

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль подготовки «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.248.33(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Шаров Иван Викторович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н		

Томск – 2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i>	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки «Разработка нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Зятиков П.Н.

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Шарову Ивану Викторовичу

Тема работы:

Анализ современных технологий ремонтно-изоляционных работ в сложных геолого-промысловых условиях на примере месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-114/с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература, учебники.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ причин нарушения герметичности эксплуатационных колонн. Виды коррозионного разрушения. Анализ эффективности проведения ремонтно-изоляционных работ на примерах нефтяных добывающих скважин месторождений Западной Сибири. Первоочередные мероприятия перед началом ремонтно-изоляционных работ. Современные технологии ремонтно-изоляционных

	работ. Разработка математической модели ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонной циркуляции жидкости. Рекомендации по предотвращению нарушения герметичности эксплуатационных колонн. Практика выбора и применения технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в скважинах.
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Доцент Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна
Social responsibility	Миронова Вероника Евгеньевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ и обобщение мирового опыта ремонтно-изоляционных работ	
Анализ современных технологий проведения ремонтно-изоляционных работ в различных геолого-промысловых условиях	
Комплексный подход к совершенствованию технологий ремонтно-изоляционных работ по исправлению негерметичности цементного кольца и эксплуатационных колонн	
Social responsibility	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф-м.н.		29.02.2020 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Шаров Иван Викторович		29.02.2020 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль подготовки «Разработка нефтяных и газовых месторождений»

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2020 г.	Анализ и обобщение мирового опыта ремонтно-изоляционных работ	20
15.04.2020 г.	Анализ современных технологий проведения ремонтно-изоляционных работ в различных геолого-промысловых условиях	20
01.05.2020 г.	Комплексный подход к совершенствованию технологий ремонтно-изоляционных работ по исправлению негерметичности цементного кольца и эксплуатационных колонн	20
10.05.2020 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
25.05.2020 г.	Социальная ответственность	15
10.06.2020 г.	Social responsibility	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф.-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 134 страниц, 19 рисунков, 22 таблицы, 25 формул, 40 источников литературы.

Ключевые слова: НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ, КОРРОЗИЯ, НЕГЕРМЕТИЧНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ, ЗАКОЛОННАЯ ЦИРКУЛЯЦИЯ ЖИДКОСТИ.

Объектом исследования является выбор технологии ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн и заколонных перетоков жидкости и применяемых материалов.

Цель работы – провести анализ современных технологий проведения ремонтно-изоляционных работ, мероприятий по предотвращению нарушений герметичности эксплуатационных колонн. Определить скважины-кандидаты и разработать рекомендации по выбору оптимальной технологии проведения работ и материалов.

В процессе исследования был проведен анализ причин нарушения герметичности эксплуатационной колонны, рассмотрены виды коррозионного разрушения и методика определения интервала негерметичности, изучались технологии проведения ремонтно-изоляционных работ, были даны рекомендации по предотвращению нарушения герметичности эксплуатационных колонн, также была разработана математическая модель ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонной циркуляции жидкости.

Область применения: даны рекомендации по выбору технологии ремонтно-изоляционных работ на нефтяных месторождениях Западной Сибири, а также по предотвращению нарушения герметичности эксплуатационных колонн.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КРС – капитальный ремонт скважин;

ППД – поддержание пластового давления;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЭК – эксплуатационная колонна;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

УНЭК – устранение негерметичности эксплуатационной колонны;

ЛЗКЦ – ликвидация заколонной циркуляции;

ОВП – ограничение водопритока;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

ШГН – штанговый глубинный насос;

ШВН – штанговый винтовой насос;

ПАО – публичное акционерное общество;

ООО – общество с ограниченной ответственностью;

ТПП – территориальное производственное предприятие;

ГТУ – геолого-технические условия;

НИ – научное исследование;

ФА – фонтанная арматура;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ЭЦН – электроприводный центробежный насос;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ МИРОВОГО ОПЫТА РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	13
1.1 Анализ причин нарушения герметичности эксплуатационных колонн.....	13
1.2 Виды коррозионного разрушения	17
1.3 Анализ эффективности проведения ремонтно-изоляционных работ на примерах нефтяных добывающих скважин месторождений Западной Сибири	20
2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ	37
2.1 Первоочередные мероприятия перед началом работ	37
2.1.1 Исследования скважин-кандидатов для ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонной циркуляции жидкости.....	37
2.1.2 Методика определения интервала негерметичности эксплуатационных колонн	42
2.2 Современные технологии ремонтно-изоляционных работ.....	44
2.2.1 Анализ применяемых технологий восстановления герметичности обсадных колонн на месторождениях Западной Сибири	44
2.2.2 Технологии ремонтно-изоляционных работ для устранения заколонной циркуляции.....	51
2.2.3 Анализ современных составов, применяемых в различных геолого-промысловых условиях.....	54
2.3 Разработка математической модели ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонной циркуляции жидкости.....	60
2.3.1 Моделирование формы трещины в цементном кольце и определение ее геометрических параметров	62
2.3.1.1 Модель трещины в форме цилиндрической трубки	62
2.3.1.2 Модель трещины в форме канала прямоугольного сечения	64
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО ИСПРАВЛЕНИЮ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН	66

3.1 Рекомендации по предотвращению нарушения герметичности эксплуатационных колонн	66
3.2 Практика выбора и применения технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в скважинах	69
3.2.1 Выбор технологии и тампонажных материалов для восстановления герметичности колонн	69
3.2.2 Выбор технологии и тампонажных материалов для ликвидации заколонных перетоков	77
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	80
4.1 Расчет затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ	84
4.2 Расчет амортизационных отчислений.....	85
4.3 Расчет заработной платы	85
4.4 Отчисления во внебюджетные фонды	86
4.5 Расчет контрагентных услуг эффективности проведения РИР	87
4.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта.....	88
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	90
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
5.1.1 Общие требования безопасности при ремонте скважин.....	91
5.1.2 Требования к подготовительным и монтажным работам по ремонту скважин.....	94
5.1.3 Требования к применению технических устройств для проведения работ по ремонту скважин	95
5.1.4 Требования к ведению работ по ремонту скважин	95
5.2 Анализ вредных и опасных факторов производственной среды	96
5.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	97
5.2.2 Содержание вредных примесей в атмосфере.....	98
5.2.3 Повреждения в результате контакта с насекомыми	98
5.2.4 Превышение уровня шума	99
5.2.5 Превышение уровня вибрации	99
5.2.6 Электромагнитные поля	100

5.2.7 Механические опасности	101
5.2.8 Электробезопасность на рабочем месте	102
5.3 Экологическая безопасность.....	103
5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	103
5.3.2 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод	104
5.3.3 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов.....	105
5.4 Защита в ЧС	105
5.4.1 Газонефтеводопроявление	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	110
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	113
Приложение А	117

Введение

Разработка нефтяных месторождений с применением методов заводнения предопределяет закономерное и неизбежное обводнение продуктивных пластов по мере их выработки. Этот процесс происходит более интенсивно в неоднородных по проницаемости продуктивных пластах и, особенно, на поздних и завершающих стадиях разработки. С целью ограничения добычи воды, проводятся ремонтно-изоляционные работы (РИР). Работы осуществляются путем отключения из эксплуатации отдельных высокообводнённых (до 99 - 100 %) пластов и отключения отдельных высокопроницаемых обводнённых пропластков в пределах продуктивного пласта (селективная изоляция). Необходимость проведения указанных видов РИР обусловлена требованиями проектов и технологических схем разработки месторождений и, в первую очередь, требованиями по достижению научно-обоснованных величин коэффициента нефтеизвлечения. Это значит, что целесообразность проведения РИР по ограничению добычи технологической воды зависит от наличия остаточных извлекаемых запасов нефти на отдельных участках залежи.

При эксплуатации месторождений приходится добывать и значительное количество не технологической, то есть не обязательной воды. Основной причиной поступления этой воды в добывающие нефтяные скважины является несоответствие качества изоляции внутриколонного и заколонного пространства условиям эксплуатации, то есть требованию герметичности всей крепи скважины. Ограничение притока такой воды также осуществляется путем проведения РИР по устранению негерметичности эксплуатационных колонн и исправлению негерметичности цементного кольца. Проведение указанных видов РИР является обязательным не только с точки зрения изменения состава добываемой продукции, но и охраны недр и окружающей среды. Даже в условиях отсутствия остаточных извлекаемых запасов нефти на участке расположения

дефектной скважины существует целесообразность проведения РИР либо работ по временной консервации скважины с установкой цементных мостов против продуктивного пласта или дефекта колонны.

Таким образом, проведение РИР по восстановлению герметичности крепи скважины путём исправления негерметичности цементного кольца (ликвидации заколонной циркуляции жидкости), является весьма актуальной задачей в целом и для месторождений, эксплуатируемых ПАО «НК «Роснефть», в частности. Как показывает практика, наблюдается несоответствие между потребностью в проведении этого вида РИР (равно, и других видов) и их результатами (успешностью и эффективностью). Основной причиной этого является недостаточное соответствие главных параметров технологии (фильтрационные, прочностные, адгезионные свойства тампонажных растворов и отверждённого тампонажного камня) геолого-техническим условиям эксплуатации скважин (гидродинамическая обстановка в объекте изоляции, температура, градиенты давления, наличие и размеры перемычек и др.).

Следует отметить, что со вступлением большинства крупных месторождений в позднюю и завершающую стадии разработки состояние фонда скважин ухудшается, объёмы ремонтов увеличиваются. Это может быть, в частности, проиллюстрировано на примере двух предприятий ПАО «НК «Роснефть» - ООО «РН-Пурнефтегаз» и ООО «РН-Юганскнефтегаз». Ими разрабатываются 52 месторождения, более 30 % которых вступили в третью стадию разработки. Из почти 20 тыс. добывающих нефтяных скважин 47 % находятся в бездействии, консервации и ожидании ликвидации. Среди них значительный фонд скважин с негерметичным цементным кольцом, в которых заколонный переток жидкости или уже установлен или обоснованно предполагается.

Вышеизложенное не оставляет сомнений в актуальности поставленной цели диссертационных исследований.

1 АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ МИРОВОГО ОПЫТА РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Ремонтно-изоляционные работы – комплекс мероприятий по преграждению путей проникновения воды в скважину, и отключению от неё отдельных пропластков и обводнённых интервалов. Ремонтно-изоляционные работы – одно из важнейших средств увеличения объёмов извлеченной нефти и газа из пласта.

Ремонтно-изоляционные работы скважин проводят в тех случаях, когда требуется:

- изолирование продуктивных объектов от вод;
- создание стакана из цемента на забое скважины, или же в колонне цементного моста;
- перекрытие фильтра в случае перевода скважины на выше / нижезалегающий горизонты;
- создание цементного пояса в призабойной зоне для надёжной изоляции скважины;
- перекрытие дефектов в эксплуатационной колонне;
- изоляция горизонтов во время спуска эксплуатационной колонны, или хвостовика дополнительного ствола при зарезке и бурении;
- закрепление призабойной зоны скважины для сокращения пробкообразования.

1.1 Анализ причин нарушения герметичности эксплуатационной колонны

Нарушение герметичности эксплуатационной колонны может быть вызвано различными причинами, которые можно объединить в следующие группы.

К I группе можно отнести дефекты производства металлургии (трещины, геометрические, прочностные и структурные несоблюдения

условий ГОСТ), а также дефекты, образовавшиеся при нарушении правил погрузки, разгрузки, транспортировки и хранения трубной продукции.

Ко II группе следует отнести нарушения, возникшие при спуске обсадных колонн в скважину в процессе бурения.

К III группе относятся все остальные нарушения, возникшие в процессе эксплуатации скважины.

Расположение дефекта может быть различным: на наружной поверхности гладкой части трубы; в месте резьбы снаружи; на внутренней поверхности гладкой части трубы; в месте резьбы внутри; на торцах труб; на наружной поверхности муфты; по всему телу трубы.

Месторасположение дефекта на трубе определяет степень его опасности. Так, например, порез трубы одной и той же геометрии, но расположенный вдоль или поперек оси, имеет разную степень опасности. Желобообразный износ в месте резьбовой части трубы более опасен, чем такой же износ гладкой части трубы.

Ниже рассмотрены наиболее встречающиеся виды нарушений обсадных колонн.

В процессе свинчивания обсадных труб перед их спуском в скважину часто наблюдаются случаи повреждений наружной поверхности трубы сухарями механических или машинных ключей. Трубы, имеющие высокие пластические свойства при этом не разрушаются. Более прочные трубы не могут выдержать таких напряжений, и в зоне контакта зуба сухаря с трубой образуется разрушение – трещина.

Пропуски по резьбовому соединению чаще всего обусловлены несоблюдением технологии спуска колонн (недоворот при свинчивании труб, отсутствие герметизирующей смазки либо ее несоответствие забойным условиям), а также заводским браком (неправильная геометрия резьбового соединения и т.д.).

Трещины или разрывы обсадных колонн могут произойти в результате резкой посадки при их спуске или превышения допустимого давления при цементировании обсадной колонны.

Наряду с причинами, указанными выше, нарушение целостности обсадной колонны после некоторого периода эксплуатации скважины может быть вызвано наружной и внутренней коррозией, эрозионным действием потока добываемого флюида, прожогом труб при коротком замыкании токоподводов к глубинным насосам, неправильным проведением технологических, ремонтных или аварийных работ в скважине, авариями с эксплуатационным оборудованием, смятием труб из-за неустойчивости стенок скважины, ошибочной перфорацией колонны и т.д. Все это часто сопровождается обводнением продукции скважины, газопроявлениями в трубном и затрубном пространствах, грифонообразованием.

Многие исследователи считают, что основной причиной нарушения герметичности эксплуатационной колонны является коррозия наружной и внутренней поверхностей труб в агрессивной среде пластовых и сточных вод.

В большинстве случаев нарушения имеют вид щелей, расположенных вдоль образующей труб. Ширина щелей иногда достигает 5 см, длина – 1 м. В некоторых скважинах нарушения обнаруживаются одновременно в нескольких интервалах.

Основной причиной негерметичности цементного кольца является низкое качество цементирования обсадных колонн в скважинах, что обусловлено применением нестандартного цемента или приготовлением цементных растворов с завышенными водоцементными отношениями.

При проведении в скважине ремонтных работ нагрузки, действующие на обсадную колонну, могут привести к износу внутренней поверхности обсадной колонны, расстройству резьбовых соединений и т.д. Так, при спуске буровых труб часто происходит одностороннее желобообразование за счет контакта обсадной колонны с буровой по замковым соединениям. В

зоне контакта бурильных труб с обсадной колонной существует процесс граничного трения. В результате – значительно повышается температура в зоне контакта, что может вызвать структурные и фазовые изменения в поверхностных слоях металла, появление температурных напряжений и трещин.

