидируемых и ликвидируемых скважин включена в стоимость ликвидации скважин.

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.;

Таблица 5.4 -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 используется собственная спецтехника ТОО

«RAMCO Oil Shubar».

Стоимость рекультивации скважин составляет –**1 045 800** тенге

5.5.Объём работ по проведению изоляционно-ликвидационных работ на скважинах

Организация работ по ликвидации скважин на контрактной территории, которые подлежат ликвидации по техническим и геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях, предусматривает следующие:

- монтаж сервисного станка со всем необходимым оборудованием для перфорации и испытания скважины (блок дросселирования, сепаратор, емкости для сбора скважинной продукции, линии манифольда и линия к факелу). Проверка на работоспособность наземного оборудования перед началом освоения скважины;
- обеспечить запас раствора глушения в количестве (не менее двух объемов скважины) без учета объема раствора, находящегося в скважине, запас материалов и химических реагентов;
- разрядка скважины, стравить затрубное и трубное давления;
- произвести глушение скважины жидкостью глушения путем закачки и прямой или обратной циркуляции, ожидание 1 час;
- снятие показаний и запись значений устьевых давлений чтобы убедиться в безопасности скважины;
- демонтаж верхней части фонтанной арматуры и монтаж ПВО;
- опрессовка ПВО на 150 атм. в присутствии представителя АВПФО «Ак-Берен» и получение разрешения на дальнейшее производство работ. Составить акт об опрессовке. Примечание: после каждого монтажа ПВО опрессовку производить в присутствии представителя АСС и дальнейшие работы производить после получения разрешения;
- подъем НКТ 73мм. При подъеме производить постоянный долив в скважину;

- разбурить цементирочный пакер с параметрами, рекомендуемыми поставщиком фреза и цементировочного пакера;
- вымыть продукты разбурирования с выходом забойной пачки на поверхность и выровнять свойства раствора;
- продолжить спуск до глубины следующего цементировочного пакера с проработкой каждой трубы;
- разбурить цементирочный пакер с параметрами, рекомендуемыми поставщиком фреза и цементировочного пакера;
- вымыть продукты разбурирования с выходом забойной пачки на поверхность и выровнять свойства раствора;
- продолжить спуск до искусственного забоя. Проциркулировать до выхода забойной пачки на поверхность и выровнять свойства раствора;
- подъем бурильной компоновки. При подъеме производить постоянный долив в скважину;
- спуск СБТ с «воронкой» на первой трубе до забоя;
- произвести промывку скважины. Произвести инструктаж. Навернуть цементировочную головку и линии. Произвести опрессовку;
- установить цементный мост согласно программе по цементированию;
- поднять инструмент и произвести промывку для срезки цемента;
- оставить скважину на ОЗЦ. Продолжительность ОЗЦ определяется по состоянию пробы;
- по окончании ОЗЦ спустить инструмент для определения кровли моста;
- испытать мост нагрузкой весом инструмента на 4 тн;
- установить бурильные трубы с открытым концом;
- произвести промывку скважины. Произвести инструктаж. Навернуть цементировочную головку и линии. Произвести опрессовку;
- установить цементный мост согласно программе по цементированию;
- поднять инструмент и произвести промывку для срезки цемента;
- оставить скважину на ОЗЦ. Продолжительность ОЗЦ определяется по состоянию пробы;
- по окончании ОЗЦ спустить инструмент для определения кровли моста;
- испытать мост нагрузкой весом инструмента на 3 тн;
- испытать мост гидравлической опрессовкой на 100 атм;
- в случае герметичности поднять инструмент до устья с выбросом на мостки;

- для предохранения от замораживания верхнюю часть скважины на глубине 0-5 м. заполнить не замерзающей жидкостью (нефтью);
- демонтировать ПВО, колонную головку. Спустить в скважину на 3” трубе деревянную пробку на глубину 2 м. и залить цементом до устья;
- наверхнуть на обсадную колонну заглушку;
- на устье скважины установить бетонную тумбу и репер.
- на репере электросваркой сделать надпись: номер скважины, площадь, фирму недропользователя, организацию, пробурившая скважину, дата начала и окончания бурения, дату ликвидации;
- очистить от мусора и спланировать площадку и вокруг устья скважины;
- произвести технический и биологический этапы рекультивации;
- составить акты на установку изоляционно-ликвидационных мостов и акт ликвидации скважины.

5.6. 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 и биологическая 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 5.8. -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 **14 100 000,0** тенге.

Таблица 5.9 - 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 5.9 видно, что на основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда на контрактной территории на период разведки составит **14 100 000**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.

