

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКАЖИН

УДК 620.197:621.65:622.276

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Гаврилов Михаил Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

Томск – 2023г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**21.03.01 Нефтегазовое дело****ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Гаврилов Михаил Андреевич

Тема работы:

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКАЖИН	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>08.02.2023 №39-68/с</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	Виды коррозии; причины возникновения коррозии нефтедобывающего оборудования; классификация пластовых вод; подземное оборудование УЭЦН; основные виды защиты металлов от коррозии; нанесение защитных покрытий;; применение ингибиторов коррозии.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	13.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			13.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Гаврилов Михаил Андреевич		13.02.2023

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Гаврилов Михаил Андреевич

Тема работы:

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКАЖИН
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2023	Обзор современных методов защиты	25
03.04.2023	Анализ методов защиты глубинного оборудования от коррозии	25
14.04.2023	Выводы и рекомендации по подбору методов защиты от коррозии	15
05.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
30.05.2023	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			13.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		13.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Гаврилов Михаил Андреевич		13.02.2023

Реферат

Выпускная квалификационная работа 98 страниц, 22 рисунка, 26 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: коррозия, коррозионная агрессивность, методы защиты, глубинное оборудование, скважина, нефть, пластовые воды.

Объектом исследования является глубинно-насосное оборудование подверженное коррозии.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ и оценка эффективности применения методов защиты глубинно-насосного оборудования от коррозионного воздействия.

В ходе работы проводились сравнение и оценка современных способов защиты глубинно-насосного оборудования от воздействия коррозионной среды с выбором наиболее оптимального метода.

В результате исследования определены наиболее эффективные в применении и рентабельные способы защиты глубинно-насосного оборудования.

Методы исследования: изучение научной литературы, анализ научных статей по данной тематике, нормативно-правовой документации, проведение сравнительного анализа.

Содержание

Реферат	7
Введение	10
Определения, обозначения, сокращения	11
1 Обзор современных методов защиты.....	12
1.1 Виды коррозии.....	12
1.2 Причины возникновения коррозии нефтедобывающего оборудования	16
1.3 Классификация пластовых вод	17
1.4 Подземное оборудование УЭЦН	18
1.5 Виды защиты металлов от коррозии	21
2 Анализ методов защиты глубинного оборудования от коррозии	25
2.1 Нанесение защитных покрытий.....	25
2.1.1 Газотермическое напыление	25
2.1.2 Применение защитных покрытий технологий Majorpack	27
2.1.3 Применение защитных покрытий технологий ТС 3000	32
2.2 Применение протекторной защиты	34
2.3 Применение ЭЦН в коррозионностойком исполнении.....	37
2.4 Применение ингибиторов коррозии	43
2.4.1 Ингибиторы сероводородной коррозии	49
2.4.2 Ингибиторы углекислотной коррозии.....	50
3 Выводы и рекомендации по подбору методов защиты от коррозии	54
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	57
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	57
4.1.1 Цели и актуальность проекта.....	57
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений	58
4.1.3 SWOT-анализ	59
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	63
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	63

4.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения.....	64
4.3	Бюджет научно-технического исследования	67
4.3.1	Расчет материальных затрат научно-технического исследования ..	67
4.3.2	Расчет амортизации специального оборудования	68
4.3.3	Основная заработная плата исполнителей	68
4.3.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	70
4.3.5	Накладные расходы	71
4.4	Определение ресурсной (ресурсноберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	72
5	Социальная ответственность	78
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78
5.2	Производственная безопасность при эксплуатации	79
5.2.1	Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов	81
5.3	Экологическая безопасность при эксплуатации	88
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	91
	Заключение	94
	Список используемых источников.....	96

Введение

В процессе периода эксплуатации скважин, нефтепромысловое оборудование постоянно подвергается различным разрушительным эффектам, в том числе и коррозии. В отличие от физических причин разрушения, оборудование подвергается коррозии на протяжении всего периода эксплуатации. Она приводит к преждевременному износу установок, рабочих частей, тем самым вызывает снижение добываемого продукта, а также происходит снижение межремонтного периода. Срок эксплуатации глубинно-насосного оборудования во многом определяется качеством противокоррозионной защиты. Отсутствие или проведение недостаточных мероприятий по защите оборудования от коррозии приводит к существенным экономическим потерям. Борьба с коррозией является важнейшей задачей, решение которой позволит сберечь рабочие ресурсы предприятия, тем самым сократив экономические потери и обеспечив экологическую безопасность эксплуатации нефтегазодобывающего оборудования.

Актуальность работы: применение методов защиты позволит снизить негативные факторы при эксплуатации оборудования, увеличить межремонтный период и снизить затраты на ремонт оборудования.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ и оценка эффективности применения методов защиты глубинно-насосного оборудования от коррозионного воздействия на месторождениях нефти и газа.

Для достижения цели выполнены следующие задачи:

- рассмотрены виды и типы коррозии, факторы, влияющие на коррозионную активность;
- рассмотрены методы защиты глубинного оборудования от коррозии, применяемые на различных месторождениях;
- проанализированы результаты опытно-промышленных испытаний, проводимых компаниями с целью предотвращения коррозии.

Определения, обозначения, сокращения

НКТ – насосно-компрессорная труба;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ПЭД – погружной электродвигатель;

МОП – межоперационный период;

МРП – межремонтный период;

СПО – спускоподъемные операции;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ИК – ингибитор коррозии;

ОПИ – опытно-промышленные испытания;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

ГТН – газотермическое напыление.

1 Обзор современных методов защиты

1.1 Виды коррозии

Коррозией металлов называется разрушение их поверхности в результате окисляющего воздействия окружающей среды.

По характеру разрушения металла различают виды коррозии:

1. **Сплошная** – охватывает всю поверхность металла и имеет виды (рисунок 1):

Равномерная протекает с одинаковой скоростью по всей поверхности металла.

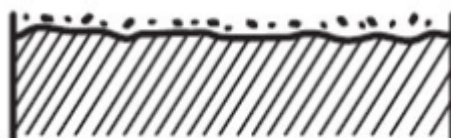


Рисунок 1 – Сплошная равномерная коррозия

Неравномерная протекает с неодинаковой скоростью на различных участках поверхности металла (рисунок 2).



Рисунок 2 – сплошная неравномерная коррозия

2. **Местная** – на отдельных участках поверхности металла. Она бывает в виде:

Пятен – образование отдельных коррозионных пятен при незначительной глубине разрушения, но распространяется на сравнительно большие участки поверхности (рисунок 3).

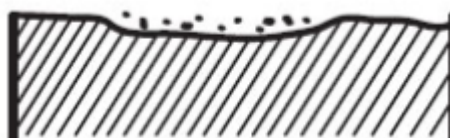


Рисунок 3 – местная коррозия пятнами

Точек – разрушение металла происходит в виде отдельных точечных поражений на сравнительно большую глубину (рисунок 4).



Рисунок 4 – местная коррозия в виде точек

Язв – образование отдельных язв (каверн, раковин), распространяющихся на большую глубину (рисунок 5).



Рисунок 5 – местная коррозия в виде язв

Точечная и язвенная коррозия особенно опасна для тонкостенных изделий – трубопроводов, емкостей и др., так как может быстро привести к сквозному разрушению.

3. Межкристаллитная коррозия - разрушение металла происходит преимущественно вдоль границ зерен (кристаллов). При малой коррозионной потере массы разрушение материала может проникать на большую глубину и сопровождаться снижением прочности и пластичности материала, что быстро приводит к выходу из строя всей конструкции (рисунок 6).



Рисунок 6 – межкристаллитная коррозия

4. Избирательная коррозия - для этого вида коррозии характерно избирательное растворение одного или нескольких компонентов сплава, при этом оставшийся пористый остаток сохраняет начальную форму и выглядит неповрежденным (рисунок 7).



Рисунок 7 – избирательная коррозия

5. Коррозионное растрескивание – вид коррозионных разрушений, при котором в металле появляются и развиваются множество трещин. Возникает коррозионное растрескивание при одновременном воздействии на металл агрессивной коррозионной среды и растягивающих напряжений. Характерной особенностью коррозионного растрескивания является практически полное отсутствие пластической деформации металлического изделия (рисунок 8).



Рисунок 8 – коррозионное растрескивание

С точки зрения механизма коррозионного процесса можно выделить два основных типа коррозии:

1. Химическая коррозия - это результат протекания таких химических реакций, в которых после разрушения металлической связи, атомы металла и атомы, входящие в состав окислителей, образуют химическую связь.

Электрический ток между отдельными участками поверхности металла в этом случае не возникает. Такой тип коррозии присущ средам, которые не способны проводить электрический ток – это газы, жидкие неэлектролиты.

Этот процесс имеет ионно-электронный механизм, аналогичный процессам электропроводности в ионных кристаллах. Примером химической коррозии является взаимодействие металла с жидкими неэлектролитами или сухими газами в условиях, когда влага на поверхности металла не конденсируется, а также воздействие на металл жидких металлических расплавов. Практически наиболее важным видом химической коррозии является взаимодействие металла при высоких температурах с кислородом и др. газообразными активными средами. Подобные процессы химической коррозии металлов при повышенных температурах носят также название газовой коррозии. Многие ответственные детали инженерных конструкций сильно разрушаются от газовой коррозии.

Химическая коррозия металлов бывает **газовой и жидкостной**.

Газовая коррозия металлов – это результат действия агрессивных газовых или паровых сред на металл при высоких температурах, при отсутствии конденсации влаги на поверхности металла. Это, например, кислород, диоксид серы, сероводород, пары воды, галогены. Такая коррозия в одних случаях может привести к полному разрушению металла (если металл активный), а в других случаях на его поверхности может образоваться защитная пленка (например, алюминий, хром, цирконий).

Жидкостная коррозия металлов – может протекать в таких неэлектролитах, как нефть, смазочные масла, керосин и др. Этот тип коррозии при наличии даже небольшого количества влаги, может легко приобрести электрохимический характер.

При химической коррозии скорость разрушения металла пропорциональна скорости химической реакции и той скорости с которой окислитель проникает сквозь пленку оксида металла, покрывающую его поверхность. Оксидные пленки металлов могут проявлять или не проявлять защитные свойства, что определяется сплошностью.

2. Электрохимическая коррозия – самопроизвольное разрушение металлических материалов вследствие электрохимического взаимодействия их с окружающей электрически проводящей средой.

При этом ионизация атомов металла и восстановление окислительного компонента коррозионной среды протекают не в одном акте и их скорости зависят от величины электродного потенциала металла. Обязательное условие – электропроводящая среда (водные растворы кислот, щелочей или солей).

Процессы электрохимической коррозии могут быть разделены на следующие электродные процессы:

Анодный процесс - переход металла в раствор в виде ионов с оставлением эквивалентного количества электронов в металле.

Катодный процесс - ассимиляция появившихся в металле избыточных электронов деполяризаторами.

Электрохимическая коррозия может протекать в различных средах. В зависимости от характера среды выделяют следующие виды электрохимической коррозии:

Коррозия в растворах электролитов — в растворах кислот, оснований, солей, в природной воде.

Атмосферная коррозия – в атмосферных условиях и в среде любого влажного газа. Это самый распространенный вид коррозии [13].

1.2 Причины возникновения коррозии нефтедобывающего оборудования

Коррозии подвергается глубинное оборудование, такое как трубы НКТ, поверхности УЭЦН, ПЭД, металлическая оплетка электрического кабеля, элементы обсадной колонны.

Выход из строя ПЭД вследствие коррозии корпуса, приводит к остановке УЭЦН, так же к простоям может привести выход из строя рабочих колес, собранных на валу ЭЦН. Коррозия внутренней или наружной части НКТ приводит к негерметичности или к обрыву колонны. Все это приводит к преждевременному ремонту оборудования скважины, к внутрисменным простоям.

В основном коррозии подвергаются корпуса ПЭД и гидрозащита, так как они постоянно омываются пластовым флюидом, а ЭЦН и газосепаратор в меньшей степени подвержены коррозии из-за меньшей активности движения пластового флюида в их области.

На увеличение частоты нарушений и износ оборудования по причине коррозии влияет:

- высокая концентрация механических примесей;
- высокий напор пластовой жидкости, проходящей через рабочие механизмы оборудования;
- высокая обводненность рабочей среды (значительная минерализация воды, добываемой попутно с нефтью);

– коррозионная активность пластовых флюидов, обусловленных присутствием кислых примесей (H_2S , CO_2);

- содержание кислорода в закачиваемой жидкости в системе ППД.

1.3 Классификация пластовых вод

Практика эксплуатации показывает, что наличие воды, находящейся в любом агрегатном состоянии, способствует развитию коррозионных процессов, приводящих к снижению рабочего периода и надежности нефтепромыслового оборудования.