Исследование движения долота в обсадной колонне и изучение поврежденных обсадных колонн показывает, что при спуско-подъемных операциях происходит прямой процесс строгания за счет контакта бокового вооружения долота с обсадной колонной.

Кроме того, нарушения могут возникнуть за счет контакта обсадной колонны с аварийным инструментом, якорными устройствами, за счет абразивного действия промывочных жидкостей и т.д.

Нарушения эксплуатационной колонны возможны также в наклонных скважинах при работе в них штанговой насосной установки, проведении в скважине различных геолого-технических мероприятий с целью повышения нефтеотдачи продуктивного пласта (термо-газо-химическое воздействие, соляно-кислотные обработки и т.д.).

В зависимости от причин возникновения возможны различные виды дефектов обсадных колонн: желобообразный износ вдоль оси трубы; износ в виде продольного пореза; износ в виде косого пореза; раковины коррозионного износа, износ торцовых частей трубы; дефекты геометрии резьбы; трещины; мелкие повреждения; размыв и прочие.

В случае негерметичности резьбового соединения ее пропускная способность составляет менее 1 л/с по воде и характеризуется только падением давления при опрессовке. Когда нарушение находится по телу трубы, имеется значительная приемистость и она может быть обнаружена геофизическими методами.

Из перечисления причин возникновения негерметичности эксплуатационных колонн видно, что большинство факторов, приводящих к

аварийному состоянию скважины, можно устранить в процессе ее бурения, цементирования и эксплуатации.

Очевидно, что экономически выгоднее проводить соответствующие предохранительные и профилактические мероприятия, способствующие сохранению длительной прочности и герметичности эксплуатационных колонн, чем тратить на их ремонт значительные средства и время.

1.2 Виды коррозионного разрушения

Эксплуатационная надежность и экологическая безопасность скважины как сложного инженерного сооружения во многом определяется коррозионным состоянием обсадных колонн, являющихся основным элементом крепи [1].

Основной причиной потери герметичности обсадных колонн является электрохимическая коррозия по наружной поверхности (рисунок 1), интенсивность которой определяется наличием и качеством цементного кольца за эксплуатационной колонной. Высокая скорость коррозионного разрушения обсадных колонн обусловлена агрессивностью пластовых вод [2]

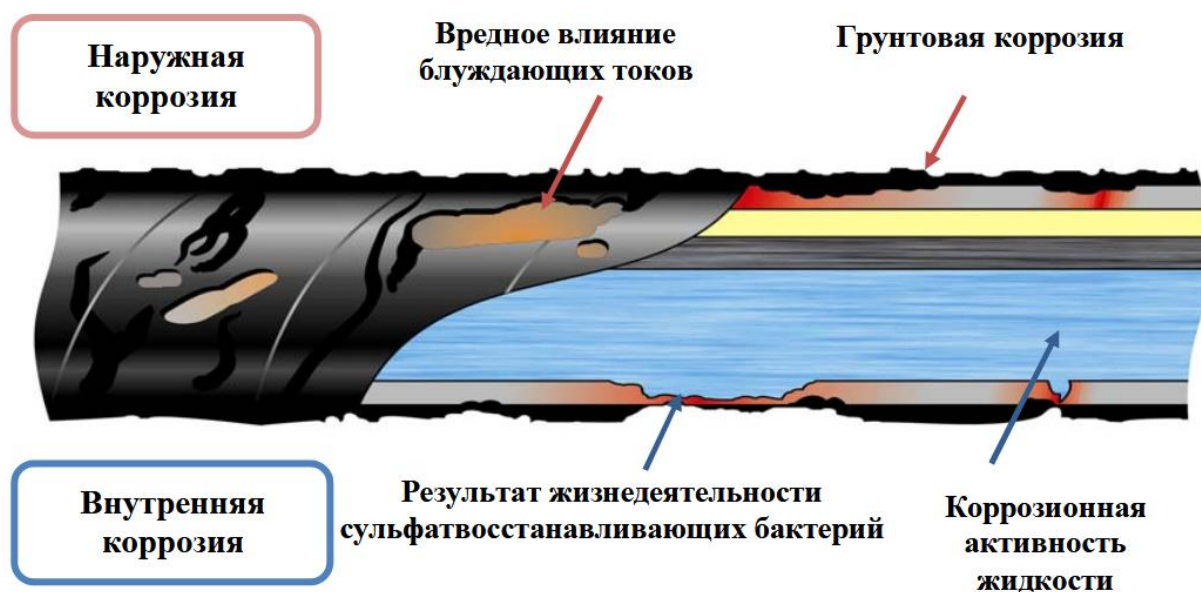


Рисунок 1 – Виды коррозии обсадных колонн и ее возможные причины

Наибольшую нагрузку испытывают нагнетательные скважины. Общая величина наружной и внутренней коррозии в нагнетательных скважинах в

среднем составляет 0,9 - 1,5 мм/год при закачке пресных и 1,3 - 2,7 мм/год при закачке сточных вод [9, 10].

Основными коррозионноактивными компонентами в пластовых водах являются сероводород, уголекислота и кислород (встречается в верхних водоносных горизонтах). В интенсификации коррозионных процессов важную роль играет жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий [16 - 18].

Различие физико-химических параметров пластовых вод по разрезу скважин (температура, pH, ионный и газовый состав) вызывает протекание по колонне токов макрокоррозионных пар, что снижает скорость коррозии в катодных и повышает ее в анодных зонах по сравнению со скоростью коррозии при отсутствии токов макропар. Наличие межпластовых перетоков в заколонном пространстве скважины вызывает обновление коррозионной среды, снижает диффузионные ограничения коррозионных реакций и, тем самым, повышает скорость коррозии обсадных труб [11 - 15].

Качественное цементирование существенно снижает интенсивность коррозии обсадных колонн за счет снижения термодинамической возможности коррозии вследствие высокого значения pH, исключения движения среды и значительного диффузионного ограничения коррозионных реакций [19].

Коррозия обсадных труб, как правило, развивается неравномерно, особенно в случае сероводородной коррозии, и преимущественно носит язвенный характер, вызывающий появление сквозных отверстий в трубах часто на фоне незначительной общей коррозии [20,21]. Общая коррозия развивается на всей поверхности металла и вызывает общее уменьшение толщины стенки труб (рисунок 2). На неизолированной поверхности труб локальная коррозия развивается на фоне общей коррозии, а на изолированной поверхности – в местах дефектов изоляционного покрытия (рисунок 3).



Рисунок 2 – Наружная коррозия обсадной трубы



Рисунок 3 – Сквозное отверстие возле муфты на фоне наружной коррозии

Типичными видами коррозионных поражений являются: отдельные язвы с размерами, сопоставимыми с толщиной стенки труб; точечные поражения с высокой плотностью, чаще на внутренней поверхности (рисунок 4); отдельные сквозные поражения, чаще на наружной поверхности со слоистой структурой (рисунок 5); кольцевая коррозия металла труб вблизи резьбовых соединений. [21]



Рисунок 4 – Очаги внутренней коррозии обсадной трубы



Рисунок 5 – Сквозная наружная коррозия обсадных труб

В ряде случаев наблюдаются специфические виды коррозионного разрушения, связанные в основном не с растворением металла, а с ухудшением его свойств или структуры. Это коррозионная усталость, коррозионное (сероводородное и карбонатное) растрескивание и вздутие металла [21].

1.3 Анализ эффективности проведения ремонтно-изоляционных работ на примерах нефтяных добывающих скважин месторождений Западной Сибири

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО- ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ

2.1 Первоочередные мероприятия перед началом ремонтно- изоляционных работ

2.1.1 Исследование скважин-кандидатов для ремонтно- изоляционных работ по ликвидации заколонной циркуляции жидкости

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

2.1.2 Методика определения интервала негерметичности эксплуатационных колонн

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

2.2 Современные технологии ремонтно-изоляционных работ

Сегодня из-за некачественного цементированья на многих скважинах Западной Сибири обсадные колонны перфорированы коррозией, из-за чего через эти интервалы невозможно вести закачку. Для исправления ситуации технологи разработали три способа восстановления герметичности обсадных колонн.

2.2.1 Анализ применяемых технологий восстановления герметичности обсадных колонн на месторождениях Западной Сибири

Технологии с применением механических конструкций

Первый предполагает восстановление без изменения проходного сечения колонн довинчиванием колонны с устья скважины. В этом случае цементируется заколонное пространство, свободная часть колонны меняется на новую, а профильные перекрыватели устанавливаются с предварительным расширением внутреннего диаметра колонны. Второй способ, без существенного изменения проходного сечения колонн, включает цементирование через внутритрубное пространство, установку металлических накладок (пластырей) и профильных перекрывателей. В третьем случае уменьшается проходное сечение колонн, осуществляется

спуск НКТ с отсекающими пакерами, устанавливаются хвостовики и спускается дополнительная ЭК.

В технологиях изоляции водопритока используется пакерное оборудование, в частности, хорошие результаты дает применение двухпакерных систем. Есть опыт внедрения такой системы для ликвидации негерметичности боковых стволов ЭК диаметром 102 (114, 120) мм, негерметичности адаптера хвостовика (в переходе ЭК 146 мм в ЭК 102 мм или 114 мм), и негерметичности самих хвостовиков (102 мм). Для решения этих проблем в ЭК 146 мм был установлен гидравлический пакер, а в хвостовике ниже негерметичности — механический пакер. Проходной диаметр верхнего пакера составил 90 мм, нижнего пакера — 34 мм, использовалась межпакерная труба — НКТ 60 мм.

В другом случае для ликвидации негерметичности диаметром 146 (168) мм применялась двухпакерная компоновка с проходными диаметрами пакеров 60 мм (межпакерная труба НКТ-73) или 95 мм (межпакерная труба НКТ-102, 114 или 120). Были установлены верхний гидравлический пакер (проходной диаметр для ЭК 146 мм и ЭК 168 мм составил 90 мм) и нижний механический пакер (проходной диаметр — 58 мм для ЭК 146 мм и 60 мм — для ЭК 168 мм). Вся конструкция устанавливается за одну СПО. Протяженность отключаемого участка составляет до 1300 м.

Благодаря тому, что верхний бесплащечный пакер не прикипает к ЭК даже после пяти лет нахождения в скважине, достигается стопроцентная извлекаемость оборудования. Среди преимуществ технологии также можно отметить ее высокую эффективность (90–95 %). Продолжительность подготовки скважины и установки двухпакерной компоновки составляет 140–180 часов. Немаловажно, что технологию с использованием двухпакерной компоновки можно применять для РИР сеноманских пластов: в ЭК 146 мм межпакерная безмуфтовая труба 120 мм позволяет спустить ЭЦН 103-го габарита. Депрессия на двухпакерную компоновку составляет 20,0 МПа.

Для изоляции водопритока можно применять установку дополнительной колонны в ЭК 146 мм диаметром 114 мм и внутренним проходным диаметром 98 мм без крепления цементом (рисунок 13). Технология включает спуск безмуфтовой ЭК 114 мм, подвешивание ее на специальный устьевой фланец, гидравлическую установку нижнего пакера с проходным диаметром 95 мм. Спуск безмуфтовой трубы 114х6,88 мм марки Е возможен до глубины до 2900 м с учетом полуторакратного запаса на страгивающие и растягивающие нагрузки для НКТ по ГОСТ 633–80.

Плюсом данной технологии следует считать отсутствие необходимости крепления колонны цементом. В случае необходимости либо обнаружения негерметичности в каком-либо интервале колонна извлекается из скважины и ревизируется, после чего вновь может быть спущена в скважину.

Технология извлекаемого металлического пластыря разработана компанией «Навигатор» и в настоящее время широко применяется на скважинах компании ПАО «НК «Роснефть». Пластырь предназначен для отключения пластов и герметизации обсадной колонны в добывающих и нагнетательных скважинах и представляет собой стальной патрубок с приваренными на концах суженными наконечниками, на которые надеты резиновые уплотнители (рисунок 14). После спуска пластыря в заданный интервал лифтовых труб закачивается жидкость под давлением 18–25 МПа, за счет чего гидропривод тянет шток. Последний перемещает конус и протягивает его сначала через нижний, затем верхний наконечник. При этом верхний наконечник через центратор упирается в гидравлический привод, благодаря чему данный механизм может срабатывать независимо от обсадной колонны. Центратор обеспечивает соосность наконечника и гидропривода. После прохождения конусов через наконечники посадочный инструмент освобождается и его извлекают из скважины. При

необходимости пластырь может быть сорван с места и извлечен из скважины специальным инструментом.

Пластырь изготавливается для обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм, имеет проходной диаметр 104 и 123 мм и длину до 18 м. Он выдерживает депрессию до 15 МПа для ЭК 146 мм и 13 МПа для ЭК 168 мм.

Данная технология позволяет сократить сроки ремонта на двое-трое суток по сравнению с использованием цемента. Средняя продолжительность установки пластыря составляет 90–120 часов. Эффективность применения технологии находится на уровне 90 %. Оборудование устанавливается и извлекается за одну СПО.