6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1. Мероприятия по обеспечению безопасности населения и персонала, зданий и сооружений

Все рабочие места необходимо обеспечить инструкциями, схемами, предупредительными знаками и надписями. Рабочих обеспечить спецодеждой и индивидуальными средствами защиты.

Для снижения шума и вибрации от технологического оборудования предусмотреть:

- заключение в кожухи механизмов, производящих шум и вибрацию;
- установку гибких связей;
- упругие прокладки пружины;
- установку тяжелого вибрирующего оборудования на самостоятельные фундаменты;
- применение вибробезопасных и малошумящих машин;
- дистанционное управление и сокращение времени пребывания в условиях вибрации и шума;
- применение средств индивидуальной защиты.

Решения по обеспечению безопасности производства(УДН):

Для обеспечения взрывобезопасности установки предусмотреть в период ликвидации систему противоаварийной защиты, включающую в себя автоматический контроль за параметрами подаваемых сред (давление, расход, уровень).

Технологическое оборудование расположить с соблюдением соответствующих разрывов между отдельными аппаратами, что обеспечивает безопасность обслуживания установки и ограничивает зоны развития аварийных ситуаций.

В целях обеспечения максимальных условий безопасности обслуживающего персонала и снижения вредности производства предусмотреть:

- полную герметизацию технологического процесса;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках;
- установка датчиков системы контроля и управления технологическим процессом во взрывозащищенном исполнении;
- автоматизация технологического процесса с централизованным контролем в операторной;
- освещение территории, площадок, рабочих мест;
- соблюдение безопасных максимально допустимых расстояний между сооружениями;

- установка площадок или переходных мостиков в местах перехода людей над трубопроводами на высоте 0,5 м и выше.

Персонал должен быть обучен и аттестован на знание технологической схемы и технологического процесса.

Обслуживающий персонал обязан выполнять следующие основные правила:

- ♦ перед началом смены произвести осмотр рабочего места, проверить состояние технологического процесса, работу оборудования, его герметичность, исправность электрооборудования, канализационных сооружений, наличие и исправность противопожарного оборудования, а в случае обнаружения неполадок, угрожающих безопасности, принять меры к их немедленному устранению;

- ♦ вести технологический режим в соответствии с разделом технологического регламента «Нормы технологического режима установки»;

- ♦ не допускать резких изменений давления в аппаратах и трубопроводах во избежание их разгерметизации;

- ♦ не допускать переполнение емкостного оборудования.

При нарушении технологического режима принимать меры по устранению нарушений.

Персонал во избежание отравления работающих на месторождении с содержанием сероводорода и при необходимости их оперативной эвакуации из зоны загазованности следует твердо знать и строго выполнять следующие требования:

Производственно-бытовые помещения располагать по отношению к устью скважин с учетом направления ветра и рельефа местности. Запрещается установка помещений по замкнутому периметру не обеспечивающего проветривания.

персонал во избежание отравления работающих на месторождении с содержанием сероводорода и при необходимости их оперативной эвакуации из зоны загазованности следует твердо знать и строго выполнять следующие требования:

Производственно-бытовые помещения располагать по отношению к устью скважин с учетом направления ветра и рельефа местности. Запрещается установка помещений по замкнутому периметру не обеспечивающего проветривания.

Обеспечить всех находящихся на месторождении индивидуальными средствами защита (СИЗ, СИЗОД).

Обеспечить все производственные объекты приборами для контроля за воздушной средой, медицинскими аптечками, фонарями, плакаты с надписью «Хода нет», «Яд», и т.д.

Запретить проживание людей в рабочей зоне месторождения без производственной необходимости.

Запретить нахождение посторонних и детей на объектах месторождений.

Систематически проводить контроль за состоянием воздушной среды согласно утвержденному план-графика и мест отбора проб воздуха.

6.2. Мероприятия по предотвращению загрязнения подземных вод

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленных на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения подземных вод предусматриваются следующие мероприятия:

- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив горюче-смазочных материалов, возникающие при использовании неисправной или непроверенной строительной техники и механизмов;
- профилактический осмотр и ремонт оборудования, строительной техники и автотранспорта;
- исключение сбросов всех видов стоков на поверхность земли.

6.3. Мероприятия по обеспечению радиационной безопасности персонала и населения

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Радиационный контроль должен проводиться с помощью стационарных приборов и (или) передвижной лаборатории, снабженной переносными приборами. При обнаружении радиоактивного заражения выше установленных норм, контроль осуществляется постоянно.

В соответствии с «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», № 202 от 03.02.2012. в ликвидационных местах проводится первичные и дальнейшие радиационные обследования.

Основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;

- снижение доз облучения до возможного низкого уровня.