Химический состав пластовых вод нефтяных и газовых месторождений обычно формируется при активном воздействии нефти и газа и затрудненном водообмене. Поэтому пластовые воды отличаются широким разнообразием химических свойств. Состав пластовых вод также зависит от геологического возраста и химического состава горных пород, нефти и газа, поэтому пластовые воды могут иметь большие различия по химическому составу и концентрации растворенных в них минеральных солей, различных компонентов нефти и газа для разных нефтегазовых месторождений или даже в пределах одного. По мере разработки нефтегазового месторождения состав и свойства пластовых вод изменяются. При добыче нефти происходит снижение давления в пласте, изменение температуры, появляется контакт с пластовыми водами других горизонтов, что часто приводит к дегазации и к нарушению ионного равновесия в пластовой воде. [1]

В нефтяной промышленности для классификации пластовых вод по химическому составу применяют классификацию В.А. Сулина, в которой выделяют четыре типа (таблица 1):

- *сульфатно-натриевый;*
- *гидрокарбонатно-натриевый;*
- *хлоридно-кальциевый;*
- *хлоридно-магниевый.*

Таблица 1 – Классификация вод по В.А. Сулину

Типы вод по В.А.Сулину	Значения классификационных коэффициентов		
	Na/Cl	(Na-Cl)/SO ₄	(Cl-Na)/Mg
Сульфатно-натриевый	>1	>1	<0
Гидрокарбонатно-натриевый	>1	<1	<0
Хлоридно-кальциевый	<1	<0	<1
Хлоридно-магниевый	<1	<0	>1

Принадлежность пластовой воды к какому-либо из предложенных типов можно установить химическим анализом в зависимости от соотношения количеств отдельных ионов. Каждый тип воды, в свою очередь, подразделяется в зависимости от преобладания аниона на три группы: сульфатные, хлоридные и гидрокарбонатные. Каждая из этих групп обычно включает в себя три подгруппы, подразделяющиеся по преобладанию катиона: кальциевые, натриевые и магниевые [1].

Среди пластовых вод нефтяных месторождений наибольшую агрессивную среду, вызывающую коррозию подземного оборудования оказывают воды типов:

- *Хлоридно-кальциевый;*
- *Хлоридно-магниевый.*

Данные типы пластовых вод имеют высокую степень минерализации и высокое содержание хлорид-ионов.

1.4 Подземное оборудование УЭЦН

В настоящее время наблюдается коррозия внутренней поверхности стенок НКТ, внешней поверхности корпусов УЭЦН, ПЭД.

Насосно-компрессорные трубы (НКТ):

Предназначены для транспортировки жидкости и газа из скважин, закачки воды в пласт в системе ППД, производства ремонтных работ. В

процессе эксплуатации подвергаются коррозионной агрессивности сред, что приводит к негерметичности колонны, потери дебита и последующему ремонту скважин. Трубы НКТ подверженные коррозионному разрушению приведены на рисунке 9.

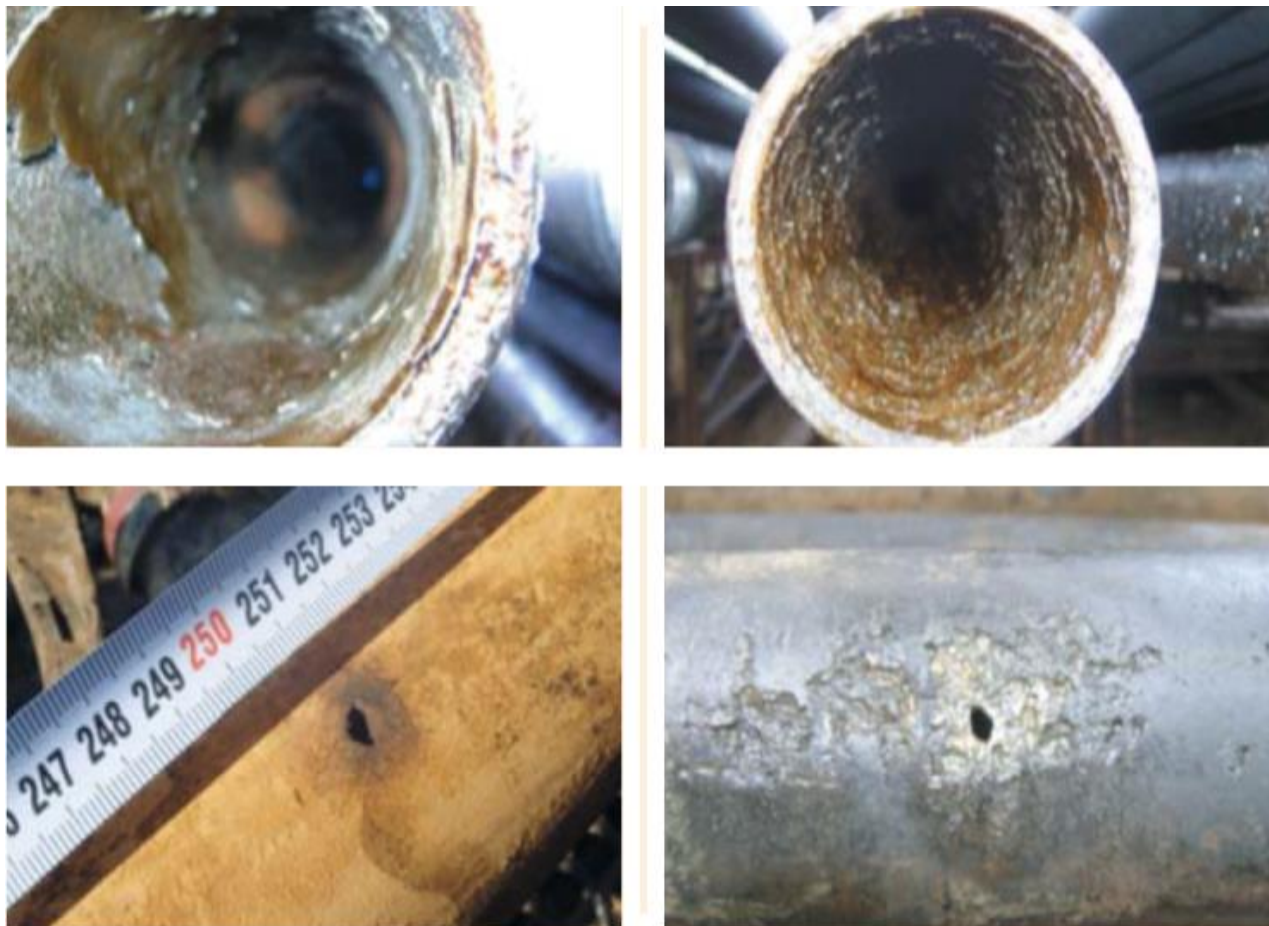


Рисунок 9 – Коррозия НКТ

Как видно на рисунке 9, коррозия охватывает общую поверхность стенок НКТ, с увеличением ее в глубину стенок, вплоть до появления сквозных отверстий.

Электроцентробежный насос (ЭЦН):

Элемент установки, который производит подъем пластового флюида из скважины на поверхность, состоит из секций, которые в свою очередь состоят из ступеней и большого числа рабочих колес, собранных на валу и заключенных в стальной корпус. Основными характеристиками являются подача и напор.

Гидрозащита:

Предназначена для защиты от попадания пластовой жидкости в погружной электродвигатель, а также передачи вращающего момента валу ЭЦН.

Газосепаратор:

Предназначен для снижения количества газа входящего в насос.

Погружной электродвигатель (ПЭД):

Предназначен для приведения в действие ЭЦН. Преобразует электрическую энергию в механическую для вращения насосов. Представляет собой асинхронный маслonaполненный с короткозамкнутыми роторами двигатель, цилиндрического исполнения в стальном корпусе. Пример коррозионного воздействия на ПЭД показан на рисунке 10.

Коррозионно-агрессивная среда воздействует на стенки корпусов, в некоторых случаях развиваясь вглубь, что приводит к сквозным отверстиям и выводу из строя оборудования. Пример оборудования подверженному коррозионной активности показан на рисунке 11.

Электрический кабель:

С его помощью подводится электроэнергия к погружному электродвигателю. Пример воздействия коррозии на броню кабеля показан на рисунке 12.



Рисунок 10 –
Коррозия погружного
электродвигателя
УЭЦН



Рисунок 11 –
Сквозная коррозия
погружного
оборудования



Рисунок 12 – Коррозия
брони кабеля

1.5 Основные виды защиты металлов от коррозии

В процессе эксплуатации нефтегазового оборудования в зависимости от агрессивного воздействия среды, результативности и экономической выгоды применяют средства защиты металлов от коррозионного разрушения, которые бывают следующих видов:

1. *Нанесение защитных покрытий:*

Защитные покрытия представляют собой слои, искусственно создаваемые на поверхности металлических изделий и сооружений для предохранения их от коррозии. Защитные покрытия бывают металлические и неметаллические. Выбор вида покрытия зависит от условий, в которых используется изделие из металла. Методы нанесения металлических защитных слоев разнообразны, их делят на высокотемпературные и электрохимические.

К высокотемпературным методам можно отнести следующие:

Метод окунания, который применяют для нанесения покрытий из легкоплавких металлов на более тугоплавкие. Так покрывают стальные листы оловом, цинком и свинцом. Сущность метода сводится к тому, что в расплавленный металл, из которого хотят приготовить покрытие, через слой флюса погружают стальной лист и затем вынимают его, в результате чего металл кристаллизуется на поверхности.

Металлизация, которая представляет собой нанесение металлических покрытий на поверхность изделия путем распыления жидкого металла. Распыление осуществляется в дуговом, искровом или плазменном разряде.

Планкирование — нанесение пленок из защитного металла путем совместного проката. Этот метод используется для листов, прутков, угольников. Примером может служить дюраль, планкированный алюминием, сталь, планкированная нержавеющей сталью.

Электрохимические методы нанесения металлических покрытий основаны на электролизе. Металлические защитные слои осаждаются на поверхности изделия, которое в электролизере представляет собой катод.

В качестве материалов для металлических покрытий могут использоваться как чистые металлы (цинк, кадмий, алюминий, никель, медь, хром, серебро и др.), так и их сплавы (бронза, латунь и др.). В зависимости от активности металла, выполняющего роль защитного покрытия, различают катодные и анодные покрытия:

К **катодным** относят покрытия, потенциалы которых в данной среде имеют более положительные значения по сравнению с потенциалом защищаемого металла.

К **анодным** покрытиям относят покрытия, потенциалы которых в данной среде имеют более отрицательные значения, чем потенциал защищаемого (основного) металла. Так, для анодного покрытия стали служит цинк. В этом случае основной металл будет катодом коррозионного элемента, поэтому он не корродирует.

Неметаллические защитные покрытия бывают как органическими, так и неорганическими. Их защитное действие главным образом сводится к изоляции металла от окружающей среды.

Образование на поверхности металлических изделий защитных оксидных пленок при химической обработке металла называют оксидированием. Вместе с оксидированием может применяться заполнение оксидного слоя специальными полимерами, которые исключают проникновение окислителей через поры к основному металлу, а также улучшают условия работы элементов при контакте — например, уменьшают трение. Некоторые процессы имеют специальные названия. Так, процесс нанесения на сталь оксидных пленок называют **воронением**, а электрохимическое оксидирование алюминия — **анодированием**.

К органическим относятся лакокрасочные покрытия, покрытия смолами, пластмассами, полимерными пленками, резиной. При защите подземных трубопроводов применяют обмотку их полиэтиленом в виде липкой изоляционной ленты.

Наиболее распространено и практически незаменимо лакокрасочное покрытие, которое должно быть сплошным, беспористым, газо - и водонепроницаемым, химически стойким, эластичным, обладать высоким сцеплением с материалом, механической прочностью и твердостью [2].

2. Введение в поток транспортируемой среды ингибиторов коррозии:

Вещества, введение которых в агрессивную среду тормозят процесс коррозии и изменение механических свойств металлов и сплавов называют ингибиторами. Их защитное действие заключается в образовании на поверхности металлов защитных пленок или в подавлении электродных реакций в процессе электрохимической коррозии. К ингибиторам в нефтегазовой отрасли применяются следующие основные требования: нетоксичность, высокая эффективность защиты, взрыво- и пожаробезопасность, отсутствие отрицательного влияния на основной технологический процесс, небольшая стоимость и др. Степень защиты – это параметр, который характеризует эффект от применения ингибиторов. Он численно равен отношению уменьшения скорости коррозии к ее первоначальной величине. Существуют однократные и регулярные обработки промышленного оборудования ингибиторами коррозии. В первом случае внутреннюю поверхность нефтегазового оснащения подвергают воздействию концентрированного раствора ингибитора, эффект сохраняется на какое-то время. При регулярной обработке, ингибиторы вводятся в коррозионно-активную среду с помощью дозирующих устройств. При этом ингибиторы бывают водорастворимые и углеводород растворимые - действующие только соответственно в воде и в жидком углеводороде [3].

3. Электрохимическая защита:

Среди методов электрохимической защиты различают анодную, катодную и протекторную защиту. Этот метод основан на торможении анодных и катодных реакций коррозионного процесса. При работе коррозионной гальванической пары активный участок, анод, разрушается и переходит в ионное состояние, развивая при этом некоторый отрицательный

потенциал. Если на изделие извне наложить больший отрицательный потенциал, чем развивает анод, то процесс коррозии прекратится.

Метод **протекторов** заключается в том, что к изделию, подвергающемуся электрохимической коррозии, подключают деталь — протектор, изготовленный из еще более активного металла, чем металл изделия. В этом случае протектор (анод) будет разрушаться, а изделие (катод) останется неизменным. Для изготовления протекторов большей частью используют магний и его сплавы, цинк, алюминий. Применение протектора необходимо, если, например, для защиты стального вала ЭЦН используются бронзовые или латунные защитные втулки. Втулки имеют меньшую активность с точки зрения поляризации, что без применения протектора может привести к быстрому разрушению стального вала.

Метод **внешнего потенциала**, или так называемая катодная защита, заключается в том, что защищаемое изделие подключается к отрицательному полюсу внешнего источника постоянного тока, следовательно, оно становится катодом, тогда как анодом служит вспомогательный электрод. Анод растворяется, на катоде выделяется водород. Катодную защиту применяют к подземным трубопроводам, кабелям, оборудованию химических заводов [2].