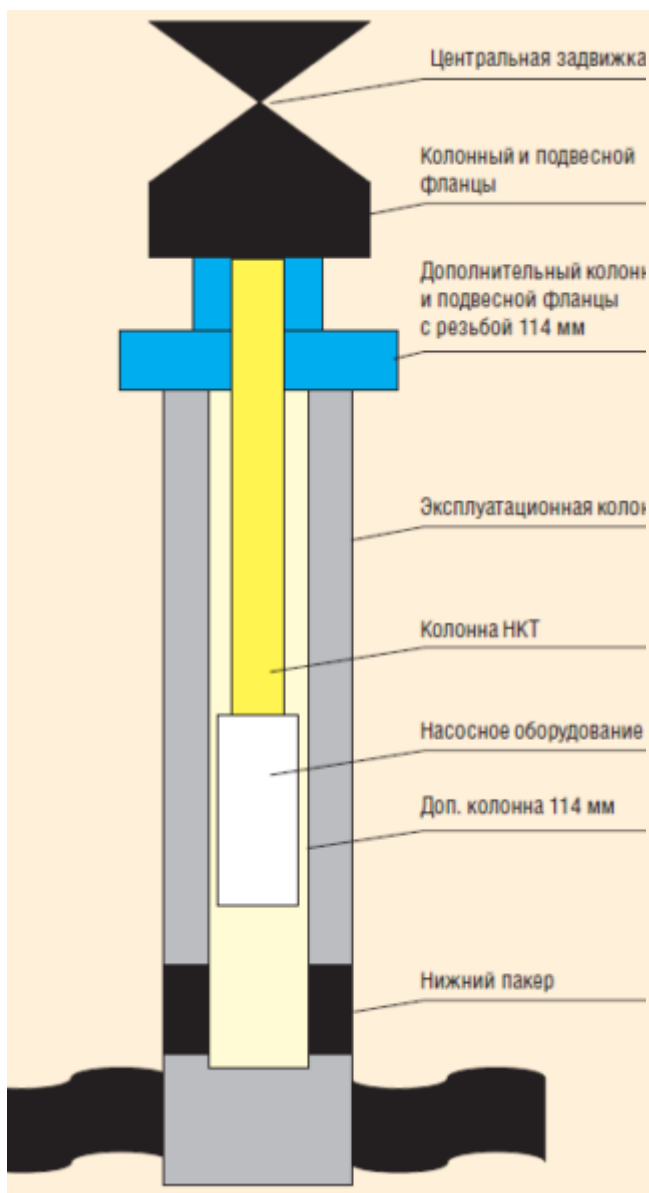


Рисунок 13 – Схема установки дополнительной колонны

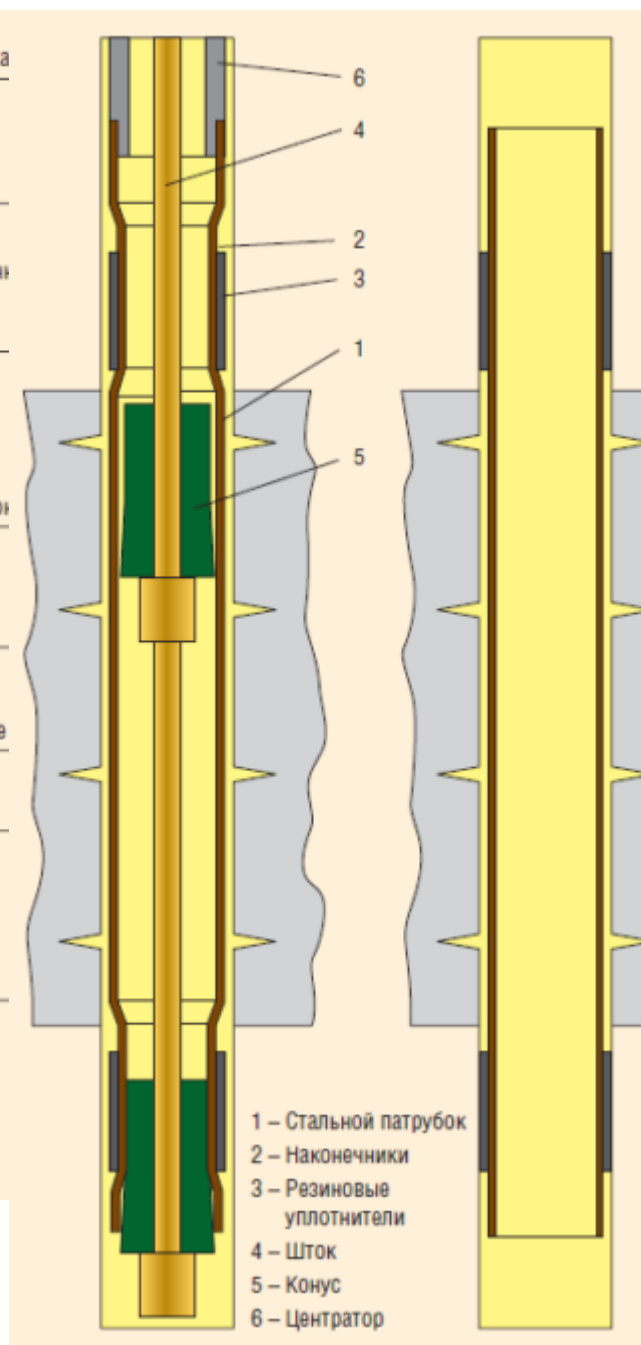


Рисунок 14 – Извлекаемый металлический пластырь

Технологии с применением закачки тампонажных материалов

Изоляция негерметичных соединительных узлов эксплуатационных колонн. Под негерметичными соединительными узлами эксплуатационных колонн следует понимать резьбовые соединения обсадных труб, стыковочные узлы секций колонны и муфты ступенчатого цементирования,

имеющие флюидопроявляющие каналы, через которые потенциально возможно сообщение между колонным и заколонным пространством.

Причинами негерметичности соединительных узлов эксплуатационных колонн являются: неудовлетворительное качество изготовления труб и разбивка соединений в сочетании с осевой нагрузкой в скважине, нарушения в технологии сборки и др. Каналы перетоков флюидов, например, в негерметичных резьбовых соединениях труб, представляют собой щелевые зазоры размером в десятые доли миллиметра, протяженность которых может меняться от нескольких десятков сантиметров до нескольких метров.

Негерметичность соединительных узлов эксплуатационных колонн обнаруживается:

- при опрессовке обсадных колонн;
- влиянии межколонных давлений в процессе освоения или эксплуатации скважин.

Флюидопроводящие каналы в соединительных узлах (резьбовых соединениях) эксплуатационных колонн, как правило, имеют пропускную способность по воде менее 1 л/с и отмечаются падением давления при опрессовке колонны с помощью цементирующего агрегата (ЦА-320); в некоторых случаях негерметичность соединительных узлов эксплуатационных колонн может быть обнаружена только при опрессовке колонны газообразным агентом.

Ввиду низкой пропускной способности глубину негерметичных соединений трудно определить методами термометрии, расходомерии и резистивиметрии. Более предпочтительны для этой цели такие гидродинамические методы исследований, которые включают поинтервальную опрессовку негерметичной колонны сжатым газообразным агентом или вязкой жидкостью.

Наиболее эффективным при восстановлении герметичности эксплуатационных колонн (как при изоляции негерметичных соединительных узлов, так и при изоляции сквозных дефектов) является метод установки металлического пластыря. При невозможности использования пластырей из-за сужения ствола скважины или отсутствия необходимых технических устройств применяется метод тампонирования под давлением. Последний метод также применяют, когда возможно проведение ремонта без длительной остановки работы скважины и демонтажа устьевого оборудования. Если негерметичное резьбовое соединение расположено в незацементированной части обсадной колонны и свободно от прихвата, то может быть произведен доворот колонны.

Тампонирование негерметичных соединительных узлов обсадных колонн производится полимерными составами с наличием или отсутствием мелкодисперсного наполнителя. Основные способы изоляции следующие:

- скользящее тампонирование;
- тампонирование с оставлением моста;
- установка полимерного пакера в затрубном пространстве фонтанных скважин без демонтажа устьевого оборудования.

Как разновидность способа скользящего тампонирования используется метод продавливания тампонажного состава (до 0,5 м³) рабочим газом в затрубное пространство газлифтных скважин в режиме эксплуатации. Применение фильтрующих полимерных составов также в ряде случаев обеспечивает изоляцию флюидопроводящих каналов в негерметичных резьбовых соединениях. Мелкодисперсный наполнитель при скользящем тампонировании способен частично проникать в изолируемые каналы и предотвращать вытеснение неотвердевшего тампонажного состава из дефекта продавочной жидкостью.

Наибольшей эффективностью обладает метод тампонирования с оставлением моста при наличии сведений о глубине дефекта (95 – 100 %)

(эффективность метода скользящего тампонирования изменяется в пределах 70–85 %). Наиболее простыми являются методы установки полимерного гелеобразного пакера в затрубном пространстве и метод продавливания тампонажного состава рабочим газом в газлифтных скважинах. Однако длительность эффекта в этих случаях определяется стойкостью геля к распаду и, как правило, при температуре в скважине 60 – 80 °С ограничивается сроком до 1 года.

Применение цементных растворов для изоляции указанных дефектов в обсадных колоннах запрещается.

Изоляция сквозных дефектов в эксплуатационных колоннах. Под сквозными дефектами в эксплуатационных колоннах следует понимать нарушения в виде продольных трещин размером до нескольких метров, раковин в металле, отверстий при ошибочной или преднамеренной перфорации и др.

Сквозные дефекты обсадных колонн, как правило, связаны с нарушением правил сборки и спуска колонн в скважину; превышением допускаемого внутреннего давления при цементировании, опрессовке; заводским браком и истиранием колонны во время спускоподъемных операций; внутренней и внешней коррозией металла и др.

Сквозные дефекты в обсадных колоннах являются причиной перетоков флюидов из них в заколонное пространство и обратно и подлежат качественной изоляции. Требования к герметичности определяются лимитированным давлением опрессовки для данного типа размера труб.

Глубину расположения места негерметичности можно установить с помощью термометрии, расходомерии, резистивиметрии, продавливания по колонне цементирующей пробки.

При приемистости дефектов колонны более $2 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ для снижения поглотительной способности скважины следует использовать метод намыва наполнителей, закачивание тампонажных материалов. Составы

на основе ТС-10 и ТСД-9 в этом случае применяются со сроками схватывания, которые достаточны лишь для закачивания в скважину и продавливания в дефект.

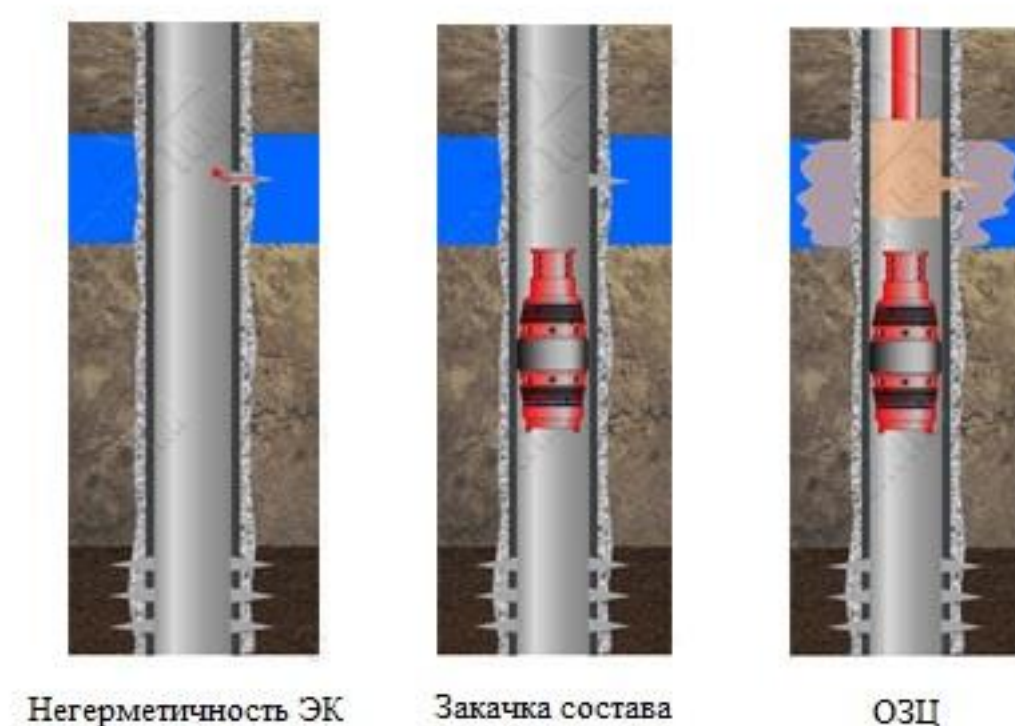


Рисунок 15 – Метод тампонирования для УНЭК

При приемистости дефекта по воде менее $0,6 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ при тампонировании следует использовать фильтрующие ПТМ.

2.2.2 Технологии ремонтно-изоляционных работ для устранения заколонной циркуляции

Ремонтно-изоляционные работы по ликвидации заколонной циркуляции жидкости напрямую связаны с исправлением негерметичности цементного кольца, которое осуществляется путем наращивания последнего за эксплуатационной колонной.

Наращивание цементного кольца за обсадной колонной преследует следующие цели:

- ликвидации или предупреждения перетока пластовых флюидов по незацементированному пространству скважин;

- защиты обсадных колонн от коррозии агрессивными пластовыми флюидами;

- заполнения заколонного пространства тампонажными материалами в зоне дефекта обсадной колонны или подлежащих эксплуатации продуктивных горизонтов.

В этом случае закачивать тампонажный раствор в заколонное пространство следует через специальные отверстия в колонне (прямое цементирование) или с устья скважины (обратное цементирование). Способ цементирования следует выбирать после изучения материалов по строительству, эксплуатации и ремонту скважин, проведения дополнительных гидродинамических и геофизических исследований.

Исходные данные для выбора тампонажного материала и технологии их применения должны включать:

- конструкцию скважин;

- сведения о наличии осложнений в незацементированном интервале ствола в процессе бурения скважин (поглощения, обвалы, сальникообразование, посадки и затяжки инструмента при спуско-подъемных операциях, интервалы обработок, тип бурового раствора и его параметры и др.);

- характеристику пластов в незацементированном интервале разреза;

- данные инклинометрии и кавернометрии ствола в незацементированном интервале;

- сведения о рекомендуемых РИР в незацементированном интервале обсадной колонны.

Гидродинамические исследования включают испытания обсадной колонны на герметичность опрессовкой, проверку приемистости заколонного пространства при закачке промывочной жидкости с устья скважины, проверку наличия циркуляции через специальные отверстия в колонне при подаче жидкости в колонну или заколонное пространство.

Геофизические исследования проводят с целью уточнения местоположения верхней границы наращиваемого цементного кольца и его состояния, наличия закупоривающих пробок в заколонном пространстве, выделения поглощающих зон в незацементированном интервале ствола скважин при закачивании промывочной жидкости в заколонное пространство с устья или через специальные отверстия в колонне.