Производственный радиационный контроль проводится:

- при приемке металлолома на хранение в пунктах сбора, складах (площадках);
- перед отправкой загруженных металлоломом транспортных средств потребителю;
- при утилизации транспортных средств, имевших приборы, аппараты или другое оборудование с источниками ионизирующего излучения;
- при утилизации транспортных средств, если шкалы их приборов имели световой состав, содержащий радионуклиды постоянного действия;
- при утилизации транспортных средств, на которых осуществлялось хранение или транспортирование радиоактивных веществ.

Для проведения производственного радиационного контроля используется дозиметрическая и радиометрическая аппаратура, обеспечивающая обнаружение в металлоломе радиоактивные загрязнения превышающие уровни, установленные настоящими правилами. Аппаратура производственного радиационного контроля должна иметь сертификаты Государственной поверки.

Для осуществления радиационного мониторинга будут применяться методы, предусмотренные соответствующими методиками и сертификатами, оборудованием и средствами измерений.

Проведение измерений радиационного фона – один раз в полугодие.

7. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ РАЗВЕДКИ

При проведении работ по ликвидации скважин выполняются требования законодательства, нормативных актов и документов, стандартов Республики Казахстан по промышленной, пожарной, экологической безопасности, чрезвычайным ситуациям природного и техногенного характера, охране труда, санитарно-гигиеническим условиям, лицензирования, технического регулирования. Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности разработаны с целью защиты от опасных, аварийных и чрезвычайных ситуаций и их последствий при консервации скважины и включают организационные, технические условия предупреждения аварий, пожаров, ЧС, воздействия опасных и вредных факторов.

Безопасность и охрана труда на объекте работ в соответствии с проектом выполняются мероприятия по защите персонала от:

- подвижных частей технических устройств;
- повышенной запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура поверхностей технических устройств, экстремальных метеорологических условий;
- повышенного уровня шума и вибрации на рабочем месте;
- токсического воздействия и биологического воздействия.

Таблица 7. 1 - Основные требования и мероприятия по технической безопасности при ликвидации скважин

№ п/п	Общие требования и мероприятия
1	2
1	Объект должен быть обеспечен противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения и размещаться таким образом, чтобы обеспечивался свободный доступ к ним любое время. Все работники и руководители должны уметь пользоваться средствами пожаротушения. Для создания безопасных условий труда необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочих и инженерно-технический персонал необходимой документацией по безопасности труда, для обеспечения безопасности работающих на случай пожара. Буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, приспособлениями и устройствами согласно «Нормативов...»
2	Разработать план ликвидации возможных аварий и действий персонала
3	Руководствоваться : Сборником типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад ; Сборником типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования; Инструкцией по предупреждению открытых фонтанов; Планом ликвидации возможных аварий при ГНВП;
4	Для обеспечения безопасных условий труда и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда, рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами индивидуальной защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности
5	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми «Правилами техники безопасности». Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты
6	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны и в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады для защиты органов дыхания должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты - противогазами .
7	Учитывая, что в процессе работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации, и в соответствии с требованиями МСН2. 04-03-2005 по ограничению действующих уровней шума и вибрации, должна быть оснащённость коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации.
8	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятия нефтяной промышленности, а также соблюдать требования «Естественное освещение. Нормы проектирования», «Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий», «Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон», СанПиН. Использование, класс изоляции электрооборудования и способы его установки должны соответствовать номинальному напряжению сети и условиям окружающей среды.
9	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей. Допускается, для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания, для освещения производственных помещений, проездов, следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высота помещения

Продолжение таблицы 7.1

1	2
10	В помещениях, на открытых площадках, где могут быть по условиям технологического процесса образовываться взрыво и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное исполнение, в зависимости от категорий взрыво и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).
11	Показатель ослепленности для производственных помещений не должен превышать значений, за исключением помещений, для которых показатель ослепленности не ограничен. Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранизирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхнего рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%. Светильники производственных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год
12	Строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методах организации труда, в соответствии со СНиП («Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий» и «Нормативы санитарно-бытовых оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин»), должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями. Рабочие должны быть обеспечены горячим питанием, с регламентированным обеденным перерывом для работающих расстояние до столовой не должно превышать 75 метров. При доставке горячего питания на объекты, должны быть организованы пункты приема пищи. Условия доставки и условия в пунктах приема пищи согласовываются с государственными органами санитарно – эпидемиологической службы. В комплексе обустройства буровой установки должна быть оборудована столовая (вагон – столовая).
13	Технологические системы, их отдельные элементы, оборудование должны быть оснащены необходимыми средствами регулирования, блокировками, обеспечивающими их безопасную эксплуатацию. При взрывоопасных технологических процессах должны предусматриваться автоматические системы противоаварийной защиты, предупреждающие образование взрывоопасной среды и других аварийных ситуаций. При отклонении от предусмотренных регламентом предельно допустимых значений параметров процесса во всех режимах работы и обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние. На запорной арматуре (затворках, кранах), устанавливаемой на трубопроводах, должны быть указатели положения затворов.