2 Анализ методов защиты глубинного оборудования от коррозии

2.1 Нанесение защитных покрытий

2.1.1 Газотермическое напыление

Одним из способов повышения антикоррозионных свойств и износостойкости оборудования является **газотермическое напыление** — процесс нагрева, диспергирования и переноса активированных частиц распыляемого материала газовым потоком и формирования защитного покрытия (рисунок 13).

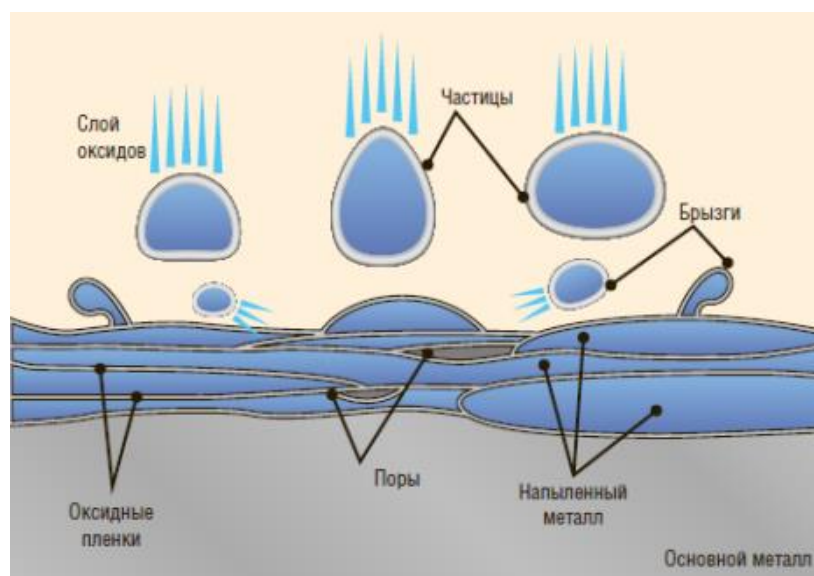


Рисунок 13 – Технология газотермического напыления

Данное покрытие может быть нанесено различными способами. Например, при защите ГНО применяются такие методы напыления, как высокоскоростной, детонационный, плазменный, газоплазменный, а также электродуговая металлизация и плазменная или лазерная наплавка. Независимо от метода нанесения, любое газотермическое покрытие состоит из подложки и слоя с нерасплавленными частицами металла, включениями оксидов и порами.

Применение газотермических покрытий позволяет улучшить эксплуатационные характеристики УЭЦН и НКТ, повысить ресурс работы деталей и узлов, способствует увеличению МРП оборудования путем предотвращения различных видов коррозии: общей, пятнами, в виде плато,

питтинговой, контактной, бороздками и мейза-коррозии. За счет повышения коррозионной стойкости изделий снижается коэффициент трения и, как следствие, предотвращается схватывание.

Особенности данной технологии:

Применение ГТН также обеспечивает снижение затрат на ремонт и закупку комплектующих и сокращение сроков простоя оборудования в ремонте.

При отборе ремонтпригодного оборудования особое внимание уделяется отсутствию сквозной коррозии и остаточной толщине стенки: необходимо, чтобы она превышала 2 мм. Важно подчеркнуть, что защитное покрытие наносится не в целях восстановления и «заделывания» прокорродировавших мест, а для защиты изделия от дальнейшего развития коррозии. Работы выполняются в несколько этапов. Сначала производится пескоструйная подготовка, затем — высокоскоростное напыление. Процесс напыления осуществляется следующим образом: на установку напыления устанавливается изделие (НКТ, ПЭД или любой другой узел УЭЦН), после чего установка за один проход наносит порядка 50 мкм покрытия. Поскольку в соответствии с утвержденным стандартом толщина покрытия должна составлять не менее 150 мкм, напыление осуществляется в три-четыре прохода.

При такой толщине покрытия исключается сквозная пористость, что обеспечивает защиту оборудования при дальнейшей эксплуатации. В отдельных случаях также может выполняться дополнительная пропитка (нанесение еще одного слоя или более).

Опыт практического применения газотермических покрытий:

Первый эксперимент по ремонту подвергшихся коррозии ПЭД (без сквозных коррозионных повреждений) был проведен специалистами ЗАО «Плакарт» в 2003 году в ОАО «Самаранефтегаз». В результате нанесения газотермического покрытия наработка ГНО на отказ увеличилась более чем в

12 раз с 15 до 186 сут, а при извлечении насоса была отмечена только коррозия болтов.

Также опыт работы с данным покрытием показывает, что при отсутствии сквозной коррозии ремонтные ПЭД с нанесенными методом высокоскоростного газопламенного напыления покрытиями из нержавеющей сталей серий ТСЗП-ВС-013 и ТСЗП-ВС-016 могут использоваться на скважинах без ограничений. Эти покрытия применяются российскими и западными производителями, поставляющими оборудование для тяжелых условий эксплуатации, и характеризуются отсутствием сквозной пористости, высокими стойкостью к коррозии и твердостью, а также отсутствием склонности к подпленочной коррозии из-за близости электрохимических потенциалов основного металла и покрытия.

Экономический эффект от применения технологии нанесения покрытия методом высокоскоростного напыления складывается из эффекта сокращения капитальных затрат на закупку новых ПЭД взамен списанных из-за коррозионных повреждений корпуса. Так, например еще в 2012 году в ОАО «Самотлорнефтегаз» из списанных 1373 секций ПЭД, около 300 секций были пригодны к восстановлению, которое обошлось бы в 8-9 раз дешевле покупки нового оборудования [4].

2.1.2 Применение защитных покрытий технологий Majorpack

При создании защитных покрытий Majorpack учитывались такие факторы, как базовые коррозионные уровни среды (электрохимические и химические), так и основные осложняющие факторы, усиливающие развитие коррозии в скважинах, такие как блуждающие токи, биметаллический контакт, термоконтакт, температуру, дефекты тела трубы, усталостные трещины (например, от вибрации ЭЦН при длительной эксплуатации и т.д.). Также учитывалось воздействие неблагоприятных факторов, связанных с характером

течения жидкости в НКТ – смены фаз, завихрений, неравномерностей потока, кавитации, турбулентности.

Антикоррозионные покрытия Majorpack представляют собой многофакторную защитную систему, которая сочетает как протекторные, так и барьерные свойства. Система применяется для защиты нефтепромыслового оборудования, эксплуатируемого в агрессивных средах. В настоящее время линейка Majorpack включает в себя покрытия, состоящие из интерметаллидного слоя (протекторная защита), который наносится на НКТ диффузионным способом, и наносимого поверх него многокомпонентного полимера (барьерная защита). Также производятся и чисто полимерные покрытия в качестве исключительно барьерного метода защиты (рисунок 14).

Состав многокомпонентного полимера подбирается под конкретные скважинные условия и обеспечивает защиту от химической и кислотной коррозии, а также потоковых явлений. Также он обладает хорошими гидрофобными свойствами и снижает вероятность образования АСПО.

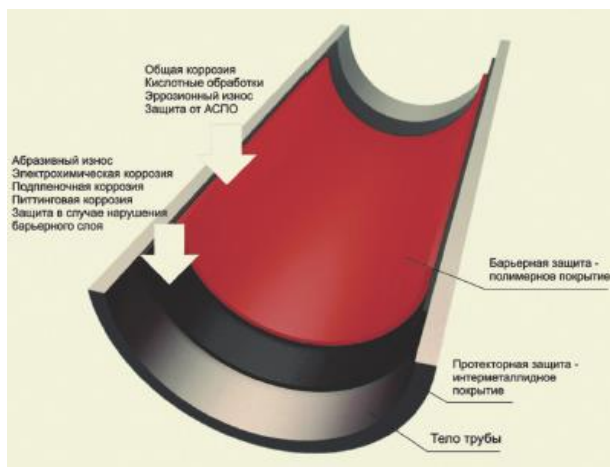


Рисунок 14 – Барьерная и протекторная защита Majorpack

Протекторный слой защищает НКТ от электрохимической, подпленочной и питтинговой коррозии, обеспечивая катодную защиту поверхности и тела трубы в случае повреждения барьерного слоя. В том числе он выполняет и функцию праймера для барьерного слоя. Протекторный слой отличается высокой адгезией к телу НКТ (более 30 МПа) и микротвердостью (в 2,5 раза выше, чем у стали N80), а также повышенной стойкостью к физическому

воздействию. Этот слой наносится на 100% поверхности НКТ: внутри, снаружи, на резьбовые соединения и муфты.

Промышленный опыт применения покрытий Majorpack MPAG96:

Majorpack MPAG96 представляет собой универсальную многофакторную защитную систему, обеспечивающую комплексную защиту НКТ при наличии таких осложняющих факторов, как агрессивная углекислотная коррозия, сероводородная коррозия, АСПО, а также рассчитанную на проведение кислотных обработок (рисунок 15).



Рисунок 15 – Технические характеристики покрытия Majorpack MPAG96

С января 2012 года на Урманском месторождении компании ООО «Газпромнефть-Восток» проводились испытания НКТ с покрытием Majorpack MPAG96 модификации С. Для оборудования скважин до применения данных покрытий была характерна агрессивная углекислотная коррозия, среднее время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии, составляло порядка 150 суток. Нарботка НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96 составила 205 суток. При этом на рабочей поверхности труб с покрытием никаких механических повреждений выявлено не было. Следов коррозии или разрушения покрытия не обнаружено. Результат опытно-промышленных испытаний признан положительным.

Положительные результаты были получены также по итогам опытно-промышленных испытаний на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная

Сибирь». До применения защитного покрытия наработка оборудования на отказ не превышала 118-280 сут, после нанесения МРП увеличился до 858-913 суток. На данный момент эксплуатация продолжается, ни одного случая отказа не зафиксировано.

По итогам проведенных ОПИ можно сделать следующие выводы: все десять спущенных комплектов НКТ находятся в работе, из них семь отработали свыше 600 суток (срок проведения подконтрольной эксплуатации). За весь период не зафиксировано ни одного отказа ГНО по причине выхода подконтрольных НКТ из строя. Средняя наработка на отказ подконтрольных скважин до внедрения НКТ с покрытием Majorpack MPAG96 составляла 217 суток, после внедрения средняя текущая наработка на момент подготовки настоящего материала превысила 820 суток.

На основании полученных результатов НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96 (модификация D) были рекомендованы к использованию в скважинах коррозионного фонда, высокодебитных скважинах истирающего фонда ШГН, а также в скважинах, осложненных образованием АСПО. На сегодняшний день покрытие Majorpack MPAG96 (модификация С) также успешно применяется на пяти месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». За время эксплуатации наработка на отказ по данным объектам выросла в два и более раза: по ряду скважин превысила отметку в 850 суток.

Промышленный опыт применения покрытий Majorpack MPLAG96:

Основное предназначение покрытия Majorpack MPLAG96 – защита от углекислотной коррозии, а также защита НКТ при проведении кислотных обработок. Данное покрытие ориентировано на использование в агрессивных коррозионных средах, не осложненных сероводородом (рисунок 16).



Рисунок 16 – Технические характеристики покрытия Majopack MPRAG96

На месторождениях ООО «Газпромнефть-Восток» по ряду подконтрольных скважин текущая наработка НКТ с покрытием Majopack MPRAG96 модификации С превысила 710 суток. До применения покрытий наработка на отказ составляла от 60 до 150 суток [5].

Опыт промышленного использования труб НКТ с покрытием данной марки показывает, что увеличивается наработка оборудования в несколько раз, возникает возможность увеличение цикла спуска-подъема труб, технологию можно применять в различных агрессивных условиях как в добычи пластовой жидкости, так и в системе закачки ППД.

Для решения проблемы промыва и обрыва колонн, защиту резьбовых соединений труб проводят нанесением специального упрочняющего, герметизирующего покрытия, которое защищает резьбовую поверхность от коррозии и увеличивает количество циклов сбора-разбора труб.

Стример MAJORPACK STREAMER

Одна из разработок MAJORPACK, специальная предохранительная вставка, предназначенная для защиты торцевой части ниппеля НКТ, для предотвращения вымывания и развития коррозии межнипельного пространства муфты. Устанавливать «Стример» можно как при спусковых операциях на месте проведения работ, так и в заводских условиях.

Испытания данной разработки проводились на фонде скважин ООО «Газпромнефть-Восток», где проблема коррозии и промывания межниппельного пространства муфты и ниппелей НКТ стояла достаточно остро. С помощью «Стримера» ее удалось решить. На 134 скважинах с установленными вставками Majorpack Streamer в 2014 году не было зафиксировано ни одного полета или промыва оборудования, тогда как в 2013 году до применения «Стримеров» имели место восемь полетов и десять промывов [5].

2.1.3 Применение защитных покрытий технологий ТС 3000

Двуслойные жидкие и порошковые покрытия серии ТС 3000 предназначены для защиты насосно-компрессорных труб от коррозии и других агрессивных воздействий.

В основе этих покрытий лежит модифицированная эпоксидная смола, придающая покрытию заданные свойства, в том числе устойчивость к воздействию высоких температур. Разработаны и используются жидкие и порошковые покрытия толщиной 150-250 мкм и 175-660 мкм соответственно. Все покрытия данной серии двуслойные: сначала наносится нижний слой или праймер, обеспечивающий хорошую адгезию между покрытием и поверхностью металла трубы, затем верхний защитный слой.