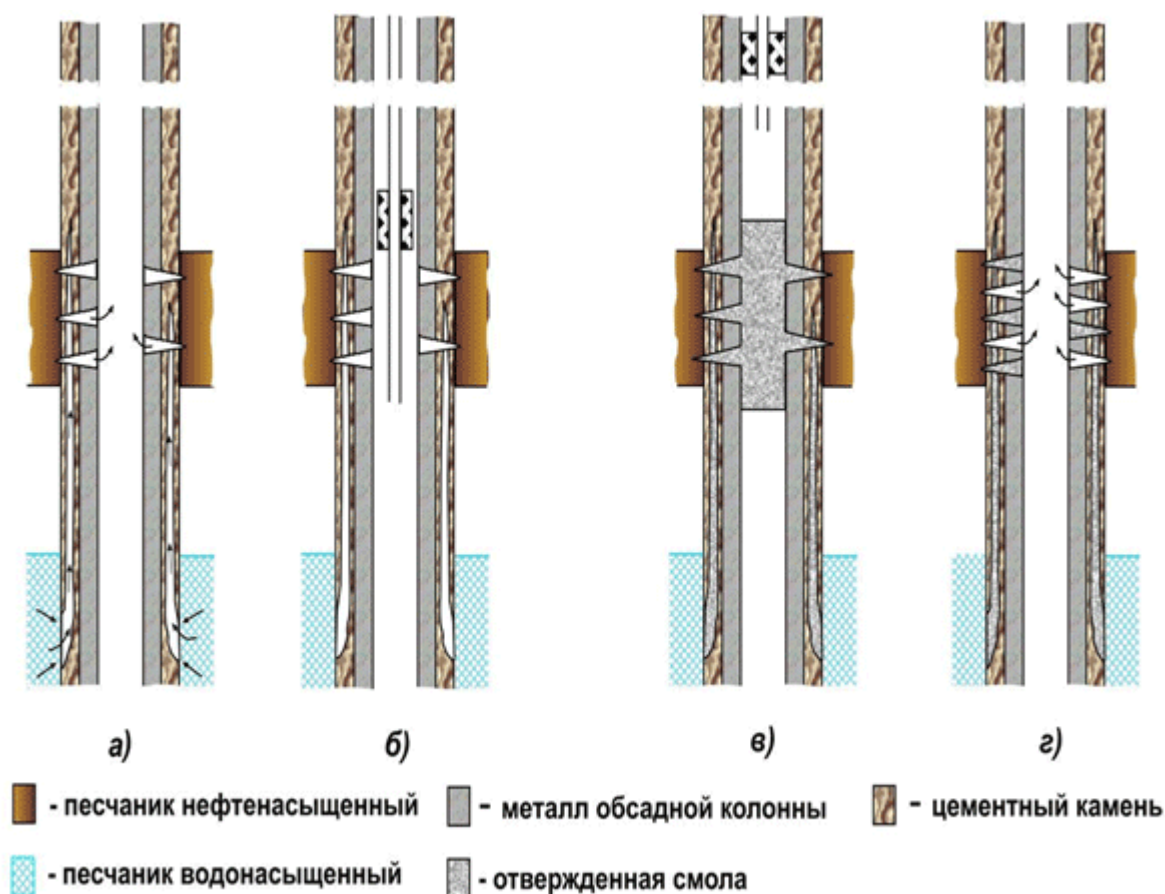


Рисунок 16 – ЛЗКЦ нижележащего пласта путем тампонирувания

Обратное цементирование без прострела отверстий в колонне допускается применять при наличии поглощения при закачивании промывочной жидкости в заколонное пространство.

Количество тампонажного раствора необходимо определять по объему заполняемого заколонного пространства с учетом данных кавернометрии и профилометрии ствола скважин и опыта аналогичных работ.

При выборе типа и количества буферной жидкости, планировании режимов цементирования необходимо руководствоваться соответствующими нормативными и руководящими документами.

После ОЗЦ и разбуривания цементного моста в зоне специальных отверстий в колонне необходимо оценить качество изоляционных работ геофизическими и гидродинамическими методами. Если колонна в зоне специальных отверстий негерметична, то проводят дополнительные работы по установке металлического пластыря или тампонажные работы по общепринятым в отрасли технологиям.

2.2.3 Анализ современных материалов, применяемых в различных геолого-промысловых условиях

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

2.3 Разработка математической модели ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонной циркуляции жидкости

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

2.3.1 Моделирование формы трещины в цементном кольце и определение ее геометрических параметров

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

2.3.1.1 Модель трещины в форме цилиндрической трубки

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

2.3.1.2 Модель трещины в форме канала прямоугольного сечения

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО ИСПРАВЛЕНИЮ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА

3.1 Рекомендации по предотвращению нарушения герметичности эксплуатационных колонн

Проблема сохранения герметичности эксплуатационных колонн на протяжении всего срока разработки весьма актуальна, т.к. возникновение дефектов в колоннах вызывает необходимость дополнительных затрат на ремонтно-восстановительные работы, уменьшается безремонтный период работы скважин и, в целом, сокращается эффективность разработки месторождения. Сложность и длительность ремонтно-изоляционных работ приводит к длительным простоям скважин, что в отдельных случаях может критически отрицательно повлиять на процесс разработки.

Стоимость ремонтно-восстановительных работ часто настолько высока, что некоторые нефтегазодобывающие компании вынуждены отказаться от них, при этом обводнение ведет к прекращению рентабельной эксплуатации скважин, поэтому значительное количество скважин, достигнув предела рентабельности, выводятся из действующего фонда. Такое положение ведет к уменьшению охвата разработкой значительных участков залежей нефти и потере добычи.

В связи с этим корректный подбор скважин, подлежащих ремонту, и совершенствование технологий, направленных на снижение объемов попутно добываемой воды и увеличение нефтеотдачи частично заводненных пластов, являются весьма актуальными задачами. В связи с важностью этой проблемы по фонду скважин предлагается проведение мониторинга с последующими исследованиями, моделированием и разработкой рекомендаций по каждой скважине. Программа предусматривает, в первую очередь, группирование фонда скважин по году ввода в эксплуатацию (возрастная классификация), затем в каждой группе скважин определяется

приоритетность по добыче нефти и газа. Проводится оценка выработанности запасов действующего объекта и определяется возможность перевода скважины на другие эксплуатационные объекты, выше или ниже залегающие. После определения скважин с высоким потенциалом по добыче анализируются конструкции этих скважин с целью определения интервалов возможного износа (повреждения) эксплуатационной колонны.

Оценку износа эксплуатационной колонны можно выполнить геофизическими методами с помощью скважинного гамма-дефектоскопа толщиномера СГДТ и скважинного акустического телевизора САТ или методом магнитной интроскопии. Эти методы позволяют выявить изменения в толщине стенок эксплуатационной колонны, что является важным критерием работоспособности скважин и выбора намечаемых мероприятий по продолжению безаварийной работы. Далее разделяются скважины на группы риска, для каждой из которых предлагаются специфические рекомендации по предупреждению и ликвидации уже возникших нарушений герметичности эксплуатационной колонны.

Для предотвращения нарушения герметичности эксплуатационной колонны раньше времени для нового фонда скважин Мыхпайского месторождения было предложено бурение скважин по возможности осуществлять преимущественно с пологими траекториями, исключая пересечения прямолинейных траекторий и эксплуатационных колонн ниже глубин 1300 м (ниже интервалов динамических уровней работающих УЭЦН) (рисунок 19).

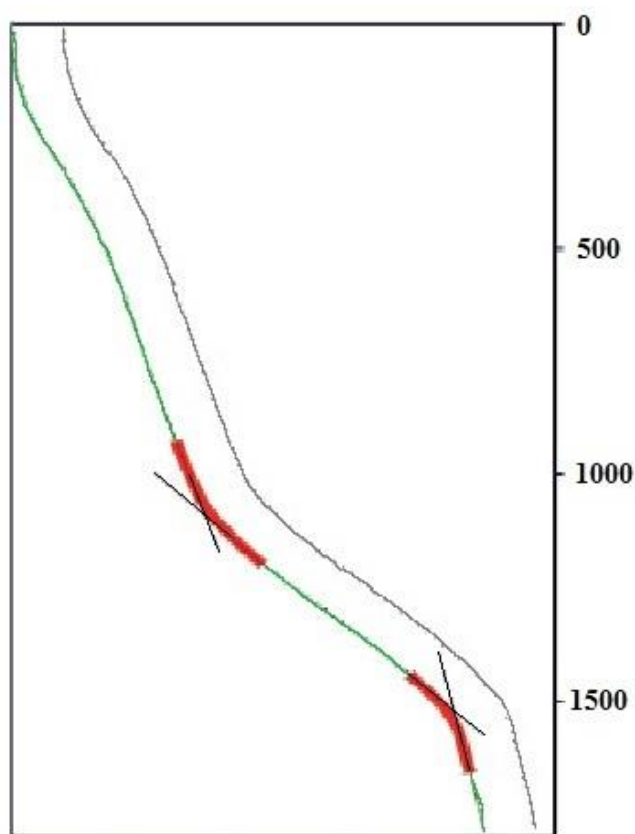


Рисунок 19 – Схема ствола скважин с ожидаемыми местами нарушений эксплуатационной колонны

При невозможности выбора пологой траектории при бурении рекомендуется предусмотреть спуск колонны диаметром 168 мм. Также дополнительно рекомендуется строительство колонн со «смешанной конструкцией», в интервалах максимальной кривизны применять стали высокой прочности, марки «Е» или даже «К», это позволит снизить воздействие на колонну бурового, фрезерного и эксплуатационного оборудования при проведении спуско-подъемных операций и позволит снизить воздействие касания эксплуатационной колонны со спускаемым с скважину насосным оборудованием.

Перечисленные предлагаемые мероприятия были реализованы при строительстве трех скважин (№ 25, 26, 48) Южно-Охтеурского месторождения компании ООО «Южно-Охтеурское», в период с декабря 2013 года по март 2014 года. К примеру, в скважине № 25 для основной части была выбрана колонна с диаметром 146 мм марки «Д», а в местах

возможного контакта колонны и спускаемого насосного оборудования выбрана колонна 146 мм марки «Е». Интервалы возможного контакта определены с помощью построения трехмерных траекторий ЭК в программном комплексе ROXAR.

3.2 Практика выбора и применения технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в скважинах

Выбор технологий РИР и тампонажных составов приведен к табличному материалу, который состоит из трех основных частей.

1. Геолого-технические условия (ГТУ)
2. Технология РИР
3. Тампонажные материалы

Выбор технологии РИР и тампонажных материалов осуществляется в следующей последовательности:

1. Заказчиком выдаются необходимые ГТУ и режимы эксплуатации залежи (скважины).
2. Условия скважины идентифицируются с выделенными классификационными подразделениями ГТУ. По таблице определяется вертикальная колонна, соответствующая имеющимся ГТУ и по этой же колонне определяется технология и тампонажный материал.
3. Если для данных ГТУ может быть рекомендовано несколько тампонажных материалов, то выбор конкретизируется исходя из экономической целесообразности, наличия на предприятии реагентов и материалов, их токсичности, а также более простой технологии работ.

3.2.1 Выбор технологии и тампонажных материалов для восстановления герметичности колонн

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

3.2.2 Выбор технологии и тампонажных материалов для ликвидации заколонных перетоков

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО		
2БМ83	Шарову Ивану Викторовичу		
Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело 21.04.01

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Для разработки проекта потребуются следующие ресурсы: - материально-технические ресурсы (цены на материалы и оборудование); - финансовые ресурсы для оплаты труда исполнителям проекта; - человеческие ресурсы (руководитель, эксперт, исполнитель проекта)
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов», тарифными ставками заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Линейный график выполнения работ
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Линейный график выполнения работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		25.03.2020 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Шаров Иван Викторович		26.03.2020 г.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данной работы является экономический анализ технологии ремонтно-изоляционных работ (РИР) на нефтяном месторождении (Западная Сибирь). В этой главе будет рассмотрена и рассчитана стоимость проведения работ на примере одной скважины.

РИР относится к дорогостоящему методу по ликвидации негерметичности обсадных колонн, цементного кольца и заколонных перетоков как на нефтяных, так и на газовых месторождениях. После проведения РИР дебит скважины, как правило, возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа уже невозможна или малорентабельна.

План проведения работ с указанием времени на каждую операцию приведен на линейном графике (таблица 5). Согласно опыта производства данных работ некоторые операции рационально выполнять одновременно: ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ) и подъем инструмента. Как видно из линейного план-графика общее время на проведение работ составляет 120 часов или 5 суток. Для проведения данных работ также будут необходимы следующие техника и реагенты, расчеты которых будут представлены в таблицах ниже.

Таблица 5 – Линейный план-график ремонтно-изоляционных работ

Работы	Время, ч	Совокупное время, ч														
		15	30	31	46	47	51	63	65	73	77	80	95	96	111	120
Д/ж ФА. М/ж и опрессовка ПВО	15															
Подъем НКТ+ЭЦН	15															
Сборка компоновки для прокачки	1															
Спуск компоновки	15															
Промывка	1															
Прокачка раствора	4															
ОЗЦ	12															
Подъем инструмента	8															

Окончание таблицы 5

Разборка компоновки, сборка компоновки для забурки	2															
Спуск компоновки	8															
Разбуривание камня, пробки	4															
Промывка	3															
Подъем компоновки	15															
Разборка компоновки	1															
Спуск НКТ+ЭЦН	15															
Д/ж ПВО, м/ж ФА	9															
Итого	128															

4.1 Расчет затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ

При расчете принимался метод проведения РИР закачкой специального состава для скважины № 426 нефтяного месторождения (Западная Сибирь). Для проведения РИР, необходима специальная бригада, состоящая из 15 человек. Расчет материальных затрат представлен в таблице 6.

Определение расхода материалов принимается из расчета 3-15 м³ геланта на метр толщины пластов, 0,2 м³ смолы или 0,1 м³ цемента. К этой величине в случае использования смолы или цемента следует прибавить 0,015 м³ на 1 м высоты трещины. Также следует учитывать, что реагенты, необходимые для проведения РИР, хранятся в специальных цистернах. [23]

Таблица 6 – Расчет материальных затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ

Ресурсы	Количество	Стоимость за ед., руб.	Стоимость комплекта, руб.
ГСМ для агрегатов	1000 литров	49,5 руб./л	49 500
ГСМ для цистерны	100 литров	49,5 руб./л	4 950
Гелант	11 м ³	23 000 руб./м ³	253 000
Цемент	0,3 м ³	8 500 руб./м ³	2 800
Итого	-	-	310 250

Вывод: для осуществления РИР необходимо наличие основных и вспомогательных материалов, общая стоимость которых будет равна 310 250 рублей.

Ниже в таблицах представлено оборудование для проведения РИР.

Таблица 7 – Необходимое оборудование для ремонтно-изоляционных работ

№	Краткое описание действия	Используемое оборудование
1	Промывка труб и забоя от загрязнений	Насос
2	Закачка геланта	Агрегат
3	Закачка цемента	Агрегат
4	Закачка «продавочной» жидкости	Агрегат
5	Разбуривание цементного стакана и оснастки	Долото-фрезер
6	Доставка жидкости до базы для утилизации (200 км)	Цистерна

4.2 Расчет амортизационных отчислений

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, использованное при проведении РИР в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование оборудования	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Сумма амортизации, руб./120 часов
		одного объекта	всего	
Насос СИН-61	1	600 000	600 000	2 054,8
Цистерна АТЗ-5	1	700 000	700 000	1 917,8
Агрегат ЦА-320	1	2 000 000	2 000 000	5 479,5
Долото-фрезер ДТФ	1	15 000	15 000	15 000
Итого	4	3 315 000	3 315 000	24 452,1

Примечание: амортизация рассчитывается по формуле 25, срок пользования насосов – 4 года; цистерны – 5 лет; агрегата – 5 лет. Срок пользования долота-фрезера принимается равным времени одной операции (120 часов). Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным 5 суткам (120 часов).