Недропользователь, совместно с буровым Подрядчиком, разрабатывает и утверждает в установленном порядке «План совместных действий предприятий (организаций), осуществляющих строительство объектов месторождения, противофонтанной службой, военизированной газоспасательной частью и местных административных органов по ликвидации аварийных ситуаций, защите и эвакуации работающих, населения и транзитных пассажиров» то есть план ликвидации аварий (ПЛА):

1. Не допускается пребывание на буровой лиц, не прошедших соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ, и без средств индивидуальной защиты. Работавшие на буровой должны пройти обучение по специальной программе не реже одного раза в год с отрывом от производства. При привлечении к работам по строительству скважин, персонал сторонних организаций должен пройти аналогичное обучение и проверку знаний, что и основной персонал. Не реже одного раза в месяц в соответствии с графиком (утвержденным главным инженером предприятия и согласованным с региональной противофонтанной службой) производятся учебно-

тренировочные занятия с обслуживающим персоналом для отработки безопасных приемов работы, правильных приемов использования средств индивидуальной защиты и действий при возникновении и ликвидации аварийной ситуации.

2. На территории буровой должен быть установлен флюгер или конус, освещаемый в темное время суток, а также указатель сторон света.

3. Бригады и вахты, работающие в пределах санитарно-защитной зоны (СЗЗ) должны быть обеспечены надежной двусторонней радиосвязью (с постоянным вызовом), с буровым предприятием, а работающие непосредственно на буровой, дополнительной независимой связью с противопожарной, газоспасательной службами.

Контроль за состоянием воздушной среды на территории буровой площадки должен проводиться по графику, утвержденным руководителем работ, но не реже чем:

- в местах возможного скопления сероводорода на открытом воздухе - каждые 24 часа;
- в закрытых помещениях - каждые 8 часов;
- в плохо проветриваемых местах - перед началом, в процессе и после окончания работ.

Результаты замеров (или анализов) должны заноситься в “Журнал контроля состояния воздушной среды”.

- вокруг территории буровой (установить знаки безопасности;
- установить станцию геолого- технологического контроля (ГТК);
- проверить исправность приборов контроля за содержанием сероводорода в воздухе рабочей зоны, наличие и готовность средств защиты, систем дегазации бурового раствора;

Ликвидация последствий аварий будет проводиться как силами предприятия, так и имеющимися в регионе специализированными (противопожарными и газоспасательными) предприятиями, с которыми будут заключаться договора на профилактическое обслуживание и непосредственное участие в ликвидации аварий.

План ликвидации аварий должен предусматривать:

- возможные сценарии возникновения и развития аварий на объекте;
- достаточное количество сил и средств, используемых для локализации и ликвидации последствий аварий на объекте, соответствие имеющихся на объекте сил и средств задачам ликвидации последствий аварий, а также необходимость привлечения профессиональных аварийно-спасательных формирований;
- организацию взаимодействия сил и средств;
- состав и дислокацию сил и средств;
- порядок обеспечения постоянной готовности сил и средств к локализации и ликвидации последствий аварий на объекте с указанием организаций, которые несут ответственность за поддержание этих сил и средств в установленной степени готовности;

- организацию управления, связи и оповещения при аварии на объекте;
- систему взаимного обмена информацией между организациями – участниками локализации и ликвидации последствий аварий на объекте;
- первоочередные действия при получении сигнала об аварии на объекте;
 - действия производственного персонала и аварийно-спасательных служб (формирований) по локализации и ликвидации аварийных ситуаций;
 - мероприятия, направленные на обеспечение безопасности населения;
 - организацию материально-технического, инженерного и финансового обеспечения операций по локализации и ликвидации аварий на объекте.