Технология нанесения покрытия:

Сначала производится подготовка внутренней поверхности НКТ, которая включает в себя термическое обезжиривание при температуре 400°C и абразивоструйную очистку. Далее производится нанесение первого слоя покрытия (праймера) и его полимеризация при температуре 130°C, затем – нанесение второго (основного) слоя и его полимеризация при температуре 200°C. С точки зрения физико-химических характеристик ТС3000 представляет собой жидкое или порошковое полимерное покрытие на основе модифицированной эпоксидной смолы-новолак. Общая толщина покрытия составляет 150–250 мкм, толщина первого слоя (праймера) — 75–150 мкм,

второго слоя — 75–100 мкм. На каждом этапе нанесения покрытий проводятся необходимые контрольные операции. Контролю подлежат такие параметры покрытия, как толщина сухой пленки (ISO 2808), диэлектрическая сплошность на 100% труб (NACE TM 0384), шероховатость (ISO 4287), твердость (ISO 15184), износостойкость (ASTM D968), адгезия (ISO 2409, BS EN 10289).

Также компания практикует технологию нанесения покрытия на торцы НКТ, межнипельное пространство, что позволяет полностью покрыть поверхность, подвергаемую коррозии (рисунок 17).

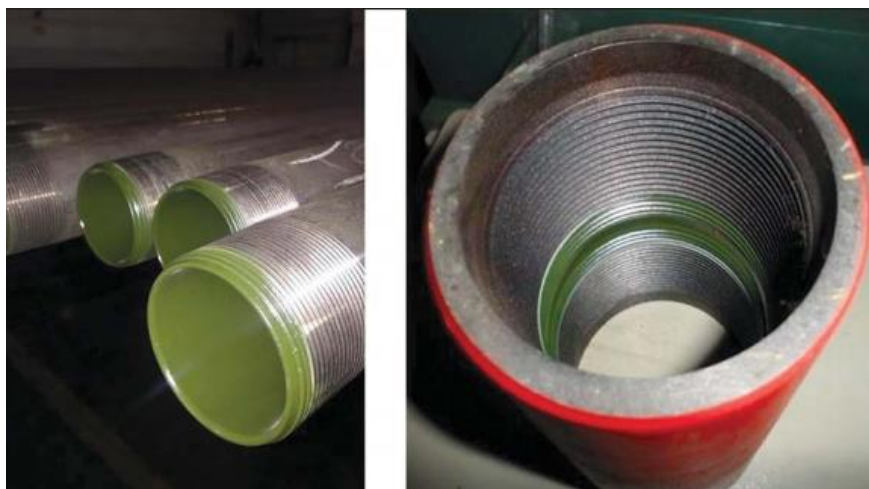


Рисунок 17 – Нанесение покрытия ТС 3000 на внутреннюю поверхность НКТ и межнипельное пространство муфты

Применение технологии:

НКТ с покрытиями ТС 3000 хорошо зарекомендовали себя на осложненном фоне сероводородной и углекислотной коррозией. Было достигнуто значительное увеличение среднего времени наработки на отказ, сравнительно с НКТ без применения защитного покрытия. НКТ с покрытием ТС 3000 эксплуатировались при обводненности продукции скважин до 99%, содержании углекислого газа до 150 мг/м³, температуре до 111°С. Данное покрытие хорошо сохраняется в течении длительного периода эксплуатации скважин.

В ООО «НПЦ «Самара» было получено новое подтверждение эффективности покрытия ТС 3000С на фоне, осложненном смешанной коррозии (CO₂ + H₂S): по результатам ОПИ был достигнут рост текущей

наработки НКТ в 1,5-2 раза: от 162 до 274 сут на одной скважине и от 183 до 299 сут – на другой, и покрытие было рекомендовано к промышленному внедрению [7].

2.2 Применение протекторной защиты

Для защиты УЭЦН от коррозионной агрессивности часто применяется протекторная защита. Данная система защиты довольно эффективная и проста в применении, но и имеет некоторые недостатки: в процессе эксплуатации добавляются дополнительные соединительные узлы, которые удлиняют и усложняют установку.

Промышленный опыт использования протекторов показывает, что в качестве материала протектора эффективно использовать алюминиево-магниевые сплавы. Принцип работы протекторной защиты заключается в поляризации стали до безопасного потенциала за счет растворения, тем самым снижает коррозионную активность на основное насосное оборудование.

Физико-химический процесс протекторной защиты объясняется тем, что в действующих эксплуатационных скважинах протекают процессы электрохимической коррозии, скорость которой зависит от электродного потенциала металла. Два металла, находящиеся в контакте друг с другом и имеющих разные потенциалы, образуют в электролите (водонефтяной смеси) микрогальванические пары. При этом изменяется скорость коррозии, которая имела место до появления контакта между ними. Металлы с положительными потенциалами растворяются с меньшими скоростями, так как играют роль катодов. Металлы с отрицательными потенциалами становятся в этих системах анодами и начинают разрушаться с большими скоростями. В итоге процесс защиты основан на превращении анодной зоны ПЭД в катодную посредством установки в хвостовике ПЭД протектора, выполненного из сплавов цветных металлов, который становится анодом и отвлекает на себя процесс электрохимической коррозии. Размещение протекторной защиты,

основанной на применении алюминиево-магниевых протекторов для УЭЦН, показано на рисунке 18.

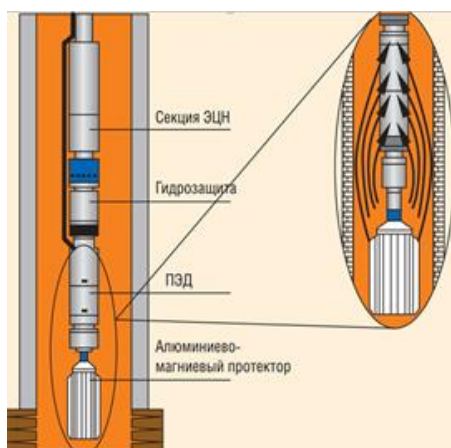


Рисунок 18 – Схема размещения протекторной защиты для УЭЦН

Конструктивно погружной протектор представляет собой трубу из алюминиевого сплава с добавлением магния и цинка, марки АК5М2, Ац5М5 (ГОСТ 1583-93), внутри которого находится сердечник (Ст-3) с резьбой. Протектор за счет ребер, дополнительно, является центратором, предотвращающим механические повреждения УЭЦН при спуске в скважину. Протектор защитной марки Ац5М5 приведен на рисунке 19.



Рисунок 19 – Протекторная защита марки сплава Ац5М5 до и после испытаний

Также для защиты от электрохимической коррозии стальных конструкций (ПЭД УЭЦН) применяются погружные протекторы, изготавливаемые из марки сплава Ак5М2 (ГОСТ 1583-93). Процесс защиты основан на превращении анодной зоны ПЭД в катодную посредством установки в хвостовике ПЭД протектора, выполненного из сплавов цветных металлов, при этом анодом становится погружной протектор, который отвлекает на себя процесс электрохимической коррозии. Конструктивно погружной протектор представляет собой трубу (тело протектора) из сплава марки АК5М2, внутри которой находится сердечник (Ст-3) с резьбой (рисунок 20). Протекторы выпускаются двух видов: длиной 1 м и 2,5 м.



Рисунок 20 – Погружной протектор из сплава марки Ак5М2[6]

Так же нефтегазовые компании проводят опытно-промышленные испытания **внутритрубного протектора**, предназначенного для снижения скорости коррозии в НКТ, муфтового соединения, где коррозионная агрессивность наиболее высокая. Процесс заключается в превращении анодной энергии зон муфтовых соединений в катодную, посредством протекторов, исполненных из цветных металлов. Промышленные опыты показывают, что наработка оборудования увеличивается более чем в 2 раза,

уменьшается количество муфтовых соединений, промытых вследствие коррозии. Монтируются на участках соединений трубопровода.

По конструкции данные протекторы выполняются в виде вставок различных диаметров, имеющих форму цилиндра. Выполняются из алюминиевых сплавов методом литья под давлением в специальные пресс-формы (согласно предписаниям ГОСТов 1583-93, 2685-75 и 26251-84).

Принцип действия:

Протекторная защита, созданная с помощью ВПК, заключается в формировании защитного потенциала при протекании тока в гальванопаре, состоящей из этого изделия и сооружения. Другими словами, процесс основан на превращении анодной зоны муфтовых соединений в катодную посредством установки в муфтовых соединениях протекторов. При этом анодом становятся протекторы, которые отвлекают на себя процесс электрохимической коррозии [8]. Протекторы ВПК до и после использования приведены на рисунке 21.



Рисунок 21 – Протекторы ВПК до и после защиты НКТ от коррозии [6]

2.3 Применение ЭЦН в коррозионностойком исполнении

В условиях коррозионной активности пластовой жидкости в скважинах оборудованных УЭЦН, применяют установки в коррозионностойком исполнении. Материал рабочих органов ЭЦН–чугун, легированный хромом (Cr до 1,5 %) и никелем (Ni = 15...17 %) типа "Ni-rezist" по ТУ 26–06–1305–95.

В 2002 г. была разработана и внедрена первая редакция Технических требований ТНК-ВР на компоненты УЭЦН. Данное событие послужило революционным решением в вопросе повышения ресурса и конструктивной надежности погружного оборудования.

Технические требования к погружным электроцентробежным насосам, мультифазным насосам и газосепараторам предусматривают классификацию оборудования по семи группам конструктивного исполнения: 1, 2, 3, 4, 4А, 5, 5А гр., в зависимости от осложняющих факторов, что позволяет производить индивидуальный подбор УЭЦН к каждой скважине и в итоге реализовать экономически обоснованное решение по применению УЭЦН.

В связи с интенсификацией добычи, выработкой залежей и увеличением числа геолого-технических мероприятий (ГРП, ОПЗ и т. д.) происходит усиление влияния осложняющих факторов, таких, как вынос абразивных компонентов из пласта, повышение коррозионной агрессивности добываемой жидкости. Вышеперечисленные факторы определили эволюцию УЭЦН в направлении усиления конструктивной надежности погружных насосов для добычи нефти.

В начале 2010 г., была подготовлена программа работ по внедрению высоконадежных УЭЦН, укомплектованных насосами с рабочими органами из чугуна "Ni-rezist тип 4".

Механические свойства:

Твердость по Бринеллю "Ni-rezist тип 1" 120... 180 НВ. Твердость по Бринеллю "Ni-rezist тип 4" 145... 205 НВ. Данные по химическому составу высоколегированного чугуна "Ni-rezist" зарубежного производства, изготавливаемого по ASTM A 436-84(2001), приведены в таблице 2.

Необходимо отметить, что материал "Ni-rezist тип 4", предлагаемый заводом "Алмаз", по сравнению с зарубежным аналогом имеет более высокое содержание меди – 4...6 %. Содержание серы, которая негативно влияет на свойства отливок, значительно ниже.

Таблица 2 – Химический состав чугуна Ni-rezist

Химический состав	Чугун Ni-rezist							
	Тип 1	Тип 1b	Тип 2	Тип 2b	Тип 3	Тип 4	Тип 5	Тип 6
Углерод, всего, максимум	3,0	3,0	3,0	3,0	2,6	2,6	2,4	3,0
Кремний	1,0-2,8	1,0-2,8	1,0-2,8	1,0-2,8	1,0-2,0	5,0-6,0	1,0-2,0	1,5-2,5
Никель	13,5-17,5	13,5-17,5	18,0-22,0	28,0-32,0	29,0-32,0	29,0-32,0	34,0-36,0	18,0-22,0
Медь	5,5-7,5	5,5-7,5	0,5-макс	0,5 макс	0,5 макс	0,5 макс	0,5 макс	3,5-5,5
Хром	1,5-2,5	2,5-3,5	1,5-2,5	3,0-6,0	2,5-3,5	4,5-5,5	0,1 макс	1,0-2,0
Сера, максимум	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Молибден, максимум	-	-	-	-	-	-	-	1,0

Для проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) подконтрольных УЭЦН с рабочими органами из материала "Ni-rezist тип 4" определили месторождения ЦДО "Варьеганнефтегаз". Применение зарубежных установок на осложненных скважинах ЦДО "ВНГ" значительно увеличивало срок безотказной работы, но высокая стоимость оборудования и ремонта, а также высокий процент списания дорогостоящих зарубежных УЭЦН оказывали значительное влияние на рост капитальных и операционных затрат на механизированную добычу.

Для решения вышеуказанных проблем были намечены следующие решения:

- внедрение защитных устройств, предотвращающих засорение и износ ЭЦН;
- проведение ОПИ и внедрение оборудования УЭЦН с рабочими органами насоса из чугуна "Nirezist тип 4" отечественного производства.

Слабосцементированные коллекторы, приводящие к большому выносу породы и абразивных частиц, сложные коррозионные условия в сочетании с высокой вязкостью нефти и сильным газовым фактором делают аномально сложной эксплуатацию погружного оборудования на пластах ПК, АВ

покурской свиты ОАО "Варьеганнефтегаз". Это в свою очередь приводит к преждевременным отказам и выходу из строя подземного оборудования.

Вынос абразивных частиц из пласта влечет за собой ускоренный абразивный износ рабочих органов насоса. Средняя наработка серийных установок составляла 60 сут, погружное оборудование после отказа не подлежало ремонту и списывалось. Наблюдалось значительное количество некатегорийных аварий ("полетов" УЭЦН). Касаясь условий эксплуатации оборудования, следует отметить, что средняя концентрация взвешенных частиц (КВЧ) с высоким индексом агрессивности составляла 300...400 мг/л.

В процессе вывода скважины на режим и увеличения частоты вращения фиксировались выбросы, которые по результатам анализа проб составляли до 1100 мг/л. То есть условия эксплуатации можно смело отнести к суперосложненным.

