

Проект на проведение работ по объекту:
Ликвидация бесхозной аварийной нефтегазовой
скважины Жилинская Г-13 в Актюбинской области

Республиканская бюджетная программа 089 подпрограммы 104 «Ликвидация и консервация бесхозных нефтегазовых и самоизливающихся гидрогеологических скважин»

г.Актобе – 2022г.

**Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан
Комитет геологии
РГУ МД «Запказнедра»**

«УТВЕРЖДАЮ»

**Республиканское государственное учреждение
«Западно-Казахстанский межрегиональный
департамент геологии «Запказнедра»**

**И.о.Руководителя _____ Е.К. Жекеев
« ____ » _____ 2022г.**

**Проект на проведение работ по объекту:
Ликвидация бесхозной аварийной нефтегазовой
скважины Жилинская Г-13 в Актюбинской области**

Республиканская бюджетная программа 089 подпрограммы 104 «Ликвидация и консервация бесхозных нефтегазовых и самоизливающихся гидрогеологических скважин»

**Руководитель отдела мониторинга
и использования недр МД «Запказнедра»**

Кдырова Р.К.

**Исполнитель:
Директор ТОО «ГеоПроект»**

Ұлықпан М.Е.

Руководитель проекта

Каиржанов А.Е.

г.Актобе – 2022г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	Ф.И.О.

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	1
1. ВВЕДЕНИЕ.....	4
1.1. Общая информация	11
1.2. Виды и последовательность выполнения проектных работ	12
2. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	15
2.1. Общие сведения о районе работ. Климатические характеристики	15
2.2. Обоснование критериев ликвидации скважины	18
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ	23
3.1. Выбор мобильной установки (подъемного агрегата) для изоляционно-консервационных работ.....	23
3.2. Подготовительный этап работ по ликвидации скважины.....	25
3.2.1. Передислокация оборудования и ремонтной бригады	25
3.2.2. Глушение скважины.....	25
3.2.3. Подготовка устья скважины.....	28
3.2.4. Подготовка труб	29
3.3. Оборудование устьев скважин при их ликвидации	30
3.4. Выбор цемента. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста при ликвидации скважин	31
3.5. Технология и расчеты установки цементного моста	32
3.5.1. Планирование работ по установке цементных мостов.....	36
3.6. Объем работ при ликвидации 1 скважины	39
4. ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ	39
4.1. Общие требования при проведении изоляционно-ликвидационных работ	39
4.1.1. Ликвидация скважины без эксплуатационной колонны	40
4.1.2. Ликвидация скважины со спущенной эксплуатационной колонной	41
4.1.3. Порядок оформления документов на ликвидацию скважин.....	42
4.2. Мероприятия по предупреждению нефтегазопроявлений.....	43
4.2.1. Мероприятия, проводимые перед началом работ	46
4.2.2. Подготовительные работы к монтажу ПВО	47
4.2.3. Монтаж ПВО	48
4.3. Описание особых условий при производстве работ по ликвидации скважин	53
4.4. Площадь Жилинская Г-13.....	59

4.4.1. Информация по скважине	59
4.4.1.1. Акт обследования скважины, намеченной к ликвидации.....	59
4.4.2. Организация работ.....	66
4.4.2.1. Состав бригады ИЛР	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
4.4.2.2. Ведомость потребности в строительных машинах и спец агрегатах, оборудовании и необходимых материалов и инструментов.....	66
4.4.2.3. Жилые помещения (вагон-дом на шасси) для размещения бригады ИЛР.....	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
4.4.2.4. Исходные данные	56
4.4.3. План проведения изоляционно-ликвидационных работ на площади Жилинская Г-13.....	66
4.4.3.1. Количество жидкости глушения	72
4.4.3.2. Количество цементного раствора	72
4.4.3.3. Водоснабжение	72
4.4.3.4. Энергоснабжение и связь	73
4.4.3.5. Расход ГСМ.....	73
5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	73
5.1. Охрана недр при ликвидации скважины Жилинская Г-13.....	75
5.2. Охрана окружающей среды при ликвидации скважины Жилинская Г-13	77
5.2.1. Общие положения	77
5.2.2. Основные источники загрязнения окружающей среды при ликвидации скважины.....	77
5.2.3. Удаление и обезвреживание отходов, образуемых в результате работ.....	78
5.2.4. Охрана атмосферного воздуха при ликвидации скважины	79
5.3. Промышленная безопасность, техника безопасности, промышленная санитария и противопожарные мероприятия при ликвидации скважин	80
5.3.1. Средства механизации и автоматизации технологических процессов.....	81
5.3.2. Основные требования по безопасной эксплуатации оборудования.....	82
5.3.3. Промышленная безопасность. Техника безопасности. Охрана труда	83
5.3.4. Санитарно-гигиенические условия на месторазмещении объекта ликвидации	84
5.3.5. Взрывопожаробезопасность.....	84
5.3.6. Основные требования по промышленной санитарии и гигиене труда.....	88
5.3.6.1. Санитарно-эпидемиологические требования к освещению	88
5.3.6.2. Санитарно-эпидемиологические требования к бытовым помещениям	89

5.3.6.3. Требования по снижению шума, вибрации бурового оборудования.....	90
5.3.6.4. Средства индивидуальной защиты.....	92
5.3.7. Требования к безопасному ведению работ.....	93
5.3.8. Анализ опасности и оценка степени риска при ликвидации скважин.....	95
6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	101
ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....	66
1. Договор № на оказание услуг	67
2. Техническая спецификация	78
3. Протоколы	86
4. Лицензии	94
5. Заключения	98

РЕФЕРАТ

Фактические работы по ликвидации разведочной скважины Г-13 площади Жилинская были выполнены в 1953 году. На текущий момент требуется ее переликвидация в связи с ее неудовлетворительным состоянием, которая не отвечает требованиям законодательства РК в области охраны окружающей среды, промышленной и противofонтанной безопасности, изучения и использования недр, промышленной санитарии и земельных отношений.

Физическая ликвидация скважины, как технологической единицы объекта недропользования, завершенной строительством и находящейся в ликвидационном фонде, будет проведена на основании настоящей ПСД по объекту «Ликвидация бесхозной аварийной нефтегазовой скважины Жилинская Г-13 в Актыбинской области», согласованной с РГУ «Департамент Комитета промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям РК по Актыбинской области», РГУ «Департамент экологии Актыбинской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК», РГУ «Департамент по защите прав потребителей Актыбинской области Комитета по защите прав потребителей Министерства торговли и интеграции РК», РГУ «Департамент по управлению земельными ресурсами Актыбинской области Комитета по управлению земельными ресурсами Министерства сельского хозяйства РК», Актыбинской инспекцией РГУ МД «Запказнедра» и утвержденной «Заказчиком» - руководителем РГУ МД «Запказнедра».

Проект ликвидации производится в соответствии с требованиями действующих законодательных документов РК:

- Кодексом РК «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.03.2022г.);

- Закона Республики Казахстан «О гражданской защите» № 188-V ЗРК от 11 апреля 2014 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.11.2021г.);

- «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200 (с изменениями от 16.01.2019г.);

- «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утв. Приказом МИИР РК №355 от 30.12.2014г. (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019г.);

- «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» утв. Приказом МЭ РК за № 239 от 15.06.2018г. (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021г.);

- Экологическим кодексом Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI (с изменениями и дополнениями от 27.12.2021 г.).

В основу «Проекта ликвидации ...» положены геолого-геофизические, технологические и другие данные, предоставленные Заказчиком.

Согласно статье 126 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» ликвидация последствий деятельности недропользования по углеводородам проводится в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проектом ликвидации последствий деятельности недропользования.

Данный проект определяет установление порядка и технических требований по проведению ликвидационных работ с обеспечением выполнения условий охраны недр и окружающей среды с переводом скважин в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, а также охрану окружающей природной среды.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Демонтаж - устранение предварительно освобожденных от соединений с сохраняемыми сооружениями, или их элементами деталей, или элементов здания (при помощи подъемных устройств) с сохранением их формы и возможности

функционального использования в будущем.

Зона воздействия - пространство, где под прямым или косвенным воздействием работ по сносу, например, разлет обломков или сотрясений, может быть причинен ущерб.

Объект сноса - сооружение, его деталь, или элемент, сносимые или подлежащие сносу, не ограниченные, или ограниченные другими постройками.

Обломки - выломанные детали и элементы сооружений, измельченные до приемлемых и транспортабельных или пригодных для нового использования размеров.

Опасная зона - участок, где в результате работ по сносу, может быть нанесен вред здоровью людей.

Отходы строительства и сноса – отходы (за исключением высоко и чрезвычайно опасных) от сноса, демонтажа, ремонта, или строительства зданий и (или) сооружений, инженерных коммуникаций и промышленных объектов, объединенные в единую группу.

Помещение – пространство внутри здания, имеющее определенное функциональное назначение и ограниченное строительными конструкциями.

Подземные разрушения - полный снос сооружений или его деталей и устранение обломков вплоть до основания фундамента.

Площадка сноса - участок вокруг объекта сноса, в отличие от свободной и ограниченной площадки сноса предназначенный для выполнения работ по сносу, включая их последствия, который должен быть обозначен и где должна быть обеспечена безопасность.

Работы повышенной опасности – это работы, при выполнении которых имеется или может возникнуть производственная опасность вне связи с характером выполнения работы.

Разрушение: - а) устранение деталей и обломков сооружения со строительной

площадки с окончательным их разрушением и измельчением с целью создания свободной площадки; б) работы по сносу, в результате которых образуются свободные площади, независимо от того, будет ли эта площадь использоваться для других целей (например, для зеленых насаждений).

Сооружение - искусственно созданный объемный, плоскостной или линейный объект (надземный, надводный и (или) подземный, подводный), имеющий естественные или искусственные пространственные границы, и предназначенный для выполнения производственных процессов, размещения и хранения материальных ценностей или временного пребывания (перемещения) людей, грузов, а также размещения (прокладки, проводки) оборудования или коммуникаций.

Снос — полное или частичное устранение сооружений или элементов сооружений путем демонтажа или разрушения.

1. ВВЕДЕНИЕ

1.1. Общая информация

Настоящий проект по объекту «Ликвидация бесхозной аварийной нефтегазовой скважины Жилинская Г-13 в Актыбинской области» разработана на основании договора № 92/22 от 7 июля 2022 года между РГУ МД «Запказнедра» и ТОО «ГеоПроект», Технической спецификации, выданной Заказчиком.

Данный проект определяет установление порядка и технических требований по проведению ликвидационных работ с обеспечением выполнения условий охраны недр и окружающей среды с переводом скважин в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей природной среды, а также сохранность недр.

Ликвидация скважин выполняется в рамках Республиканской бюджетной программы 089 подпрограммы 104 «Ликвидация и консервация бесхозных нефтегазовых и самоизливающихся гидрогеологических скважин», в соответствии с проектом в сроки, согласованные с государственными контролирующими органами Республики Казахстан:

- РГУ «Департамент экологии Актыбинской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК»;

- РГУ «Департаментом Комитета промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям РК по Актыбинской области»;

- РГУ «Департамент по защите прав потребителей Актыбинской области Комитета по защите прав потребителей Министерства торговли и интеграции РК»;

- РГУ «Департамент по управлению земельными ресурсами Актыбинской области Комитета по управлению земельными ресурсами Министерства сельского хозяйства РК».

Ликвидация нефтяных скважин, проводится на основании проекта с обеспечением требований охраны недр и окружающей среды, промышленной санитарии, противofонтанной и промышленной безопасности, рационального использования недр с последующим проведением рекультивации земельного участка.

Техническая часть проекта разработана, согласно «Правилам консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018года № 200, г. Астана (с изменениями от 16.01.2019г.).

Структура и состав проекта на ликвидацию бесхозной аварийной нефтегазовой скважины Жилинская Г-13 в Актюбинской области, соответствует действующим нормативным требованиям и включает следующие разделы:

- *Общая пояснительная записка. Обоснование критериев ликвидации скважин;*
- *Технологические и технические решения по ликвидации скважин;*
- *Порядок организации работ по ликвидации скважин;*
- *Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности;*

К работам по проведению ликвидации скважин допускается персонал, прошедший подготовку и аттестацию.

1.2. Виды и последовательность выполнения проектных работ

Проект по объекту «Ликвидация бесхозной аварийной нефтегазовой скважины Жилинская Г-13 в Актюбинской области» предусматривает следующие виды работ и последовательность их выполнения:

1. Изучение геологических материалов (бурение, испытание, первоначальная ликвидация скважины);
2. Визуальное обследование скважины с оценкой состояния устья, фотографирование.
3. Разработка геолого-методической и технической части проекта, в том числе:
 - *Общая пояснительная записка. Обоснование критериев ликвидации скважины;*
 - *Технологические и технические решения по ликвидации скважины;*
 - *Порядок организации работ по ликвидации скважины;*
 - *Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности;*
4. Разработка экологической части (3 стадия. Раздел ООС) к ПСД.
5. Расчет затрат времени и труда на производство основных видов работ, сметной стоимости на ликвидацию 1 скважины.
6. Передача на рассмотрение и согласование геолого - методической части ПСД в РГУ МД «Запказнедра».
7. Согласование ПСД в уполномоченных государственных органах

Актюбинской области.

8. Передача проекта по акту Заказчику (2 экземпляра в бумажном варианте, и электронная версия).

После составления Проекта на проведение изоляционно-ликвидационных работ, геолого-методическая часть ПСД будет представлена на рассмотрение в РГУ МД «Запказнедра». После выполнения финансовых расчетов по ликвидации скважины Проект будет представлен на экономическую экспертизу.

Стандарты, применимые к данной работе, охватывают обязательные требования в области охраны окружающей среды, недр и земельных ресурсов, промышленной санитарии и технической безопасности в Республике Казахстан, международные стандарты, а также наилучшие примеры практической деятельности управления этими процессами при проведении ликвидации объектов недропользования.

Проведение ИЛР в скважине должно исключить возможность выхода токсичных и агрессивных газов на устье скважины после физической ликвидации скважины.

Общая задача изоляционно-ликвидационных работ при физической ликвидации скважины:

- установка цементных мостов тампонирующей смесью, затвердевающей в прочный малопроницаемый камень, находящийся в состоянии надежного контакта или сцепления с ограничивающими его связями.

Физическая ликвидация скважины, как технологической единицы объекта недропользования, завершенной строительством и находящейся в ликвидационном фонде, будет проведена на основании настоящего Проекта, согласованного с РГУ МД «Запказнедра».

Раздел 4. «Порядок организации работ по ликвидации скважины» включает ПЛАН изоляционно-ликвидационных работ в скважине, где детально приводятся технологические операции непосредственно по физической ликвидации скважины и по приведенным видам операций данного ПЛАНА будет разработан раздел «Охрана окружающей среды» и произведен «Сметно-финансовый расчет ликвидации скважины».

Данный проект по объекту «Ликвидация бесхозной аварийной нефтегазовой скважины Жилинская Г-13 в Актюбинской области» является основным проектным документом при ликвидации скважин.

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Проект составлялся на основании исходных данных; архивных материалов (дел скважин), где присутствуют различные разночтения, или отсутствует необходимая информация.

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1.3. Общие сведения о районе работ. Климатические характеристики

В административном плане участок проведения изоляционно-ликвидационных работ (площадь Жилинская) расположена в 15 км от г. Актобе. Местность ровная полупустынная, с резко континентальным климатом. В орографическом отношении описываемый район представляет собой слабо всхолмленную равнину, расчлененную балками и оврагами.

Для района работ характерны значительные суточные и сезонные колебания температур и ветра. Которые изменяются от умеренных до сильных в течение большей части года. Климат района резко континентальный: с холодной зимой (до -40°C) и жарким летом (до $+40^{\circ}\text{C}$).

Максимальная скорость ветра - 20-25 м/сек. Скорость ветра в среднем составляет 5-6 м/сек.

Снеговой покров обычно ложится в середине ноября и сохраняется до конца марта месяца. Глубина промерзания почвы - в среднем составляет до 1,5-2,0 метра.

Растительность бедная, характерная для полупустынь: типичный для засушливых степей (ковыль, разнотравье), распространены кустарники высотой до 0,5 метров.

Выкопировка из геологической карты скважины показано на рисунке 2.1.1.

Скудность растительного мира сказывается на бедности животного мира, представленного, в основном, колониями грызунов. На площади работ имеют распространение такие строительные материалы как пески, песчаники, глины, суглинки. Пески альбского и четвертичного возраста используются как строительный материал. Во время весеннего паводка поймы рек на значительном пространстве заполняются талыми водами, сохраняющимися до конца мая. Также встречаются временно существующие водоемы.

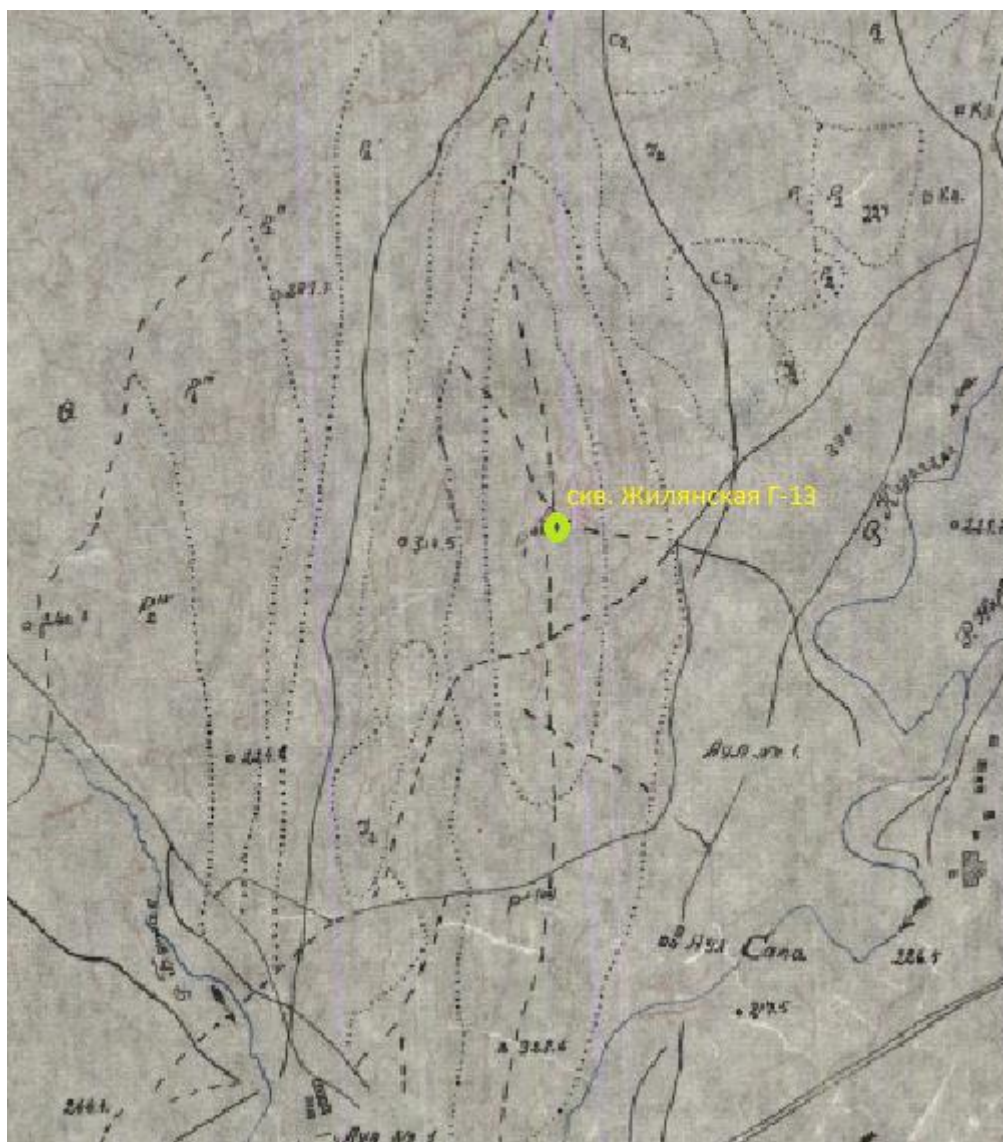


Рисунок 2.1.1. Выкопировка из геологической карты скважины подлежащей ликвидации

Таблица 1.1.