Мероприятия по недопущению отравлений людей, работающих на месторождении

Во избежание отравления людей, работающих на месторождении с содержанием сероводорода и при необходимости их оперативной эвакуации из зоны загазованности, следует твердо знать и строго выполнять следующие требования:

1. При монтаже бурового оборудования жилые городки и культурно-бытовые помещения располагаются по отношению к устью скважины с учетом господствующего направления ветра и рельефа местности. Запрещается установка помещений по замкнутому периметру.
2. Обеспечит всех находящихся на месторождении средствам индивидуальной защиты (противогазами) под роспись.
3. Обеспечить буровое и другие подразделения приборами для замера концентрации сероводорода, медицинскими аптечками, фонарями типа «Кузбасс», аншлагами с надписью «Хода нет», «Въезд запрещен».
4. Запретить нахождение посторонних людей на объектах и жилых помещениях подразделений.
5. Систематически производить контроль воздушной среды, согласно утвержденному графику и мест отбора проб.
6. При появлении загазованности на объектах немедленно оповестить всех людей, находящихся на его территории, принять меры по предотвращению отравлений.
7. При возникновении концентрации сероводорода выше предельно допустимого вывести людей в безопасную зону. Обеспечить линии электроснабжения, находящихся в зоне загазованности, принять меры противопожарной безопасности и немедленно сообщить руководству компании о загазованности с указанием причины, концентрации сероводорода, направлении ветра и распространения газового шлейфа, для оперативной эвакуации людей из опасной зоны указать их количество.

8. При выводе людей из зоны загазованности следует помнить, что двигаться нужно в направлении против ветра. Исключение составляет причина возникновения загазованности от постороннего источника (с другой буровой, сборного пункта нефти, поврежденного трубопровода).

9. В таком случае вывод людей осуществляется в перпендикулярном направлении ветра.

10. Для определения направления ветра и соответственно направления распространения опасной загазованности и воздушной среды, в случае возникновения аварийной ситуации на буровой (скважине) необходимо устанавливать указатель направления ветра (флюгера).

11. Указатель направления ветра должен быть установлен в свободно продуваемом и хорошо видимом месте, в ночное время освещается.

Для предупреждения несчастных случаев с персоналом работы по ликвидации аварии необходимо организовать следующим образом:

1. Работы по ликвидации аварии в скважине должен выполнять буровой мастер под руководством старшего инженера (мастера) по сложным работам или главного инженера конторы бурения (экспедиции, разведки, участка). Присутствие остальных инженерно-технических работников внутри фонаря и в пределах опасной зоны нежелательно. В случае затянувшейся ликвидации аварии, но не позднее чем через 5 суток с момента ее возникновения, составляется план ликвидации аварии, утверждаемый руководством бурового предприятия.

2. До спуска ловильного инструмента в скважину должно быть проверено состояние:

а) талевого каната и надежность его на случай прихвата оставшейся части бурильной колонны;

б) приспособления для крепления неподвижного конца талевого каната;

в) индикатора веса, особенно правильность положения стрелок приборов; четкость записей пишущего прибора; качество и состояние крепления дюритового шланга и трубок от трансформатора давления к показывающим и пишущим приборам индикатора веса;

г) фонаря вышки и крепления его соединений, а также прочности фундаментов под ногами вышки;

д) кронблока, талевого блока, трансмиссий и тормозной системы лебедки;

е) вкладышей и стопорных устройств ротора и вертлюга.

3. Крепление ловильного инструмента и другие работы в скважине при подвешенной на ведущей трубе бурильной колонне выполняются при застопоренных вкладышах и

зажимах клиньев ротора, исключающих выпадение их при резком вращении или внезапном подъеме. Кроме того, зажимы (клинья) закрепляются болтами.

4. Рабочие места внутри вышки должны иметь свободные доступы и отходы, а внутренняя площадь должна быть освобождена от посторонних предметов.

5. Помимо изложенного, при работах по извлечению прихваченной бурильной или обсадной колонны необходимо удалить всех рабочих из опасной зоны, кроме бурильщика, но не ближе чем на 50 м от вышки. При бурении на дизельном приводе в дизельном помещении остается дизелист, но он должен быть предупрежден об обязательном нахождении в менее опасной зоне (вдоль условной линии продолжения диагоналей фонаря).

6. Необходимо иметь постоянную двустороннюю радиотелефонную связь с офисом предприятия, противопожарной, газоспасательной службами.

Анализ опасности и оценка степени риска при ликвидации скважин

При ликвидации нефтегазопромысловых объектов в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», должен проводиться анализ опасности и риска. И результаты анализа должны быть сформулированы в виде практических мер по предупреждению или уменьшению опасности для жизни человека, заболеваний или травм, ущерба имуществу и окружающей среде.

Скважины являются опасным промышленным объектом.

Риск при ликвидации скважин рассматривается как угрожающее (вероятное) событие (авария) с последствиями, причиняющими ущерб отдельным лицам или группам населения, окружающей среде, материальным ценностям.