В качестве наглядного примера можно привести результаты исследований на одном из пескопроявляющих объектов разработки Ван-Еганского месторождения. Пласт АВ1-2 ("рябчик"), содержание механических примесей 300 мг/л. В процессе записи параметров была произведена смена работы ЭЦН DN-4300 (материал ступеней "Ni-rezist тип 4") с частоты 55 до 50 Гц и затем с 50 до 55 Гц. В процессе работы независимо от смены частоты и изменения режима работы скважины периодически происходит залповый вынос механических примесей, что при работе стандартной установки, выполненной из "Ni-rezist тип 1", повлекло бы преждевременный выход из строя оборудования. Нарботка зарубежной УЭЦН с рабочими органами из чугуна "Ni-rezist тип 4" в данной скважине составила более 700 сут, наработка серийных отечественных установок – порядка 55 сут. Компании Schlumberger, Baker Hughes и другие зарубежные поставщики электроцентробежных установок предлагают для работы в таких условиях оборудование в износостойком исполнении компрессионной и пакетной сборки насосов с рабочими органами из высоколегированного чугуна "Ni-rezist тип 4".

Объектом опытно-промысловых испытаний был определен ЭЦН5А-800-1400 производства ООО "Алмаз" в коррозионностойком исполнении с повышенной абразивной устойчивостью для использования в скважинах с высокой коррозионной агрессивностью пластовой жидкости и высоким содержанием абразивных компонентов. К конструктивным особенностям насоса относятся пакетная сборка и исполнение рабочих органов (направляющие аппараты, рабочие колеса) из материала "Ni-rezist тип 4". В секциях используются промежуточные подшипники в каждой третьей ступени. Расстояние между промежуточными подшипниками 0,2 м. Установка была скомплектована с ПЭД 250-117 4 гр. исполнения, для дополнительной защиты УЭЦН от агрессивного воздействия среды двигатель был оснащен протектором коррозии из алюминиево-магниевого сплава.

Промысловые испытания начались 02.08.2010 г. с момента монтажа ЭЦН5А-800-1400 на скв. 1722, куст 42 Ван-Еганского месторождения. Данная скважина эксплуатируется на пласте ПК 14, который характеризуется интенсивным выносом механических примесей, представленных кварцевым песком преимущественно мелкой фракции. Кроме того, попутно добываемая жидкость из скважины является коррозионно-активной. Средняя наработка на отказ серийных отечественных УЭЦН 3гр. на скважине составляла 80 сут. Установка FC 4400 производства Centrilift отработала 118 сут. Отказ произошел по причине снижения сопротивления изоляции удлинителя, вследствие вибрации, возникшей в результате износа рабочих органов насоса.

Все вышеперечисленные факторы определили скв. 1722 в качестве кандидата для проведения ОПИ ЭЦН5А-800-1400 производства ООО "Алмаз". Экспериментальная установка УЭЦН5А-800-1400 производства ООО "Алмаз" была запущена в работу 02.08.2010 г., отказ произошел по причине $R = 0$ (сквозная коррозия корпуса ПЭД), с наработкой 98 сут.

В период эксплуатации:

- Установка работала в установившемся режиме;

– Дебит был максимально приближен к рекомендуемому заводом-изготовителем;

– Аварийных остановок в процессе эксплуатации не было.

При первом этапе расследования на устье было выявлено следующее:

– вращение вала секций ЭЦН в норме – 0,2... 0,4 кгс/м;

– приемная сетка чистая;

– сопротивление изоляции кабеля 100 мОм;

– сопротивление изоляции ПЭД – 0 мОм;

– двигатель негерметичен;

– масло светлое с водой;

– сквозная коррозия корпуса ПЭД.

При дефектации на Сервисном предприятии комплектующие подконтрольного ЭЦН, в том числе рабочие органы, прошли тщательный визуальный и инструментальный контроль. По результатам дефектации рабочих органов насоса ЭЦН5А-800-1400 из чугуна "Ni-rezist тип 4" зафиксированы следы износа центрального отверстия направляющего аппарата и наружного диаметра ступиц рабочих колес (в пределах допуска ремонтных размеров), проточные части без разрушений и промывов. ЭЦН признан ремонтпригодным, комплектующие направлены на реставрацию.

Сравнивая наработку УЭЦН, укомплектованных насосами с рабочими ступенями из высоколегированного износостойкого чугуна "Ni-rezist тип 4", с наработкой серийных отечественных УЭЦН, эксплуатируемых в тех же скважинах до установки подконтрольного оборудования, можно сказать, что в осложненных условиях при эксплуатации на пластах ПК ресурс насосного оборудования из "Ni-rezist тип 4" значительно выше. На этапах реализации проекта был проведен сравнительный анализ стоимости отечественных установок УЭЦН 3-й группы конструктивного исполнения, отечественных и импортных УЭЦН с рабочими органами из "Ni-rezist тип 4".

Стоимость экспериментальных отечественных установок с рабочими органами насоса из чугуна "Nirezist тип 4" на 30...40 % ниже импортных, но

выше стоимости серийных отечественных УЭЦН 3гр. на 35...40 %. Учитывая рост наработки УЭЦН по скважинам с подконтрольным оборудованием и разницу в стоимости установок, фактический экономический эффект от применения насосного оборудования из "Ni-rezist тип 4" взамен серийных УЭЦН 3 гр. по пяти скважинам составил 1,95 млн р [9].

2.4 Применение ингибиторов коррозии

Применение ингибиторов – один из самых эффективных способов борьбы с коррозией металлов в различных агрессивных средах.

Ингибиторы – это вещества, способные в малых количествах замедлять протекание химических процессов или останавливать их. Ингибирующее воздействие на металлы, прежде всего на сталь, оказывает целый ряд неорганических и органических веществ, которые часто добавляются в среду, вызывающую коррозию. Ингибиторы имеют свойство создавать на поверхности металла очень тонкую пленку, защищающую металл от коррозии.

При этом к ингибиторам коррозии предъявляются определенные требования. Ингибитор должен обеспечить требуемое защитное действие при тестировании в модельных системах как в условиях высоких давлений и температур, так и при обычных условиях — температуре +40 °С и нормальном атмосферном давлении, а также в условиях высоких скоростей потока и наличия в нем абразивных частиц. Ингибитор должен обладать низкой температурой застывания, хорошей растворимостью в коррозионной среде и высокой адсорбционной способностью. Ингибитор не должен влиять на стабилизацию водонефтяных эмульсий. Поэтому следует обратить внимание на то, что необходимо тщательно подбирать ингибиторы для конкретных условий эксплуатации, от этого в значительной мере зависят эффективность и экономичность.

По механизму действия ингибиторы делятся на адсорбционные и пассивационные. **Ингибиторы-пассиваторы** вызывают формирование на

поверхности металла защитной пленки и способствуют переходу металла в пассивное состояние. Наиболее широко пассиваторы применяются для борьбы с коррозией в нейтральных или близких к ним средах, где коррозия протекает преимущественно с кислородной деполяризацией. Механизм действия таких ингибиторов различен и в значительной степени определяется их химическим составом и строением.

Различают несколько видов пассивирующих ингибиторов, например, неорганические вещества с окислительными свойствами (нитриты, молибдаты, хроматы). Последние способны создавать защитные оксидные пленки на поверхности корродирующего металла. В этом случае, как правило, наблюдается смещение потенциала в сторону положительных значений до величины, отвечающей выделению кислорода из молекул воды или ионов гидроксила. При этом на металле хемосорбируются образующиеся атомы кислорода, которые блокируют наиболее активные центры поверхности металла и создают добавочный скачок потенциала, замедляющий растворение металла.

Возникающий хемосорбционный слой близок по составу к поверхностному оксиду.

Большую группу составляют пассиваторы, образующие с ионами корродирующего металла труднорастворимые соединения. Формирующийся в этом случае осадок соли, если он достаточно плотный и хорошо сцеплен с поверхностью металла, защищает ее от контакта с агрессивной средой. К таким ингибиторам относятся полифосфаты, силикаты, карбонаты щелочных металлов.

Отдельную группу составляют органические соединения, которые не являются окислителями, но способствуют адсорбции растворенного кислорода, что приводит к пассивации. К числу их для нейтральных сред относятся бензонат натрия, натриевая соль коричной кислоты. В деаэрированной воде ингибирующее действие бензоната на коррозию железа не наблюдается.

Частицы адсорбционных ингибиторов (в зависимости от строения ингибитора и состава среды они могут быть в виде катионов, анионов и нейтральных молекул), электростатически или химически взаимодействуя с поверхностью металла (физическая адсорбция или хемосорбция соответственно), закрепляются на ней, что приводит к торможению коррозионного процесса.

Следовательно, эффективность ингибирующего действия большинства органических соединений определяется их адсорбционной способностью при контакте с поверхностью металла. Как правило, эта способность достаточно велика из-за наличия в молекулах атомов или функциональных групп, обеспечивающих активное адсорбционное взаимодействие ингибитора с металлом. Такими активными группами могут быть азот-, серо-, кислород- и фосфорсодержащие группы, которые адсорбируются на металле благодаря донорноакцепторным и водородным связям.

Наиболее широко распространенными являются ингибиторы на основе азотсодержащих соединений. Защитный эффект проявляют алифатические амины и их соли, аминоспирты, аминокислоты, азометины, анилины, гидразиды, имиды, акрилонитрилы, имины, азотсодержащие пятичленные (бензимидазолы, имидазолины, бензотриазолы и т.д.) и шестичленные (пиридины, хинолины, пиперидины и т.д.) гетероциклы.

Однако используемые реагенты не всегда обеспечивают достаточно высокий защитный эффект. Даже в условиях одного НГДУ или месторождения на разных участках этот показатель может существенно различаться. Это связано с растворимостью (диспергируемостью) ингибитора в пластовых флюидах, низкой степенью его совместимости с пластовыми водами, неправильным подбором реагента для конкретных условий. Обычно на практике эту проблему решают увеличением дозировки реагента, но такой способ не всегда дает нужный эффект. Следовательно, необходимо создание новых ингибиторных композиций, которые могли бы обеспечивать высокий

защитный эффект в широком диапазоне условий применения либо улучшение качества уже существующих составов.

Ингибиторы кислотной коррозии тормозят процесс разрушения металла за счет увеличения поляризуемости анодного, катодного либо обоих электродных процессов. В качестве ингибиторов кислотных сред чаще всего используют органические соединения (иногда неорганические).

Для цинка, железа, стали, алюминия в среде H_2SO_4 очень эффективны ингибиторы катионного типа (катапин К, КПИ-9, КПИ-1, КПИ-7). Анионного типа при этом не эффективны. Для свинца, кадмия, олова катионные ингибиторы не используются.

Самыми эффективными ингибиторами кислотной коррозии считаются соединения, в состав которых входят кислород, сера, азот.

Пеназолин (ПАВ-446) – ингибитор двойного действия. Кроме ингибирующих свойств, пеназолин (ПАВ-446) образует на поверхности растворов плотную и густую пену (к тому же еще и устойчивую). В состав пеназолина входят имидазолины и аминокамиды с алкильным радикалом. Ингибитор пеназолин применяется при температурах от 20 до 95 °С. Концентрация пеназолина в растворах соляной кислоты должна составлять около 0,01 %, в растворах серной кислоты 0,01–0,05 %.

Ингибитор КИ-1 относится к комбинированным ингибиторам, которые состоят с нескольких составных частей, в данном случае это водный раствор 25 % катапина и 25 % уротропина. Ингибитор КИ-1 применяют для защиты от кислотной коррозии некоторых цветных металлов и черных. Вещество эффективно в растворах фосфорной и серной кислот (концентрацией до 50 %), а также плавиковой и соляной (концентрацией до 30 %). КИ-1 рекомендовано применять при температурах до 100 °С при кислотной очистке оборудования теплоэнергетического, скважин от различных загрязнений. К недостаткам ингибитора КИ-1 можно отнести нарушение работы регенерационных установок, загрязнение в некоторых случаях поверхности металла, кристаллов железного купороса.

Соли имидазолинов – эффективные ингибиторы коррозии – описаны Стерлином и Лавизи, причем Стерлин считает, что эффективными ингибиторами коррозии являются имидазолиновые соли себаценовой, Лавизи – салициловой, а Хьюз – олеиновой кислоты. Риггс для предотвращения коррозии в нефтяных скважинах применяет алкиларилсульфоновую соль имидазолина. Часто используются имидазолиновые соли тех кислот, которые применяются для реакции с аминами, имеющими прямые углеводородные цепи. Смешанные соли имидазолинов (например, олеиновой и димерной кислот) также являются эффективными ингибиторами.

Анализ показывает, что ассортимент химических веществ, снижающих скорость коррозии, сейчас довольно широк. Однако универсальные ингибиторы коррозии не найдены. В каждом конкретном случае наибольший эффект оказывает весьма ограниченное число веществ. Наиболее широкое распространение получили ингибиторы на основе азотсодержащих соединений. Известно, что амины, соли аминов, четвертичные аммониевые соединения широко используются как ингибиторы коррозии нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности.

Исследованиями показано, что при введении в структуру аммониевых соединений полярных фрагментов, прерывающих гидрофобность углеводородных радикалов, образуют соединения, обладающие хорошими ингибирующими свойствами. В связи с этим они являются эффективными реагентами для коррозионной защиты оборудования при добыче, транспортировке и переработки нефти.

Однако используемые реагенты не всегда обеспечивают достаточно высокий защитный эффект. Даже в условиях одного НГДУ или месторождения на разных участках коррозионная активность агрессивной среды может существенно различаться [10].