Затраты на амортизацию вычислим по формуле:

$$P_A = \frac{P_{\Phi y}}{n_3}, \quad (25)$$

где n_3 – срок эксплуатации;

P_A – стоимость амортизации;

$P_{\Phi y}$ – стоимость активов.

Вывод: для проведения данного метода РИР необходима техника, которая приведена в таблице 8. Срок годности каждого оборудования различен. Сумма амортизаций всей техники за 5 суток (120 часов) составила 24 452,1 руб.

4.3 Расчет заработной платы

Расчет заработной платы сотрудников за выполненные работы представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество	Оклад, руб.	Районный коэффициент	Заработная плата с учетом коэффициента, руб. (70%)	Итого заработная плата с учетом надбавок, руб. (вахта)	Итого заработная плата с учетом чел./час, руб. (120 часов)
Мастер ТКРС	1	77 590	1,7	131 903	169 800	28 300
Полевой супервайзер	2	75 194	1,7	127 830	156 450	52 150
Главный специалист по РИР	1	73 240	1,7	124 508	150 470	25 078
Оператор ДНГ	1	55 270	1,7	93 959	120 950	20 158
Бурильщик ТКРС	2	68 457	1,7	116 377	142 690	47 563
Помощник бурильщика 1	2	60 471	1,7	102 801	134 610	44 870
Помощник бурильщика 2	2	57 136	1,7	97 131	127 520	42 507
Машинист	2	54 737	1,7	93 053	118 270	39 423
Слесарь	1	54 362	1,7	92 415	116 580	19 430
Электрик	1	52 340	1,7	88 978	108 350	18 058
Итого	15	628 797	-	1 068 955	1 345 690	337 537

Районный коэффициент равен 1,7. Работа выполняется за 120 часов (5 суток). Расчет заработной платы с учетом надбавок (премия, надбавки за стаж и т.д.) приводился к выплате за одну месячную (30 дней) вахту.

Вывод: по данным из таблицы 9 можно сделать вывод, что для проведения РИР потребуется бригада из 15 человек, заработная плата которой составит 337 537 рублей.

4.4 Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 10 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: пенсионный фонд России (ПФР), фонд социального страхования (ФСС), федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС), а также в фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (ОСС).

Таблица 10 – Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР, ФСС и ФОМС

Должность	Зарботная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям/отчисления (руб.)			
		ОСС, 0,2%	ПФР, 22%	ФСС, 2,9%	ФОМС, 5,1%
Мастер ТКРС	28 300	56,6	6 226	820,7	1 443,3
Полевой супервайзер	52 150	104,3	11 473	1 512,4	2 659,7
Главный специалист по РИР	25 078	50,2	5 517,2	727,3	1 279
Оператор ДНГ	20 158	40,3	4 434,8	584,6	1 028,1
Бурильщик ТКРС	47 563	95,1	10 463,9	1 379,3	2 425,7
Помощник бурильщика 1	44 870	89,7	9 871,4	1 301,2	2 288,4
Помощник бурильщика 2	42 507	85	9 351,5	1 232,7	2 167,9
Машинист	39 423	78,8	8 673,1	1 143,3	2 010,6
Слесарь	19 430	38,9	4 274,6	563,5	990,9
Электрик	18 058	36,1	3 972,8	523,7	921
Итого		675	74 258,3	9 788,9	17 214,8
		101 937			

С заработной платы берутся страховые тарифы на обязательное страхование, так как бригада работала всего 120 часов, которые равны 101 937 рублей.

Примечание: страховые тарифы начисляются на заработную плату сотрудников за выполненную работу согласно таблице 10.

4.5 Расчет контрагентных услуг эффективности проведения РИР

В таблице 11 представлены услуги, которые необходимы для успешного проведения РИР.

Таблица 11 – Операции, оказываемые подрядчиком

Подрядная организация	Тариф, руб.	Затраченное время, ч	Стоимость работ, руб.
Гидродинамические исследования скважин	40 000	6	240 000
Хранение реагентов	25 000	5	125 000
Итого			365 000

Вывод: для проведения РИР, необходимо заключить контракт с подрядной организацией, которые предлагают сопутствующие технологии

при РИР. Сумма контракта составит 365 000 руб.

4.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на реализацию РИР представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Затраты на организационно-технические мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Примечание
1.	Материальные затраты	310 250	Согласно таблице 6
2.	Амортизационные отчисления	24 452,1	Согласно таблице 8
3.	Затраты на оплату труда за выполненную работу	337 537	Согласно таблице 9
4.	Отчисления во внебюджетные фонды	101 937	Согласно таблице 10
5.	Контрагентные услуги	365 000	Согласно таблице 11
6.	Итого основные расходы	1 139 176,1	
7.	Накладные расходы (20% от суммы п.1-5)	227 835,2	
8.	Всего затраты на мероприятия	1 367 011,3	

Вывод: Исходя из таблицы 12, для полного проведения работ, по ликвидации заколонного перетока с учетом покупки нового оборудования такого как: долото-фрез, а также включая амортизационные отчисления на вышеописанное оборудование необходимо заложить в план работ затраты на сумму 1 367 011,3 рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Шарову Ивану Викторовичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ современных технологий ремонтно-изоляционных работ в сложных геолого-промысловых условиях на примере месторождений Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: ремонтно-изоляционные работы скважин. Область применения: фонд скважин с высокой обводненностью.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	ФНП «Правила Безопасности в Нефтяной и Газовой промышленности». ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ 12.1.003-83. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - повышенная температура воздуха рабочей зоны; - повышенный уровень шума; - повышенная загазованность; - повышенный уровень вибрации; Опасные факторы: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - электроопасность.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выброс газа. Гидросфера: аварийные сбросы, утечки, дренаж и случайные разливы. Литосфера: загрязнение почвы хим. веществами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы, разгерметизация трубопроводов, пожары, взрывы, разливы реагентов. Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		25.03.2020 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Шаров Иван Викторович		26.03.2020 г.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе магистерской диссертации произведено описание мер по обеспечению благоприятных условий для работы бригады ТКРС при выполнении своих производственных обязанностей согласно наряду на объектах кустов газовых и нефтяных скважин, а также при работе с системами телеметрии и телемеханики, которыми оборудована обвязка устья скважин с концентрической лифтовой колонной.

Основой рабочей бригады ТКРС является кустовая площадка промысла. Все работы производятся на открытом воздухе. В то время, когда человек работает, занимаясь трудовой деятельностью, он может подвергаться различным опасным (вызывающим травмы) и вредным (вызывающим заболевания) производственным факторам. Эти факторы (ГОСТ 12.0.003-74 [29]) делятся на четыре группы: физические, биологические, психофизиологические и химические.

Ниже приведен перечень вредных и опасных производственных факторов для работников бригады ТКРС:

- метеорологические условия производственной среды;
- повышенная загазованность (углеводородные газы, CO₂);
- укусы насекомых;
- производственный шум;
- производственная вибрация;
- механическое травмирование;
- взрыво - и пожароопасность производства;
- электромагнитные и электрические поля;
- вредные химические вещества.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Бригада ТКРС работает в составе по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического

надзора. Основным документом, регламентирующим работу бригады, является «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Работы, связанные с подземной добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труд женщин (Постановление Правительства РФ). Работники привлекаются к работе в ночное время, к сменному графику работы.

Работники, занятые на работах с опасными и вредными условиями труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате.

Как правило, работодателем предоставляются социальные пакеты (оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря, медицинская страховка, пенсионный фонд и др.).

Для решения вопросов о чрезвычайных ситуациях, создана комиссия, которая занимается финансовым, продовольственными, медицинскими и информационными проблемами, связанными с возникновением чрезвычайной ситуации.

5.1.1 Общие требования безопасности при ремонте скважин

Капитальный ремонт скважин – комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин и повышению нефтеотдачи пластов, промышленной, экологической безопасности и безопасности пользования

недрами, в том числе:

- восстановление технических характеристик обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, интервала перфорации;
- восстановление работоспособности скважины, утраченной в результате аварии или инцидента;
- спуск и подъем оборудования для отдельной эксплуатации пластов и закачки различных агентов в пласты;
- воздействие на продуктивный пласт физическими, химическими, биохимическими и другими методами (гидроразрыв пласта, гидropескоструйная перфорация, гидромеханическая щелевая перфорация, солянокислотная обработка пласта и другие технологические операции);
- зарезка боковых стволов и проводка горизонтальных участков в продуктивном пласте (без полной замены обсадной колонны и с полной заменой обсадной колонны без изменения ее диаметра, толщины стенки, механических свойств);

Работы по капитальному ремонту скважин проводятся по планам, утвержденным техническим руководителем организации и согласованным с заказчиком в соответствии с документацией на капитальный ремонт фонда скважин месторождения, площади, куста.

Порядок разработки и условия согласования плана работ по капитальному ремонту скважин устанавливается пользователем недр (заказчиком).

План работ должен содержать:

- сведения о конструкции и состоянии скважины;
- пластовые давления и дату их последнего замера;
- сведения о внутрискважинном оборудовании;
- сведения о наличии давления в межколонных пространствах;
- перечень планируемых технологических операций;
- режимы и параметры технологических процессов;
- сведения о категории скважины;

- газовый фактор;
- схему и тип противовыбросового оборудования;
- плотность жидкости глушения и параметры промывочной жидкости;
- объем запаса раствора, условия его доставки с растворного узла;
- мероприятия по предотвращению аварий, инцидентов и осложнений.

Передача скважин для ремонта или реконструкции подрядчику и приемка скважин после завершения работ производится в порядке, установленном эксплуатирующей организацией.

Мачты смонтированных агрегатов для ремонта скважин (вышки мобильных буровых установок) должны находиться на расстоянии не менее высоты вышки от охранной зоны воздушных линий электропередач, которая ограничивается двумя параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими от крайних проводов линии.

Разрешается установка и работа подъемного агрегата на расстоянии менее высоты вышки от охранной зоны воздушной линии электропередач или воздушной электрической сети напряжением более 42 В только по наряду-допуску, определяющему безопасные условия проведения работ.

Транспортировка оборудования на скважину и строительно-монтажные работы начинаются при выполнении следующих условий:

- проверки готовности трассы передвижения агрегатов (установок) и наличии согласования с соответствующими организациями условий пересечения линий электропередач, железнодорожных магистралей, магистральных трубопроводов и прочих природных и техногенных препятствий;
- заключение договоров на производство работ с подрядчиками (субподрядчиками).

На всех этапах работ, связанных с ремонтом скважин, должно быть обеспечено наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля, предусмотренных планами работ, инструкциями по эксплуатации оборудования, настоящими Правилами безопасности.

При ремонте скважин на рабочей площадке должен проводиться контроль состояния газовой среды с регистрацией в журнале контроля. [40]

5.1.2 Требования к подготовительным и монтажным работам по ремонту скважин

Передвижение агрегатов по ремонту скважин и транспортирование оборудования на скважину должно проводиться под руководством ответственного лица.

Работники, принимающие участие в транспортировке оборудования, должны быть ознакомлены с трассой передвижения, опасными участками и мерами безопасности при их преодолении.

Запрещается передвижение оборудования при снегопадах, тумане, пылевых бурях при видимости менее 50 м и порывах ветра более 30 м/с.

Перед началом работ по капитальному ремонту скважин бригада должна быть ознакомлена с планом работ, ПЛА и возможными осложнениями и авариями.

Территория вокруг ремонтируемой скважины должна быть спланирована, освобождена от посторонних предметов. Подземные коммуникации должны быть четко обозначены.

Схема расположения подземных и наземных коммуникаций должна выдаваться бригаде не менее чем за трое суток до начала производства работ.

Работы на высоте при монтаже и ремонте вышек (мачт) запрещается проводить при скорости ветра более 15 м/с, во время грозы, ливня, снегопада и при гололедице, а также в темное время суток без искусственного освещения, обеспечивающего безопасное ведение работ.

Оттяжки агрегатов по ремонту скважин (установок) должны соответствовать требованиям инструкции по эксплуатации и иметь натяжение не менее 400 - 500 кгс. Не разрешается использование оттяжек, состоящих из отдельных частей и имеющих узлы.

Приемные мостки-стеллажи устанавливаются горизонтально или с уклоном не более 1:25. Длина мостков-стеллажей должна обеспечивать укладку труб и штанг с выступанием их концов за стеллаж не более чем на 1 м с каждой стороны. Стеллажи во время транспортировки задвигаются в исходное положение и закрепляются.

Перед началом работ по ремонту скважины (до подъема мачты) необходимо провести испытание якорей для оттяжек мачты (вышки). Усилие испытания устанавливается для конкретного типа агрегатов в соответствии с паспортными данными, рекомендуемыми заводом-изготовителем. В случаях, когда якорь не выдержал положенные нагрузки, следует изменить его конструкцию, величину заглубления или диаметр.

Пуск в работу смонтированной установки и оборудования производится комиссией, состав и порядок работы которой устанавливается техническим руководителем заказчика.

До начала ремонтных работ должно быть проверено функционирование установленных контрольно-измерительных приборов.

5.1.3 Требования к применению технических устройств для проведения работ по ремонту скважин

Все технические устройства, используемые во взрывоопасных зонах, должны применяться во взрывозащищенном исполнении, оснащаться аварийной световой и звуковой сигнализацией и системой освещения.

Грузоподъемность агрегата по ремонту скважин (установки), вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Подготовка площадки, монтаж и эксплуатация колтюбинговых установок должны производиться в соответствии с техническими условиями и инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя. [40]

5.1.4 Требования к ведению работ по ремонту скважин

Агрегаты для ремонта скважин устанавливаются на приустьевой площадке и центрируются относительно устья скважины в соответствии с

инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя. Ввод агрегата в эксплуатацию оформляется актом комиссии эксплуатирующей организации.

Перед началом работ по ремонту скважина должна быть заглушена в порядке, установленном планом работ. Плотность и количество раствора, цикличность глушения определяются заказчиком и отражаются в плане работ. 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.