№	НАИМЕНОВАНИЕ	ПОКАЗАТЕЛИ
1	2	3
1.	Площадь, номер скважины	Жилянская, Г-13
2.	Административное расположение площади работ	Актюбинская область, черта г. Актобе
3.	Рельеф местности	слабовсхолмленная равнина с многочисленными балками, оврагами и т.д.
4.	Группа и состояние грунта площади	2, сухой
5.	Состояние местности	Пастбища
6.	Растительный покров	типичный для засушливых степей (ковыль, разнотравье)
7.	Температура воздуха: • максимальная летом до • минимальная зимой до	+ 40 °С -40 °С
8.	Количество осадков за год (среднее за 10 лет)	не более 250 мм
9.	Максимальная глубина промерзания грунта	1,5 - 2,0м
10.	Преобладающее направление и макс. скорость ветра	С-В; 10-15 м/сек
11.	Количество ветреных дней в зимний период	более 30 дней
12.	Толщина снежного покрова, мм	250
13.	Размеры отводимых во временное пользование земель	0,5 га
14.	Водоснабжение: • источник технического водоснабжения • источник питьевого водоснабжения • источник хозяйственно-бытового водоснабжения	Привозная вода Бутилированная вода Привозная вода
16.	Сведения о теплоснабжении	Автономная котельная
17.	Сведения об энергоснабжении	Дизель-электростанция
18.	Сведения о средствах связи	Радиостанция, мобильная, электронная связь



Обзорная карта района работ



- местоположение площади изоляционно-ликвидационных работ

1.4. Обоснование критериев ликвидации скважины

Проектом предусматривается повторная физическая ликвидация с целью исключения негативного влияния ликвидации бесхозной аварийной нефтегазовой скважины Жилинская Г-13 в Актюбинской области по правилам и требованиям, действующим в Республике Казахстан в настоящее время.

Целью проведения изоляционно-ликвидационных работ является установление порядка и технических требований по проведению ликвидационных работ с обеспечением выполнения условий охраны недр и окружающей среды с переводом скважин в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения,

охрану окружающей природной среды, а также сохранность недр.

Изоляционно-ликвидационные работы включают следующие этапы:

- *Передислокацию оборудования, подъемника и ремонтной бригады;*
- *Глушение скважины;*
- *Монтаж подъемника;*
- *Установка ПВО.*
- *Спускоподъемные операции*
- *Операции по промывке скважины*
- *Работы, связанные с бурением*
- *Исследовательские работы*
- *Изоляционные работы, установка мостов.*
- *Заключительные работы.*

Работы по ликвидации скважин с учетом проверки их технического состояния проводятся по планам изоляционно-ликвидационных работ, составленным на основе утвержденного проекта, обеспечивающим выполнение проектных решений по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды.

После завершения работ по фактической ликвидации скважины, согласно ПЛАНА, «Компанией-Подрядчиком» совместно с представителями уполномоченных органов Актюбинской области в области изучения и использования недр, аварийно-спасательной (противофонтанной службы), промышленной безопасности, охраны недр и окружающей среды, здравоохранения и земельных ресурсов составляется АКТ о фактических проведенных мероприятиях по ликвидации скважины. Акт направляется на утверждение «Заказчику» - в Республиканское государственное учреждение «Западно-Казахстанский межрегиональный департамент геологии Комитета геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан «Запказнедра».

Подписание акта о ликвидации скважины «Заказчиком» и «Подрядчиком» выполнившим работы по физической ликвидации скважины, является завершением ликвидационных работ.

Результатом проведения изоляционно-ликвидационных работ в скважине являются отсутствие выхода на устье скважины токсичных и агрессивных сред пластового флюида и газа на устье скважины после физической ликвидации.

Все ликвидируемые скважины в зависимости от причин ликвидации подразделяются на 4 категории:

- I - выполнившие свое назначение;

II - ликвидируемые по геологическим причинам;
III - ликвидируемые по техническим причинам;
IV - скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам.

I категория - скважины, выполнившие свое назначение.

К ним относятся:

I-а) скважины, выполнившие задачи, предусмотренные проектом строительства;

I-б) скважины, достигшие нижнего предела дебитов, установленных проектом, обводнившиеся пластовой, закачиваемой водой, не имеющие объектов возврата или приобщения, в случае отсутствия необходимости их перевода в контрольный (наблюдательный, пьезометрический) фонд;

I-в) скважины, пробуренные для проведения опытных и опытно-промышленных работ по испытанию различных технологий, после выполнения установленных проектом задач;

I-г) скважины, пробуренные как добывающие, а после обводнения переведенные в контрольные, нагнетательные и другие, при отсутствии необходимости их дальнейшего использования;

I-д) скважины, выполнившие свое назначение на подземных хранилищах нефти и газа и месторождениях термальных и промышленных вод.

II категория - скважины, ликвидируемые по геологическим причинам.

К ним относятся:

II-а) скважины, доведенные до проектной глубины, но оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях, то есть в зонах отсутствия коллекторов, законтурной области нефтяных и газовых месторождений, давшие непромышленные притоки нефти, газа, воды, скважины, где были проведены работы по интенсификации притока, которые не дали результатов;

II-б) скважины, прекращенные строительством из-за нецелесообразности дальнейшего ведения работ по результатам бурения предыдущих скважин;

II-в) скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за несоответствия фактического геологического разреза проектному, вскрытия в разрезе непреодолимых препятствий (катастрофические зоны поглощения, обвалы, высокопластичные породы);

II-г) скважины, законченные строительством на подземных хранилищах нефти, газа и месторождениях теплоэнергетических и промышленных вод и оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях («сухими», не давшие притока и т.п.);

II-д) скважины нагнетательные, наблюдательные, эксплуатационные, йодобромные, теплоэнергетические, бальнеологические, скважины, пробуренные для сброса промышленных вод и других промышленных отходов, для эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях, при отсутствии необходимости их использования в иных хозяйственных целях.

III категория - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по техническим причинам (аварийные).

К ним относятся скважины, где прекращены строительство или эксплуатация вследствие аварий, ликвидировать которые существующими методами невозможно:

III-а) скважины, на которых возникли открытые фонтаны, пожары, следствием которых явилась потеря ствола скважины, аварии с бурильным инструментом, техническими или эксплуатационными колоннами, внутрискважинным и устьевым оборудованием, геофизическими приборами и кабелем, аварии из-за некачественного цементирования. В случаях, когда в исправной части ствола скважины (выше аварийной части) имеются продуктивные горизонты промышленного значения, подлежащие в соответствии с технологическими документами на разработку месторождений отработке этой скважиной, ликвидируется только аварийная часть ствола, а исправная передается добывающему предприятию;

III-б) скважины, где произошел приток пластовых вод при освоении, испытании или эксплуатации, изолировать которые не представляется возможным;

III-в) скважины, на которых выявлена негерметичность эксплуатационной колонны в результате ее коррозионного износа вследствие длительной эксплуатации в агрессивной среде;

III-г) скважины с разрушенными в результате стихийных бедствий (землетрясения, оползни) устьями или возникновением реальной опасности оползневых явлений или затопления;

III-д) скважины при смятии, сломах обсадных колонн в интервалах залегания солей, глин;

III-е) скважины, пробуренные на морских месторождениях в случае аварийного ухода буровых установок, разрушения гидротехнических сооружений, технической невозможности и экономической нецелесообразности их восстановления;

III-ж) скважины, пробуренные с недопустимыми отклонениями от проектной точки вскрытия пласта

IV категория - скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и

другим причинам.

К ним относятся:

IV-а) скважины, законченные строительством и непригодные к эксплуатации из-за несоответствия прочностных и коррозионностойких характеристик эксплуатационной колонны фактическим условиям;

IV-б) скважины, непригодные к эксплуатации в условиях проведения тепловых и газовых методов воздействия на пласт;

IV-в) скважины, законсервированные в ожидании организации добычи, если срок консервации составляет 10 и более лет и в ближайшие 5 лет не предусмотрен их ввод в эксплуатацию, или по данным контроля за техническим состоянием колонны и цементного камня дальнейшая консервация нецелесообразна;

IV-г) скважины, расположенные в санитарно-защитных зонах населенных пунктов, водоохранных зонах рек, водоемов, запретных зонах, по обоснованным требованиям уполномоченных органов;

IV-д) нагнетательные скважины при прекращении их приемистости, скважины на подземных хранилищах и скважины, предназначенные для сброса промышленных вод и отходов производства при невозможности или экономической нецелесообразности восстановления их приемистости;

IV-е) скважины - специальные объекты, ликвидация которых по мере выполнения поставленных задач проводится в соответствии с требованиями законодательства;

IV-ж) скважины, расположенные в зонах, где изменилась геологическая обстановка, повлекшая за собой изменение экологических, санитарных требований и мер безопасности, и возникло несоответствие эксплуатации скважин статусу этих зон;

IV-з) скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за возникновения форс-мажорных обстоятельств длительного действия, банкротства предприятия, отсутствия финансирования, прекращения деятельности предприятия, окончания срока действия лицензии на пользование недр.

Физическая ликвидация скважины, рассматриваемой в настоящем проекте, будет произведена по IV категория - скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам, пункту IV-е) скважины - специальные объекты, ликвидация которых по мере выполнения поставленных задач проводится в соответствии с требованиями законодательства.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ

Техническая часть проекта разработана, согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отрасли промышленности», Утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №355, г. Астана (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019г.), «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018года № 200, г. Астана (с изменениями от 16.01.2019г.).

2.1. Выбор мобильной установки (подъемного агрегата) для изоляционно-консервационных работ

Основным критерием выбора установки для проведения изоляционно-консервационных работ является соответствие грузоподъемности агрегата весу применяемых колонн труб (НКТ или бурильных). При этом нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны или 0,9 от расчетной массы колонны НКТ. Кроме того, параметры мобильной установки должны соответствовать ГОСТ16293.

При выборе установки, кроме грузоподъемности, должны учитываться дополнительно следующие факторы:

- мобильность и компактность подъемного агрегата (возможность монтажа возле устья ликвидируемой скважины на кустовой площадке);
- минимальные затраты времени и средств на монтаж и демонтаж подъемного агрегата;
- удобство в эксплуатации подъемного агрегата;
- минимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при работе подъемного агрегата.

Подъемный агрегат для проведения изоляционно-консервационных работ должен быть механизирован и оснащен самостоятельным пультом управления спуско-подъемными операциями (СПО), расположенным в безопасном месте и снабженным контрольно-измерительными приборами (КИП), в т.ч. индикатором веса с записью нагрузки на крюке. С пульта управления агрегатом должны осуществляться все технологические процессы и операции на скважине при обеспечении в ходе их выполнения видимости мачты, лебедки и устья скважины. Грузоподъемность

подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе изоляционно-консервационных работ.

Агрегаты для изоляционно-ликвидационных работ должны отвечать требованиям промышленной безопасности и для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отрасли промышленности при по консервации скважин и оборудования их устьев и стволов.

Подъемные агрегаты должны укомплектовываться автоматическими подвесными гидравлическими ключами типа КТГ, иметь ограничитель подъема крюкоблока, систему звуковой и световой сигнализации установки вышки, контрольно-измерительные приборы работы двигателя и пневмосистемы, а также другие системы блокировки, обеспечивающие безопасность проведения работ при установке агрегатов у устья скважины и спуско-подъемных операциях.

Для ликвидации скважин, рассматриваемых в настоящем проекте, рекомендуется применять передвижной подъемный агрегат УПА 60/80 или аналогичные буровые установки.

Технические характеристики подъемного агрегата УПА 60/80 приведены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 Техническая характеристика мобильной буровой установки УПА 60(80)

Наименование	Шифр, тип оборудования, ГОСТ, ОСТ, ТУ	Показатель
Допустимая нагрузка, кН		600
Мощность привода, кВт		132,4
Мачта	телескопическая, наклонная	
Угол наклона в рабочем положении, град		6
Высота от земли до оси кронблока, м		22,4
Допустимая длина поднимаемой свечи, м		16
Расстояние от торца рамы до оси скважины, мм		1040
Наибольшая статическая нагрузка на стол ротора, т		60
Диаметр проходного отверстия, мм		142
Компрессор	M155-2B5	

Промывочный насос	НБ-125 (9МГр-73)	
Лебедка вспомогательная	ТВ-224В (ТЛ-9) (ГОСТ 2914-10)	
Грузоподъемность, т		50

Физическую ликвидацию скважин будет проводить «Компания-Подрядчик», выбранная по тендеру «Заказчиком», для проведения работ по ликвидации скважин.

2.2. Подготовительный этап работ по ликвидации скважины

2.2.1. Передислокация оборудования и ремонтной бригады

Составляется план переезда и карта нефтепромысловых дорог на участке переброски оборудования.

Подготавливают нефтепромысловую дорогу и перебрасывают оборудование.

Для проведения изоляционно-ликвидационных работ около скважины необходимо устроить рабочую площадку, мостки и стеллажи для труб и штанг.

2.2.2. Глушение скважины

Перед началом ремонтных работ скважины подлежат глушению:

- Скважины с пластовым давлением выше гидростатического.
- Скважины с пластовым давлением ниже гидростатического, но в которых согласно расчетам сохраняются условия фонтанирования или нефтегазопроявления.

Требования, предъявляемые к жидкостям для глушения скважин

Плотность жидкости для глушения определяют из расчета создания столбом жидкости давления, превышающего пластовое в соответствии с необходимыми требованиями. Допускаемые отклонения плотности жидкости глушения от проектных величин приведены в табл. 3.2.1. Жидкость глушения должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами и должна исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами. Фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении рН пластовой воды.

Жидкость глушения не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе

раздела фаз "жидкость глушения - пластовый флюид".

Жидкость глушения не должна образовывать стойких водонефтяных эмульсий первого и второго рода.

Вязкостные структурно-механические свойства жидкости глушения должны регулироваться с целью предотвращения поглощения ее продуктивным пластом.

Жидкость глушения должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 0,10-0,12 мм/год.

Жидкость глушения должна быть термостабильной при высоких температурах и быть морозоустойчивой в зимних условиях.

Жидкость глушения должна быть негорючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной.

Таблица 3.2.1 Допускаемые отклонения плотности жидкости глушения

Глубина скважины, м	Допускаемые отклонения при плотности жидкости глушения, кг/м³.		
	до 1300	1300-1800	более 1800
До 1200	20	15	10
До 2600	10	10	5
До 4000	5	5	5

Жидкость глушения должна быть технологична в приготовлении и использовании. Технологические свойства жидкости глушения должны регулироваться. На месторождениях с наличием сероводорода жидкости глушения должны содержать нейтрализатор сероводорода.

Обоснованный выбор жидкости глушения (с содержанием твердой фазы, на основе минеральных солей, на углеводородной основе, пены) в зависимости от горно-геологических и технических условий работы скважины, а также способов их приготовления можно осуществить в соответствии с рекомендациями каталога жидкостей глушения.

Подготовительные работы

Проверяют наличие циркуляции в скважине и принимают решение о категории ремонта. Определяют величину текущего пластового давления.

Рассчитывают требуемую плотность жидкости глушения и определяют необходимое ее количество. Готовят требуемый объем жидкости соответствующей

плотности с учетом аварийного запаса, объем которого определяют исходя из геолого-технических условий (но не менее одного объема скважины).

Производят разрядку скважины, проверяют исправность запорной арматуры на устьевом оборудовании.

Расставляют агрегаты и автоцистерны, производят обвязку оборудования и гидроиспытание нагнетательной линии давления, превышающего ожидаемое в 1,5 раза. Нагнетательную линию оборудуют обратным клапаном.

Проведение процесса глушения

Заменяют скважинную жидкость на жидкость глушения. Глушение скважины допускается при полной или частичной замене скважинной жидкости с восстановлением или без восстановления циркуляции. Если частичная замена скважинной жидкости недопустима, заполнение колонны жидкостью глушения осуществляют при ее прокачивании на поглощение.

Глушение фонтанных (газлифтных) и нагнетательных скважин производят закачиванием жидкости глушения методом прямой или обратной промывки эксплуатационной колонны до выхода циркуляционной жидкости на поверхность и выравнивания плотностей входящего и выходящего потоков для обеспечения необходимого противодействия на пласт. По истечении 1-2 час при отсутствии переливов и выхода газа скважина считается заглушенной.

Глушение скважин, оборудованных ЭЦН и ШГН, при необходимости производят в два и более приемов после остановки скважинного насоса и сбивания циркуляционного клапана. Жидкость глушения закачивают через НКТ и межтрубное пространство до появления ее на поверхности. Закрывают задвижку и закачивают в пласт расчетный объем жидкости, равный объему эксплуатационной колонны от уровня подвески насоса до забоя.

В скважинах с низкой приемистостью пластов глушение производят в два этапа. Вначале жидкость глушения замещают до глубины установки насоса, а затем через расчетное время повторяют глушение. Расчетное время T определяют по формуле $T = H/v$, где H - расстояние от приема насоса до забоя скважины, м; v

- скорость замещения жидкостей, м/с (ориентировочно можно принять 0,04 м/с).

При глушении скважин, которые можно глушить в один цикл и в которых возможны нефтегазопроявления, буферную жидкость необходимо закачать в межтрубное пространство вслед за порцией жидкости глушения, равной объему лифтового оборудования. Дальнейшие операции по глушению производят согласно принятой на предприятии технологии.

В случае глушения скважин с высоким газовым фактором и большим интервалом перфорации при поглощении жидкости глушения в высокопроницаемых интервалах предусматривают закачку в зону фильтра буферной пачки загущенной жидкости глушения или ВУС. При интенсивном поглощении используют нефтеводокислоторастворимые наполнители-кольмананты с последующим восстановлением проницаемости ПЗП.

При обнаружении нефтегазопроявлений необходимо закрыть противовыбросовое оборудование, а бригада должна действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. Возобновление работ разрешается руководителем предприятия после ликвидации нефтегазопроявления и принятия мер по предупреждению его повторения.

2.2.3. Подготовка устья скважины

Сооружают якоря для крепления оттяжек. Перед разборкой устьевой арматуры скважины давление в затрубном пространстве необходимо снизить до атмосферного. При отсутствии забойного клапана-отсекателя скважина должна быть заглушена жидкостью соответствующей плотности.

Необходимо выяснить техническое состояние обсадной колонны и глубину фактического забоя скважины путем спуска в скважину печати на НКТ или бурильных трубах. Если инструмент спускается впервые, снять бетонную плиту с устья скважины, провести обследование скважины на наличие цементного моста и посторонних предметов внутреннего пространства скважины, Обследование состояния колонны необходимо производить полномерной конусной печатью, имеющей диаметр на 6-7 мм меньше, чем внутренний диаметр обсадных труб.

Устье скважин с возможным нефтегазопроявлением на период работы должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием в соответствии с планом производства работ, а скважина - заглушена.

Подготавливают рабочую зону для установки передвижного агрегата.

Производят монтаж передвижного агрегата.

Расставляют оборудование.

Производят монтаж мачты.

Схема расположения, оборудования, агрегатов, приспособлений показана на рисунке 3.2.1.