Данная концепция не учитывает форс-мажорные обстоятельства (возникновение непреодолимой силы в виде стихийных явлений природы и общественных явлений), рассматривая лишь риск, возникающий в производственном процессе ликвидации скважин при использовании предусмотренных настоящим проектом технических средств и технологий.

Основное требование к результатам анализа риска связано с предоставлением объективной информации о выявлении и исследовании наиболее опасных аварийных ситуаций по критериям «вероятность-тяжесть последствий».

Анализ риска состоит из трех этапов:

- идентификация опасностей.
- анализ частоты.
- анализ последствий.

Основные задачи анализа риска (опасностей) при ликвидации скважин (на стадии проектирования) заключаются в предоставлении лицам, пользующимся настоящим проектом:

- объективной информации о состоянии промышленного объекта и о промышленной безопасности при ликвидации скважин;
- сведений о наиболее опасных, «слабых» местах с точки зрения безопасности;
- оценку степени риска (на качественном уровне) при ликвидации скважин;
- обоснованных рекомендаций по уменьшению степени риска при ликвидации скважин.

Целью выполнения работы по оценке риска (опасностей) является разработка комплекса мероприятий по предупреждению аварийных ситуаций. И тем самым достижения полного исключения травматизма или гибели людей, материального ущерба и вреда окружающей природной среде, радиационного риска при ликвидации скважин рассматривается с точки зрения опасности потери контроля над скважиной и, соответственно, связано с опасностью выброса пластового флюида в окружающую среду. Ниже приведен перечень нежелательных событий (опасностей):

а) Открытое фонтанирование скважины, что может привести к:

- разливу пластового флюида в пределах локального участка индивидуальной площадки;
- загрязнению почв, в пределах и за пределами локального участка;
- испарению углеводородов с площади локализованного участка;
- пожару (воспламенением нефти) на локализованной площади.

б) Взрыв (разрушение) устья скважины под действием избыточного давления, что может привести к поражению людей и технологических объектов в радиусе действия взрыва.

Рекомендации по уменьшению степени риска при ликвидации скважин приведены в таблице 8.2.

Помимо указанных в таблице 8.2 проектных решений и тех дополнительных мероприятий, которые приведены в настоящем проекте, с целью снижения вероятности открытых фонтанов или их последствий до незначительного уровня, должны выполняться согласно:

1.«Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»; «Инструкции по предупреждению нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности»;

2.«Правилам ведения ремонтных работ в скважинах»;

3.«Инструкции по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов» и других нормативных документов.

Таблица 7. 2- Рекомендации по уменьшению степени риска при ликвидации скважин

Событие (процесс), наступление которого, с той или иной вероятностью, может привести к газонефте водопроявлению с переходом к открытому фонтану	Технико-технологические решения проекта на ликвидацию скважины, делающие вероятность наступления события равной нулю
1.Отсутствие противодействия на газонефтенасыщенные пласты, вскрытые перфорацией, под воздействием гидростатического давления столба бурового раствора или жидкости глушения	1.1. Текущий градиент пластового давления рекомендовано уточнять по фактическим замерам в ликвидируемой скважине, а также скважинах вблизи расположенных. 1.2. Проектную плотность жидкости глушения предложено определять в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»
2. Возникновение депрессии давления на газонефтенасыщенные пласты, вскрытые перфорацией, в процессе ликвидации скважины	2.1. Предусмотрен регулярный долив раствора в скважину (поддержание уровня раствора у устья) при спуске и подъеме колонны НКТ или колонны бурильных труб. 2.2. Проектную плотность жидкости глушения предложено определять в соответствии с «Правилами безопасности НГП», благодаря чему исключается поглощение раствора пластами, вскрытыми перфорацией, с последующим газонефтепроявлением. 2.3. Подъем колонны НКТ при наличии сифона запрещается.
3. Вероятность открытого фонтана	3.1 Все работы по ликвидации скважины предусмотрено осуществлять при наличии на устье противовыбросового оборудования. 3.2 В целях недопущения неисправности превенторного оборудования должны быть разработаны требования к превенторам в разрезе «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

Внешние воздействия природного и техногенного характера проявляются в большей степени на линейной части нефтепроводов в связи с протяженностью и отсутствием постоянного контроля и охраны. Для снижения аварийных ситуаций при проектировании производится анализ безопасности опасного производственного объекта, предусматривается комплекс мероприятий и решений, направленных на исключение разгерметизации и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ, их локализацию, обеспечение взрывопожаро безопасности; разработка систем автоматического регулирования, блокировки, сигнализации и других средств обеспечения безопасности.

В анализе условий возникновения и развития аварий определяются возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий.

В анализе риска приводятся:

анализ известных аварий;

анализ условий возникновения и развития аварий;

оценка риска аварий.