Запрещается проведение спускоподъемных операций, а также ведение ремонтных работ, связанных с нагрузкой на мачту (вышку), независимо от глубины скважины, без исправного индикатора веса.

Спускоподъемные операции при ветре со скоростью 15 м/с и более, во время ливня, сильного снегопада и тумана с видимостью менее 50 м, а также при неполном составе вахты запрещаются. Если паспортом агрегата предусмотрена меньшая скорость ветра, то следует руководствоваться паспортной величиной.

Скорость подъема и спуска НКТ и скважинного оборудования с закрытым проходным сечением не должна превышать 0,25 м/с.

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

При обнаружении газонефтеводопроявлений устье скважины должно быть загерметизировано, а бригада должна действовать в соответствии с ПЛА. [40]

5.2 Анализ вредных и опасных факторов производственной среды

Таблица 13 – Возможные опасные и вредные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015[29])

Факторы	Этапы работ	Нормативные документы
---------	-------------	-----------------------

	М/ж подъемного агрегата, мостков	Д/ж устьевого оборудовани я подъем НКТ и ЭЦН	Спуск пакера, летучки / прокачка раствора	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [30].
2. Превышение уровня шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [31].
3. Укусы насекомых	+	+	+	СанПиН 2.1.7.2790-10. Требования к организации и проведению мероприятий по уничтожению бытовых насекомых и комаров [32].
4. Превышение уровня вибрации			+	СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [33].
5. Повышенное значение эл. напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [34].
6. Содержание вредных примесей в атмосфере		+	+	ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [35].

5.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха (°C); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение (Вт/м²) или тепловая нагрузка среды (°C). Эти параметры, отдельно и в комплексе, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [36] и Санитарными нормами микроклимата производственных помещений (СН 4088-86).

Основным значением для норм является отдельное нормирования каждого из компонент: влажности, скорости движения воздуха, температуры.

В зоне производственной деятельности должны быть оптимальные параметры микроклимата с допустимыми значениями данных параметров.

Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям. Высокая температура воздуха предшествует понижению внимания, возникает торопливость и неосмотрительность. Низкая температура снижает подвижность конечностей из-за способности тела отдавать тепло в окружающую среду.

Рабочему важно обеспечить защиту от агрессивных сред, а так же комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Летом – спецодежда х/б, сапоги, головной убор, перчатки, а также средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка-ушанка, теплая обувь, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

5.2.2 Содержание вредных примесей в атмосфере

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H_2S – $0.1 \text{ м}^2/\text{м}^3$ по ГОСТ 12.1.005-88 [36]. За контролем запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

5.2.3 Повреждения в результате контакта с насекомыми

В летне-осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят бесчисленные укусы, переносящие вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить

специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли и мази от насекомых.

5.2.4 Превышение уровня шума

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы и автотранспорт.

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [37]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83 [37])

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для снижения шума применяют:

- уменьшение уровня шума в источнике его возникновения (своевременное смазывание движущихся частей);
- звукопоглощение и звукоизоляция;
- установка глушителей шума;
- рациональное размещение оборудования;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, ушные вкладыши).

5.2.5 Превышение уровня вибрации

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных и цементируемых агрегатах, при спуске и подъеме насосно – компрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

При продолжительном воздействии вибрации высокого уровня на организм возникает преждевременное утомление, снижается продолжительность труда, рост заболеваемости и развивается вибрационная болезнь.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.003-83 [38] приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.01290 ГОСТ 12.1.003-83 [38])

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	—	108	99	93	92	92	92	—	—	—	—
Локальная вибрация	—	—	—	115	109	109	109	109	109	109	109

В качестве средства защиты от вибраций рабочего места, конструкций, оборудования эффективным является виброизоляция, которая представляется собой упругие вставки между вибрирующей машиной и основанием.

Для индивидуальной защиты человека от вибраций, которые передаются через ноги, следует носить обувь с войлочной или толстой резиновой подошвой. Для защиты рук используются виброгасящие перчатки.

5.2.6 Электромагнитные поля

Электромагнитное поле воздействует на центральную нервную и сердечно-сосудистую системы. Появляются жалобы на головную боль, сонливость или бессонницу, утомляемость, слабость, повышенную потливость, снижение памяти, потемнение в глазах, чувство тревоги и страха.

Источники излучения электромагнитного поля:

- трансформаторы, установленные в медицинском оборудовании;
- электропроводка;
- распределительные устройства (автоматы защиты, контакторы,

релейные схемы и т. п.);

- индукторы и т.п.

Нормируется только электрическая составляющая поля на промышленной частоте, которая измеряется в киловольт/метр, представленная в таблице 16.

Таблица 16 – Нормативы для обслуживающего персонала (СанПиН 2.2.4.1191-03 [39])

Напряженность поля, кВ/м	5	10	15	20	25
Время, ч	8	3	1,5	10	5

При напряженности более 15 кВ/м - необходимо надевать спецодежду.

Защита:

- экранирование;
- уменьшение времени пребывания;
- удаление от источника электромагнитного излучения;
- заземление или зануление оборудования.

5.2.7 Механические опасности

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма. Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

1. Проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов.
2. Плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств.
3. Проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 данные зоны ограждаются сетками, экранами и кожухами. Их размеры и установка предусматривает любое случайное проникновение человека в опасную зону. Для обустройства

ограждений есть также свои определенные требования. При снятом или неисправном ограждении работа запрещена.

5.2.8 Электробезопасность на рабочем месте

Правила имеют целью обеспечить надежную, безопасную и рациональную эксплуатацию электрооборудования. Работник должен помнить, что прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением ведет к поражению электрическим током или электрической дугой. Поражающие свойства электрического тока проявляются в виде электрических ударов и электрических травм (электрические ожоги, электрические знаки, электроофтальмия, электрометаллизация кожи, механические поражения). Степень воздействия тока на тело человека приведено в таблице 17.

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции в электроустановках потребителей должны быть предусмотрены защитные меры. В качестве таких мер могут быть использованы заземление, зануление, защитное отключение, разделяющий трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов.

Средства защиты, предназначенные для обеспечения электробезопасности, называются *электрозащитными* и подразделяются на основные и дополнительные.

Основным называется изолирующее электрозащитное средство, изоляция которого длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановки и которое позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Дополнительным называется изолирующее электрозащитное средство, которое само по себе не может при данном напряжении обеспечить защиту от поражения электрическим током, но дополняет основное средство защиты, а также служит для защиты от напряжения.

Таблица 17 – Характер воздействия электрического тока на организм

человека в зависимости от рода и величины тока

Ток, мА	Характер воздействия	
	переменного тока 50-60 Гц	постоянного тока
0,6-1,5	Начало ощущения, легкое дрожание рук	Не ощущается
5-7	Судороги в руках	Зуд, ощущение нагрева
20-25	Руки парализуются мгновенно, оторваться от токоведущей части невозможно. Сильные боли, затрудняется дыхание	Ощущение нагрева. Незначительное сокращение мышц
50-80	Паралич дыхания	Сильное ощущение нагрева. Судороги мышц рук. Затрудненное дыхание
90-100	Паралич дыхания. При длительности 3с. и более – паралич сердца, смерть	Паралич дыхания

В электроустановках до 1000В необходимо применять следующие основные электрозащитные средства: изолирующие штанги, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, изолированный инструмент, дополнительные – диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, изолирующие ковры, изолирующие подставки и колпаки.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов.

При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт); растворителей (окрасочные работы); сварочных аэрозолей (сварочные работы).

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха

необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, в которые входят: полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт.

Также необходимо: оперативная ликвидация загрязнения технологических площадок; раздельное хранение легко воспламеняющихся веществ; использование компрессоров с электроприводом; утилизация попутного газа; работы по предупреждению гидратообразования в трубопроводах; автоматическое регулирование режимных технологических параметров; автоматическое дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при аварийных ситуациях; безрезервуарная откачка нефти.

5.3.2 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие: изъятие природных вод для использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промысловых объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН, КНС, отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

В качестве основных вредных источников, за счет которых вредные вещества поступают в поверхностные воды на протяжении разведки и

освоения нефтяных месторождений выступают производственные и бытовые стоки, талые и ливневые воды, которые стекают с загрязненных установок и площадок, работы по строительству объектов, приводящие к эрозии прибрежных зон водоемов с засорением их строительным мусором, разливы нефти и сброс отходов в стоки без согласия соответствующих инстанций.

5.3.3 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

Они включают в свой состав следующие: прокладка в единых коридорах совмещенных коммуникаций с учетом эколого-экономической оценки разрушаемых экосистем; движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период, запрет на движение транспорта вне дорог; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидация переполненных шламовых амбаров и амбаров, расположенных вблизи рек; ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохранных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю.

Использования различных методов защиты трубопроводов от внутренней и внешней коррозии; установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления; 100% контроля швов сварных соединений трубопроводов.

5.4 Защита в ЧС

Характерны чрезвычайные ситуации (ЧС) – природного (паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже - 40⁰С), метели и снежные заносы) и техногенного характера (открытое газонефтеводопроявление (фонтан), разгерметизация трубопроводов, пожары, взрывы, разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ), отключение электроэнергии).

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны два вида аварийных ситуаций – открытое фонтанирование нефти из скважин и порывы нефтесборной сети и сети ППД.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность почвы несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии. При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры к быстрой локализации аварии, сбору нефти и ликвидации последствий загрязнения природной среды.

Так же большую опасность в работе бригады ТКРС представляют чрезвычайные ситуации, связанные с коррозионными отказами трубопроводов. Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность транспортируемых нефтепродуктов, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод. Присутствие механических примесей в продукции скважин при большой скорости потока приводит к абразивному износу внутренней поверхности трубопроводов – ручейковой коррозии.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается: Оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекаания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохранных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками; создание специально обученного подразделения по ликвидации аварий и их последствий; применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием; организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода; проведение планово–предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами

диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов, очередность и технологию ремонта.

5.4.1 Газонефтеводопроявление

Газонефтеводопроявление (ГНВП) – выброс нефти, газа или воды из продуктивного пласта в скважину, через устье на поверхность при производстве ремонта, освоения или бурения скважины.

Причины газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытых нефтяных и газовых фонтанов:

1. Невыполнение требований проекта и технологических регламентов по параметрам промывочной жидкости, промывкам скважины, скоростям спуска и подъема бурильной и обсадных колонн, что приводит к снижению противодавления на пласт.
2. Длительные простои скважины без промывки и долива.
3. Снижение уровня промывочной жидкости в скважине в процессе спуско-подъемных операций, геофизических исследований, ремонтных работ и простоев в результате несвоевременного и недостаточного ее заполнения промывочной жидкостью.
4. Непринятие оперативных мер по герметизации устья скважины при появления признаков нефтегазоводопроявления.
5. Увеличение объема вытесняемого из скважины раствора при спуске бурильных или обсадных колонн по сравнению с расчетным.

Действия бригады ТКРС при появлении признаков ГНВП:

1. При появлении признаков нефтегазоводопроявления немедленно загерметизировать устье скважины, зафиксировать избыточное давление в трубах и затрубном пространстве.
2. При подъеме труб непрерывно доливать скважину буровым раствором с регистрацией объема долива в вахтовом журнале.
3. При геофизических исследованиях скважины, ремонтах и простоях регулярно доливать скважину буровым раствором.

4. Строго исполнять требования геолого-технического наряда и технологических регламентов.

5. Ежемесячно проверять надежность фланцевых соединений противовыбросового оборудования, колонной головки и манифольда.

SOCIAL RESPONSIBILITY

Раздел приведен в приложении А.

Заключение

В первой главе магистерской диссертации был проведен анализ мирового опыта ремонтно-изоляционных работ, причин нарушения герметичности эксплуатационных колонн, а также рассмотрены виды коррозионного разрушения.

Во второй главе данной работы были рассмотрены технологии проведения ремонтно-изоляционных работ. Проведено исследование скважин-кандидатов для ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонной циркуляции жидкости, предложена методика определения интервала негерметичности эксплуатационных колонн. Был проведен анализ применяемых технологий по восстановлению герметичности эксплуатационных колонн и устранению заколонной циркуляции жидкости. Разработана математическая модель ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонной циркуляции, суть которой состоит в моделировании формы трещины в цементном кольце и определении ее геометрических параметров.

В третьей главе даны рекомендации по предотвращению нарушения герметичности эксплуатационных колонн, разработан и упорядочен выбор технологии ремонтно-изоляционных работ и тампонажных материалов для изоляции соединительных узлов и сквозных дефектов колонн, а также ликвидации заколонных перетоков из выше- и нижележащих пластов в зависимости от геолого-промысловых условий.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» выполнен экономический анализ технологии ремонтно-изоляционных работ на нефтяном месторождении (Западная Сибирь). Был проведен расчет материальных затрат, амортизационных отчислений, заработной платы, отчислений во внебюджетные фонды и контрагентных услуг.

В разделе «Социальная ответственность» магистерской диссертации произведено описание мер по обеспечению благоприятных условий для

работы бригады ТКРС при выполнении своих производственных обязанностей согласно наряду на объектах кустов газовых и нефтяных скважин. Приведены основные правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при проведении мероприятий по ремонту скважин.

Выявлены возможные вредные и опасные факторы и определены мероприятия по снижению их воздействия. Также рассмотрен возможный ущерб природе при проведении работ с точки зрения экологической безопасности. Приведены причины возникновения и порядок действий бригады ТКРС при проявлении признаков ГНВП, как наиболее типичной ЧС.

Список публикаций

1. Шаров И.В. Проблемы перевода сокращенных лексических единиц в англоязычных текстах нефтегазовой тематики / И.В. Шаров ; науч. рук. Л.В. Надеина // Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2016. – Т. 2. – [С. 1220-1222].

2. Фёдоров А.В. Классификация многоствольных эксплуатационных скважин по номенклатуре TALM / А.В. Фёдоров, И.В. Шаров ; науч. рук. Т.С. Глызина // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2019. – Т. 2. – [С. 193-195].

3. Фёдоров А.В. Анализ финансовой устойчивости компании, занимающейся разработкой «сланцевых» месторождений / А.В. Фёдоров, И.В. Шаров ; науч. рук. И.В. Шарф // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2019. – Т. 2. – [С. 674-676].