Общие требования к ингибиторам коррозии заключаются в:

– снижении скорости коррозии с сохранением физико-химических свойств;

- стабильности к действию окислителей;
- устойчивости в рабочем температурном интервале;
- высокой эффективности действия при низкой дозировке;
- быстрой скорости действия при введении в коррозионную среду;

Дополнительные условия эффективности промышленно используемых ингибиторов коррозии в нефтепромысловых средах включают:

- удовлетворительную растворимость или диспергируемость в агрессивных средах;
- совместимость с параллельно применяемыми химическими соединениями;
- наличие методического аппарата количественной регистрации ингибитора в агрессивных средах;
- устойчивость при отрицательных температурах;
- низкую способность к пенообразованию;
- низкие эмульгирующие свойства в двухфазных средах или их отсутствие;
- способность к незатрудненной перекачке дозирующими устройствами;
- стабильность физико-химических свойств при длительном хранении;
- соответствие экономическим критериям цена-эффективность действия.

Квалифицированный подбор ингибиторов коррозии для конкретных условий его использования должен включать такие этапы, как:

- тестирование на модельной воде;
- распределение между нефтяной и водной фазами;
- оценка эффекта последствия;
- влияние на процесс подготовки нефти при наличии деэмульгатора и без него;
- выбор области применения;
- проведение:

- а) стендовых испытаний в реальных условиях;
- б) опытно-промышленных испытаний.

С экономических позиций особое внимание уделяется композиционированию ИК с другими целевыми реагентами или созданию многофункциональных ИК, проявляющих высокое защитное действие в средах как с одним, так и с многими агрессивными компонентами, обладающими бактерицидной активностью, подавляющими наводороживание металлов, ингибирующими процесс солеотложения, АСПО, формирование стабильных водонефтяных эмульсий и др. [11].

2.4.1 Ингибиторы сероводородной коррозии

По совокупности литературных данных, наиболее эффективным ИК в сероводородсодержащих средах являются азотсодержащие соединения, в частности катионные ПАВ. Поскольку на подавляющем числе нефтяных месторождений источником H_2S является деятельность сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), то при промышленном применении ИК желательное сочетание в них ингибирующих и бактерицидных (бактериостатических) свойств в отношении СВБ. Установлено, что максимальное защитное действие в среде СВБ обеспечивается теми ИК, которые одновременно обладают бактерицидным эффектом, например катионными ПАВ.

Рядом исследований скорости коррозии стали в водных средах выявлено повышение защитного действия азотсодержащих ИК при наличии H_2S , а зачастую и с ростом его концентрации. Это объясняется созданием адсорбционных «мостиков» между ионами Fe^{2+} и гидросульфид-ионом с приобретением такой плакированной поверхностью отрицательного заряда $Fe(HS^-)$. При наличии в данной системе азотсодержащего соединения с избыточным позитивным зарядом на атоме (атомах) азота происходит его облегченная адсорбция с электростатическим удержанием и стабилизацией защитной пленки сульфидов железа. Это препятствует не только

проникновению сероводорода к корродирующему железу, но и перекристаллизации стабильных форм сульфидов в менее стабильные соединения и одновременно приводит к снижению количества поглощаемого сталью водорода.

Так, 30% раствор третичного амина с добавкой 3% неолола АФ-6 в спирто-углеводородном растворителе под торговой маркой «ИНКОРГАЗ-Т30» в минерализованных $50 \text{ г/дм}^3 \text{ NaCl}$ сероводородсодержащих водных средах повышает защитное действие по отношению к углеродистой стали с ростом концентрации H_2S и ингибитора.

По мнению многих специалистов, наиболее универсальные и надежные ИК при наличии в агрессивных средах H_2S – четвертичные аммонийные основания, обладающие прочной экранирующей способностью в отношении стальной поверхности, снижающие количество поглощаемого ею H_2 наряду с высокой биоцидной активностью.

В этой связи следует обратить внимание на общепринятую в настоящее время практику использования ИК в нефтегазовой промышленности, согласно ГОСТ 9.506-87 «Ингибиторы коррозии металлов в водонефтяных средах», предусматривающую их отнесение к высокоэффективным, при условии получения защитного эффекта в водной фазе не менее 80% с рекомендуемой дозировкой $\leq 50 \text{ мг/дм}^3$. [12]

В качестве ингибиторов сероводородной коррозии применяются ингибиторы с бактерицидным эффектом СНПХ-1004, Амфикор, Альпан, НАПОР-1010.

В щелочных средах превалирует их анионная форма, а в кислых – катионная. Образуя прочную пленку на железосульфидной поверхности, данные ИК обеспечивают защитное действие в сероводородсодержащих средах более 95%. [12].

2.4.2 Ингибиторы углекислотной коррозии

Значимость фактора коррозии существенно возрастает по мере обводненности добываемых пластовых флюидов, развития на месторождениях бактериальной микрофлоры, продуцирующей CO_2 и H_2S , увеличения сроков эксплуатации оборудования. В структуре ущерба от коррозии 79,5 % занимает списание НКТ и 12,1 % отказ УЭЦН вследствие сквозной коррозии ПЭД и ЭЦН.

В настоящее время отказы нефтепромысловых трубопроводов происходят в основном из-за их внутренней коррозии под действием агрессивной водной фазы транспортируемой продукции. В подавляющем количестве случаев коррозия имеет локальный характер.

Углекислотная коррозия, зачастую сопровождаемая интенсивным питтингообразованием стали (вплоть до растрескивания), характерна для многих нефтедобывающих регионов, но в первую очередь Западной Сибири.

Торможение катодного процесса углекислотной коррозии может быть достигнуто применением ИК трех типов:

- способных вытеснить депполяризаторы (CO_2 , H_2CO_3 , HCO_3^-) с металлической поверхности;
- способных комплексовать данные депполяризаторы;
- образующих пленки, препятствующие диффузии депполяризаторов.

В первом случае это могут быть соединения, близкие по структуре к карбонат-ионам, содержащие карбоксильную и/или карбонильную группы (карбоновые кислоты, эфиры, кетоны, альдегиды); во втором – эффективны высокоосновные соединения (щелочи, амины, амидоамины, имидазолины). Пленкообразующие вещества должны вмещать развитый углеводородный радикал с гетерополярными атомами N, O, P, S.

При низкой температуре и давлении CO_2 наиболее эффективным будут ингибиторы, подавляющие катодные реакции, а при высокой – анодный процесс. В условиях низкой температуры и высокого давления CO_2 высокий (удовлетворительный) защитный эффект должен обеспечивать ингибиторы экранирующего действия.

По зарубежным данным, весьма эффективны в углекислотных средах нейтрализованные аминами алкилфосфатные эфиры, алкилимидазолины алкилполиамиды со степенью защиты углеродистых сталей более 85% при дозировке 20 мг/дм³. Характерной чертой аминосолей алкилфосфатных эфиров является снижение защитного действия при дозировке более 50 мг/дм³, что может быть следствием диссоциации аминосоли и реакции алкилфосфатов по свободной гидроксильной (кислотной) группе с поверхностью стали.

Анионные ПАВ, включая маслорастворимые жирные кислоты, тормозят преимущественно анодный процесс углекислотной коррозии в нейтральных и щелочных средах вследствие эффективной адсорбции на железной поверхности, в том числе с карбонатными и гидроксидными осадками, а катионные ПАВ – в кислых средах.

Защитная способность продуктов конденсации высших карбоновых кислот и полиэтиленполиаминов (амидоамины, алкилимидазолины, их смеси) и солей этих кислот с аминами обусловлена преимущественно формированием прочной пленки на стальной поверхности с нейтрализацией части молекул и анионов угольной кислоты.

С учетом минимальной остаточной скорости коррозии можно отнести к наиболее эффективным углекислотным ингибиторам алкилимидазолины, фосфорорганические эфиры и синтетические жирные кислоты.

Таблица 3 содержит данные по тестированию ряда промышленных ИК по отношению к Ст. 45 в модели пластовой воды (МПВ) Самотлорского месторождения при 20 °С с замером скорости коррозии на установке «Монитор-стенд».

Таблица 3 – Результаты стендовых испытаний ингибиторов коррозии в МПВ Самотлорского месторождения.

Ингибиторы коррозии	Z, %	
	10 мг/дм ³	25 мг/дм ³
Азол 5010		75
КорМастер 1025	58	70
АМДОР ИК-3	57	64

NORUST 760	74	81
Рекод 608		53
Сонкор 9801	59	81
Кор Клиар 3207		48

Табличные результаты свидетельствуют об очевидных преимуществах в данном случае четырех марок ИК с расположением в ряд:

$$\text{СОНКОР 9801} \geq \text{NORUST 760} > \text{Азол 5010} \geq \text{КорМастер 1025}$$

Наличие H_2S в системе повышает эффективность большого числа промышленных ИК, и их выбор для использования в таких нефтепромысловых средах не представляет особых трудностей [11].

3 Выводы и рекомендации по подбору методов защиты от коррозии

Подбор методов защиты глубинного оборудования от коррозии зависит от условий разработки и эксплуатации месторождений, способов добычи, содержания растворенных газов в добываемой среде, условий окружающей среды, таких как давление, температура, скорость потока и т.д.

При выборе конкретного метода защиты изучается в каких местах наиболее активно подвергается оборудование коррозионному разрушению (корпус ПЭД, ЭЦН, НКТ, муфтовые соединения). Также проводится оценка экономической эффективности, например закупка НКТ, ЭЦН в защитном исполнении или установка дополнительных секций (протекторов), все это будет изначально наиболее затратно, чем установка оборудования без нанесенного дополнительного защитного слоя, но при этом данное оборудование будет долговечно, увеличится МРП, будет возможность повторного использования оборудования, без ремонта по причине коррозии, что в конечном итоге будет наиболее экономически выгодно. Даже после износа узлов УЭЦН в некоторых случаях проводят оценку работоспособности и возможности восстановления и в случаях отсутствия сквозной коррозии, оборудование вместо списания отправляют на восстановление, где происходит высокоскоростное напыление защитного слоя, тем самым оставляя оборудование пригодным к использованию, а ОПИ показывают, что наработка на отказ такого оборудования увеличивается в 12 раз. Что соответственно будет выгоднее, чем покупка и использование нового оборудования.

Технологии защитных покрытий от коррозии, ремонтных работ по восстановлению поверхностного слоя корпусов оборудования, установки протекторов, наиболее характерны для применений в условиях месторождений I-III стадии разработки, а также для крупных, развивающихся нефтяных компаний. Обусловлено это тем, что затраты на данное оборудование защиты от коррозии выше, чем на приобретение ингибиторов коррозии, но являются наиболее экономичным в перспективе длительной

разработки и эксплуатации месторождений. Стоит отметить, что на последней стадии разработки, при темпах малой добычи и резкого снижения числа работающих скважин, внедрение подобных технологий будет убыточным для предприятия.

Ингибиторный способ защиты оборудования от коррозии, является самым распространенным методом защиты оборудования. Однако для наиболее эффективного применения ингибиторов, следует также тщательно их подбирать для конкретных условий эксплуатации. Для появления экономического эффекта от использования ингибиторов коррозии, следует проводить исследования коррозионной среды. Данный тип защиты погружного оборудования от коррозии предусмотрен в применении при любых видах коррозионного разрушения, в различных водных средах и т.д., этому способствует широкий выбор ингибиторов коррозии с разным действующим эффектом (адсорбция ингибитора, образование защитных пленок с разной толщиной и составом, торможение коррозионного электрохимического процесса и т.д.).

Широкое распространение применения ингибиторов коррозии имеет место на месторождениях последней стадии разработки, а также в случаях, когда внедрение новых технологий не принесет значительного экономического эффекта.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Гаврилов Михаил Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Материальные затраты 9846 руб. Затраты на спецоборудование 2692,7 руб. Основная заработная плата исполнителей НИ 148391 руб. Дополнительная заработная плата исполнителей темы 22258,7 руб. Отчисления во внебюджетные фонды 51194,9 руб. Накладные расходы 51412,34 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Районный коэффициент города Томска -1,3
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Размер отчислений во внебюджетные фонды – 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Оценочная карта конкурентных технических решений
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Проведение оценки экономической эффективности применения ингибиторов коррозии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>«Портрет» потребителя результатов НТИ</i>
2. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
3. <i>Матрица SWOT</i>
4. <i>График проведения и бюджет НТИ</i>
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Гаврилов Михаил Андреевич		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель данной ВКР – анализ эффективности применения методов защиты глубинно-насосного оборудования в условиях коррозионной агрессивности в процессе эксплуатации скважин.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Цели и актуальность проекта

В перспективе основными потребителями результатов данной работы будут нефтегазовые компании. Как выглядит сегментирование в случае данного метода, представлено в таблице 4.