Определение типовых сценариев возможных аварий производится по признакам их возникновения и развития. Для них составляется сценарий возможного развития аварии. Для каждого сценария аварии определяются энергетические показатели аварийного процесса и возникающие поражающие факторы и зоны их воздействия (радиусы зон разрушения от взрывной волны, границы зон теплового излучения при пожаре пролива, огненном шаре). Оценка возможного числа пострадавших с учетом, смертельно пораженных среди персонала и населения в случае аварии ведется по наиболее вероятной и наиболее тяжелой авариям с учетом факторов радиусов зон поражения, оповещения персонала и населения и их эвакуации.

Оценка возможного ущерба от аварии ведется по следующим показателям:

- прямые потери, которые включают потери предприятия в результате уничтожения основных фондов, продукции, имущества третьих лиц;
- затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии;
- социально-экономические потери, которые включают затраты на компенсацию и проведение мероприятий вследствие гибели и травмирования персонала и третьих лиц;

Анализ по оценке рисков аварий, включает 4—е основные процедуры:

1. Планирование и организация работ по оценке риска;
2. Идентификация опасностей;
3. Оценка риска, которая включает в себя оценку вероятности возникновения неблагоприятных событий (опасностей) и их последствий;
4. Разработка планов и рекомендаций по снижению и контролю риска.

На основе анализа указанных методов идентификации опасностей можно сделать вывод, что эти методы не имеют ограничений в области их применения для технических объектов и в области природы/вида изучаемого риска. Значит, применение методов идентификации опасностей возможно для исследования процессов возникновения технологических рисков при строительстве морского трубопровода, а выбор метода зависит от целей и задач исследования.

Следует отметить, что проведение анализа степени риска связано со многими неопределенностями. Основные источники неопределенностей - это недостаток информации о надежности оборудования (высокая погрешность значений) и человеческие ошибки, а также принимаемые предположения и допущения, используемые в моделях аварийного процесса. Ожидаемая частота аварий зависит от сценария развития аварии, а также от вида, уровня безопасности и интенсивности функционирования источника воздействия.

В течение последних лет ежегодно геолого-технические службы рассматривают реальные геологические условия площади, на которой ведутся работы по бурению скважин

с целью исключить возможность риска возникновения ГНВП. Знание геолого-технических условий, знание персоналом буровых бригад своих обязанностей, принятые проектные решения, проведение организационно-технических мероприятий при ликвидации скважин, контроль со стороны вышестоящих органов и систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства.

Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений

1. На каждую скважину с возможностью возникновения газонефтеводопроявлений или открытого фонтана должен быть составлен план ликвидации аварий.
2. С членами буровой бригады провести дополнительный инструктаж по первоочередным действиям членов бригады при появлении признаков газонефтеводопроявлений, порядок проведения штатных операций по предупреждению развития аварии с росписью в журнале инструктажей. План ликвидации аварий должен быть вывешен на видном месте, доступном каждому работнику.
3. Производить замер плотности бурового раствора не реже одного раза в час, остальные параметры замерять 3-4 раза в смену с записью в журнале по глинистым растворам.
4. При спускоподъемных операциях контролировать соответствие объемов металла поднятых (спущенных) труб и доливаемого (вытесняемого) в скважину (из скважины) бурового раствора. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, должны соответствовать требованиям проекта.
5. Следить за уровнем столба бурового раствора в скважине при технологических остановках и длительных простоях.
6. При всех отклонениях в процессе нормального бурения, перечисленных выше, остановить углубление скважины (спуско-подъем бурильной колонны) поднять бурильную колонну от забоя на длину квадратной штанги, загерметизировать устье и приступить к ликвидации осложнений согласно плану

Действия при ГНВП

1. При обнаружении ГНВП вахта должна выполнить герметизацию устья, ствола и канала скважины, а также информировать о ситуации руководство. После подтверждения факта газонефтеводопроявления вызывается спецбригада по его устранению. К работам по устранению ГНВП допускают только рабочих и специалистов, которые прошли специальное обучение и подготовку по спецкурсу.

2. Ликвидация ГНВП производится с применением спецоборудования, которое позволяет спустить в ствол бурильные трубы в условиях высокого давления. С целью приостановки газонефтеводопроявления одновременно создаётся оптимальное выравнивающее давление в стволе, равное или превышающее пластовое.

3. Если при спуске оборудования вследствие газонефтеводопроявления возникает фонтанирование, то принимаются меры по его глушению в соответствии с аварийным расписанием. Для этого дополнительно потребуется привлечение представителей органов по технадзору.