Список используемых источников

1. Методические указания по контролю технического состояния крепи скважин: метод. указ. – вторая редакция – М.: ИРЦ Газпром, 2002. 22 с.
2. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. М.: Недра, 1976. 192 с.
3. Кеше Г. Коррозия металлов. Физико-химические принципы и актуальные проблемы. М.: Metallurgy, 1984. 400 с.
4. Маттссон Э. Электрохимическая коррозия: пер. со шведск. Э. Маттссон; под ред. Колотыркина Я. М. М.: Metallurgy, 1999. 158 с.
5. Корбачков Л.А. Кинетика коррозионного разрушения металла подземного трубопровода: обзор. Информ. М.: Газпром, 2000. 51 с.
6. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах. СПб.: Недра, 2005. 318 с.
7. Агзамов Ф.А., Каримов И.Н. Специальные тампонажные материалы с заданными свойствами // Бурение и нефть. 2008. № 12. С. 25-27.
8. Перейма А.А. Коррозионно-стойкий тампонажный материал для крепления скважин в условиях сероводородной агрессии // Газовая промышленность. 2008. № 5. С. 80-82.
9. Анализ факторов, влияющих на интенсивность отказов эксплуатационных колонн скважин, и разработка рекомендаций по снижению их влияния: отчет о НИР / ОАО «Татнефть» Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти; рук. Даутов Ф.И.; исполн.: Даутов Ф.И. [и др.]. Бугульма, 2004. 63 с. Библиогр.: с. 42.
10. Анализ технического состояния эксплуатационных колонн скважин, выявление причин потери герметичности и разработка мероприятий по их устранению: отчет о НИР / ОАО «Татнефть» Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти; рук. Даутов Ф.И.; исполн.: Даутов Ф.И. [и др.]. Бугульма, 2003. 82 с. Библиогр.: с. 54.
11. Witte L.D., Radd F.J. Corrosion of oil well casing by earth currents // Petroleum transactions, AIME. 1955. Vol. 204. P.66-72.

12. Рекин С.А., Янтурин А.Ш. Устойчивость, упругая деформация, износ и эксплуатация бурильных и обсадных колонн. Механика системы колонна-скважина-пласт. СПб.: Недра, 2005. 460 с.
13. Anto P.F., Dutta R. Synergic effects of offshore well casing protection and corrosion survey // Proc. 3rd Int Offshore and Polar Eng. Conf. Singapore, June 6-11. 1993. Vol.4. Golden (Colo). P.334-338.
14. Dennis B. Casing corrosion evaluation using wireline techniques // J. Can. Petrol. Technol. 1998. Vol. 29. N 4. P. 100-112.
15. Sudbury J.D. External casing corrosion: cause, effect and control // Journal of World Oil. 1997. January. P.163-170.
16. Каменщиков Ф.А., Черных Н.Л. Борьба с сульфатвосстанавливающими бактериями на нефтяных месторождениях. М.: Регулярная и хаотическая динамика. Институт компьютерных исследований, 2007. 412 с.
17. Глазов Н.П. Подземная коррозия трубопроводов, ее прогнозирование и диагностика. М.: Газпром, 1994. 92 с.
18. Камаева С.С. Коррозионная агрессивность грунта с учетом микробиологических факторов. Способы определения: обзор. Информ. М.: Газпром, 2000. 79 с.
19. Сорокин Л.А. Разработка расширяющихся тампонажных цементов для повышения качества цементирования скважин в интервале температур 60-120°: автореф. дис. ... канд. тех. наук. М., 2005. 17 с.
20. РД 153-39.0-803-13. Инструкция по электрохимическим методам защиты обсадных колонн скважин и подземных трубопроводов от грунтовой коррозии. Бугульма, 2013. 168 С.
21. РД 153-39.0-361-04. Положение о порядке регистрации и обследования порывов нефтепромысловых трубопроводов. Альметьевск, Бугульма, 2004. 38 с.
22. Патент РФ № 2318993. Способ разработки обводненной нефтяной залежи / А.Н. Куликов, В.И. Никишов, И.Р. Магзянов и др. // Бюл. № 7.-2008.

23. Методические указания компании «Построение дизайна ремонтно-изоляционных работ». ПАО «НК «Роснефть», с изменениями от 28.02.2017 г.
24. Никишов В.И. Совершенствование технологии ремонтно-изоляционных работ по исправлению негерметичности цементного кольца. дис. ... канд. тех. наук., 2016. 177 с.
25. Интернет-источник <http://snkoil.com/tekhnologii-i-uslugi/remont-i-stroitelstvo-skvazhin/remontno-izolyatsionnye-raboty-v-skvazhinakh/>. Дата обращения 25.04.2020 г.
26. Ефимов Н.Н. Технологии ОВП в нефтяных скважинах и пути повышения эффективности РИР. Инженерная практика №07/2015.
27. Клещенко И.И., Зозуля Г.П. Материалы и технологии для ремонта скважин. Тюменский государственный университет. 2016.
28. Клещенко И.И., Зозуля Г.П. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Тюменский государственный университет. 2014.
29. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
30. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
31. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
32. СанПиН 3.5.2.541-96. Требования к организации и проведению мероприятий по уничтожению бытовых насекомых и комаров.
33. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
34. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
35. ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
36. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

37. ГОСТ 12.1.003-83. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука.

38. ГОСТ 12.1.01290 ГОСТ 12.1.003-83. Гигиенические нормы уровней виброскорости.

39. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях.

40. Федеральные Нормы и Правила в области промышленной безопасности «Правила Безопасности в Нефтяной и Газовой Промышленности».

Приложение А
(справочное)

Social responsibility

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Шаров Иван Викторович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов В.Н.	к.ф.-м.н.		

Консультант – лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Миронова В.Е.	-		

The oil and gas industry plays a key role in the Russian economic system due to the dependence of the state income on it. Unfortunately, putting the priority on the profit of enterprises, company leaders often forget about the most important thing – human life and health safety despite the fact that it is the most important non-renewable resource. Oil and gas companies should do everything possible to preserve the life and health of their employees. The most dangerous type of work is well servicing and workover because workers can run the risk of various health and safety hazards. Compliance with all labor standards and safety measures contributes to both the reasonable performance of the employee's duties and the preservation of his life and health.

SOCIAL RESPONSIBILITY

This section of the master's thesis describes measures to ensure favorable working conditions for the workover crew when performing its duties according to the gas and oil well cluster pad, as well as when working with telemetry and telemechanics systems which the wellhead connection with a concentric tubing is equipped with.

The basis of the workover crew is a cluster pad. All work is done outdoors, during the working process, a person can face various dangerous (causing injuries) and harmful (causing diseases) hazards. These factors (GOST 12.0.003-74) are divided into four groups: physical, biological, psychophysiological and chemical.

A list of health and safety hazards for workers of the workover crew is given below:

- meteorological conditions of the working environment;
- increased gas contamination (hydrocarbon gases, CO₂);
- insect bites;
- occupational noise;
- industrial vibration;
- mechanical injury;
- explosion - and fire hazard of production site;
- electromagnetic and electric fields;

- harmful chemicals.

1 Legal and organizational safety issues

The workover crew works as a part of servicing wells ensuring their smooth operation under the technical supervision. Work related to underground oil production belongs to the list of physically demanding work and work with harmful or hazardous working conditions, the implementation of which prohibits the use of women's labor (Decree of the Government of the Russian Federation). It is compensated for the harmfulness in the form of the issuance of dairy products, for example, milk is dispensed weekly. Workers are involved in the performance of work at night, according to a shift work schedule.

Workers dealing with dangerous and harmful working conditions must undergo compulsory screening and regular medical check-ups to determine their suitability for the performance of the assigned work.

When performing work associated with increased danger (the influence of harmful substances, adverse production factors), employees must undergo a compulsory psychiatric examination at least once every five years in the procedure established by the Government of the Russian Federation.

When working in regions of the Far North and equated localities, as well as on a rotational basis, allowances and coefficients for wages are provided.

As a rule, the employer provides social packages (payment of health resort treatment, payment of tickets to children's camps, medical insurance, pension fund, etc.).

To address emergency issues, a commission has been set up that deals with financial, food, medical and informational issues related to the occurrence of an emergency.

1.1 General safety requirements for workover

Workover – a set of works to maintain the efficiency of wells and increase of oil recovery, industrial, environmental safety as well as subsoil use safety, including:

- restoration of technical characteristics of casing strings, cement ring, bottom-hole zone, perforation interval;
- restoration of the well operability lost as a result of an accident or incident;
- lowering and lifting of equipment for separate operation of formations and injection of various agents into formations;
- impact on the reservoir by physical, chemical, biochemical and other methods (hydraulic fracturing, sandblasting, hydromechanical slotted perforation, hydrochloric acid treatment of the formation and other technological operations);
- sidetrack kickoff and horizontal sections wiring in the reservoir (without complete replacement of the casing and with its complete replacement without changing in its diameter, wall thickness, mechanical properties);

Workover is carried out according to plans approved by the technical manager of the organization and agreed with the customer in accordance with the documentation for the workover of the field, area, and the well.

The development procedure and conditions for agreeing on a workover plan for wells are established by the subsurface user (customer).

The work plan should contain:

- information about the design and condition of the well;
- reservoir pressure and the date of their last measurement;
- information about downhole equipment;
- information on the presence of pressure in the annular spaces;
- a list of planned technological operations;
- modes and parameters of technological processes;
- information about the category of wells;
- gas factor;
- the layout and type of blowout control equipment;
- killing fluid density and flushing fluid parameters;
- the volume of the stock solution, the conditions for its delivery from the mud room;

- measures to prevent accidents, incidents and complications.

Transfer of wells for workover or well servicing to the contractor and acceptance of wells after completion of work is carried out in the manner prescribed by the operating organization.

The masts of mounted units for well servicing (towers of mobile drilling rigs) should be located at a distance not less than the height of the towers from the security zone of overhead power lines, which is limited to two parallel vertical planes separated from the extreme wires of the line.

It is allowed to install and operate the lifting unit at a distance less than the height of the tower from the security zone of the overhead power transmission line or overhead electrical network with a voltage of more than 42 V only according to the permit to work defining safe working conditions.

Transportation of equipment to the well, construction and installation works begin when the following conditions are met:

- verification of the readiness of the aggregate movement route and the availability of agreement with the relevant organizations on the conditions for crossing power lines, railways, trunk pipelines and other natural and man-made obstacles;
- formation of contracts for the performance of work with contractors (subcontractors).

At all stages of work related to repair from boreholes, the availability and operation of the necessary devices and control systems provided by the work plans, equipment operating instructions, and these Safety Rules must be ensured.

When repairing wells at the working site, the state of the gas-air environment should be monitored with registration in the control log.

1.2 Requirements for preparatory and installation work for the workover

The movement of units for the repair of wells and transportation of equipment to the well should be carried out under the direction of the responsible person.

Workers involved in the transportation of equipment must be familiar with the route of movement, hazardous areas and safety measures to overcome them.

It is forbidden to move equipment during snowfalls, fog, dust storms with visibility less than 50 m and gusts of wind of more than 30 m/s.

Before starting work on the workover, the crew should be familiarized with the work plan, submarine and possible complications and accidents.

The area around the repaired well must be planned, freed from foreign objects. Underground communications should be clearly marked.

The layout of underground and ground communications should be issued to the crew at least three days before the start of work.

Work at heights during installation and repair of towers (masts) is forbidden to be carried out at a wind speed of more than 15 m/s, during thunderstorms, rainfall, snowfall and sleet, as well as in the dark without artificial lighting, ensuring safe work.

The guys of workover rig must comply with the requirements of the operating instructions and have a tension of at least 400 - 500 kgf. It is not permitted to use guys consisting of separate parts and having units.

Receiving platforms racks are installed horizontally or with a slope of not more than 1:25. The length of the racks should provide for the laying of pipes and rods with the protrusion of their ends behind the rack no more than 1 m on each side. The racks during transportation are retracted to their original position and secured.

Before starting repair work on the well (before lifting the mast), it is necessary to test the anchors for the guys of the mast (tower). The test force is set for a specific type of units in accordance with the passport data recommended by the manufacturer. In cases where the anchor could not withstand the prescribed loads, its design, depth or diameter should be changed.

The setting of the installed ring and equipment into operation is carried out by a commission, the composition and operating procedure of which is established by the technical manager of the customer.

Before the start of repair work, the functioning of the installed instrumentation should be checked.

1.3 Requirements for the use of technical devices for workover

All technical devices applied in hazardous areas must be used in explosion-proof design, equipped with emergency light, sound alarm and lighting system.

The capacity of the unit for repairing wells, towers, masts, permissible wind loads must correspond to the maximum loads expected during the repair process.

Site preparation, installation and operation of coiled tubing rings should be carried out in accordance with the specifications and operating instructions of the manufacturer.

1.4 Requirements for workover

Units for repairing wells are installed on the wellhead site and centered relative to the wellhead in accordance with the manufacturer's operating instructions. Putting the unit into operation is made out by an act of the operating organization commission.

Before starting repair work, the well must be plugged in the manner prescribed by the work plan. The density and quantity of the solution, the frequency of killing are determined by the customer and reflected in the work plan. All wells with reservoir pressure above hydrostatic and wells which (according to the performed calculations) retain the conditions of flowing or gas, oil and water shows at reservoir pressures below hydrostatic are subject to well killing.

It is forbidden to carry out tripping operations, as well as to carry out repair work related to the load on the mast (tower), regardless of the well depth, without a working weight indicator.

Hoisting operations in the wind at a speed of 15 m/s and more, during heavy rainfall, heavy snowfall and fog with visibility less than 50 m, as well as with an incomplete shift structure, are prohibited. If the passport of the unit has a lower wind speed, it should be guided by the passport value.

The speed of lifting and lowering the tubing and downhole equipment with a closed bore should not exceed 0.25 m/s.

During breaks in work, regardless of their duration, it is forbidden to leave the wellhead unsealed.

If gas, oil and water shows are detected, the wellhead should be sealed, and the crew should act in accordance with the emergency plan.

2 Analysis of harmful and hazardous factors in the work environment

Table 18 – Possible dangerous and harmful factors (GOST 12.0.003-2015)

Factors	Work stages			Regulations
	Assembly of lifting unit, walkways	Dismantling of wellhead equipment lifting tubing and ESP	Descent of packer, volatiles / solution pumping	
1. Deviation of microclimate indicators	+	+	+	SanPiN 2.2.4.548–96. Hygienic requirements for the microclimate of industrial premises.
2. Excessive noise	+	+	+	GOST 12.1.003-2014 SSS. Noise. General safety requirements.
3. Insect bites	+	+	+	SanPiN 2.1.7.2790-10. Requirements for the organization and conduct of measures to destroy household insects and mosquitoes.
4. Excessive vibration			+	SN 2.2.4 / 2.1.8.566–96. Industrial vibration, vibration in the premises of residential and public buildings.
5. The increased value of electric voltage	+	+	+	GOST 12.1.030-81 SSS. Electrical safety. The protective grounding. Neutralising.
6. The content of harmful impurities in the atmosphere		+	+	HN 2.2.5.3532–18. Maximum allowable concentration (LOC) of harmful substances in the air of the working area.