Таблица 4 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтегазовые компании	Повышение продуктивности добывающих скважин
	Улучшение эффективности работы насосных установок

В таблице 5 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 5 –Цель и результаты проекта

<u>Цель проекта:</u>	Анализ эффективности применения методов защиты глубинно-насосного оборудования в условиях коррозионной агрессивности в процессе эксплуатации скважин.
<u>Ожидаемые результаты проекта:</u>	Полученная информация может быть активно использована при проведении ремонтно-изоляционных работах.
<u>Критерии приемки результата проекта:</u>	Доступность
	Удобство и простота использования
	Надёжность
	<u>Требование:</u>
<u>Требования к результату проекта:</u>	Соблюдение требований к документации
	Стоимость проекта должна быть сопоставима по цене с аналогичными, или быть ниже

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

При выборе внутрискважинного оборудования необходим систематический анализ текущих разработок во избежание ухудшения качества предоставляемых услуг. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность принятого выбора среди конкурирующих компаний. Из действующих на объекте компаний в области предоставления электропогружного оборудования и услуг текущего и капитального ремонта являются: ООО «Бизнес-Альянс», ООО «ДенКарС». Оценим разработки по выбранным техническим и экономическим критериям по пятибальной шкале. Результат анализа сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Оценочная карта конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1 Выход продукта	0,12	4	5	5	0,48	0,60	0,60
2 Качество продукта	0,12	4	4	5	0,48	0,48	0,60
3 Эффективность использования сырья и материалов	0,09	5	4	5	0,45	0,36	0,45
4 Энергоэкономичность	0,09	5	3	2	0,45	0,27	0,18
5 Износостойкость оборудования	0,08	3	5	4	0,24	0,40	0,32
6 Безопасность персонала	0,08	5	5	4	0,40	0,40	0,32
7 Экологичность	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
8 Простота реализации	0,05	5	3	2	0,25	0,15	0,10
Экономические критерии оценки эффективности							
1 Стоимость оборудования	0,09	4	4	2	0,36	0,36	0,18
2 Стоимость сырья	0,10	5	3	3	0,50	0,30	0,30
3 Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
4 Уровень проникновения на рынок	0,04	5	2	1	0,20	0,08	0,04
Итого	1	53	48	41	4,37	4,10	3,65

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность проекта;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл показателя.

Таким образом, полученные данные свидетельствуют о том, что разработка более конкурентоспособна и ресурсоэффективна. Проведение проекта целесообразно, так как он обладает рядом преимуществ: универсальность, безопасность, быстрота и простота в эксплуатации.

4.1.3 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, в этой работе проведен SWOT-анализ с детальной оценкой сильных и слабых сторон исследовательского проекта, а также его возможностей и угроз.

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны проекта и выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде, приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Систематическое повышение уровня квалификации рабочих	Сл1. Низкий уровень ЗП.
С2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего стаж работы в данной области.	Сл2. Быстрый износ оборудования.
С3. Наличие постоянных поставщиков.	Сл3. Необходимость экспериментальных исследований
Возможности	Угрозы
В1. Наибольшая эффективность удаления отложений;	У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства;
В2. Уменьшение интенсивности образования отложений;	У2. Ограничение на импорт технологии;
В3. Увеличение межремонтного периода работы скважины;	У3. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин
В4. Уменьшение продолжительности очистки.	

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 8 – 11.

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3
Возможности проекта	В1	+	+	+
	В2	-	-	-
	В3	+	-	-
	В4	+	+	-

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3
	B1	-	+	-
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-
	B4	-	-	+

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	-	+
	У2	-	-	-
	У3	-	-	-

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3
	B1	-	-	-
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-
	B4	-	-	-

Результаты анализа представлены в итоговую таблицу 12.

Таблица 12 – Итоговая таблица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>C1. Систематическое повышение уровня квалификации рабочих</p> <p>C2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего стаж работы в данной области.</p> <p>C3. Наличие постоянных поставщиков.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца;</p> <p>Сл2. Быстрый износ оборудования.</p> <p>Сл3. Необходимость экспериментальных исследований</p>
--	---	---

Продолжение таблицы 12.

<p>Возможности В1. Наибольшая эффективность удаления отложений; В2. Уменьшение интенсивности образования отложений; В3. Увеличение межремонтного периода работы скважины; В4. Уменьшение продолжительности очистки.</p>	<p>Направления развития 1. Эффективное использование ресурсов производства оборудования. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков.</p>	<p>Сдерживающие факторы 1. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукции. 2. Модернизация оборудования. 3. Внедрение новых технологии. 4. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.</p>
<p>Угрозы У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства; У2. Ограничение на импорт технологии; У3. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин.</p>	<p>Угрозы развития Отсутствие спроса на новые технологии производства</p>	<p>Уязвимости: 1.Повышение цен на продукцию. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.</p>

Вывод: были описаны как сильные, так и слабые стороны исследуемого проекта, а также мы выявили возможности и угрозы для дальнейшей реализации, которые могут проявиться в его внешней среде. Касаемо слабых сторон данного проекта можно сказать следующее. Следует обратить внимание на низкий уровень заработной платы рабочих, что на прямую влияет на качество выполняемых работ. Также необходимо заострить внимание на высоком износе оборудования, которое работает в тяжелых условиях, тем самым с каждым годом его пригодность уменьшается, и оно устаревает. Для того чтобы увеличить наработку на отказ оборудования, как и его живучесть необходимо его модернизировать в соответствии с его выполняемыми функциями, путем внедрения новых научно-технических разработок в области новых материалов, но в свою очередь это и повысит конечную стоимость самого оборудования. Поэтому главной угрозой, на которую стоит обратить

внимание — это увеличение цен. Решением данной угрозы является снижением цены на оборудование путем внедрения альтернативных композитных материалов, которые будут дешевле в производстве, но не станут хуже по прочностным и эксплуатационным характеристикам, а возможно даже и лучше.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}, \quad (2)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{min}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (3)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой :

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (5)$$

где $T_{кал}$ – общее количество календарных дней в году; $T_{вых}$ – общее количество выходных дней в году; $T_{пр}$ – общее количество праздничных дней в году.

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 14.

Таблица 14 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожг}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения работ	1	3	3	4	1,8	3,4	2,6	4
3. Обзор научной литературы	-	6	-	10	-	7,6	7,6	11
4. Выбор методов исследования	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
5. Планирование эксперимента	2	6	4	8	2,8	6,8	4,8	7
6. Подготовка образцов для эксперимента	-	5	-	7	-	5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента	-	15	-	20	-	17	17	25
8. Обработка полученных данных	-	10	-	15	-	12	12	18
9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки		8		10	-	8,8	8,8	13
Итого:	7	59	15	84	13,5	68,5	68,5	102

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

Далее приведен календарный план-график с диаграммой Ганта на основе календарного плана проекта (рисунок 22). График строится для

максимального по длительности исполнения работ в рамках НИР с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

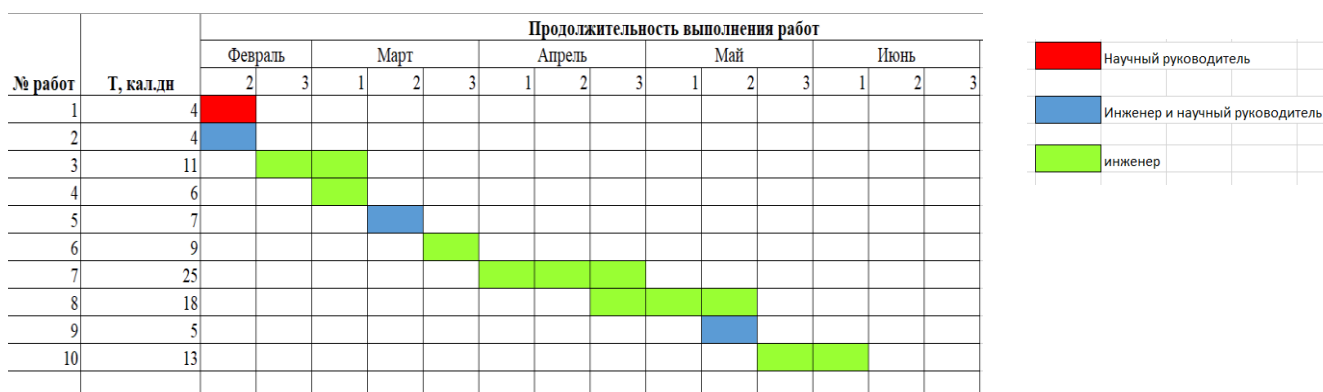


Рисунок 22 – Диаграмма Ганта на основе календарного плана проекта

Общее число календарных дней, в течении которых выполнялась работа – 102.

4.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Материальные затраты — это затраты организации на приобретение сырья и материалов для создания готовой продукции.

Данная часть включает затрат всех материалов, используемых при выполнении ВКР. Результаты расчета затрат представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Затраты при расчете материальных затрат

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Тара для нефтепродукта	340	4	1 200
Смола влагопрочного порядка	3 490	1	3 490
Ингибиторы коррозии	320 за 50 грамм	5	1556
Итого:			9846

4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (6)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m, \quad (7)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.; m – время использования, мес.

Таблица 16 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Дни эксплуатации	Срок службы, лет	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Персональный компьютер фирмы HP	55	8	141	2692,7
Итого:					2692,7

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной

плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (8)$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 9).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.}, \quad (9)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя;
- при отпуске в 56 раб. дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.} \quad (10)$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.} \quad (11)$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.}, \quad (12)$$

где Z_{mc} – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент, равен 0,3; k_{∂} – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2; k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Баланс рабочего времени исполнителей представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	52/14	104/14
- выходные дни		
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	48/5	24/10
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Расчет основной заработной платы исполнителей представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{mc}, руб.$	k_{np}	k_{∂}	k_p	$Z_m, руб.$	$Z_{\partial n}, руб.$	$T_p, раб.дн.$	$Z_{ocn}, руб.$
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	13,5	28988,6
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	68,5	119402,4
Итого:								148391

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{\partial n} = k_{\partial n} \cdot Z_{ocn} = 0,15 \cdot 28988,6 = 4348,3 \text{ руб.} \quad (13)$$

– для инженера:

$$Z_{\partial n} = k_{\partial n} \cdot Z_{ocn} = 0,15 \cdot 119402,4 = 17910,4 \text{ руб.}, \quad (14)$$

где $k_{\partial n}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (28988,6 + 4348,3) = 10001,1 \text{ руб.} \quad (15)$$

– для инженера:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (119402,4 + 17910,4) = 41193,8 \text{ руб.}, \quad (16)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Группировка затрат по статьям представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
9846	2692,7	148391	22258,7	51194,9	257061,7

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр}, \quad (17)$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Накладные расходы по элементам (таблица 20):

Таблица 20 – Накладные расходы по элементам

Наименование элемента	Затраты
Печать ксерокопирование материалов исследования	12500 руб.
Оплата услуг связи	10000 руб.
Оплата потраченной электроэнергии	28912,34 руб.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости научно-исследовательской работы по форме, приведенной в таблице 21. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 21 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.		
		Текущий Проект	Исп.2	Исп.3
1	Материальные затраты НИР	9846	9989	15945
2	Затраты на специальное оборудование	2692,7	3295,9	4345,3
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	148391	148391	148391
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	22258,7	22258,7	22258,7
5	Отчисления во внебюджетные фонды	51194,9	51194,9	51194,9
6	Накладные расходы	51412,34	52900,88	49776,6
Бюджет затрат НИР		308474,04	317405,28	331019,2

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве аналогов данной НИР рассмотрены:

ООО «Бизнес-Альянс» и ООО «ДенКарС».

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (18)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{ri} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 308474,04$ руб, $\Phi_{\text{исп.1}} = 317405,28$ руб, $\Phi_{\text{исп.2}} = 331019,2$ руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр.}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр.}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{308474,04}{331019,2} = 0,93; \quad (19)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{\Phi_{\text{исп.2}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{317405,28}{331019,2} = 0,96; \quad (20)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{\Phi_{\text{исп.3}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{331019,2}{331019,2} = 1. \quad (21)$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 1 (текущий проект) с меньшим перевесом признан считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 22).

Таблица 22 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании установки	0,15	4	4	4
2. Стабильность работы	0,2	4	4	5
3. Технические характеристики	0,2	5	3	3
4. Механические свойства	0,3	5	4	3
5. Материалоёмкость	0,15	5	5	5
ИТОГО	1	4,65	3,95	3,85

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 4,65;$$

$$I_{p2} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 3,95;$$

$$I_{p3} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 = 3,85.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}^{исп.i}} \quad (22)$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,65}{0,93} = 5, \quad I_{исп.2} = \frac{3,95}{0,96} = 4,11, \quad I_{исп.3} = \frac{3,85}{1} = 3,85.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 23).