4. Для перекрытия скважины при газонефтеводопроявлении применяется баритовая пробка, создающая непроницаемый экран в пластах и позволяющая установить над ней цементный мост. Если ГНВП вскрывается при работе двух насосов, то предусматривают их работу из одной ёмкости либо с установленными запорными устройствами между двумя ёмкостями.

9. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ

№№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 14.01.2019г.)	Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355
2	Закон РК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.12.2018г.)	Астана, от 11.04.2014г. №188-V
3	Закон РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр»	Астана, от 15.06.2018г. №239
4	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 21.01.2019г.)	Астана, 16.05.2014 №202-V
5	Закон РК «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.12.2018г.)	Астана, от 23 апреля 1998 года №219-1
6	Экологический кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 15.01.2019г.)	Астана, от 9 января 2007 года № 212-III
7	Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г.)	Астана, от 24.05.2018г.
8	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (с изменениями и дополнениями от 16.01.2019г.)	Астана, от 22.05.18г МЭ РК №200
9	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.12.2018г.)	Астана, от 9 июля 2003г №481-II
10	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.12.2018г.)	Астана, от 18.09.2009 года №193-IV
11	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»	Приказ МинНацЭкон РК от 20.03.15г. № 236
12	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» СЭ-ТОРБ-2015	Приказ МинНацЭкон РК от 27.03.15г. № 261
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности»	приказ МНЭ РК 20.03.2015г. № 236

Приложение 1 – Техническое задание на проектирование

Приложение 2 – Геологический отвод, Картограмма

Приложение 3 – Протокол совместного заседания НТС

Приложение 4 – Лицензии на право проектирования

1-1

14003718



ЛИЦЕНЗИЯ

19.03.2014 года

14003718

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "SciRes"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, мкр-н 9, дом № 18, 9, БИН: 140240026048

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

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

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

Вид лицензии

Генеральная

Особые условия действия лицензии

Подвиды деятельности (виды работ), разрешенные к осуществлению в нефтегазовой отрасли в рамках лицензируемого вида деятельности, согласно приложению к лицензии

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

Лицензиар

Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе
Министерства нефти и газа Республики Казахстан. Министерство
нефти и газа Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

(уполномоченное лицо)

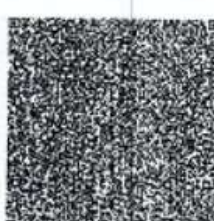
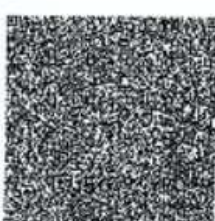
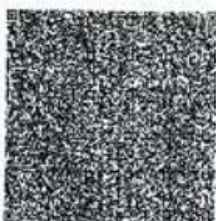
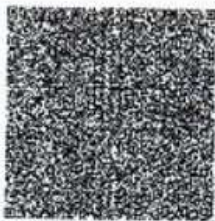
(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

подписи на бумажных носителях)

Место печати для лицензий на бумажных носителях

Место выдачи

г. Астана



1 - 1

14015938



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

23.10.2014 года

01704P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "SciRes"130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 9, дом № 18., 9.,
БИН: 140240026048(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица /
полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей
среды(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом
Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии

генеральнаяОсобые условия
действия лицензии

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

Лицензиар

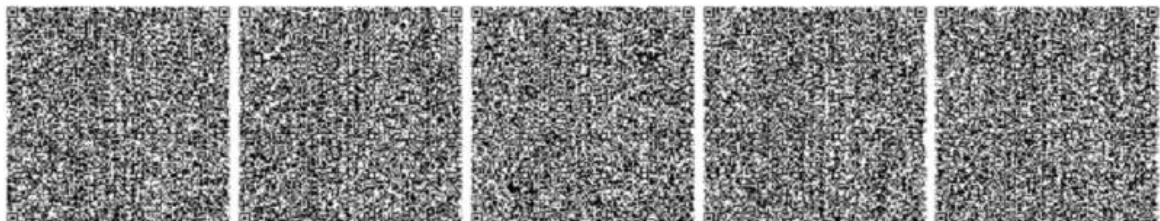
Комитет экологического регулирования и контроля Министерства
окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.
Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики
Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи

г.Астана

Баркод-сұмбат - Электрондық құжаттың мәніне электрондық цифрлық қолтабыс туралы 2002 жылғы 7-ақпартардағы Қазақстан Республикасы Заңының 2-бабының 1-тармағына сәйкес қызыл таспадағы құжатқа тең.
Данный документ подписан кодами 1-страницы 7-094 от 7-января 2002 года -05-электронным документом с электронной цифровой подписью- документом документу на бумажном носителе

Приложение 5–Графическое приложение