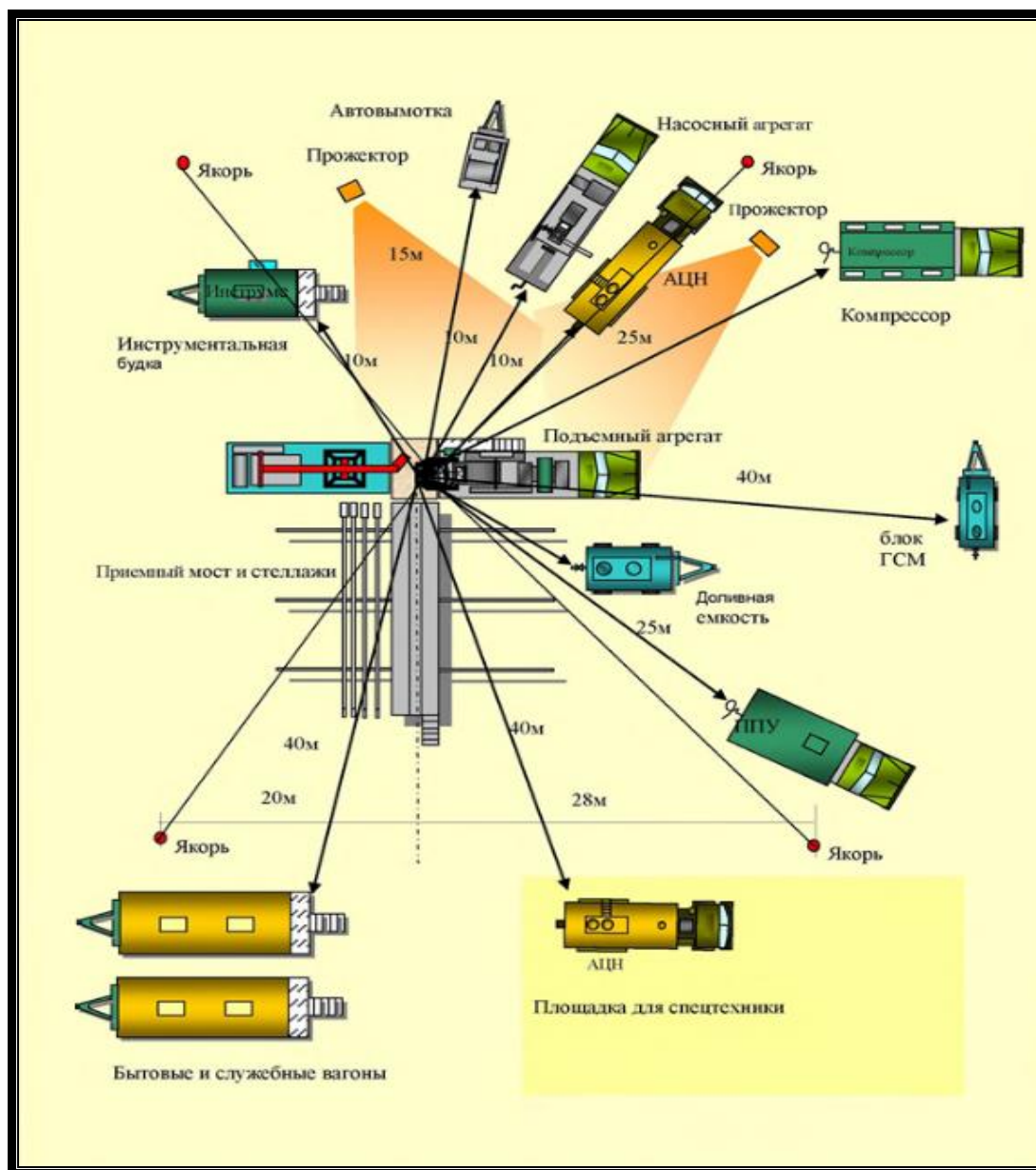


Рисунок 3.2.1– Схема расположения подъемного агрегата оборудования и вспомогательных механизмов

2.2.4. Подготовка труб

Наземные сооружения, буровое и вспомогательное оборудование, инструменты и контрольно-измерительные приборы, исходя из предстоящих работ на скважине, должны быть проверены и приведены в соответствие с действующими требованиями, обеспечивающими безопасное проведение работ.

Подготовка насосно-компрессорных труб (НКТ) и бурильных труб (БТ) осуществляется в соответствии с РД 39-2-132-78 «Инструкцией по эксплуатации, ремонту и учету бурильных труб» (ВНИИТнефть, Куйбышев 1982), РД 39Р-05753520-001-95 «Положение по приемке, хранению, отбраковке, учету движения и по порядку перевода в другие области назначения НКТ и глубинно-насосных штанг». На трубной

базе производятся гидравлические испытания, шаблонировка, маркировка, сортировка труб, а также калибровка резьбы. Непосредственно на площадке осуществляется наружный осмотр, повторное шаблонирование, укладка труб в порядке спуска в скважину и замер их длины.

Транспортирование труб на скважину должно производиться специальным транспортом. При погрузке между рядами труб необходимо прокладывать деревянные прокладки, предохраняющие трубы от ударов. При этом концы труб не должны свешиваться или выступать за габариты транспортного средства более чем на 1 метр. Транспортировка труб без предохранительных колец и ниппелей запрещается.

При разгрузке и укладке труб у скважины необходимо, чтобы муфтовые концы были обращены к устью скважины. При этом не допускается сбрасывание труб, ударение друг о друга, перетаскивание волоком.

При работе с трубами необходимо иметь запас труб из расчета 50 м дополнительного резерва на каждые 1000 м.

При визуальном осмотре труб на скважине определяется состояние наружной поверхности трубы, муфты и их резьбовых частей. Обнаруженные небольшие забоины на поверхности трубы допускаются удалять с помощью напильника.

Шаблонирование труб необходимо производить при подъеме труб с мостков для спуска в скважину. При не прохождении шаблона трубу отбраковывают. На трубах, забракованных при проверке, необходимо сделать пометку «БРАК» устойчивой к климатическим условиям краской. Выбракованные трубы складываются отдельно от основных труб.

При использовании труб разных диаметров и конструкций необходимо группировать их по типам и размерам. Переводник для свинчивания их между собой рекомендуется навернуть заранее в муфту последней трубы спускаемой секции.

Необходимо выяснить техническое состояние обсадной колонны и глубину фактического забоя скважины путем спуска в скважину печати на НКТ или бурильных трубах. Если инструмент спускается впервые, обследование состояния колонны необходимо производить полномерной конусной печатью имеющей диаметр на 6-7 мм меньше, чем внутренний диаметр обсадных труб.

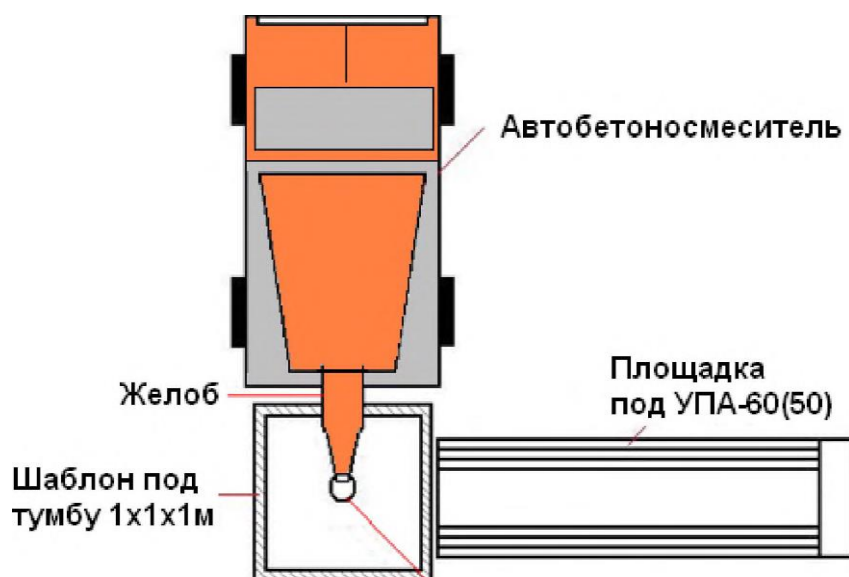
Без предварительного обследования печатями ствола находившейся в эксплуатации скважины, определение глубины забоя шаблонами, спускаемыми на металлической проволоке или каротажном кабеле, запрещается.

2.3. Оборудование устьев скважин при их ликвидации

Устье скважины оборудуется заглушкой, установленной на эксплуатационной колонне.

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером $1 \times 1 \times 1$ м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации.

Бетонная тумба, устанавливаемая на устье скважины при ликвидации и металлическая табличка, устанавливаемая на бетонной тумбе, представлена на рисунке 3.3.1.



Устье ликвидируемой скважины
Схема заливки бетонной тумбы на устье ликвидируемой скважины.

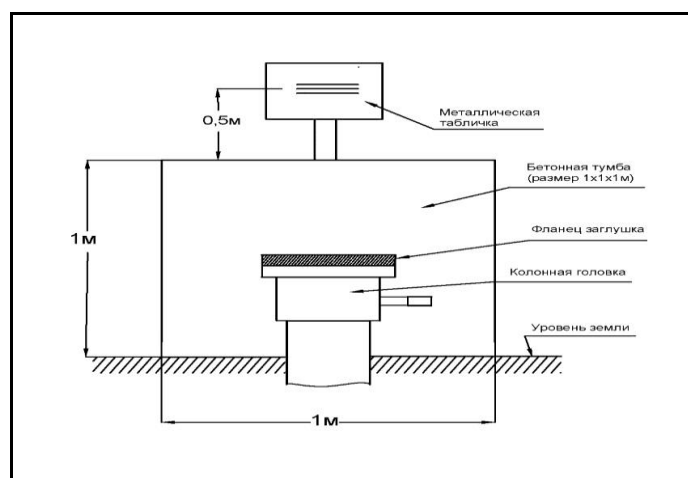


Рисунок 3.3.1 – Тумба, устанавливаемая на устье скважины при ликвидации.

2.4. Выбор цемента. Требования к свойствам тампонажного раствора и

цементного моста при ликвидации скважин

Для установки цементных мостов в открытом стволе и обсадной колонне используются тампонажные портландцемента тип ПЦТ I по ГОСТ 1581-96.

Транспортирование цемента осуществляется по ГОСТ 22237, хранение - по ГОСТ 30515.

Качество (пригодность) цемента для установки цементного моста определяется по соответствию физико-механических свойств тампонажного раствора, приготовленного из испытываемого цемента, требованиям ГОСТ 1581-96.

Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих для интервала установки цементного моста, запрещается.

Цементные мосты должны быть прочными. Если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3 - 6 МПа, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям нагружения от массы колонны труб.

Герметичность моста зависит от высоты и состояния поверхности контактов (тампонажный раствор - стенка скважины, тампонажный раствор - внутренняя поверхность колонны) в период размещения тампонажного раствора в интервале глубин. Для повышения герметичности и несущей способности мостов рыхлая часть глинистой корки в открытом стволе и прилипшие слои (остатки) глинистого раствора на внутренней стенке обсадной колонны должны быть удалены. С этой целью используют буферную жидкость, размещенную между вытесняемым глинистым раствором и вытесняющим тампонажным раствором.

При определении высоты цементного моста исходят из требования перекрытия проницаемого пласта (перфорированного интервала) мостом плюс на 20 м выше кровли и на 20 м ниже подошвы пласта. Таким образом, минимальная высота моста превышает 40 м.

При отказе от применения буферной жидкости высота моста должна быть существенно больше.

2.5. Технология и расчеты установки цементного моста

При ликвидации скважин необходима установка цементных мостов, в зонах возможного флюидопроявления. При ликвидации скважин используется балансовый способ установки цементных мостов, при котором размещение тампонажного раствора в интервале установки моста производится уравниванием его столбов в

заливочной колонне и кольцевом пространстве. При таком способе заливочную колонну спускают до глубины, соответствующей подошве моста. После промывки скважины закачивают тампонажный раствор с подъемом его в кольцевом пространстве до расчетной высоты, при которой гидростатические давления столбов тампонажного раствора в трубах и затрубном пространстве уравниваются. После окончания продавливания поднимают заливочную колонну до глубины, соответствующей кровле моста плюс 5-10 м, обвязывают устье и при прямой или обратной циркуляции удаляют из скважины излишки тампонажного раствора (срезают кровлю моста). Скважину промывают до полного удаления излишков цементного раствора: при обратной промывке - в течение времени прокачивания промывочной жидкости не менее 1,5-2-х объемов заливочной колонны; при прямой промывке - в течение двух циклов. Затем приподнимают заливочную колонну на 50-100 м выше кровли цементного моста и оставляют скважину 24-72 ч на ОЗЦ в зависимости от конкретных условий.

Излишки цементного раствора при установке цементного моста в колонне удаляют при обратной промывке, а в открытом стволе - при прямой промывке. Если есть опасность возникновения поглощения, то кровлю моста не срезают.

Через 24-72 ч ОЗЦ моста с промывкой «нащупывают» кровлю моста и проверяют его прочность разгрузкой веса инструмента на 4-6 т (при необходимости проверяют и герметичность моста способом опрессовки).

При установке цементных мостов в условиях проявлений или поглощений первоначально ликвидируют осложнение известными способами по дополнительно составленному плану.

При установке цементных мостов по балансовому способу разность плотностей тампонажного и глинистого раствора должна быть не менее 0,2 г/см³, а колебания плотности затворяемых растворов относительно заданной не должны превышать $\pm 0,03$ г/см³ для цементных растворов на основе портландцемента.

Расчетами определяются следующие основные параметры технологического процесса установки цементного моста: объем тампонажного раствора, требуемую массу цемента, объем и состав буферной жидкости, объем продавочной жидкости, потребное количество замедлителя или ускорителя схватывания тампонажного раствора, общую продолжительность операции по установке моста.

Продолжительность процесса установки цементного моста (Т) должна удовлетворять следующим требованиям:

$$T < 0,75 \times T_{\text{заг}}$$

где: $T_{\text{заг}}$ - время загустевания тампонажного раствора по консистомеру,

определяемое при температуре и давлении, соответствующих условиям в скважине при установке моста;

$$T = T_1 + T_2 + T_3 + T_4,$$

где: T_1 , T_2 - время соответственно закачки и продавливания тампонажного раствора;

T_3 - продолжительность снятия цементирующей головки и подъема заливочной колонны для срезки кровли моста или выхода из зоны тампонажного раствора;

T_4 - время на подготовку к «срезке» и «срезка» кровли моста до полного удаления из скважины избыточного объема тампонажного раствора.

Для установки цементного моста используют: в открытом стволе заливочную колонну из стальных буровых труб (СБТ) или алюминиевых буровых труб (АБТ); в обсадной колонне - заливочную колонну из НКТ, при этом в компоновку нижней части заливочной колонны включают беззамковые АБТ или НКТ длиной, равной высоте цементного моста.

При подборе рецептуры тампонажного раствора для скважин с высокой температурой важное значение имеет правильное определение динамической температуры в интервале установки моста. Динамическую температуру рекомендуется определять известными способами.

Требуемый объем тампонажного раствора V_u определяют по формуле:

$$V_u = H \times S_c + V_t \times (0,02 + C_1 + C_2 + C_3), \quad (1)$$

где:

H - проектная высота цементного моста, м;

S_c - площадь сечения ствола скважины (или обсадной колонны) в интервале установки моста, м² (в открытом стволе учитывается кавернозность ствола);

V_t - внутренний объем заливочной колонны;

C_1 - коэффициент, учитывающий потери цементного раствора на стенках труб;

C_2 - коэффициент, учитывающий потери цементного раствора при смешении на I границе (глинистый раствор - тампонажный раствор);

C_3 - коэффициент, учитывающий потери цементного раствора при смешении на II границе (тампонажный раствор - глинистый раствор).

Объем продавочной жидкости V_n вычисляют по формуле:

$$V_n = V_t - H \times S_t - V_t \times (C_1 + C_3) - V_{g2}, \quad (2)$$

S_t - площадь проходного сечения труб в интервале установки моста, м²;

V_{g2} - объем второй порции буферной жидкости;

Объемы первой V_{g1} и второй порций V_{g2} буферной жидкости рассчитываются по

формулам:

$$Vg_1 = C_4 - Vt + C_5 - H - Sc, \quad (3)$$

$$Vg_2 = Vg_1 \cdot d_1 / (Dc^2 - d_2^2) \quad (4)$$

где:

C_4 - коэффициент, учитывающий потери буферной жидкости при движении по заливочной колонне;

C_5 - коэффициент, учитывающий потери буферной жидкости при движении по кольцевому пространству;

d_1, d_2 - соответственно внутренний и наружный диаметры заливочных труб, м;

Dc - средний диаметр скважины, м.

Для участков открытого ствола скважины:

$$Dc = Dд * Kкав, \quad (5)$$

где:

$Dд$ - диаметр ствола скважины по долоту, м;

$Kкав$ - среднее значение коэффициента кавернозности в скважине в интервале установки цементного моста.

Значения C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 рекомендуется использовать из таблицы 3.5.1.

Таблица 3.5.1 Коэффициенты, учитывающие интенсивность смешения жидкостей при установке цементных мостов

Показатель	Обозначение	Коэффициент			
		для бурильных труб		для насосно-компрессорных труб	
Тип буферной жидкости	-	вода	нет	вода	нет
Потери цементного раствора:					
- на стенках труб;	C_1	0,01	0,03	-	0,01
- при смешении на I границе;	C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
- при смешении на II границе;	C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
Потери буферной жидкости при движении:					
- по заливочной колонне;	C_4	0,02	-	0,02	-
- по кольцевому пространству	C_5	0,40	-	0,40	-

Чтобы гарантированно обеспечивалась закачка в цементируемый интервал исходного тампонажного раствора, методика расчетов Vu и Vn должна отвечать определенным требованиям. Одним из таких требований считается обеспечение

оставления в заливочных трубах столба исходного тампонажного раствора, равного по длине высоте столба несмешавшегося цементного раствора в кольцевом пространстве, и объемов жидкостей, учитываемых коэффициентами C_1 и C_3 . Это требование можно представить таким образом:

$$\Delta V = C_1 + C_3 + H - St / V_t,$$

где: ΔV - объемная доля тампонажного раствора, оставляемого в заливочной колонне.

При установке моста без разделительных пробок или второй порции буферной жидкости успешность операции будет обеспечена при условии, если $\Delta V > 0,065$.

2.5.1. Планирование работ по установке цементных мостов

При планировании работ по установке цементных мостов предусматривается ряд этапов:

1. Определение условий эксплуатации моста, действующих на него нагрузок и геолого-технических условий его установки, а также дополнительно - статической и динамической температур в скважине, диаметра каверн, вязкости и статического напряжения сдвига глинистого раствора, гидравлических сопротивлений, наличия поглощений или проявлений.

2. Расчет высоты моста в соответствии с действующими на него нагрузками, ограничениями по высоте и технологическими особенностями его установки.

3. Определение объемов цементного раствора, продавочной жидкости, первой и второй порций буферной жидкости - воды и высоты подъема цементного раствора (с учетом зоны смешения) в кольцевом пространстве соответственно по формулам (1), (2), (3) и (4).

При использовании верхней разделительной пробки коэффициенты C_1 и C_3 в указанных формулах принимаются равными нулю.

4. Расчет параметров режима продавливания цементного раствора в скважину в соответствии с величиной гидравлических сопротивлений, эффективностью замещения бурового раствора цементным (оценивается по скорости потока в кольцевом пространстве) и особенностями управления процессом срезки штифтов в случае применения соответствующих контролирующих устройств.

5. Определение общей продолжительности операции по установке моста и подбор рецептуры цементного раствора.

Мероприятия по предупреждению осложнений и аварий при установке моста в

соответствии с таблицей 3.5.2.

Таблица 3.5.2 Осложнения, возникающие при установке цементных мостов, и мероприятия по их недопущению

Осложнения при установке мостов	Наиболее характерные причины осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
1	2	3
Повышение давления и прихват заливочной колонны.	Недостаточное содержание замедлителя схватывания или жидкости - воды затворения.	Контроль за содержанием реагентов в жидкости затворения и процессом приготовления цементного раствора по плотности и расходу компонентов, приготовление всего объема раствора в осреднительной емкости.
	Образование затрудняющих прокачивание зон смешения цементного раствора с глинистым раствором.	Применение буферных жидкостей и разделительных пробок, проверка смесей на загустевание.
	Подъем цементного раствора на значительно большую высоту, чем проектная, вследствие смешения и образования застойных зон.	То же, а также применение центраторов, эксцентрикков.
	Загустевание цементного раствора при остановках циркуляции.	Проверка рецептуры цементного раствора по показаниям консистометра с учетом температуры и давления.
	Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка.	Цементирование с расхаживанием колонны, применение легко разбуриваемых или отсоединяемых хвостовиков.