2.1 Deviation of outdoor climate

Meteorological conditions in the workplace, or microclimate, determine the following parameters: air temperature (°C); relative humidity (%); air movement (m/s); thermal emissions (W/m²) or environmental heat load (°C). These

parameters, separately and as a single set, affect the human body, determining his well-being.

Meteorological conditions for the working area of industrial premises are regulated by GOST 12.1.005-88 "General sanitary and hygienic requirements for the air of the working area" and Sanitary standards for the microclimate of industrial premises (SN 4088-86).

The main value for the norms is a separate regulation of each component: humidity, air velocity, temperature. In the zone of production activity there should be optimal microclimate parameters with acceptable values of these parameters.

Meteorological conditions are subject to seasonal and daily fluctuations. High air temperature precedes a decrease in attention as a psychical cognitive process, there is haste and indiscretion, as well. Low temperature reduces the mobility of the limbs due to the ability of the body to transfer heat to the environment.

It is important for the worker to provide protection from aggressive environments, as well as comfortable operation in severe weather conditions. Workers should be provided with workwear appropriate to the season.

In the summer cotton clothes, boots, a hat, gloves, as well as protection against bloodsucking insects are compulsory while in winter a worker should have a cap with ear flaps, warm shoes, cotton pants, a fur coat, cotton gloves.

2.2 Content of harmful impurities in the atmosphere

During production activity, workers can suffer from harmful gases and oil vapors, the source of which is a punctured condition of the flange joints, loss of the mechanical strength of the fountain valves due to corrosion or wear, exceeding the maximum allowable pressure. Especially dangerous is hydrogen sulfide, it disrupts the delivery of oxygen to tissues and has an irritating effect on the mucous membrane of the eyes and respiratory tract, LOC H₂S – 0.1 m²/m³ according to GOST 12.1.005-88. For control of dust and gas contamination it is necessary to use special devices (gas analyzers). The amount of harmful impurities in the working area must not exceed the LOC.

2.3 Damage due to contact with insects

In the summer-autumn period, flying blood-sucking insects are especially painful for humans. They climb under clothes, nose, ears, inflicting countless bites that carry viruses and bacteria.

To combat blood-sucking insects, it is necessary to wear special clothes (an encephalitis suit), as well as use various aerosols and insect ointments.

2.4 Excess noise

The main sources of noise at the well pad are operating hoisting mechanisms and vehicles.

The maximum permissible values (up to 80 decibels) characterizing noise are regulated according to GOST 12.1.003-83. Permissible sound pressure levels and equivalent sound levels are given in table 19.

Table 19 – Permissible levels of sound pressure and equivalent sound level (GOST 12.1.003-83)

Workplaces	Sound pressure levels, dB, in octave bands centre frequencies, Hz									Sound levels and equivalent sound levels, dBA
	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Permanent jobs and work areas in industrial premises and on the territory of enterprises	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

To reduce noise, it is necessary to apply:

- noise reduction in the source of its occurrence (regular lubrication of moving parts);
- sound absorption and sound insulation;
- installation of silencers;
- sensible placement of equipment;
- the use of personal protective equipment (headphones, earmolds).

2.5 Excessive vibration

The impact of vibration occurs when working on special equipment, lifting and cementing units, during the lowering and lifting of tubing due to the spinning

of the lifting unit rotor; vibration of a mobile diesel station, as well as vibration when regulating the flow rate of injected water into the reservoir by shutoff valves.

With prolonged exposure of high level vibration on the body, premature fatigue occurs, the duration of labor decreases, the incidence increases, and a vibrational disease develops.

The maximum permissible values characterizing vibration are regulated according to GOST 12.1.012-90 GOST 12.1.003-83 and are given in table 20.

Table 20 – Hygienic norms of vibration velocity levels (GOST 12.1.01290 GOST 12.1.003-83)

Type of vibration	Permissible level of vibration velocity, dB, in octave bands centre frequencies, Hz										
	1	2	4	8	16	31.5	63	125	250	500	1000
Technological	—	108	99	93	92	92	92	—	—	—	—
Local vibration	—	—	—	115	109	109	109	109	109	109	109

As a means of protection against vibration of the workplace, structures, equipment, vibration isolation is effective, which is an elastic insert between the vibrating machine and the base.

For individual protection of a person from vibrations transmitted through the legs, shoes with felt or thick rubber soles should be worn. Vibration damping gloves are used to protect hands.

2.6 Electromagnetic fields

An electromagnetic field has an impact on the central nervous and cardiovascular systems. There are complaints of headache, drowsiness or insomnia, fatigue, weakness, excessive sweating, decreased memory, darkening in the eyes, feelings of anxiety and fear.

Sources of electromagnetic field radiation:

- transformers installed in medical equipment;
- wiring;
- distribution devices (circuit breakers, contactors, relay circuits, etc.);
- inductors, etc.

Only the electric component of the field is normalized at the industrial frequency, which is measured in kilovolt/meter, presented in table 21.

Table 21 – Standards for staff (SanPiN 2.2.4.1191-03)

Field strength, kV/m	5	10	15	20	25
Time, h	8	3	1,5	10	5

With a field strength of more than 15 kV/m it is necessary to wear special clothing.

Protection:

- shielding;
- reduction of residence time;
- removal from a source of electromagnetic emission;
- earthing or neutral grounding equipment.

2.7 Mechanical hazards

The main hazards are moving and rotating parts of the working mechanism. It is necessary to take measures to eliminate possible mechanical injuries:

1. Checking the presence of protective barriers on moving and rotating parts of machines and mechanisms.
2. Scheduled and unscheduled inspection of starting and braking devices.
3. Checking the condition of the equipment and regular elimination of defects.

To protect against these dangerous factors, collective protective equipment is used – devices that prevent a person from appearing in a dangerous zone. According to GOST 12.2.062-81, these zones are protected by nets, screens and covers. Their size and installation provides for any accidental entry of a person into a danger zone. For the arrangement of fences there are also separate specific requirements. In case of the removed or defective barrier, work is prohibited.

2.8 Electrical safety in the workplace

The rules are intended to ensure reliable, safe and efficient operation of electrical equipment. The employee must remember that touching or approaching a dangerous distance to current-carrying parts will result in electric shock or

accidents with an electric arc. The damage effects of electric current occur in the form of electric shocks and electric injuries (electric burns, electric signs, electrophthalmia, electrometallization of the skin, mechanical damage). The degree of current impact on the human body is shown in table 22.

Protective measures must be taken to protect people from electric shock when insulation is damaged in consumers' electrical installations. Such measures may be used as ground, neutralling, safety shutdown, separating transformer low voltage, double insulation, potential equalization.

Protective equipment designed to ensure electrical safety are called *electrical* safety and are divided into basic and additional.

The basic protection equipment is an insulating electrical protective device, the insulation of which withstands the operating voltage of the electrical installation for a long time and which allows touching current-carrying parts under voltage.

An additional protection equipment is called an insulating electric protective device, which cannot provide protection against electric shock at a given voltage, but supplements the main protective device, and also serves to protect against voltage.

Table 22 – The nature of electric current effects on the human body depending on the type and magnitude of the current

Current mA	Nature of the impact	
	alternate current 50-60 Hz	direct current
0.6-1.5	Onset of sense, slight trembling of the hands	Not felt
5-7	Convulsion in arms	Itching, feeling of heat
20-25	Hands are paralyzed instantly, it is impossible to pull oneself away from the current-carrying parts. Severe pain, difficulty in breathing	Feeling of heat. Slight muscle contraction
50-80	Respiratory paralysis	Strong feeling of heat. Arm convulsion. Difficulty in breathing
90-100	Respiratory paralysis. With a duration of 3s. and more – paralysis of the heart, death	Respiratory paralysis

In electrical installations up to 1000V, it is necessary to use the following basic electrical protective equipment: insulating rods, voltage indicators, insulating gloves, insulated tools, additional ones – insulating overshoes, dielectric carpets, insulating carpets, electrical insulating matting, end caps.

3 Environmental safety

3.1 Atmospheric protection measures

The construction and operation of oil production facilities are associated with the release of pollutants into the air. Pollution enters the atmosphere through stationary and fugitive emission sources.

During the construction of facilities, atmospheric pollution occurs as a result of the emission of fuel combustion products (mobile transport); solvents (painting work); welding aerosols (welding works).

The main sources of hydrocarbon emissions into the atmosphere during field operation are: flare mouth, flues of PTF, tank breathing valves, flange joint leakiness, stuffing box packing of pumps, tank air vents, motor vehicles.

In order to prevent air pollution, it is necessary to provide for a number of precautions against accidental emissions of harmful substances into the atmosphere, which include complete hermetization of the oil gathering and transportation system; absolute control of pipeline welds; corrosion protection of equipment; discharge of oil and gas from the safety valves of the apparatus into emergency containments; discharge of liquid from the apparatus into the underground tank before equipment maintenance shutdown.

It is also necessary to take into consideration the following: prompt elimination of processing areas pollution; separate storage of flammable substances; use of electrical compressors; associated gas utilization; work to prevent hydrate formation in pipelines; automatic regulation of operational technological parameters; automatic remote control of the drives of the main protection and locking mechanisms in emergency situations; tankless oil pumping.

3.2 Measures for the protection of surface and groundwater

In the process of construction, arrangement and operation of oil and gas fields surface and underground water bodies are affected by the following: withdrawal of natural waters for individual needs; pollution of water bodies as a result of accidental discharges, leaks, drainage and accidental spills associated with the operation of fishing facilities, emergency situations on pipelines; change in the regime of water bodies runoff as a result of excavation, terrain disturbance, removal of vegetation cover.

Potential sources of pollution include oil well clusters, sedimentation tanks, oil product tanks, oilfield support bases, oil pipelines at intersections with watercourses within the floodplain section of the rivers.

The main harmful sources due to which harmful substances enter the surface water during the exploration and development of oil fields are industrial and domestic wastewater, melt and storm water that flow from contaminated installations and sites, construction works leading to coastal erosion zones of water bodies with clogging them with construction waste, oil spills and waste dumping without the consent of the relevant authorities.

3.3 Measures for the protection and rational use of land resources

The analyzed set of instructions include the following measures: laying of combined communications in single trunks, taking into account the environmental and economic assessment of destructible ecosystems; traffic on exclusively permanent roads; temporary roads (winter roads) will function only in the winter, a ban on traffic outside roads; development of measures for the conservation of soil fertility; the removal of crammed sludge pits and pits located near rivers; the removal of all contaminated sites, primarily in the water conservation zones of rivers and lakes; selection of special places for landfill (for example, depleted quarries); construction of special sites for car wash and service; obligatory recultivation work before the site lease to the main land user.

It is necessary to use various methods of pipeline protection from internal and external corrosion; installation of electric isolation valves, automatically

shutting off pipelines when pressure occurs there; 100% inspection of welded joints of pipelines.

4 Emergency protection

There are various types of emergencies (ES) that should be taken into consideration: natural (floods, forest and peat fires, hurricanes, severe frosts (below -40°C), snowstorms and snow drifts) and technogenic (open gas and oil inflow (fountain), loss of piping integrity, fires, explosions, spills of poisonous toxic pollutants, disconnection of electric service).

For all oil field objects, an emergency response plan is developed and approved.

In the process of carrying out technological work at the cluster site of the field, two types of emergency are possible – open oil gushing from wells and rupture of the oil gathering system as well as the pressure maintenance.

As a result of open gushing, several tens of tons of oil can be thrown onto the soil surface. In this case, it may also fall into open water bodies and into underground horizons that is the most dangerous type of accident. When oil spills into the environment, measures are taken to quickly localize the accident, collect oil and eliminate the effects of environmental pollution.

Furthermore, a great danger in the work of the workover crew is represented by emergency situations associated with corrosion failures of pipelines. The number of pipeline corrosion failures is associated with factors that increase corrosion: water cut of transported petroleum products increasing during the entire period of field development, mineralization of produced water. The presence of mechanical impurities in the production of wells at high flow rates leads to abrasive wear on the inner surface of the pipelines – rill corrosion.

To prevent possible accidents, it is necessary to equip the pipeline with automatic systems for detecting leaks, prompt notification and cutting off damaged pipe sections. In pipeline sections located in water protection zones or floodplain sections, pipelines are equipped with valves. The following measures are of great importance as well: the creation of a specially trained unit for the elimination of

accidents and their consequences; the use of pipelines with external and internal anti-corrosion coating; organization of monitoring of the pipeline corrosion condition; carrying out planned preventive maintenance of the operated equipment.

4.1 Oil gas water shows

Oil gas water shows – oil, water and gas blowout from the reservoir into the well through the mouth onto the surface while carrying out well servicing, development or drilling.

The reasons for oil gas water shows and open oil and gas fountains:

1. Failure to comply with requirements of the project and process of regulations on the washing liquid parameters, well washing, running and pulling speed of the drillstring and casing string, which leads to back pressure decrease on the formation.
2. Lingered well downtime without washing and topping up.
3. Decrease in the level of the washing liquid in the well during tripping operations, geophysical research, servicing and downtime resulting from its untimely and inadequate filling with washing liquid.
4. Failure to take operational measures to wellhead sealing when signs of oil gas water shows appear.
5. The increase in the volume of the fluid displaced from the well during the descent of drill or casing strings compared to the calculated one.

The actions of the workover crew with the appearance of oil gas water shows signs:

1. Seal the wellhead immediately, fix the excess pressure in the pipes and annulus.
2. When pulling out the drill pipe continuously make up drilling mud into the well recording the volume of topping in operator shift log.
3. Regularly make up drilling mud into the well during geophysical surveys of wells, servicing and downtimes.

4. Strictly comply with the requirements of the geological and technical order and technological regulations.

5. Monthly check the reliability of flange connections of blowout control equipment, column head and manifold.

Conclusion

In this section of the master's thesis, measures are described to ensure favorable conditions for the work of the workover crew when fulfilling its production duties according to the gas and oil well clusters at the facilities. It is also important to describe conditions for working with telemetry and telemechanics systems with which the wellhead piping with a concentric lift column is equipped.

Legal and organizational issues of ensuring safety were considered, possible harmful and dangerous factors were identified, and measures to reduce their impact were highlighted. Moreover, the possible damage to nature during the work is analyzed from the point of view of environmental safety. The reasons for the occurrence and the sequence of actions of the workover crew upon the signs of oil gas water shows as the most typical emergency situation are given.