Осложнения при установке мостов	Наиболее характерные причины осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
1	2	3
Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектном интервале установки моста.	Повышенное содержание замедлителя схватывания или воды в цементном растворе.	Жесткий контроль за приготовлением цементного раствора.
	Смещение цементного раствора с находящейся в контакте с ним жидкостью и низкая точность его продавливания.	Учет потерь на смешение, компенсация неточности при продавливании, применение буферной жидкости, разделительных пробок и контролирующих устройств, контрольный замер внутреннего объема заливочной колонны.
	Подсос пластовых флюидов вследствие поршневого эффекта.	Снижение вязкости и СНС глинистого раствора, уменьшение зон смешения, снижение скорости подъема труб, применение отсоединяемого хвостовика.
	Наличие каверны или желобной выработки.	Определение объема цементного раствора с учетом фактического диаметра скважины, применение гидромониторного устройства или эксцентриков.
Недостаточная несущая способность и негерметичность моста.	Малая высота моста и недостаточное сцепление со стенками.	Расчет высоты моста в соответствии с условиями его эксплуатации и техническими средствами для установки.
Газопроницаемость моста.	Насыщение цементного камня пластовым газом вследствие контракции.	Предварительная установка над местом поступления газа механического пакера или закачка высоковязкой жидкости, введение в тампонажный раствор высоковязкой жидкости.

2.6. Объем работ при ликвидации скважины

Таблица 3.6.1 Объем подготовительных работ при ликвидации скважины

Наименование работ	Единица измерения	Количество единиц
Комплекс работ по подготовке площадки подъемного агрегата	комплекс	1
Подготовка площадки под основание ПА (15 х 20м.)	площадка	1
Доставка строительных механизмов и машин на буровую площадку и обратно	комплект	1
Полевой лагерь (временный)	комплект	1

Таблица 3.6.2 Объем строительных и монтажных работ

Наименование работ	Количество	Примечание
Подъемный агрегат с вышкой и с дополнительным оборудованием, фундаменты под оборудование	1	утвержденная схема монтажа
Гидроизоляция площадок подъемного агрегата с устройством стоков и ловушек	1	Регламент
Средства механизации и контроля	1	в комплекте
Опрессовка обвязки буровых насосов	1	Регламент
ПВО	1	Регламент
Отопительная установка (в холодное время)	1	Регламент
Емкость вр. хранения бурового раствора V = 50 м3	1	Регламент
Емкость вр. хранения воды для хоз./бытовых нужд V = 5,0 м3	1	Регламент
Емкость вр. хранения дизельного топлива V=10,0 м3	1	Регламент
Емкость врем. хранения дизельного масла V=1,0 м3	1	Регламент

3. ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ

3.1. Общие требования при проведении изоляционно-ликвидационных работ

- Все работы по ликвидации скважины проводятся по плану организации работ по каждой скважине, разработанным в соответствии с проектом на ликвидацию скважин для данной площади или месторождения.

- Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважин, ликвидируются по дополнительным планам.

- Ликвидация скважин с межколонным давлением, заколонными перетоками,

грифонами допускается только после их устранения с оформлением акта на проведенные работы и результаты исследований по проверке надежности выполненных работ.

- После проведения физической ликвидации скважины составить АКТ о ликвидации скважины.

3.1.1. Ликвидация скважины без эксплуатационной колонны

Ликвидация скважины без эксплуатационной колонны в зависимости от горно-геологических условий вскрытого разреза производится путем установки цементных мостов, в интервалах залегания высоконапорных минерализованных вод ($K_a = 1,1$ и выше) и слабопродуктивных, не имеющих промышленного значения залежей углеводородов.

Высота цементного моста должна быть на 20 м ниже подошвы и настолько же выше кровли каждого такого горизонта.

Над кровлей верхнего пласта с минерализованной водой, а также на границе залегания пластов с пресными и минерализованными водами (если они не перекрыты технической колонной) устанавливается цементный мост высотой 50 м.

В башмаке последней технической колонны устанавливается цементный мост с перекрытием башмака колонны не менее чем на 50 м.

Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Установленный в башмаке последней технической колонны цементный мост, кроме того, испытывается методом гидравлической опрессовки. Результаты испытаний оформляются актом.

Извлечение верхней части технической колонны с незацементированным затрубным пространством допускается при отсутствии в разрезе напорных и углеводородсодержащих горизонтов.

В этом случае в оставшейся части технической колонны устанавливается цементный мост высотой на 50 м выше и 20 м ниже места извлечения колонны.

Оставшаяся часть технической колонны заполняется нейтральной жидкостью, кондуктор - нейтральной незамерзающей жидкостью.

При ликвидации скважин в результате аварии с бурильным инструментом (категория III-а) в необсаженной части ствола и невозможности его извлечения производится торпедирование или отворот не прихваченной части инструмента.

При нахождении верхней части оставшегося в скважине инструмента ниже

башмака технической колонны производится установка цементного моста под давлением с перекрытием головы оставшегося инструмента на 50 м. После ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб определяется верхний уровень цементного моста. В башмаке технической колонны устанавливается цементный мост высотой 50 м и проверяется его наличие разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб и опрессовкой.

При аварии с бурильным инструментом, когда его верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого технической колонной, производится его торпедирование или отворот на уровне башмака колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста на уровне не менее 100 м над башмаком технической колонны.

Устье скважины оборудуется заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленным на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1х1х1 м с репером высотой не менее 0,5 метров и металлической табличкой, на которой электросоварокй указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ликвидации.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне), и табличкой с указанием номера скважины, месторождения (площади), пользователя недр и даты ее ликвидации. Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей. Выкопировка плана местности с указанием местоположения устья ликвидированной скважины передается землепользователю.

3.1.2. Ликвидация скважины со спущенной эксплуатационной колонны

Оборудование стволов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной производится следующим образом:

- при подъеме цемента за эксплуатационной колонной выше башмака предыдущей колонны (технической колонны или кондуктора) устанавливаются цементные мосты против всех интервалов перфорации, интервалов негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн, интервале башмака кондуктора

(технической колонны). При отвороте незацементированной части эксплуатационной колонны устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м на «голове» оставшейся части колонны. Оставшаяся часть скважины заполняется незамерзающей нейтральной жидкостью;

- при отсутствии цементного камня за эксплуатационной колонной ниже башмака кондуктора или технической колонны, если в этот промежуток попадают пласты-коллекторы, содержащие минерализованную воду или углеводороды, производится перфорация колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста в колонне, перекрывающего указанный интервал, на 20 м ниже и выше с последующей опрессовкой, проведением исследований по определению высоты подъема цемента и качества схватывания.

При ликвидации скважин с нарушенной колонной из-за аварии или корродирования эксплуатационной колонны, вследствие длительных сроков эксплуатации, проводятся исследования по определению наличия и качества цемента за колонной, цементирование в интервалах его отсутствия и установка цементного моста в колонне с перекрытием всей прокорродировавшей части колонны и на 20 м выше и ниже этого интервала, с последующей опрессовкой оставшейся части колонны.

Ликвидация скважин со смятой эксплуатационной колонной производится путем установки цементных мостов в интервалах перфорации и смятия колонн и на 20 м ниже и на 100 м выше этих интервалов перфорации и смятия колонн.

По скважинам, вскрывшим малодобитные, низконапорные пласты ($K_a < 1,1$), допускается принимать консервационные цементные мосты в качестве ликвидационных при условии, что мост перекрывает верхние отверстия перфорации не менее чем на 50 м.

3.1.3. Порядок оформления документов на ликвидацию скважин

В настоящем проекте в соответствии с нормативным документом «Требованиям промышленной безопасности ...» должны содержаться следующие данные.

1. справки, содержащей сведения об истории бурения (с указанием дат начала и прекращения бурения, испытания, работ по ликвидации аварии, для скважин IV категории консервации), эксплуатации, включая основные величины, характеризующие эксплуатацию скважины (дебиты, давления, накопленные отборы нефти, газа, воды), проводимых капитальных ремонтах, переводах и приобщениях, проектной, фактической конструкции, причинах отступления от проекта, причинах

ликвидации скважин (с обоснованием);

2. выкопировки из структурной карты с указанием проектного и фактического положения устья и забоя, а для эксплуатационных скважин - карты текущего состояния разработки месторождения;

3. сведений о том, когда и кем составлен проект строительства этой скважины;

4. диаграмм стандартного каротажа с разбивкой на горизонты и заключением по всем вскрытым продуктивным пластам, заключение по проверке качества цементирования;

5. результатов опрессовки колонн и цементных мостов на основании актов;

6. результатов проверки технического состояния обсадных колонн на основании актов.

Все материалы по ликвидированным скважинам, составлены на основании архивных данных («дело» скважин), где в основном представлены данные по 1 пункту вышерасположенного списка.

Учет, ежегодный контроль за состоянием устьев ликвидированных скважин и необходимые ремонтные работы при обнаружении неисправностей и нарушений требований охраны недр осуществляется компанией – подрядчиком выполнивший изоляционно-ликвидационных работна скважине в соответствии договора с заказчиком работ.

Восстановление ранее ликвидированных скважин производится по проектам.

Повторная ликвидация восстановленных скважин (части ствола) и оформление материалов на ликвидацию производится в соответствии с задачами и интервалами, указанными в проекте или обосновании на восстановительные работы.

3.2. Мероприятия по предупреждению нефтегазопроявлений

При ликвидации, скважин основная опасность связана с возможными газонефтеводопроявлениями, которые при определенных условиях могут перейти в выброс, а затем и в открытый (неуправляемый) фонтан.

По ликвидируемой скважине и соседним скважинам до начала работ по ликвидации, должен быть уточнен градиент пластового давления по всему геологическому разрезу скважины, а также наличие и интервалы залегания потенциально нефтегазоводопроявляющих пластов.

Вышеуказанные данные являются основополагающими показателями горно-

геологических условий скважины и должны быть положены в основу при обосновании плотности жидкости глушения или глинистого раствора.

По степени опасности возникновения газонефтеводопроявлений скважины подразделяются на следующие категории.

Первая категория:

- газовые скважины, независимо от величины пластового давления;
- нефтяные скважины, в которых газовый фактор более 200 м³/м³;
- нефтяные скважины, в которых выявлено поступление газа в скважину через нарушения колонны или в результате заколонных перетоков;
- нефтяные скважины с внутрискважинным газлифтом;
- нефтяные скважины с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более чем на 10%;
- нагнетательные скважины со сроком ввода под закачку менее года с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более чем на 10%;
- нагнетательные и наблюдательные скважины, перфорированные в зоне газоносности;
- нефтяные скважины, имеющие в разрезе близко расположенные между собой газовые и продуктивные нефтяные горизонты с толщиной разделяющей перемычки менее 3 м, а также находящиеся от внешнего контура ГНК на расстоянии 500 м и ближе.

Вторая категория:

- нефтяные скважины, в которых пластовое давление превышает гидростатическое не более чем на 10 % и газовый фактор более 100 м³/м³, но менее 200 м³/м³;
- нагнетательные скважины со сроком ввода под закачку более года с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более чем на 10%.

Третья категория:

- нефтяные скважины, в которых давление равно или ниже гидростатического и газовый фактор менее 100 м³/м³;
- нагнетательные скважины, расположенные вне контура газоносности, пластовое давление которых превышает гидростатическое не более чем на 10%.
- Распределение скважин по категориям опасности возникновения газонефтеводопроявлений и мероприятия по безаварийному проведению работ для данной категории должны пересматриваться 1 раз в год, утверждаться руководством

предприятия и согласовываться с противобойной службой. Скважины, пробуренные в течение года и сданные НГДУ до пересмотра перечня категорийности, относятся к первой категории.

Второй критерий ликвидация последствий деятельности предприятия подразумевает восстановление структуры территории и окружающей среды до первоначального состояния, которое было определено на момент начала работ.

Таким образом, в разряд работ по ликвидации скважины деятельности подпадают критерии действия по:

- Ликвидация скважины;
- Рекультивация нарушенного почвенного покрова земли территории;
- Очистка территории от мусора, металлолома.

Третьим критерием ликвидации скважины и завершающим этапом ликвидационных работ будет рекультивация нарушенных земель в процессе работ и сдача земля по акту государству.

С целью исключения негативного влияния нефтегазовой скважины Г-13 площади Жилинская на окружающую среду, недра и для обеспечения безопасности населения, ПСД по объекту «Ликвидация скважины Г-13 площади Жилинская в Актыбинской области», предусматривается повторная физическая ликвидация указанной скважины, согласно требованиям законодательства Республики Казахстан, действующей в настоящее время в области недропользования.

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан № от 15 июня 2018 года № 239 в установленном порядке подлежат ликвидации:

Ст. 231. Скважины, эксплуатация которых по тем или иным причинам экономически нецелесообразна, в установленном порядке временно выводятся из эксплуатационного фонда в консервацию в соответствии с Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана, утверждаемыми уполномоченными органами в области углеводородов и добычи урана.

Ст. 232. «Все скважины, выполнившие свое назначение, дальнейшее использование которых в другом качестве признано нецелесообразно или невозможным, установленном порядке подлежат ликвидации ...».

Ст. 478. Недропользователь имеет право в любое время до истечения опытно-промышленной добычи и периода добычи, производить консервацию или ликвидацию отдельных технологических скважин

В скважине, подлежащей ликвидации, должны быть устранены межпластовые перетоки, межколонные проявления, другие возможные источники образования вторичных газовых залежей.

3.2.1. Мероприятия, проводимые перед началом работ

Перед началом проведения работ на скважине бригада должна быть ознакомлена с планом работ, который должен содержать сведения по конструкции и состоянию скважины, внутрискважинному оборудованию, перечню планируемых операций, ожидаемым технологическим параметрам при их проведении. С исполнителями работ должен быть проведен инструктаж по технике безопасности с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

Перед началом работ должны быть разработаны мероприятия по локализации и ликвидации последствий возможных аварий. В плане ликвидации возможных аварий (ПЛА), разрабатываемом в соответствии с рекомендациями следует предусматривать:

- оперативные действия персонала по предотвращению и локализации аварий;
- способы и методы ликвидации аварий и их последствий;
- порядок действий по исключению (минимизации) возможности загораний и взрывов, снижения тяжести возможных последствий аварий;
- эвакуации людей, не занятых ликвидацией аварии за пределами опасной зоны.

План ликвидации аварий должен быть вывешен на видном месте, доступном каждому работнику.

Необходимо ликвидировать разлив жидкости, срезать с соблюдением правил промышленной, пожарной и противofонтанной безопасности заглушку с устья скважины, провести обследование скважины на наличие цементного моста и посторонних предметов внутреннего пространства скважины.

Перед началом работ скважина должна быть заглушена. Глушению подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых (согласно выполненным расчетам) сохраняются условия фонтанирования или газонефтеводопроявлений при пластовых давлениях ниже гидростатического.

Монтаж противовыбросового оборудования должен производиться в соответствии со схемой обвязки устья скважины (которая определяется исходя из геолого-технических условий) и технической документацией (технический паспорт, технические условия или инструкция по эксплуатации). Выбранная схема должна быть указана в плане работ на ремонт (ликвидацию) скважины.

В процессе работ допускается переход от одной схемы обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием к другой. Все изменения должны указываться в

плане работ.

К работе по монтажу и эксплуатации допускаются рабочие и специалисты, прошедшие подготовку.

Устьевое оборудование и превентора должны собираться из узлов и деталей заводского изготовления, должны иметь паспорта и быть опрессованы на пробное давление. Периодичность проверки ПВО в условиях базы - гидравлическая опрессовка на рабочее давление - через 6 мес. Дефектоскопия - один раз в год. После проведения проверки составляется акт.

Устье скважины с установленным ПВО должно быть обвязано с доливной емкостью. При температуре воздуха ниже -10°C превенторы должны быть обеспечены обогревом.

Для подъема превенторов на высоту должны использоваться стропы соответствующей грузоподъемности (вес ПВО указывается в техническом паспорте), прошедшие испытание и имеющие соответствующую маркировку.

3.2.2. Подготовительные работы к монтажу ПВО

Перед проведением работ по монтажу ПВО необходимо:

а) произвести планировку территории вокруг скважины для предотвращения возможных разливов технологических жидкостей;

б) провести инструктаж с членами бригад по безопасному ведению работ с записью в журнале;

в) смонтировать подъемник и рабочую площадку согласно техническим условиям и требованиям охраны труда и техники безопасности;

г) собрать и подготовить к работе линии обвязки (выкидные и глушения) для закачки технологических жидкостей в скважину и сброса флюида в коллектор;

д) проверить центрирование мачты подъемного агрегата относительно устья скважины;

е) перед демонтажем фонтанной арматуры (устьевого оборудования скважины) убедиться в отсутствии избыточного давления в трубном и межтрубном пространствах скважины;

ж) подготовить запорную компоновку (или аварийную трубу с шаровым краном), опрессованную на рабочее давление ПВО. Наружный диаметр дистанционного патрубка запорной компоновки или аварийной трубы должен соответствовать типоразмеру трубных плашек превентора. Произвести визуальный осмотр: запорная

компоновка должна быть чистой, без снега и льда, не иметь вмятин, трещин и т.п. Запорная компоновка должна находиться на рабочей площадке, иметь свободный доступ, и должна быть защищена от попадания грязи и брызг.

з) подготовить противовыбросовое оборудование, очистить фланцы и канавки фланцевых соединений. Произвести визуальный осмотр: корпус превентора не должен иметь вмятин, задиров, трещин; штоки штурвалов не должны быть погнуты, и свободно вращаться.

Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием, выкидными линиями согласно типовой схемы установки и обвязки ПВО, утвержденной руководством предприятия, выполняющего работы и согласованный с АСС.

3.2.3. Монтаж ПВО

При ликвидации скважины с буровой установки должно применяться ПВО, тип которого указан в рабочем проекте на строительство скважин.

Монтаж противовыбросового оборудования для проведения работ по ликвидации скважины с подъемного агрегата необходимо произвести в следующем порядке:

Демонтировать фонтанную арматуру, проверить состояние уплотнительных колец и канавок фланцевых соединений.

Малогабаритный сдвоенный превентор (два превентора - с трубными и глухими плашками) установить на крестовину фонтанной арматуры (или через переходную катушку), фланец превентора при этом предварительно должен быть оснащен уплотнительным кольцом исходя из типоразмера фонтанной арматуры. Трубные плашки превентора должны соответствовать диаметру дистанционного патрубка запорной компоновки.

Требования к монтажу и оборудованию ПВО:

- сдвоенный превентор (с трубными и глухими плашками) оборудуется дистанционным управлением посредством трос длиной не менее 10 м, выполненных из труб диаметром 73 мм;

- перед штурвалами должна быть информация о направлении вращения и количестве оборотов для закрытия-открытия превенторов и метки, показывающие полное открытие и закрытие плашек превенторов;

- профиль уплотнительных колец фланцев должен соответствовать профилю канавок на фланцах фонтанной арматуры и противовыбросового оборудования. Кольца и канавки должны быть очищены ото льда и грязи, и, при установке ПВО, плотно входить друг в друга;

- крепление ПВО к крестовине фонтанной арматуры производится на все шпильки, при этом гайки должны быть накручены так, чтобы после заворота гайки на шпильке оставалось 2-3 витка резьбы. Затяжка их производится крест-накрест;

- применение трубно-кабельных плашек в превенторах не допускается, так как при герметизации насосно-компрессорных труб (НКТ) с кабелем электроцентробежного насоса (ЭЦН) не обеспечивается герметичность.

После монтажа испытать ПВО на герметичность методом опрессовки:

- устье скважины с установленным ПВО, опрессовать на давление не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны при присутствии представителя АСС. Результат опрессовки оформить актом с указанием в нём размера установленных плашек;

- на скважинах, оборудованных ЭЦН, для опрессовки превентора необходимо отсоединить электрический кабель от клеммной коробки и спустить его в скважину, укрепляя клямсами на НКТ, до расположения напротив плашек превентора гладкой части трубы без кабеля. Количество спускаемых в скважину НКТ зависит от длины электрического кабеля;

- испытание на герметичность запорной арматуры, применяемой при проводимых работах (шаровые краны, обратные клапаны, клапаны-отсекатели), производится на заводе-изготовителе или на базе производственного обслуживания. Данные опрессовки указываются в паспорте;

- в случаях демонтажа и монтажа превентора по технологическим причинам, замены вышедших из строя деталей или плашек, производится повторная опрессовка превентора с оформлением акта и записью в вахтовом журнале.

Периодически, через шесть месяцев эксплуатации, ПВО совместно с запорной компоновкой должны проходить ревизию в условиях базы (мастерской) и опрессовываться на рабочее давление, указанное в паспорте завода-изготовителя. Результат опрессовки оформляется актом.

Запрещается:

- монтаж превентора на незаглушенной скважине;
- эксплуатация неопрессованного превентора;
- производить удары по корпусу ПВО с целью очистки поверхности от грязи и льда;
- проводить сварочно-ремонтные работы соединительных швов на корпусе;
- обогревать элементы превентора открытым огнем;
- производить расхаживание и вращение труб при закрытых плашках.

Перед ликвидацией скважины необходимо провести:

- инструктаж членов бригады по практическим действиям при появлении признаков газонефтеводопроявлений и предельно допустимым параметрам (давление на устье при закрытом ПВО, скорость спуско-подъемных операций, объем и порядок долива скважины и т.п.);

- проверку состояния подъемного агрегата, ПВО, инструмента и приспособлений;
- учебную тревогу по ликвидации нефтегазопроявлений;
- оценку готовности объекта к оперативному завозу дополнительного объема жидкости глушения.

Признаки возникновения и развития газонефтеводопроявлений следующие:

- перелив жидкости из скважины при отсутствии циркуляции;
- увеличение объема промывочной жидкости в приемных емкостях при бурении или промывке скважины;
- увеличение скорости потока промывочной жидкости из скважины при неизменной подаче насоса;
- уменьшение, по сравнению с расчетным, объема доливаемой жидкости при спуско-подъемных операциях;
- увеличение объема вытесняемой из скважины жидкости при спуске труб по сравнению с расчетным;
- снижение плотности жидкости при промывке скважины;
- повышенное газосодержание в жидкости глушения;
- снижение уровня столба раствора в скважине при технологических остановках или простоях.

Во время изоляционно-ликвидационных работ необходимо иметь:

- на мостках аварийную трубу диаметром, соответствующим размеру плашек превентора, с навернутым шаровым краном и опрессованую на давление опрессовки ПВО;
- запасной шаровой кран;
- два обратных клапана с устройством для их открытия под давлением;
- запас жидкости с соответствующей плотностью в количестве не менее 2-х объемов скважины, находящемся непосредственно на скважине или на растворном узле при наличии дороги и дежурных автоцистерн.

В процессе подъема колонны НКТ (колонны бурильных труб) обязательным условием является производство долива жидкости глушения (глинистого раствора) в скважину. Блок долива должен обвязываться с устьем скважины с таким расчетом,

чтобы обеспечивался самодолив скважины или принудительный долив с помощью насоса агрегата ЦА-320. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины. Доливная емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь градуировку.

Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины. Свойства жидкости глушения, доливаемой в скважину, не должны отличаться от находящейся в ней. Объемы вытесняемого из скважины при спуске труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла труб. При разнице между объемом доливаемого раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5 м, подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при НГВП. Если в процессе СПО оборудования наблюдаются газонефтеводопроявления, поглощения, то СПО оборудования должны быть прекращены, устье скважины герметизировано. Бурильщик, старший оператор должен информировать о НГВП мастера, а при его отсутствии вышестоящее руководство и ждать дальнейших распоряжений. Вести наблюдение за давлением на устье скважины с регистрацией в вахтовом журнале.

После герметизации устья скважины дальнейшие работы по ликвидации газонефтеводопроявлений проводятся под руководством мастера или ответственного инженерно-технического работника по дополнительному плану, согласованному и утвержденному в установленном порядке «Заказчиком» и «Подрядчиком».

При перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважин незагерметизированным.

Основные мероприятия по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений следующие:

- емкости с жидкостью глушения (глинистым раствором) должны быть оборудованы уровнемерами;
- осуществлять постоянный контроль за уровнем жидкости глушения (глинистого раствора) в скважине;
- подъем колонны НКТ (колонны бурильного инструмента) должен выполняться при строгом выполнении «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли».

При надлежащем уровне организации работ подавляющее большинство своевременно обнаруженных газонефтеводопроявлений могут быть ликвидированы силами бригад освоения и ремонта скважин.

В то же время любое газонефтеводопроявление может привести к открытому фонтанированию скважины.

Основные причины перехода газонефтеводопроявлений в открытые фонтаны:

- недостаточная обученность персонала бригад освоения и ремонта скважин, и инженерно-технических работников предприятий приемам и методам предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений;

- несоответствие конструкции скважины горно-геологическим условиям вскрытия пласта и требованиям «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отрасли промышленности», Утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №355, г. Астана (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019г.) и «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200, г. Астана (с изменениями от 16.01.2019г.);

- некачественное цементирование обсадных колонн;
- отсутствие, неисправность, низкое качество монтажа противовыбросового оборудования на устье скважины;
- неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;
- отсутствие устройств, для перекрытия канала насосно-компрессорных или бурильных труб.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении открытого фонтана:

- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные линии электропитания;
- отключить электроэнергию в загазованной зоне;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи скважины;
- прекратить в газоопасной зоне все огневые работы, курение, а также другие действия, способные вызвать искрообразование;
- оповестить руководство предприятия, противофонтанной службы и пожарной охраны о возникновении открытого фонтана;
- прекратить движение на прилегающих к скважине подъездных дорогах к территории, установить предупреждающие знаки и посты охраны;
- прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться за ее пределы;
- при возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

Работа по ликвидации открытого фонтана должна проводиться силами работников противofонтанной службы по специальному плану.

По незатронутым в настоящем рабочем проекте вопросам следует руководствоваться «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отрасли промышленности», Утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №355, г. Астана (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.) и «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200, г. Астана (с изменениями от 16.01.2019 г.) и другими нормативными документами.

При ликвидации, скважины с соблюдением технико-технологических решений настоящего типового рабочего проекта и требований, ныне действующих нормативных документов по безопасному производству ремонтных работ в скважинах вероятность возникновения и развития газонефтеводопроявлений практически равна нулю.

3.3. Описание особых условий при производстве работ по ликвидации скважин

Проектно-сметная документация составлялась на основании исходных данных; архивных материалов (дела скважины).

Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ ликвидируются по дополнительному плану.

Компания-Подрядчик выполнившая работы по ликвидации скважины должна взять на себя обязательство за счет собственных средств провести необходимые ремонтные работы по согласованию с уполномоченным органом в области изучения и использования недр и промышленной безопасности, в случае возможного обнаружения неисправностей и нарушений требований природоохранного законодательства после проведения физической ликвидации скважины и подписания АКТА выполненных работ.

- Предусмотреть мероприятия по недопущению аварийных ситуаций при проведении изоляционно-ликвидационных работ.
- Обеспечение персонала индивидуальными и коллективными средствами защиты.
- Утилизация производственных отходов, горючих, вредных и токсичных веществ.
- Выполнить мероприятия по рекультивации нарушенных и загрязненных земель, защиты окружающей среды.

Перечень Актов при проведении ликвидационных работ

По ликвидированной скважине буровая организация представляет заказчику РГУ МД «Запказнедра» следующие документы, оформленные актами по проведенным работам:

1. До начала работ по ликвидации скважины составить Акт осмотра скважины Жилинская Г-13 с фотофиксацией устья скважины и прилегающей территории.
2. Акт о проведенных работах по очистке устья скважины и прилегающей территории от металлолома, замазученности, разлива жидкости, демонтаже бетонных конструкций.
3. Акт о монтаже подъемника (БУ) на скважине Жилинская Г-13.
4. Акт о начале работ по ликвидации скважины Жилинская Г-13.
5. Акт об определении кровли нижних цементных мостов спуском инструмента
6. Акт о монтаже и опрессовке ПВО с участием представителя АСС.
7. Акт обвязки оборудования на скважине Жилинская Г-13.
8. Акт готовности к проведению ликвидационных работ в скважине Жилинская Г-13.
9. Акт об опрессовке эксплуатационной колонны на давление 100 атм. и межколонного пространства на 50 атм.
10. Акт о проведении разрядки скважины на емкость до атмосферного давления.
11. Акт об отсутствии перелива или наличия перелива пластовой жидкости. При переливе жидкости составить дополнительный ПЛАН для глушения скважины с согласованием в Актюбинской региональной инспекции геологии и АСС.
12. Акт о проведении глушения скважины с указанием объема и параметров раствора.
13. Акт об отсутствии перелива жидкости после глушения скважины Жилинская Г-13.
14. Акт о спуске бурового инструмента до отметки, указанной в ПЛАНЕ работ, меру и тип насосно-компрессорных или бурильных труб с указанием оборудования и глубины спуска.
15. Акт о возникших в скважине Жилинская Г-13 осложнениях или авариях.
16. Акт о ликвидации возникших осложнений или аварий в скважине Жилинская Г-13.
17. Акт о промывке скважины Жилинская Г-13.
18. Акт об установке цементных мостов с фото/видео сопровождением, лабораторными анализами качества и результаты измерения плотности цементного раствора при установке цементных мостов спуском инструмента.
19. Акты испытания нижних цементных мостов на герметичность, герметичность устьевого цементного моста определить опрессовкой 100 атм.
20. Акт об оборудовании устья скважины тумбой с табличкой с названием организации, проводившей работы по ликвидации, площадь/месторождение, номер скважины и дата ликвидации скважины Жилинская Г-13.

-
21. Акт о фактических проведенных мероприятиях по ликвидации скважины и о завершении работ по ликвидации скважины Жилинская Г-13.
 22. Акт рекультивации с фото/видео фиксацией.
 23. Акт приемки скважины комиссия из государственных объектов заказчика работ.

ОБЯЗАННОСТИ ПОДРЯДЧИКА:

1. Ежемесячно до 10 числа месяца представлять в 1-ом экземпляре в РГУ МД «Запказнедра» промежуточный информационный Отчет о фактически проведенных ликвидационных работах с фото-/видео материалами и копиями актов о завершении работ по скважине.
2. После завершения работ по физической ликвидации нефтегазовой скважины Г-13 площади Жилинская представить РГУ МД «Запказнедра» **ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЕТ** в 2-х экземплярах по проведенным работам по ликвидации скважины с оригиналами всех актов, фото-/видео материалов и другой технико-технологической информацией в бумажной и электронной версиях.
3. При проведении работ по ликвидации скважины присутствие представителя **ЗАКАЗЧИКА** обязательна (своевременно информировать **ЗАКАЗЧИКА**). При составлении Актов по всем пунктам указанных выше, подпись и печать представителя **ЗАКАЗЧИКА** - обязательна.
4. При составлении Актов подпись и печать представителя **АСС** обязательна.

3.3.1.1. *Исходные данные*

Исходные данные составлялись на основании архивных материалов («дело» скважины).

Разведочная скважина Г-13 проектной глубиной 800 метров пробурена в присводовой части Жилинской складки на расстоянии 250 метров от скважины №1 на север с целью вскрыть и разведать (прослеживать) артинские отложения, вскрытых скважиной №1 и скважиной №4.

- Бурение начато: 25.09.1950 года
- Бурение окончено: 11.04.1950 года.
- Проектная глубина: 800 метров
- Фактическая глубина: 820 метров
- Проектный горизонт: артинские отложения
- Фактический горизонт: артинские отложения
- Испытание начато: 12.04.1951г.
- Испытание окончено: 21.04.1951г.
- Испытан в интервале 727 – 605 метров.

1.2. Проектная и фактическая конструкция скважины

Проектная конструкция скважины				
№	Наименование колонны	Диаметр колонны, дм/мм	Интервал установки, метр	Высота подъема цемента
1.	Шахтовое направление	16" /406,4	0-4	забуртовать
2.	Кондуктор	10-3/4" /273,1	0-100	до устья
3.	Эксплуатационная колонна	6-5/8" /168,3	0-800	до устья

Фактическая конструкция скважины				
№	Наименование колонны	Диаметр колонны, дм/мм	Интервал установки, метр	Высота подъема цемента
1.	Шахтовое направление	16" /406,4	0-3	забуртовано
2.	Кондуктор	10-3/4" /273,1	не спускался	до устья
3.	Эксплуатационная колонна	6-5/8" /168,3	0-750,42	700м

1.3. Стратиграфия

Скважиной вскрыты отложения артинского яруса нижней перми, представленные песчано-глинистой толщей. До глубины 470 м в разрезе преобладают мелко и

среднезернистые крепкие песчаники с прослоями плотных глин. Нижняя часть разреза имеет глинистую фацию с прослоями песчаников. Кровля основного глинистого репера по каротажу отбивается на глубине 750 м.

1.4. Нефтегазоносность

В процессе бурения с глубины 190 м отмечено слабое газирование в глинистом растворе. Признаки нефти в поднятом керне не отмечено.

По данным каротажных диаграмм были выделены для опробования два объекта.

В I объекте и II объекте произвели перфорацию 6-5/8" (168,3) колонны в интервалах 727-680, 657-648, 640-680, 611-605, 645-528, 515-507, 487-480, 420-380м. Признаков нефти и газа не отмечено.

1.5. Аварии и осложнения в процессе бурения скважины

В процессе бурения скважины проведено до фактического забоя без аварии и осложнения.

1.6. Данные о цементировании и о качестве цементирования и обсадных колонн

Цементирование заколонного кольцевого пространства шахтового направления и проведено до устья. Спуск кондуктора фактически не производился. Подъем цементного раствора за эксплуатационной колонной 700м. удельный вес цементного раствора 1,84 г/см³. Термокаротаж отбил цементное кольцо на глубине 290м. Данные о качестве цементирования в отчете отсутствуют.

Опрессовка обсадных колонн - производилось понижением уровня и признана герметичной.

1.7. Выполненный в скважине комплекс промыслово-геофизических исследований

Во время бурения в скважине проведены следующие электрометрические работы:

- Стандартный каротаж в интервале от 0 до 780 м
- Боковое каротажное зондирование от 0 до 780 м
- Замер диаметра скважины каверномером от 0 до 780 м
- Замер кривизны инклинометром от 0 до 775 м.

1.8. Результаты проведенных в скважине испытаний

В скважине были простреляны следующие интервалы: 727-723, 708-704, 697-695, 687-683, 662-659, 657-648, 640-630, 611-615, 545-540, 533-527, 515- 507, 487-482, 428-423, 418-413, 385-381, 370-360 метров. 21.04.1951г скважину оттартали до глубины 415 м, но после 20 часов остановки приток не получили.

Бурение велось роторным способом при помощи 6" бурильного инструмента.

От 0 до 105 м долотом 13 $\frac{3}{4}$ " трехшарошечным долотом.

От 105 до 820 м долотом 9 $\frac{3}{4}$ " трехшарошечным долотом и КМК 9 $\frac{3}{4}$ ".

При бурении применялся глинистый раствор, приготовленный из глин Жилинского карьера. Параметры глинистого раствора удельный вес 1,18-1,20 г/см³, вязкость 30-50 сек, фильтрация до 25.

В связи с тем, что опробованные интервалы не дали притоки нефти, приказом №95 по тресту «Актюбнефтеразведка» от 31.03.1953г. было принято решение скважину №13 ликвидировать по геологическим причинам.

Скважина залита глинистым раствором с удельным весом 1,25 г/см³, вязкость 40 сек.

Устье скважины по акту и протоколу ПТС от 04.02.52 года закрыто сверху 3-х метровой цементной пробкой с наверху и приваренной металлической заглушкой с выбитым сваркой номером и датой ликвидации скважины.

2. Состояние устья скважины и прилегающей территории

Ниже приведен Акт обследования скважины, фото устья и прилегающей территории скважины Г-13 площади Жилинская.

Площадь Жилинская Г-13

3.3.2. Информация по скважине

3.3.2.1. *Акт обследования скважины намеченной к ликвидации*

Акт обследования скважины

Жилинская Г-13

29.07.2022г.

Согласно письма № 26-10-3-1307 от 08.07.2022 года МД «Запказнедра», мною руководителем Актюбинской региональной инспекции МД «Запказнедра» Туржановым Р.Б., совместно с руководителем ТОО «Геопроект» Ылыкпан Мурат Ерсайынулы, в соответствии с договором № 91/22, 92/22 от 07.07.2022г, для «Составления ПСД на ликвидацию бесхозной аварийной нефтегазовой скважины Жилинская Г-13 в Актюбинской области» был осуществлен выезд с целью обследования скважины Жилинская Г-13 в Каргалинском районе Актюбинской области

Координаты по GPS: 50°22'59,45"с.ш. 57°20'45,89"в.д

В результате обследования скважины установлено, что устье скважины накрыто бетонной плитой размером 0,9 х 2,2 метра, возле плиты отмечены пропитки почвы битумной (нефтяной) жидкости овальной формы размером 4х12 метра.

Фотовидеоматериалы прилагаются.

Подписи:

Руководитель Актюбинской региональной инспекции
Геологии МД «Запказнедра»

Руководитель ТОО «Геопроект»

Туржанов Р.Б.

Ылыкпан М.Е.

Акт
обследования устья скважины Жилинская Г-13

г. Актобе

19.09.2022 года

Согласно письма № 26-10-3-1307 от 08.07 года МД «Запказнедра», нами, представителями ТОО «ГеоПроект» - Ұлықпан Мұрат Ерсайынулы и Байғабылов Еркін Мұратұлы, в соответствии с договором №91/22, от 07.07.2022 года для составления ПСД на ликвидацию бесхозной аварийной нефтегазовой скважины Жилинская в Каргалинском районе Актюбинской области» был осуществлен выезд с целью обследования устья данной скважины в дополнение акта обследования от 29.08.2022 года.

После поднятия бетонной плиты над устьем, было обнаружено заваренный сваркой верхний конец эксплуатационной колонны диаметром 168,3мм замурованный в бетонное основание. О чем составлен настоящий акт.

Фотоматериалы прилагаются.

Подписи:

Ұлықпан М.Е.

Байғабулов Е.М.



Скв. Жилинская Г-13 Фото устья скважины Г-13 площади Жилинская на 29.07. 2022г.







Скв. Жилинская Г-13 Фото устья скважины Г-13 площади Жилинская на 19.09. 2022г.





3.3.3. Организация работ

Ввиду кратковременности работ (15 суток) и расположения участка проведения работ в близости от г. Актобе, вместо вахтового поселка предусматривается временный полевой лагерь. Режим работы - круглосуточный (2 смены по 12 часов).

Организация питания предусматривается путем доставки пищи из базовой столовой на буровую, с раздачей и приемом пищи в специально выделенном помещении. Питьевая вода - привозная бутилированная вода (емкости по 9 литров) из г. Актобе, находящейся на расстоянии 15 км от участка работ.

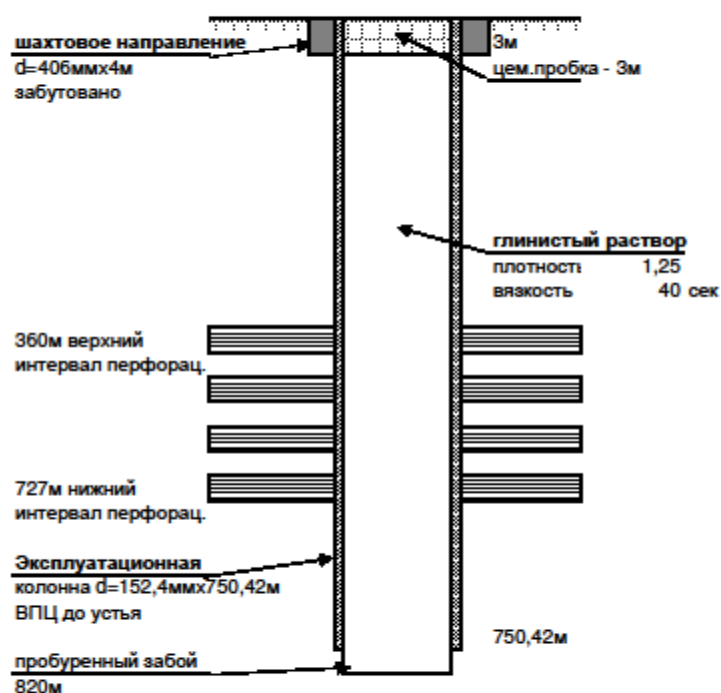
3.3.4. Программа проведения изоляционно-ликвидационных работ на скважине

№	Виды работ
1.	Выезд в район скважины для прокладки путей подъезда. Переброска жилых и специальных вагонов к району работ. Расстановка на месте работ. Переброска автомобильной, специальная техники и завоз необходимых материалов и инструменты.
2.	Мобилизация подъемного агрегата УПА-60/80 (или аналог) и дополнительного оборудования с базы в район устья скважины.
3.	Ознакомить всех членов бригады с планом работ под роспись, провести инструктаж на рабочем месте и по промышленной и противофонтанной безопасности
4.	Согласно акта обследования скважины от 29.07.2022г. и 19.09. 2022г. перед установкой подъемного агрегата УПА-60/80 (или аналог) и дополнительного оборудования на точку устья скважины и проведением ликвидационных работ в скважине, прилегающая территория вокруг устья скважины должна быть очищена от посторонних бетонных конструкций, розливов масляной жидкости, замазученного грунта с вывозом на соответствующие полигоны захоронения отходов по договору.
5.	Провести планировку площадки под основание подъемного агрегата УПА-60/80 или аналог, выравнивание гравийным материалом, осуществить укладку бетонных плит на площадку размером 12,0 x 6,0 метров под подъемный агрегат УПА-60/80 (или аналога).
6.	Срезать и восстановить недостающие части устья скважины, установить патрубок необходимой высотой под обсадную колонну с краном высокого давления и обвязать ее с приемной емкостью для раствора глушения.
7.	Произвести стравливание внутри скважинного давления на емкость до 0 атм. Убедится в отсутствии перелива пластовой жидкости. В случае перелива жидкости работать по дополнительному плану для глушения скважины
8.	Смонтировать и опрессовать ПВО с участием представителя АСС и обвязать оборудование
9.	Составить акт готовности к проведению изоляционно-ликвидационных работ. Опрессовать колонну на давление 50 атм
10.	Попробовать спустить кабель с грузом, для оценки состояния ствола скважины. В случае непрохождения собрать компоновку с долотом d = 118 мм на НКТ высаженной - 73мм, с замером, шаблонировкой (шаблоном d=59,7мм).

	калибровкой резьбовых соединений. С вращением инструмента при минимальных оборотах промыть скважину до глубины 780 метров промежуточными промывками через каждые 100 метров и проработкой (не менее 3-х раз) места посадок, не превышая осевую нагрузку на долото 1,5 - 2,0 тонн проработать места непрохождения. Подготовить двойной запас жидкости для промывки и примыть в два цикла. Расчет необходимого количества жидкости промывки - внутренний диаметр эксплуатационной колонны $d = 168,3$ мм с толщиной стенки 8,9 мм составляет 150,5 мм. Объем жидкости глушения составит $V_{ж.пром} = \pi/4 \times D^2 \times H = 0,785 \times 0,023 \times 780\text{м} = 14,08 \text{ м}^3$. Двойной запас составляет 28,17 м^3 .
11.	Расставить агрегаты и автоцистерны, произвести обвязку оборудования и гидроиспытание нагнетательной линии давления
12.	1. Учитывая длительный простой скважины, наличие посторонних предметов в стволе скважины и возможное нарушение (корродирование) эксплуатационной колонны, скорость спуска не превышать более 0,1-0,25 м/сек. 2. В процессе проработки контролировать наличие и состав вымываемого шлама. При проходке 0,5 метров и каждые 15 мин. работы, производить контрольный отрыв инструмента от текущего забоя на 2-3 метра, (отрыв производить при минимальном расходе жидкости). Перед наращиванием каждой трубы производить промывку в объеме не менее 2-х циклов. 3. Нащупать кровлю ранее установленного цементного моста, определить прочность моста разгрузкой инструмента до 3 тонн. После достижения забоя скважины, опрессовать эксплуатационную колонну и цементный мост на 50 атм, при негерметичности определить приемистость скважины.
13.	1. Для приготовления цементного раствора для установки изолирующих цементных мостов, необходимо иметь анализ цемента со сроками загустевания и схватывания при проведении изоляционных работ. Во время закачки цементного раствора отобрать пробу цементного раствора в количестве 10 литров. 2. Установить верхние изоляционные мосты спуском в скважину деревянной пробки на глубину 5м и заливкой цем.раствором от деревянной пробки до верхнего среза эксплуатационной колонны. 3. При ликвидации скважины в интервалы перфорации обсадной колонны должны быть установлены цементные мосты по всей его мощности и на 20 метров ниже и выше интервала перфорации, а также интервалов негерметичности. В обсадной колонне должен быть установлен цементный мост на 50 метров выше и на 20 метров интервала перфорации.
Ориентировочный объем работ по установке цементных мостов	
14.	Принимается, что по результатам изучения материалов из дела скважины Жилианская Г-13 для проведения изоляционно-ликвидационных работ потребуется установка 1 цементного моста общей высотой 467 метров, а также устьевого цементного моста высотой 50 метров. Верхнее перфорационное отверстие на отметке - 360 метров.
15.	Спустить НКТ. Установить цементный мост в интервале 777-310 метров, высотой 467 метров, для изоляции интервалов перфорации ($727-360 = 367$ метров) и выше на ($360 - 310 = 50$ метра). Для установки 1-го цементного моста (высота 467м) приготовить цементный раствор. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны 150,5 мм; водоцементный фактор $v/ц = 0,45$. 1. Объем цементного раствора: $U_{ц.р-ра} = \pi/4 \times D^2 \times H = 0,785 \times 0,023 \times 476\text{м} = 8,59 \text{ м}^3$ 2. Количество цемента марки «Г» для «горячих» скважин: $1,30 \times 8,59 = 11,17$ тонны 3. Количество воды для затворения цемента: $0,45 \times 11,17 = 5,03 \text{ м}^3$

	4. Закачать буферную жидкость в объеме 1,00 м³ 5. Закачать цементный раствор в объеме 8,59 м³. 6. Закачать продавочную жидкость в объеме 8,0 м³
16.	Поднять НКТ на 20 метров выше кровли устанавливаемого моста, вымыть излишки цементного раствора обратной промывкой.
17.	Загерметизировать устье скважины и оставить скважину на ОЗЦ - 48 часов.
18.	После ОЗЦ (по контрольной пробе цементного раствора) произвести допуск НКТ и определить кровлю и прочность цементного моста разгрузкой до 3,0 тонн. Опрессовать герметичность обсадной колонны и цементного моста давлением 50 атм. Результаты опрессовки оформить актом.
19.	Залить устьевой цементный мост в интервале 50-0 метров, выход цементного раствора на устье скважины зафиксировать фотовидео съемкой. Для установки устьевого цементного моста (высота моста - 50м) приготовить цементный раствор. Внутренний диаметр экс/колонны 150,5 мм. Водоцементный фактор в/ц = 0,45. 1. Объем цементного раствора: $V_{\text{цем.р-ра}} = \pi/4 \times D^2 \times H = 0,785 \times 0,023 \times 50 = 0,90 \text{ м}^3$ 2. Количество «сухого» цемента: $1,3 \times 0,90 = 1,20$ тонны 3. Количество воды для затворения цемента: $0,45 \times 1,20 = 0,50 \text{ м}^3$ 4. Закачать буферную жидкость в объеме 0,50 м³ 5. Закачать цементный раствор в объеме 0,90 м³. 6. Поднять НКТ полностью.
20.	Загерметизировать скважину и оставить на ОЗЦ - 36 часов.
21.	После ОЗЦ опрессовать обсадную колонну и цементный мост давлением 50 атм. Результаты опрессовки оформить актом.
22.	Демонтировать подъемную установку и вспомогательное оборудование.
23.	Устье скважины оборудовать заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на эксплуатационной колонне.
24.	На устье скважины установить бетонную тумбу размером 1х1х1 м с репером высотой 0,5 метров и металлической табличкой, на которой электросваркой указать площадь, номер скважины, наименование организации проводивший ликвидацию скважины и дату ликвидации.
25.	Очистить площадку ликвидационных работ скважины и прилегающую территорию от посторонних предметов и материалов провести работы по рекультивации нарушенной земли в соответствии с требованиями экологического и земельного законодательства.
26.	Подрядчиком выполнившей работы по физической ликвидации скважины совместно с представителями уполномоченных органов в лице - Актюбинской региональной инспекцией геологии РГУ МД «Запказнедра», АСС, Департамента Комитета промышленной безопасности МЧС РК по Актюбинской области, Департамента экологии Актюбинской области, Департамента по защите прав потребителей по Актюбинской области и Департамента по управлению земельными ресурсами Актюбинской области составить АКТ о ликвидации скважины и представить на утверждение Заказчику работ - РГУ МД «Запказнедра».
27.	Данные по ликвидированной скважине Г-13 площади Жилинская, направить в РГУ МД «Запказнедра», Департамент Комитета промышленной безопасности МЧС РК по Актюбинской области, согласно утвержденной формы.

Фактическая схема конструкции скважины до ликвидации



В соответствии с условиями в скважине, выявленными в процессе ИЛР, ответственные лица тампонажного предприятия вносят коррективы, уточняющие план работы по установке цементных мостов.

Наименование операции	Тип или название раствора	Плотность, г/см ³	Водоотдача, см ³ /30 мин	Пластическая вязкость, сП	Время загустевания, мин	Время ОЗЦ, час
Установка цементного моста	буферная	1,00	-	-	-	-
	тампонажный	1,89-1,90	<230	10-15	420	36-48
	продавочная	1,25	8-10	10-20	-	-

Удельный вес цементного раствора при водоцементном факторе 0,45 $\gamma = 1,89-1,90$ г/см³.

Предполагаемая схема конструкции скважины после ликвидации

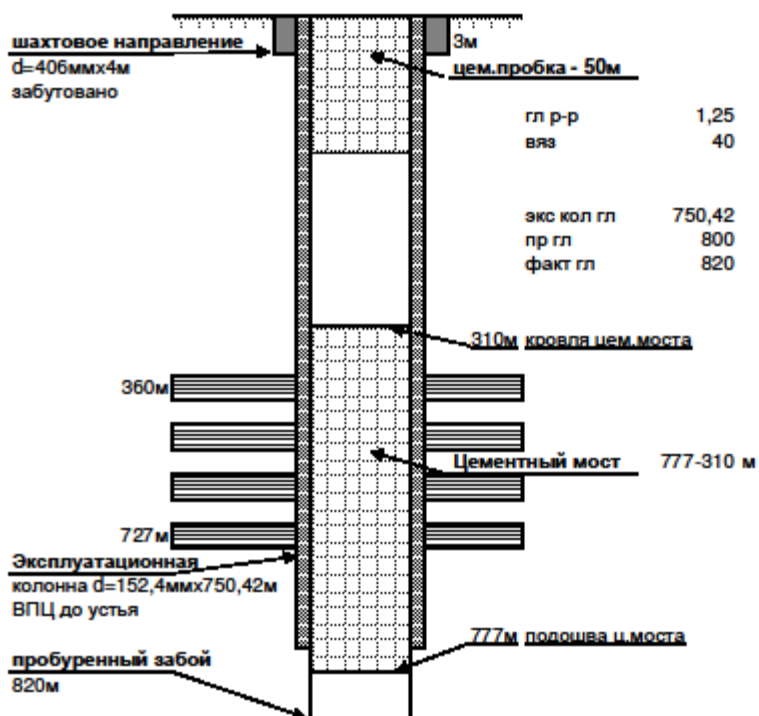


Рисунок 4.4.1– Конструкция скважины Жилинская Г-13

Состав 1-ой буровой бригады при проведении работ

1. Руководитель работ
2. Буровой мастер
3. Машинист буровой установки
4. Помощник машиниста буровой установки
5. Электрик
6. Моторист дизель-электростанции
7. Водители
8. Тракторист
9. Электрогазосварщик
10. Слесарь

Перечень транспортных средств при проведении работ

1. Буровая установка
2. Автомашина грузовая (длинномер)
3. Автомашина – заправочная
4. Автомашина - пикап (дежурная)
5. Автокран, грузоподъемность 10 тонн
6. Автомашина-водовоз
7. Цементировочный агрегат ЦА-320
8. Гусеничный трактор
9. Экскаватор V=1,5 м
10. Вахтовая машина

Перечень необходимых материалов и инструментов при проведении работ

1. Резак сварочный со шлангами длиной 30 метров (кислородная и пропановая).
2. Кислород (оборудование устья скважины), баллон.
3. Долото для чистки скважины.
4. Портландцемент бездобавочный ПЦ 600-Д0 ГОСТ 10178-85.
5. Бентонитовая глина.
6. Вода техническая (на производственные нужды).
7. Вода на хозяйственные нужды.
8. Вода на питьевые нужды
9. Заглушка на обсадную колонну
10. Долото 118мм IADC код 315.
11. Дизтопливо летнее.
12. Масло машинное.
13. Масло моторное.
14. Масло трансмиссионное.
15. Масло специальное.
16. Смазка пластичное.
17. Бензин.

Потребное количество бурового раствора

Состав глина - бентонит, удельный вес бурового раствора $\gamma = 1,25 \text{ г/см}^3$

Интервал промывки,	Номинальный внутренний	Количество			
		Объем	Объем глины	Бентонитовой	Объем

м	диаметр ОК 168,3 мм	глинистого раствора, м ³	на 1м ³ бурового раствора, м ³	глины, тонн	воды, м ³
0-780	150,5	14,08 м ³ Двойной запас - 28,17 м ³	0,156	4,39	23,77

Объем глины $V_{\text{глины}} = 0,156 \text{ м}^3 \times 28,17 \text{ м}^3 = 4,39 \text{ м}^3$

Объем воды $V_{\text{воды}} = 1 - V_{\text{гл}} = 1 - 0,156 = 0,844 \text{ м}^3 \times 28,17 \text{ м}^3 = 23,77 \text{ м}^3$

3.3.4.1. Количество жидкости глушения

Интервал глушения, м	Внутренний диаметр скважины, мм	Количество			
		Двойной объем раствора глушения, м ³	Кол-во соли (хлорида натрия) для приготовления 1 м ³ раствора, кг/м ³	хлорида натрия, тонн	Объем воды, м ³
0-750,42	150,5	27,10 м ³	283	7,641	17,79

3.3.4.2. Количество цементного раствора

Высота установки цементного моста, м	Внутренний диаметр ОК- 168,3 мм	Количество цементного раствора, м ³	Количество «сухого» цемента, тонн	Количество воды для затворения, м ³
Интервал 777- 310м = 467м	150,5	8,59	11,17	5,03
Интервал 50-0м = 50м	150,5	0,90	1,20	0,50
Всего		9,49	12,37	5,53

3.3.4.3. Водоснабжение

Нормативная потребность в технической воде в сутки при очистке устья скважины, монтажных- демонтажных, подготовительных работах и рекультивации площадки составляет 5м³/сут, всего 8 суток $\times 5 \text{ м}^3/\text{сут} = 40 \text{ м}^3$. Необходимое количество в технической воде для приготовления бурового и цементного растворов составляет 28,67 м³. Количество буферной жидкости - 1,50 м³.

ИТОГО потребность в технической воде составляет 70,17 м³.

1) Водоснабжение водой буровой бригады для технических нужд осуществляется автоцистернами из поверхностных источников (река Каргала) находящейся на расстоянии 10 км. Хранение воды в 2-х емкостях объемом по 50,0 м³.

2) Водоснабжение буровой бригады пресной водой для хоз/бытовых нужд осуществляется автоцистернами из п. Каргалинское находящейся на расстоянии 10 км от участка работ. Хранение воды в емкости объемом 5,0 м³.

3) Для питьевых целей - привозная бутилированная вода из п. Каргалинское (10 км.).

4) На скважине одновременно будут находиться при вахтовой системе 12 x 12 часов:

- подготовительных работах, включая подготовку площадки для БУ - 11 человек;
- монтаже буровой установки - 8 человек;
- при проведении изоляционно-ликвидационных работ - 11 человек.

Для питьевых нужд персонала доставляется бутилированная вода соответствующая ГОСТу ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая».

Система водоснабжения	Источники водоснабжения		
	Питьевой	Хоз/нужды, душевая	Технической
	м ³ /период	м ³ /период	м ³ /период
Питьевые нужды	8,0	-	-
Хозяйственные нужды, душевая	-	8,0	-
Производственные нужды	-	-	70,17

3.3.4.4. Энергоснабжение и связь

Энергоснабжение – автономное, осуществляется от дизельных электростанций. Связь-спутниковая, радиостанции.

3.3.4.5. Расход ГСМ

№ п/п	Наименование техники	Коэффициент использования	Количество,	Расход топлива	
				кг/час	т/15 сут. (360 часов)
1.	Буровая установка	0,5	1	61,2	11,02
2.	Автомашина грузовая (длинномер)	0,03	1	22	0,238
3.	Автомашина – заправочная	0,02	1	16	0,115
4.	Автомашина - пикап (дежурная)	0,05	1	13	0,234

5.	Автокран, гр/под. 10 тонн	0,05	1	13	0,234
6.	Автомашина-водовоз	0,05	1	16	0,288
7.	цементировочный агрегат ЦА-320	0,05	1	14	0,252
8.	Гусеничный трактор	0,05	1	14,3	0,257
9.	Экскаватор V=1,5 м ³	0,05	1	10,6	0,190
10.	Вахтовая машина	0,07	1	27	0,680
	Всего		10		13,508

Продолжительность цикла ликвидации скважины

№ п/п	Наименование работ	Время в сутках
1.	Продолжительность цикла ликвидации скважины в сутках	15
2.	Очистка устья скважины от бетонных конструкций, масляной жидкости, замазученного грунта	4
3.	Монтаж подъемника. Подготовительные работы	1
4.	Промывка скважины. Глушение скважины (при необходимости)	3
5.	Установка цементных мостов (1 мост - 467м и 1 мост - 50 м). ОЗЦ	5
6.	Демонтаж подъемника. Рекультивация площадки. Демобилизация на базу	2

Объемы работ по очистке территории

№ п/п	Наименование	Объем, м ³	Примечание
1.	Разливы жидкости	4,8	(4 х 12м) Толщина слоя жидкости 0,10м
2.	Замазученный грунт	1,442	(4 х 12м) Глубина пропитки грунта 0,35м
3.	Бетонные конструкции	0,997	Плита 0,9 х 2,2 метра. Толщина 0,15м

Примечание: Перед проведением ликвидационных работ в скважине, прилегающая территория вокруг устья скважины должна быть очищена от разливов масляной жидкости, замазученного грунта, с вывозом на соответствующие полигоны захоронения отходов, расположенных на расстоянии 50 км. (в среднем) от участка работ по договору со специализированной организацией, имеющей лицензию на захоронение отходов. Средний удельный вес негодного грунта - 1,36 т/м³, бетонных конструкций - 2,4 т/м³.

4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1. Охрана недр при ликвидации скважины Жилинская Г-13

При выполнении работ по ликвидации скважин и после ликвидации должна быть обеспечена охрана недр согласно Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр, Кодекса Республики Казахстан "О недрах и недропользовании", Экологического кодекса Республики Казахстан и других нормативных документов РК.

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

Охрана недр при проведении ликвидационных работ в скважине будет осуществляться в соответствии с:

- Экологическим кодексом Республики Казахстан № 400-VI от 02.01.2021 года;
- Законом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» №125- VI от 27.12.2017г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 31.08.2022 г.);
- «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр. № 239 от 15 июня 2018 года;
- Кодексом РК О недрах и недропользовании № 125-VI от 27 декабря 2017 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 31.08.2022 г.)

Ответственность за состояние охраны недр при проведении работы по физической ликвидации скважины несёт «Компания-Подрядчик».

Мероприятия по охране недр в процессе ликвидационных работ предусматривают:

- следование установленному порядку ликвидации объектов недропользования;
- предохранение недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, осложняющих производство работ при ликвидации скважины;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков воды в процессе ликвидации скважины, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- предотвращение поглощения промывочной жидкости, грифообразования,

обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков воды в процессе ликвидации скважины;

- надёжную изоляцию в ликвидируемой скважине возможных водоносных горизонтов;

- мероприятия по предупреждению осложнений в процессе ликвидации скважины.

- Подбор материалов (тампонажный раствор) для установки цементных мостов в скважине, осуществляется с учётом горно-геологических условий участка работ.

Для установки цементных мостов в открытом стволе и обсадной колонне используются тампонажные портландцемента тип ПЦТ I по ГОСТ 1581-96.

Транспортирование цемента осуществляется по ГОСТ 22237, хранение - по ГОСТ 30515.

Качество (пригодность) цемента для установки цементного моста определяется по соответствию физико-механических свойств тампонажного раствора, приготовленного из испытываемого цемента, требованиям ГОСТ 1581-96.

Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих для интервала установки цементного моста, запрещается.

Цементные мосты должны быть прочными. Если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3 - 6 МПа, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям нагружения от массы колонны труб.

4.2. Охрана окружающей среды при ликвидации скважины Жилянская Г-13

4.2.1. Общие положения

Рациональное природопользование в современных условиях обуславливает необходимость учета жестких экологических ограничений и разработку мероприятий, направленных на охрану окружающей среды при ликвидации скважин. Для исключения или сведения к минимуму вредного воздействия на окружающую среду при ликвидации скважин в настоящем проекте рассмотрен комплекс специальных природоохранных мероприятий.

Основные факторы, которые могут нанести отрицательное воздействие природной среде и недрам в результате ликвидации скважин приведены в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1 Основные факторы изменения природной среды и недр при ликвидации и в результате ликвидации скважин

Факторы	Характер изменений
1. Виды и число транспортных средств и передвижной спецтехники, используемых при ликвидации скважин	Механические нарушения почвы (грунта), накопление токсичных продуктов, входящих в состав выхлопных газов
2. Продолжительность эксплуатации ДВС подъемного агрегата	Загрязнение атмосферного воздуха продуктами сгорания топлива
3. Состав и количество жидких производственных отходов (загрязненной жидкости глушения, пластовой воды, водных растворов химреагентов), их проникновение в почву (грунт) и грунтовые воды за пределами кустовых площадок	Геохимические изменения почв, поверхностных вод и грунтовых вод, изменение нормального роста растительности или их деградация
4. Неконтролируемые заколонные перетоки пластовых флюидов.	Засоление (и загрязнение) подземных пресных вод

4.2.2. Основные источники загрязнения окружающей среды при ликвидации скважины

Работы по ликвидации скважин различного назначения при определенных условиях могут сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, а также подземных вод веществами и химреакентами, используемыми при ликвидации скважин, а также высоко минерализованными водами и жидкими отходами производства;

- физическим нарушением почвенно-растительного покрова и грунтов зоны аэрации и природных ландшафтов на индивидуальных площадках и прилегающих к ним территориях;

- загрязнением атмосферного воздуха продуктами сгорания топлива при работе ДВС и т.д.

Основные возможные источники загрязнения окружающей природной среды при ликвидации скважины следующие:

- технологический транспорт (ЦА-320, АЦН-10, СМН-20);
- устье скважины;
- излишки цементного раствора, материалы и реагенты для его приготовления;
- горюче-смазочные материалы;
- жидкость глушения (солевой раствор, глинистый раствор, подтоварная вода и т.п.) и материалы для их приготовления;
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания подъемного агрегата, дизель-электростанции;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
- жидкие отходы производства;
- негерметичность соединения колонной головки с кондуктором, ПВО, задвижек и т.п.

Влияние потенциальных загрязнителей на окружающую среду неодинаково. Оно зависит от:

- типа подъемного агрегата, способа монтажа и вида используемой энергии;
- продолжительности работ по ликвидации скважины;
- природно-климатических условий района работ;
- ситуационной и инженерно-геологической характеристики района работ;
- гидрогеологической характеристики поверхностных вод и состояния почв (грунтов) и т.д.

4.2.3. Удаление и обезвреживание отходов, образуемых в результате работ

В процессе ликвидации скважины планируется образование производственных и бытовых отходов, временное хранение которых и транспортировка могут стать

потенциальными источниками воздействия на окружающую среду.

Отходы – это остатки сырья, материалов, иных изделий и продуктов, образовавшиеся в процессе или по завершении производственной и другой деятельности, а также товары, утратившие свои потребительские свойства. Отходы делятся на отходы производства и потребления.

К отходам производства относятся остатки сырья, материалов, веществ, предметов, изделий, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства. К отходам производства относятся как отходы, образующиеся при основном производстве, так и отходы вспомогательного производства.

К отходам потребления относятся остатки веществ, материалов, предметов, изделий, товаров частично или полностью утративших свои первоначальные потребительские свойства для использования по прямому или косвенному назначению в результате физического или морального износа в процессах общественного и личного потребления (жизнедеятельности), использования и эксплуатации.

Отходы, образующиеся в результате ликвидационных работ, будут включать в себя в основном излишки бурового раствора, отходы после цементируемых работ и жидкости. Другие отходы - это отходы строительных материалов (бой цемента, обрывки кабеля, деревянные поддоны, древесина и т.д.), излишки химреагентов, применяемые при производстве работ, металлолом, бытовые отходы (бумага, картон, пищевые отходы) и канализационные стоки.

После ликвидации скважины, все отходы будут вывезены на соответствующие полигоны захоронения отходов по договору.

Место хранения бурового раствора будет демонтировано с дальнейшим проведением рекультивации площадки.

4.2.4. Охрана атмосферного воздуха при ликвидации скважины

При проведении работ по ликвидации скважины, основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- пыли неорганической при разработке грунта и планировочных работах землеройной техникой;
- токсичных газов при работе задействованного автотранспорта, на строительных машинах, механизмов;
- выбросов в атмосферу при работе двигателей внутреннего сгорания

оборудования;

- углеводородов от емкостей с ГСМ,

Наиболее актуальными мероприятиями по охране атмосферного воздуха при ликвидации скважин являются:

- установление научно обоснованных нормативов ПДВ для источников загрязнения;

- регулирование топливной аппаратуры дизельных ДВС агрегатов и автотранспорта, задействованного в ликвидационных работах для снижения загазованности территории ведения работ;

- отвод отработанных газов дизельных двигателей через гидрозатвор (емкости с водой);

- использование герметичных систем в блоке приготовления глинистого раствора, цементного раствора, отработанных стоков, шлама, ГСМ;

- хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении в герметичной таре;

- размещение источников выбросов ЗВ на площадке ликвидации скважины с учетом преобладающего направления ветра.

4.3. Промышленная безопасность, техника безопасности, промышленная санитария и противопожарные мероприятия при ликвидации скважин

Работы по организации безопасных условий труда при монтаже и эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования, электрооборудования, инструментов и КИПиА должны выполняться в строгом соответствии с действующими законами и нормативными документами в области промышленной безопасности РК. В документах отражены организационные, технические и технологические требования, выполнение которых является обязательным для обеспечения безопасного производства работ при ликвидации, всех видов скважин.

На основе и в соответствии с требованиями вышеуказанных документов организация, выполняющая работы по ликвидации, скважин, должна иметь инструкции по безопасности труда по видам работ, профессиям, по эксплуатации оборудования и инструмента, о порядке на рабочих местах, пользовании средствами защиты и т.п., обеспечивающими безопасность труда в конкретных условиях на протяжении всех работ по ликвидации, консервации скважины.

Организация, выполняющие работы по ликвидации скважин, должны иметь

лицензию на право, ведения работ.

Работы могут быть начаты только при наличии плана работ, разработанного, согласованного и утвержденного в порядке, установленном нормативными и законодательными актами.

План должен обеспечивать выполнение проектных решений по обеспечению промышленной безопасности, охраны недр и окружающей среды.

Ответственность за необеспечение промышленной безопасности, охраны недр, охраны труда работников и защиты окружающей среды установлена действующими законодательными актами.

4.3.1. Средства механизации и автоматизации технологических процессов

Таблица 5.3.1 Средства механизации и автоматизации

Наименование оборудования, приспособлений и устройств	Шифр, тип	Кол-во, шт.
1	2	3
Превентор малогабаритный трубный	ПМТ2.1-156x21	1
Элеватор трубный	ЭТА, ЭЗН, ЭГ, ЭТАР	
- 60мм		2
- 73 мм		2
Элеватор для бурильных труб: диаметр 60 мм	ЭЗН, ЭТАД	2, 2
Автомат для свинчивания и развинчивания НКТ	АПР-2ВБМ, АПР-2ГП	1
Ключ механический универсальный	КМУ-50, КМУ-ГП-50, КПП-12	1
Ключ трубный для работы с АПР-2ВБ или с КМУ с условными диаметрами труб:	КТГУ	
- 60мм		2
- 73 мм		2
Ключ стопорный для работы с АПР-2ВБ или с КМУ с условными диаметрами труб:	кем	2, 2
- 60мм		
- 73мм		
Клиновaя подвеска к АПР (1,5"-2,5")	АПР 3", КМУ(1,5"-2,5"),	2, 2, 2
Ключ трубный двухшарнирный	КТГ, КГД, КТДУ, КТД	по 3 каждого типоразмера
Ключ шарнирный	КТНД	по 3 каждого типоразмера
Ключ подвесной разрезной	КПР-12	
Ключ одношарнирный трубный	КОТ 48-89, КОТ 89-132	
Ключ трубный	КТЛ-60(73)	
Ключ цепной облегченный	КЦО-1	3
Ключ цепной нормальный	КЦН-1	3
Индикатор массы	ГИВ-1, ГИВ-2, ГИВ-6	1
Патрубок подъемный для НКТ диаметром		по 1 каждого

60, 73мм		типа размера
Патрубок монтажный для НКТ диаметром 60, 73мм		по 2 каждого типа размера
Шаблоны для НКТ диаметрами 60 и 73 мм		по 1 каждого типа размера
Строп канатный вспомогательный	1	
Фланец-воронка для направления труб при спуске их в скважину	1	
Вилка для подтаскивания НКТ диаметром 60, 73мм	2	по 1 каждого типа размера
Переводник с быстросъемным соединением с НКТ	2	
Приспособление для рубки стального каната	ПРК-35	
Приспособление для быстросъемного соединения бурового рукава со стояком		1
Мостки передвижные механизированные	МПМ-76	1

4.3.2. Основные требования по безопасной эксплуатации оборудования

- для применяемого на опасном объекте оборудования изготовителем или проектной организацией устанавливается допустимый (гарантированный) срок эксплуатации (ресурс), а для трубопроводов и арматуры, не являющихся составной частью оборудования - расчетный срок эксплуатации, с указанием в проектной, технической и эксплуатационной документации;

- механизмы, детали, приспособления и другие элементы оборудования с потенциальным источником опасности для работающих, поверхности ограждающих и защитных устройств окрашиваются в сигнальные цвета в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

- на грузоподъемных технических устройствах на видном месте указывается обозначение грузоподъемности, регистрационный номер и дата очередного технического освидетельствования;

- на металлических частях оборудования с опасностью воздействия электрического тока устанавливаются видимые элементы для присоединения защитного заземления и изображается знак «Заземление»;

- пуск в эксплуатацию вновь смонтированного, модернизированного и капитально отремонтированного оборудования осуществляется в соответствии с нормативными техническими документами;

- при обнаружении в процессе монтажа, пуска, технического освидетельствования или эксплуатации несоответствия оборудования требованиям промышленной безопасности принимаются меры по их устранению. Дальнейшие работы и

эксплуатация допускается после устранения выявленных несоответствий по указанию руководителя работ;

- открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов ограждаются или закрываются в кожухи, оснащаются системами блокировки с пусковыми устройствами, исключающими пуск в работу. Соответствующее требование устанавливается техническим заданием на разработку оборудования;

- ограждения и кожухи обеспечиваются безопасными и надежными креплениями, исключающими возможность непреднамеренного соприкосновения работающего с оборудованием.

4.3.3. Промышленная безопасность. Техника безопасности. Охрана труда

Для создания безопасных условий труда при ликвидации, консервации скважин подъемный агрегат должен быть оснащен техническими средствами (устройствами, приспособлениями и приборами), позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные процессы и повысить безопасность и технический уровень их выполнения.

Все работники организаций, в том числе их руководители, обязаны проходить обучение в области промышленной безопасности и проверку знаний.

Подготовка и аттестация по вопросу промышленной безопасности рабочих основных профессий осуществляется в порядке, установленном областным департаментом по промышленной безопасности РК.

К работам на опасном производственном объекте допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

Работники должны владеть приемами оказания доврачебной помощи пострадавшим при несчастных случаях.

К руководству работами по ликвидации аварий допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности.

Технические средства, технологические процессы, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты, используемые в

производственных процессах, должны соответствовать требованиям охраны труда, установленным в Республике Казахстан, и иметь сертификаты соответствия.

4.3.4. Санитарно-гигиенические условия на месторазмещении объекта ликвидации

Санитарно-бытовые помещения должны соответствовать всем требуемым условиям, в том числе входными тамбурами, раздевалками и другими помещениями, отвечающими Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года №ҚР ДСМ-13, приложение 4. «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции».

- Перед проведением ремонтных работ территория вокруг скважины должна быть спланирована с учетом расстановки оборудования и освобождена от посторонних предметов, а в зимнее время - очищена от снега и льда.

- Площадки для установки передвижных подъемных агрегатов должны сооружаться с учетом состава грунта, типа агрегатов, характера выполняемой работы и располагаться с наветренной стороны с учетом розы ветров.

- Рабочие места должны быть оснащены плакатами, знаками безопасности, предупредительными надписями в соответствии с типовыми перечнями, утвержденными министерством в установленном порядке.

- Материалы, оборудование для временного хранения размещаются в отведенных для этой цели помещениях и на площадках, согласованных с пожарной службой, в установленном количестве и при соблюдении безопасных правил хранения.

- Смазочные материалы в производственных помещениях допускается хранить в количестве не более суточной потребности в металлической таре с закрытой крышкой.

- Не допускается хранить в производственных помещениях легковоспламеняющиеся продукты и вредные вещества в объемах, не предусмотренных техрегламентом.

4.3.5. Взрывопожаробезопасность

Требования по обеспечению взрывобезопасности определяются классом и границами взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей

в условиях подъемного агрегата и индивидуальной площадки скважин в целом.

Классификация взрывоопасных зон:

- зона 0 - пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа;

- зона 1 - пространство, в котором при нормальных условиях работы возможно присутствие взрывоопасной смеси воздуха или газа;

- зона 2 - пространство, в котором маловероятно появление взрывоопасной смеси воздуха или газа, а в случае ее проявления эта смесь присутствует в течение непродолжительного периода времени.

-

Таблица 5.3.2 Классификация взрывоопасности помещений и пространства индивидуальной площадки скважин

Помещения и пространства, рабочие места площадки ликвидации скважины		Класс взрывоопасное
1	2	3
1.	Открытые пространства: - вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстояние 3 м во все стороны; - вокруг подъемного агрегата для ремонта скважин в соответствии с параметрами	Зона 1
2.	Циркуляционная и доливная емкость. Расстояние зоны действия 5 м от краев емкостей	Зона 2

Взрывопожаробезопасность при ликвидации скважины обеспечивается следующими мероприятиями:

1. Монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровой установки или подъемного агрегата должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТБЭ), «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭП), и «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ-02).

2. Электрооборудование (эл. двигатели, машины, аппараты, устройства) контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах площадки ликвидации скважины, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, виду взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси.

3. Отечественное электрооборудование должно иметь взрывозащитную маркировку, импортное - сертификат изготовителя о допустимости эксплуатации его во

взрывоопасной зоне и среде.

При использовании взрывозащищенного оборудования, не имеющего маркировки по взрывозащите, изготовленного специализированными организациями или отремонтированного с изменением узлов и деталей, обеспечивающих взрывозащиту, необходимо наличие письменного разрешения аккредитованной в установленном порядке испытательной организации.

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается.

На взрывопожароопасных объектах должен быть разработан план ликвидации возможных аварий (ПЛА), в котором необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварии и ликвидации аварийных ситуаций, исключению загорания или взрывов, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварий.

Комплектность первичных средств пожаротушения на 1 щите устанавливается БПП РК от 21 февраля 2022 года №55, Технический регламент "Общие требования к пожарной безопасности", приказ Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 17.08.2021 г. №405 и должна быть следующей:.

Таблица 5.3.3 Средства пожаротушения

№№пп	Наименование инвентаря	количество
1	2	3
1	Щит, изготовленный согласно ГОСТ	1
2	Огнетушитель порошковый ОП-8(З)-АВСЕ	10
3	Углекислотный огнетушитель	10
4	Огнетушитель углекислотный ОУ-3-34В-(01)У2	3
5	Огнетушитель порошковый (100 л) и комбинированный (100 л) – для склада ГСМ	2
6	Рукава пожарные брезентовые	6
7	Полотно из негорючей ткани, войлок 2 х 2 м	5
8	Ломы	2
9	Багры	5
10	Лопаты совковые	2
11	Пожарные шланги с соплами	10
12	Ведро	6
13	Ящик с песком 1 м3	1

14	Пожарная бочка 0.2м3	1
15	Топоры	2
16	Пожарная сирена	1
17	Предупредительные указатели	10

В процессе ликвидации, консервации скважины (подготовительные работы, работы по ликвидации, консервации скважины) должны осуществляться следующие мероприятия, повышающие безопасность:

- все работы по монтажу и демонтажу установки, перетаскиванию оборудования могут быть начаты только при выдаче бригаде наряда на их проведение;

- проведение электрогазосварочных работ во взрывоопасных зонах должны проводиться только при наличии нарядов на проведение этих работ, утвержденных главным инженером предприятия;

- расстановка агрегатов, оборудования, приспособлений и устройство площадок в зоне работ осуществляется в соответствии со схемой и технологическими регламентами, утвержденными техническим руководителем предприятия;

- все рабочие бригады, участвующие в ликвидации, консервации скважины, должны выполнять работы, соответствующие их квалификации и допуску. Перед началом проведения работ на скважине бригада должна быть ознакомлена с планом работ, который должен содержать сведения по конструкции и состоянию скважины, пластовому давлению, внутрискважинному оборудованию, перечню планируемых операций, ожидаемым технологическим параметрам при их проведении. С исполнителями работ должен быть проведен инструктаж по технике безопасности с соответствующим оформлением в журнале инструктажей;

- устье скважины должно быть обвязано и герметизировано в соответствии с утвержденной схемой обвязки ПВО и оборудованием устья, предусмотренном в проекте (плане работ);

- должен осуществляться постоянный контроль за исправностью работы ПВО;

- должен осуществляться постоянный контроль за исправностью заземляющих устройств, а также должна производиться установка временных заземлений передвижной техники, используемой в технологических процессах (каротажной станции, подъемников, цементируемых агрегатов, и пр.);

- во всех взрывоопасных зонах должно быть исключено использование открытого огня, ремонтные и аварийные работы в этих зонах необходимо производить с использованием обмедненного инструмента и пара;

- работы, связанные с ликвидацией возможных нефтегазопроявлений, должны производиться по утвержденным планам работ и под руководством инженерно-технических работников.

4.3.6. Основные требования по промышленной санитарии и гигиене труда

4.3.6.1. Санитарно-эпидемиологические требования к освещению

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

Искусственное освещение должно быть выполнено в соответствии с установленными нормативами.

Искусственное освещение рабочих мест в помещениях буровой обеспечиваются стационарными источниками общего освещения закрытого типа. Общее и комбинированное освещение будет осуществляться согласно СНиП «Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования» и Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», утвержденные Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ - 13, Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека, приказ МинЗдравоохранения РК от 16.02.2022г. № ҚР ДСМ - 15.

При проектировании и эксплуатации искусственного освещения учитываются условия среды (наличие пыли, влаги, агрессивность, взрывоопасность и т.д.). На объектах, вводимых в эксплуатацию, фактические уровни освещенности будут отмечены в «Журнале проверки ТБ» и отвечать нормам.

ТАБЛИЦА 5.3.4 Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтедобывающей промышленности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность при общем освещении лампами
На буровых установках:		
рабочая площадка	9	30
• роторный стол		100

• пульт и щит управления без измерительной аппаратуры (рычали, рукоятки)	6	75
* пульт и щит управления с измерительной апп-рой	4в	150
• дизельное помещение	6	50
• компенсаторы буровых насосов	6	75
• люлька верхового рабочего, полати	9	50
• механизмы захвата и подъема труб АСП и МСП	9	50
* редуктор (силовое помещение)	8	30
• желобная система	11	10
♦ приемный мост, стеллажи	11	10
• глиномешалка, сито, сепаратор	8в	30
• маршевые лестницы, переходы вдоль желобной системы	11	10

4.3.6.2. Санитарно-эпидемиологические требования к бытовым помещениям

Производственные помещения должны выполняться в соответствии с санитарными нормами Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» проектирования промышленных предприятий, приказ МинЗдравоохранения РК от 03.08.2021г. № ҚР ДСМ - 72.

Производственные помещения должны иметь:

- удобные и безопасные входы и выходы;
- твердый, ровный пол, удобный для очистки и ремонта;
- размещение оборудования, позволяющее производить беспрепятственный и безопасный осмотр, обслуживание, ремонт, монтаж и демонтаж;
- устройства для естественного освещения и проветривания;
- искусственное освещение.

Работающие обеспечиваются питьевой водой, соответствующей санитарно-эпидемиологическим требованиям к питьевой воде.

Нормы водопотребления принимаются с учетом расхода воды на санитарное оборудование и устройства согласно группе и санитарной характеристике производственных процессов.

Для работающих в буровых бригадах в комплексе обустройства буровой установки оборудуется столовая (вагон-столовая).

Работающие обеспечиваются специальной одеждой, обувью и СИЗ.

Объекты, на которых складировуют, хранят и используют концентрированные растворы кислот и щелочей, кристаллическую и безводную каустическую соду (буровые установки и установки по капитальному ремонту скважин), должны обеспечивать механизацию работ иметь неприкосновенный запас нейтрализующих растворов и воды (не менее 200 литров). Неприкосновенный запас воды должен обновляться при каждом поступлении воды на объект.

4.3.6.3. *Требования по снижению шума, вибрации бурового оборудования*

При проведении работ по ликвидации скважины, предприятие ориентируется на Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», приложение 4 «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», приказ Министра Здравоохранения РК от 11.02.2022г. № ҚР ДСМ-13, Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» приказ МинЗдравоохранения РК от 16.06.2022г. № ҚР ДСМ – 49, Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека, приказ МинЗдравоохранения РК от 16.02.2022г. № ҚР ДСМ – 15, где установлены требования к шумовым и вибрационным характеристикам мест пребывания людей и к методам их контроля, к методам установления шумовых и вибрационных характеристик источников (машин, механизмов, оборудования, инструмента и т.д.).

Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный внешний шум создается при работе строительной техники, автотранспорта, различных механизмов и др.

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее.

Проектом производства работ следует учитывать изменение уровня звука в

зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

С целью снижения уровня звукового давления, все работники должны быть обеспечены средствами защиты органов слуха, а также пройти курс обучения по воздействию вредных факторов высоких уровней шума.

В таблице 5.3.5 показаны реальные данные по замерам уровня шума, производимого оборудованием, в различных участках буровой. (Действительные замеры уровня шума будут проводиться в разных местах на буровых установках с помощью шумомера после монтажа бурового станка на месте).

Таблица 5.3.5 Нормы уровня шума

№	Местонахождение	Уровень шума, дБ
1	Перед охлаждающими радиаторами, на уровне земли	106,6
2	Позади двигателей, 3 включённых двигателя	101,5
3	Между двигателями	106,6
4	Вплотную к двигателю	109,7
5	Внутри моторной будки, у задней стены	104,0
6	Передняя стена раздевалки	98,5
7	Внутри контейнера с запчастями, дверь закрыта	80,0
8	У ёмкостей для раствора - лицом к двигателям	93,8
9	Верх ёмкостей у вибросит	92,2
10	У дегазатора на ёмкостях	102,5
11	Насосная, гидравлическая часть, насос №1 работает	94,0
12	Насос №1, приводная часть, работает вентилятор	98,2
13	Под подвыщечным основанием, тормоз ослабляется	99,8
14	Под подвыщечным основанием, бурение в режиме без тормоза	87,6
15	На лестнице	84,0
16	У лебедки, тормоз ослабляется	110,6

17	Позади лебедки, работает вентилятор	94,0
18	На подвыщечном основании у трубных ключей, работает лебедка	85,3
19	На подвыщечном основании у трубных ключей, тормоз ослабляется	96,4
20	Пневматический выключатель, со стороны рабочего	96,4
21	Пневматический выключатель, с другой стороны	96,8
22	На верхних ступенях дежурной рубки лицом к двигателям	90,7
23	Внутри бункера	93,4

Мероприятия по снижению шума и вибрации:

- соблюдение правил монтажа и крепления оборудования;
- регулярное осуществление профилактических осмотров;
- плановые ремонты и контроль за техническим состоянием оборудования во избежание возникновения дополнительного шума из-за повышенного износа деталей и узлов;
- после проведения ремонтных работ обязательное проведение контроля параметров шума и вибрации.

Будут использованы средства индивидуальной защиты от шума, исходя из частотного спектра шума на рабочем месте согласно требованиям нормативов по ограничению шума, а также с учетом удобства ношения защитных противошумовых средств при данной рабочей операции и для соответствующих климатических условий.

4.3.6.4. Средства индивидуальной защиты

При подборе СИЗ и оборудования следует опираться на следующие критерии:

- Уровень защиты каждого отдельного наименования СИЗ, должен соответствовать реальным условиям работы;
- СИЗ должны быть просты в обращении, не в ущерб эффективности защиты.

Персонал обязан носить средства индивидуальной защиты в местах обязательного использования СИЗ, а также в условиях появления опасных факторов, которые могут нанести ущерб здоровью человека в результате прямого физического контакта, либо через органы дыхания или контакт с кожей. Для объектов, расположенных на территории работ, таких как: производственные объекты, строительные участки, складских помещений и баз, - обязательно ношение следующих видов СИЗ:

- каска;
- защитные очки;

-
- защитная обувь.

4.3.7. Требования к безопасному ведению работ

При производстве работ по ликвидации, консервации скважин с подъемного агрегата требования к безопасному ведению работ следующие:

- перед проведением работ территория вокруг скважины должна быть спланирована с учетом расстановки оборудования и освобождена от посторонних предметов, а в зимнее время - очищена от снега;

- подъемные агрегаты для ликвидации, консервации скважин должны устанавливаться на приустьевой площадке в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя;

- передвижные насосные агрегаты, предназначенные для работы на скважинах, должны снабжаться запорными и предохранительными устройствами, иметь приборы, контролирующие основные параметры технологического процесса, выведенные на пульт управления (в кабину агрегата);

перед началом работ скважина должна быть заглушена жидкостью с плотностью, соответствующей «Правилам консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200 (с изменениями от 16.01.2019г, и «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утв. Приказом МИИР РК №355 от 30.12.2014г. (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019г.);

- . глушению подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых (согласно выполненным расчетам) сохраняются условия фонтанирования или газонефтеводопроявлений при пластовых давлениях ниже гидростатического;

- перед разборкой устьевой арматуры скважины давление в трубном и затрубном пространствах должно быть снижено до атмосферного. Скважину, оборудованную забойным клапаном-отсекателем, в котором планом работ не предусмотрено проведение предварительного глушения, необходимо остановить, стравить давление до атмосферного и выдержать в течение не менее трех часов;

- разборка устьевой арматуры производится после визуального установленного прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня жидкости в ней;

- при проведении работ устье скважины должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием. Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования разрабатывается предприятием и согласовывается с АСС. После установки противовыбросового оборудования скважина опрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны;

- для предотвращения и ликвидации, возможных газонефтеводопроявлений блок долива устанавливается и обвязывается с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался, самодоллив или принудительный долив с помощью насоса (агрегата для промывки скважины). Подъем труб из скважины проводится с доливом и поддержанием уровня на устье. Доливная емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь градуировку;

- скважина должна быть обеспечена запасом жидкости соответствующей плотности в количестве не менее двух объемов скважины находящемся на растворном узле или непосредственно на скважине;

- агрегаты должны быть установлены на расстоянии не менее 10 м от устья скважины и таким образом, чтобы их кабины не были обращены к устью. Расстояние между агрегатами должно быть не менее 1 м;

- без исправного индикатора веса проводить спускоподъемные операции, а также вести работы, связанные с нагрузкой на мачту (вышку) независимо от глубины скважины, запрещается;

- оборудование, механизмы и КИП должны иметь паспорта заводов-изготовителей, в которые вносят данные об их эксплуатации и ремонте. Запрещается эксплуатация оборудования при нагрузках и давлениях превышающих допустимые по паспорту. Все применяемые грузоподъемные машины и механизмы должны иметь ясно обозначенные надписи об их предельной нагрузке и сроке очередной проверки;

- проведение работ по монтажу, демонтажу и ремонту вышек и мачт не допускается при ветре со скоростью 15 м/с и выше, во время грозы, сильного снегопада, при гололедице, ливне, тумане (с видимостью менее 50 м), в темное время суток без искусственного освещения, обеспечивающего безопасное ведение работ;

- спускоподъемные операции при ветре со скоростью 15 м/с и более (если меньшая скорость ветра не предусмотрена инструкцией по эксплуатации подъемного агрегата), во время ливня, сильного снегопада, тумана с видимостью менее 50 м, неполного состава вахты запрещаются;

- при ликвидации, консервации скважин с механизированной добычей в кусте с

расстоянием между центрами устьев 1,5 м и менее соседняя скважина должна быть остановлена, при необходимости заглушена;

- при обнаружении газонефтеводопроявлений устье скважины должно быть загерметизированно, а бригада должна действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

4.3.8. Анализ опасности и оценка степени риска при ликвидации скважин

В соответствии с «Правила идентификации опасных производственных объектов» при ликвидации нефтегазопромысловых объектов должен проводиться анализ опасности и риска, результаты которого 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, консервации 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, консервации 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, консервации скважин на (стадии проектирования) заключаются в предоставлении лицам, пользующимся настоящим типовым рабочим 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, консервации скважин;

- обоснованных рекомендаций по уменьшению степени риска при ликвидации, консервации скважин.

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

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.

В связи с тем, что при ликвидации скважин согласно данному рабочему проекту применение токсичных веществ не предусмотрено, то такой показатель, как выброс токсичных веществ, при проведении данного анализа не рассматривается.

Причины возникновения нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов подробно изложены в «Инструкции по предупреждению нефтегазоводопроявлений при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности», РД 08-254-98. Рекомендации по уменьшению степени риска при ликвидации скважин приведены в таблице 5.3.6.

Таблица 5.3.6 Рекомендации по уменьшению степени риска при ликвидации скважины

Событие (процесс), наступление которого, с той или иной	Технико-технологические решения проекта на ликвидацию скважины, делающие вероятность
---	--

вероятностью, может привести к нефтегазоводопроявлению с переходом к открытому фонтану, или сразу к открытому фонтану с тяжелыми последствиями (взрыв, пожар, гибель людей, материальный ущерб, отрицательное воздействие на природу)	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 в проекте рекомендовано уточнять по фактическим замерам в ликвидируемой скважине, а также скважинах вблизи расположенных. 1.2.Проектную плотность бурового раствора или жидкости глушения предложено определять в соответствии с «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли».
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 бурового раствора или жидкости глушения предложено определять в соответствии с «Правилами безопасности НПП», благодаря чему исключается поглощение раствора пластами, вскрытыми перфорацией, с последующим газонефтепроявлением. 2.3. Подъем колонны НКТ или колонны бурильных труб 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

	«Требований промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли». 3.3. Настоящим проектом предусмотрены мероприятия по предупреждению возможных аварий.
--	---

Помимо указанных в таблице 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 «Инструкции по предупреждению нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности», «Правила ведения ремонтных работ в скважинах», «Инструкции по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов» и других нормативных документов.

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.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте определено установление порядка и технических требований по проведению ликвидационных работ на площади Жилинская Г-13.

Техническая часть проектной документации разработана в соответствии с «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200 (с изменениями от 16.01.2019г.);

- «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утв. Приказом МИиР РК №355 от 30.12.2014г. (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019г.).

Продолжительность ликвидации по основному плану работ составляет 8,5 суток.

Рациональное природопользование в современных условиях обуславливает необходимость учета жестких экологических ограничений и разработку мероприятий, направленных на охрану окружающей среды при ликвидации скважин.

В ходе выполнения изоляционно-ликвидационных работ «Компанией-Подрядчиком», должны быть реализованы следующие организационно-технические мероприятия по снижению негативного воздействия и предотвращению загрязнения компонентов окружающей природной среды:

- после физической ликвидации скважины должно быть исключено возможность выхода, флюида, углеводородов, токсичных и агрессивных газов на устье скважины;
- содержание производственной территории в должном санитарном состоянии;
- обеспечение надёжной гидроизоляции технологических площадок под циркуляционной системой и блоком приготовления бурового раствора при проведении изоляционно-ликвидационных работ;
- хранение бурового раствора в емкостях, исключающих его утечку;
- недопущение загрязнения поверхности почв углеводородами;
- исключение аварийных ситуаций при проведении изоляционно-ликвидационных работ.
- проектирование надежных средств автоматизации и контроля технологических процессов приготовления цементных смесей, приготовления химических смесей для буровых растворов;
- совершенствование технологических процессов с целью минимизации образования отходов производства, достижения уровня безотходного производства;

При выполнении вышеописанных природоохранных мероприятий, вероятность возникновения опасных процессов на здоровье населения, недра и окружающую среду является минимальной.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1.	Закон Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» №125- VI от 27.12.2017г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 31.08.2022 г.).
2.	Экологический кодекс Республики Казахстан № 400-VI от 02.01.2021 г.
3.	Кодекс РК О здоровье народа и системе здравоохранения №360-VI от 07.07.2020 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 09.07.2022 г.)
4.	«Земельный кодекс» Республики Казахстан № 422 от 20.06.2003г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 31.08.2022 г.)
5.	Кодекс РК О недрах и недропользовании № 125-VI от 27 декабря 2017 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 31.08.2022 г.)
6.	«Водный кодекс» Республики Казахстан №481 от 09.07.2003г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.03.2022 г.)
7.	Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175-III (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.11.2021г.)
8.	Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» № 188-V от 11.04.2014г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 14.07.2022 г.)
9.	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр. № 239 от 15 июня 2018 года
10.	«Положение о порядке ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списания затрат на их сооружение», введенного совместным приказом бывших Министерства нефтяной и газовой промышленности РК и Министерством геологии и охраны недр Республики Казахстан за № 63/121-П от 02.06.1995г.
11.	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», утвержденные Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ -13.
	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отрасли промышленности», Утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №355, г. Астана (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019г.)
12.	«Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018года № 200, г. Астана (с изменениями от 16.01.2019г.)
13.	Об утверждении Правил обслуживания организаций, владеющих и (или) эксплуатирующих опасные производственные объекты, профессиональными аварийно-спасательными службами и формированиями. Приказ МЧС РК от 13 июля 2022 года № 259
14.	Приказ Министра ЭГиПР Республики Казахстан «Об утверждении критериев оценки экологической обстановки территории», № 327 от 13 августа 2021 года
15.	«Общие требования к пожарной безопасности», технический регламент утвержденные приказ МЧС Республики Казахстан от 17 августа 2021 года №405, г.Астана
16.	Инструкции по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов. Приложение 5. «Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности».
17.	Ю.М. Подгорнов «Эксплуатационное и разведочное бурение на нефть и газ», Москва, «Недра», 1988.
18.	А.П. Хаустов, М.М. Редина «Охрана окружающей среды при добыче нефти»,

	Москва, Издательство «Дело», 2006.
19	ГОСТ 17.4.1.02-83 Классификация химических веществ для контроля загрязнения.
20	ГОСТ 17.4.1.03-84 Термины и определения химического загрязнения.
21	ГОСТ 17.4.3.02-85 Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
22	ГОСТ 17.4.3.06-86 Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.
23	ГОСТ 17.5.1.02-78 Классификация нарушенных земель для рекультивации.
24	ГОСТ 17.5.3.06-85 Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
25	Инструкция по проведению крупномасштабных почвенных изысканий земель Республики Казахстан. Алматы, 1995.
26	Методические указания по проведению анализа риска опасных промышленных объектов, утвержденные постановлением Госгортехнадзором России, от 12.06.96 г. № 29.
27	Пособие по оценке опасности, связанной с возможными авариями при производстве, хранении, использовании и транспортировке больших количеств пожароопасных, токсичных веществ. М.МНТЦ «Информатика риска», 1992.
28	РНД 03.0.0.2.01-96. Классификатор токсичных промышленных отходов производства предприятий Республики Казахстан.
29	РНД 03.1.0.3.01-96. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства.
30	Вадецкий Ю.В. «Бурение нефтяных и газовых скважин», Москва, Недра, 2011г.
31	Иогансен К.В. «Спутник буровика», Москва, Недра, 1986г.
32	Данюшевский В.С. «Справочное руководство по тампонажным материалам», 1986г.
33	Отт В.И. «Повышение долговечности цементного камня в скважине», Москва, 2001г.
34	Булатов А.И. «Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем»
35	Озеренко А.Ф. «Предупреждение и ликвидация газонефтепроявлений при бурении скважин», Москва, Недра, 1978г.
36	Результаты структурного – поискового бурения 1949-1950 годов на куполе Чили. 1950г.
37	Технический отчет о работах сейсмической партии 9/71 МОВ на площадях Кинжалы, Чиили, Щубарджилян и Караганда, расположенных в Байганинском районе Актюбинской области Казахской ССР. 1949г.
38	Технический отчет о работах сейсмической партии 18/71 ВСП на территории Актюбинской области Казахской ССР. 1949г.

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Техническая спецификация

На объект «Составление ПСД на ликвидацию бесхозной аварийной нефтегазовой скважины Жилинская Г-13 в Актюбинской области» Республиканской бюджетной программы 089 подпрограммы 104 «Ликвидация и консервация бесхозных нефтегазовых и самоизливающихся гидрогеологических скважин»

Описание и требуемые технические и качественные характеристики закупаемых работ

Составление ПСД по объекту «Составление ПСД на ликвидацию бесхозной аварийной нефтегазовой скважины Жилинская Г-13 в Актюбинской области»

Целевое назначение работ: составление проектно-сметной документации на проведение изоляционно-ликвидационных работ на бесхозной аварийной нефтегазовой скважине Жилинская Г-13 в Актюбинской области.

Геологические задачи геолого-методической части проекта:

Составление проекта (геолого-методической и расчетной частей) и сметы на проведение изоляционно-ликвидационных работ на бесхозной аварийной нефтегазовой скважине Жилинская Г-13 в Актюбинской области.

Сбор и анализ геологических материалов, необходимых для составления проектно-сметной документации; визуальное обследование скважины с сопровождением фото-/видео съемки с оценкой состояния устья скважины. Местоположение, номер скважины и соответствие скважины геологическим материалам фиксируется Актом обследования.

- выбор и обоснование необходимого комплекса работ, позволяющего выполнить изоляционно-ликвидационные работы с оптимальными объемами и затратами финансов и средств.

Проектно-сметная документация должна содержать следующий комплекс основных работ:

- визуальное обследование скважины с сопровождением фото/видео съемки с оценкой технического состояния устья скважины,
- сбор и анализ геологических материалов по скважине, подлежащей ликвидации,
- технические и технологические решения при проведении изоляционно-ликвидационных работ,
- порядок организации работ по ликвидации и план проведения изоляционно-ликвидационных работ,
- мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности.

Составление проектно-сметной документации на проведение изоляционно-ликвидационных работ на скважине должно соответствовать действующим нормативно-правовым актам на проведение изоляционно-ликвидационных работ в нефтегазовых скважинах.

Рассмотрение геолого-методической части проектно-сметной документации проводится в МД «Запказнедра».

Проектно-сметная документация должна пройти все государственные экспертизы согласно законодательству РК.

Утверждение проектно-сметной документации проводится в МД «Запказнедра».

Сметно-расчетная часть проекта:

- расчет трудовых и материальных затрат на проведение проектируемых работ, расчет потребности в транспорте на полевых работах, необходимых материалов и

оборудования с обязательным приложением обосновывающих документов на стоимость (цена), заявленную в расчетной части.

Расчет сметной стоимости выполняется в соответствии с нормативно-правовыми актами, требованиями и стандартами, действующими на территории Республики Казахстан.

Сроки выполнения работ:

начало - III квартал 2022г., окончание – IV квартал 2022г.

Ожидаемые результаты:

Сдача в 2 (двух) экземплярах утвержденной в установленном порядке проектно-сметной документации на бумажном и электронном носителях на проведение изоляционно-ликвидационных работ на скважине Жилинская Г-13 в Актюбинской области с соответствующими государственными экспертизами.