Таблица 23 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,93	0,96	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	3,95	3,85
3	Интегральный показатель эффективности	5	4,11	3,85
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,82	0,77

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является вариант 1 (текущий проект). Разработка, представленная в текущей работе, является более эффективной по сравнению с конкурентами.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8Г2		Гаврилов Михаил Андреевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКАЖИН

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> насосное оборудование <i>Область применения:</i> кустовая площадка, нефтедобывающие объекты; <i>Рабочая зона:</i> полевые условия; <i>Климатическая зона:</i> континентальная; <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> задвижки, фланцевые соединения, фонтанная арматура, агрегат; <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> Ремонтно-изоляционные работы.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации</p> <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. 	<p>«Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) // Собрание законодательства РФ – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда. ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов; – Обоснование мероприятий по снижению воздействий вредных и опасных факторов 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания; – повышенный уровень шума и вибрации; – производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения; – производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека. <p>Опасные факторы:</p>

	<p>– производственные факторы, обладающие свойствами физического воздействия на организм человека</p> <p>– производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека.</p> <p>– производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</p> <p>– производственные факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства;</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спецодежда, виброизолирующие материалы, глушители шума, перчатки, очки, маски, каски, противогазы, респираторы, страховочные стропы, газоанализатор, защитные ботинки, нарукавники, оградительные устройства, предупреждающие вывески</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p>Воздействие на селитебную зону: ухудшение санитарно-эпидемиологической обстановки близлежащих населенных пунктов, вследствие химического загрязнения.</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение от разлива нефти, вследствие этого возникает изменение свойств почвы</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение при утечке нефтью и нефтепродуктами, приводит к появлению нефтяных пятен.</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха утечкой углеводородов через сальниковые уплотнения</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p><i>Возможные ЧС:</i> возникновение пожаров вследствие, разрыва оборудования под высоким давлением.</p> <p><i>Наиболее типичная ЧС:</i> возникновение пожаров вследствие утечек нефти, легковоспламеняющихся веществ.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Гаврилов Михаил Андреевич		

5 Социальная ответственность

В настоящее время большая часть месторождений нефти и газа находится в эксплуатации более двадцати лет. Таким образом, основной фонд скважин - это скважины, срок службы которых давно преодолел десятилетний барьер. На данном этапе эксплуатация месторождений характеризуется тенденцией увеличения простаивающего фонда скважин по геологическим и техническим причинам. Скорейшее восстановление и ввод в строй бездействующих скважин - задача огромной важности, так как количество скважин, требующих капитального и текущего ремонтов, часто превышает число действующих. Особое значение при эксплуатации и освоении скважин имеют ремонтно-изоляционные работы. Нередко даже во вновь вводимых в эксплуатацию скважинах, наблюдаются межпластовые, заколонные перетоки флюидов, которые не позволяют эксплуатировать скважину на оптимальном режиме и получать качественную продукцию - безводную нефть. Ремонтно-изоляционные работы проводятся на открытых кустовых площадках. Западная Сибирь находится почти на одинаковом расстоянии, как от Атлантического океана, так и от центра континентальной Евразии, поэтому ее климат носит умеренно континентальный характер. Средняя температура января уменьшается от минус 15°С на юго-западе до минус 30°С на северо-востоке Западной Сибири. Средняя температура июля увеличивается от плюс 5 оС на севере до плюс 20°С на юге. Водоизоляционные работы ведутся круглогодично.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по исследованию проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [14]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Согласно ГОСТ 12.2.032-78. [15] Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования, рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труд. Конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов (сиденье, органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы.

5.2 Производственная безопасность при эксплуатации

Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с использованием недр, при введении скважин в эксплуатацию должны соответствовать требованиям, изложенным в ст. 24 от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 05.04.2016) [16] по безопасному ведению работ, связанных с использованием недр, т.е.

необходимо обеспечить безопасность для жизни и здоровья населения, охрану зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, животного мира и других объектов окружающей среды; осуществлять систематический контроль состояния окружающей среды выполнения природоохранных мероприятий, а также свести к минимуму отрицательное воздействие на продуктивные пласты.

Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами:

- допуск к работам лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами – лиц, имеющих соответствующее специальное образование;

- обеспечение лиц, занятых на работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты – в соответствии с требованиями ТК РФ, работникам на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях, или связанных с загрязнением, бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и обезвреживающие средства.

Опасные и вредные факторы приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)[4]	Нормативные документы
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.000-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;

Продолжение таблицы 24

Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*; СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;
Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
Производственных факторов, обладающих свойствами физического воздействия на организм человека	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека.	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК)
Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
Производственные факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства	ГОСТ IEC 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования

5.2.1 Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению

неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 25).

Таблица 25 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ППД, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

Повышенный уровень шума и вибрации

Вибрация возникает в самых разнообразных технических устройствах вследствие несовершенства их конструкции, неправильной эксплуатации, внешних условий (например, рельеф дорожного полотна для автомобилей), а также специально генерируемая вибрация возникает в результате механических колебаний. Особенность действия вибрации состоит в том, что механические колебания распространяются по грунту (воде) и оказывают воздействие на основания сооружений, вызывая звуковые колебания в виде шума. Воздействие вибрации может привести к ощущениям сотрясения и изменениям нервной, сердечно-сосудистой, опорно-двигательной системы.

На кустовой площадке расположен один источник шума – агрегат (100дБ).

Согласно нормам, представленным в таблице 26, источник шума превышает максимальный уровень.

Таблица 26 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте

Территория	Уровень звукового давления (эквивалентный уровень звукового давления), дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц								Максимальный уровень звука, дБ
	107	95	87	82	78	75	73	71	
Территории предприятий с постоянными рабочими местами	107	95	87	82	78	75	73	71	95

Для снижения воздействия производственных шумов на рабочих в лаборатории можно воспользоваться следующими средствами защиты: рациональная планировка агрегата, противозумные наушники, вкладыши.

Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011).

К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры.

Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека

Работа на установке, а также внесение результатов и обработка баз данных являются монотонным процессом.

Монотонность труда может привести к возникновению неприятных ощущений у работников, таких как снижение уровня бодрствования, снижение тонуса скелетной мускулатуры, снижении тонуса симпатического отдела вегетативной нервной системы (снижение частоты пульса и артериального давления, увеличение аритмии пульса и др.). Основными последствиями монотонного труда являются: снижение работоспособности и производительности труда, производственный травматизм, повышенная заболеваемость и т.д.

Работа по исследованию относится к классу вредных напряженных условий труда 1 степени.

Рекомендации предполагают введение частых (через 60 - 120 мин.), но коротких (5-10 мин.) регламентированных перерывов при факторе монотонии.

Полезным является введение физической активности (гимнастика) продолжительностью 7-10 минут в начале смены, а также физкультурных пауз один-два раза за рабочую смену.

Производственные факторы, обладающие свойствами физического воздействия на организм человека

До проведения гидроразрыва пласта на глубинно-насосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений. В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями. Манометры выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора. Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление ГРП. Рабочие в это время должны находиться за пределы опасной зоны. Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов.

Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека.

Опасность и вредность работы на установке обусловлена применением вредных и токсичных продуктов: газ-метан с примесями азота, углекислого газа, конденсат, водометанольная смесь.

Метан удушлив, а смеси с воздухом при концентрации от 4 до 17% по объёму – взрывоопасен. Газ при не герметичности оборудования, трубопроводов в аварийных ситуациях может выделяться в пространство

рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность.

В качестве ингибитора гидратообразования используется метанол с концентрацией 80-95%. Метанол-сильный яд, действующий на нервную и сердечно сосудистую системы человека. В смеси с воздухом при концентрации от 5,5 до 36,5% объёмных взрывоопасен. Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе рабочей зоны производственных помещений 5 мг/м³.

Для работы с вредными условиями труда, связанными с агрессивными средами, загрязнениями, повышенными температурами, влажностью, рабочим установкам выдается спец. одежда, спец. обувь и другие средства индивидуальной защиты.

– Для защиты рук от воздействия вредных и агрессивных сред применяются рукавицы или голицы с кислотостойкой пропиткой.

– Для защиты органов дыхания используют противогазы и респираторы.

– Для защиты глаз применяют защитные очки.

– Для предохранения кожи открытых частей тела от производственных вредностей необходимо применять защитные мази.

Для работы внутри технологического оборудования в обязательном порядке использовать только шланговые противогазы. Каждый противогаз за обслуживающим противогазом закреплен индивидуально.

Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении

человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

Производственные факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства

Статическое электричество представляет настоящую угрозу для организма человека. При длительном пребывании человека в электростатическом поле возникают головные боли, снижение аппетита,

нарушается сон, наблюдаются боли в области сердца, брадикардия и артериальная гипотония, может наблюдаться артериальная гипертензия, возможно потемнение в глазах и головокружение. Статическое электричество приводит к росту заболеваний сердечно-сосудистой системы, увеличению числа психических заболеваний, приносит вред работе нервной системы.

Избыток статического электричества провоцирует искру при малейшем контакте с другими объектами. Это представляет серьезную угрозу для безопасности работ на взрывоопасном производстве, т.к. в результате искры возникает взрыв и пожар.

Нейтрализацию заряда рекомендуется осуществлять путем ионизации воздуха в непосредственной близости от заряженного материала. Для этой цели могут быть использованы нейтрализаторы статического электричества (радиоизотопные, индукционные, высоковольтные, нейтрализаторы скользящего разряда и др.).

5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации

Операции по оптимизации системы поддержания пластового давления при разработке низкопроницаемых коллекторов на месторождениях сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды.

Воздействие на селитебную зону:

ухудшение санитарно-эпидемиологической обстановки близлежащих населенных пунктов, вследствие химического загрязнения: внедрение в воздух, воду, землю синтетических соединений, приводящий к ухудшению состояния биосферы.

Для защиты селитебной зоны предусматриваются следующие средства защиты:

– Санитарно-защитная зона, 1000м для объектов 1 класса опасности, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.

– установление требований защиты к проектируемому зданию, технологическому процессу, оборудованию, согласно Федеральному закону "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" от 30.12.2009 N 384-ФЗ.

Воздействие на литосферу:

на состояние литосферы также влияет выброс химических реагентов и углеводородов, вследствие разлива нефти. Загрязнение литосферы может произойти из-за разлива химических реагентов в почву.

Если произошел разлив и выброс нефтяных эмульсий в почву, необходимо осуществить сбор, срезку растительного слоя толщиной 0,3-0,4 м и переместить в временные отвалы до рекультивации земель, согласно Постановлению Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019).

Во избежание разливов углеводородов и химических реагентов необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью нефтепромысловых объектов, проводить вводные, целевые, внеплановые, первичные инструктажи персоналу, соблюдать правила промышленной безопасности и охраны труда.

Воздействие на гидросферу:

Загрязнение при утечке нефтью и нефтепродуктами, приводит к появлению нефтяных пятен.

В целях обеспечения эффективности мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации Правительство Российской Федерации приняло Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2002 г. N 240 "О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации" Согласно которому организации обязаны:

– создавать собственные формирования (подразделения) для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, проводить аттестацию

указанных формирований в соответствии с законодательством Российской Федерации

- немедленно оповещать в установленном порядке соответствующие органы государственной власти и органы местного самоуправления о фактах разливов нефти и нефтепродуктов и организовывать работу по их локализации и ликвидации;

- иметь резервы финансовых средств и материально-технических ресурсов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;

- обучать работников способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов;

- содержать в исправном состоянии технологическое оборудование, заблаговременно проводить инженерно-технические мероприятия, направленные на предотвращение возможных разливов нефти и нефтепродуктов и (или) снижение масштабов опасности их последствий;

- принимать меры по охране жизни и здоровья работников в случае разлива нефти и нефтепродуктов;

- создавать и поддерживать в готовности системы обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, а также системы связи и оповещения.

Воздействие на атмосферу:

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от планируемых объектов эксплуатации месторождения являются:

- транспортабельная котельная с котлами, работающая в период бурения новых скважин;

- дизельная электростанция (работает в период освоения и бурения при строительстве скважин и в период освоения при зарезки бокового ствола);

- дизельный цементировочный агрегат (работает в период освоения и бурения скважин);

- двигатели внутреннего сгорания автомобильной и строительной техники.

Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы, от планируемых источников являются: углеводороды, оксид азота, диоксид азота, оксид углерода.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки месторождения достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- использование попутного нефтяного газа для выработки электроэнергии.

Экологический мониторинг за изменением качества приземного слоя атмосферного воздуха на территории месторождения осуществляется в составе программы экологического мониторинга месторождения.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения при проведении работ по закачке ингибиторов коррозии:

- разрыв нефтесборных элементов, которым обычно приурочено высокие показатели давления;
- разрушение нефтесборных коллекторов и трубопроводов, которые подают химреагенты в эксплуатируемую скважину;
- замыкание в электрической сети;
- пожары, взрывы.

Чаще всего ЧС возникает в результате разрыва элементов, которые

находятся под высоким давлением. Негерметичность соединений швов может привести к взрыву и пожару, в результате которого работник может получить травмы и даже летальный исход.

Наиболее типичная ЧС: пожар.

Класс пожара: в зависимости от вещества, которое будет гореть, его можно отнести к классу В (пожары горючих жидкостей) или к классу С (пожар газов), согласно федеральному закону "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ

Основными методами, способствующими уменьшению масштабов ЧС, являются: обучение персонала навыкам поведения в ЧС; усиленный контроль за состоянием объекта; первичная система пожаротушения (система орошения при тушении горящего резервуара, а также для охлаждения при горении соседнего резервуара, генератор пены предназначен для пенного пожаротушения нефтепродуктов внутри резервуара); система оповещения населения, персонала объекта и органов управления для своевременных необходимых мер по защите населения.

Первичные средства пожаротушения, используемые в целях борьбы с пожарами: переносные и передвижные огнетушители; пожарный инвентарь (пожарные багры, ломы, топоры, крюки, пилы, лопаты); покрывала для изоляции очага возгорания (противопожарное полотно); генераторные огнетушители аэрозольные переносные, согласно Постановлению Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 (ред. от 24.10.2022) "Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации".

Выводы по разделу

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе.

Норма освещенности на месторождении должна быть не ниже 10 люксов.

Категория тяжести труда на территории по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории Іб (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением).

Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам І категории.

Заключение

В работе описаны виды коррозии воздействующие на глубинное оборудование в процессе эксплуатации скважин, причины ее появления, результат воздействия коррозионно-агрессивной среды на основные узлы нефтепромыслового оборудования, а именно на корпуса ПЭД, ЭЦН, муфтовые соединения, трубы НКТ, броню электрического кабеля. Рассмотрены основные виды защиты металлов от коррозионного воздействия. Проведен анализ современных технологических решений и применения оборудования противокоррозионной защиты.

По результатам проведения ОПИ всех рассмотренных средств защиты глубинного оборудования, отмечается положительный результат наработки оборудования при применении различных технологий, а именно:

– Газотермическое напыление:

При первом эксперименте данной технологии защиты оборудования было отмечено, что в результате нанесения газотермического покрытия наработка ГНО на отказ увеличилась более чем в 12 раз с 15 до 186 сут., а при извлечении насоса была отмечена только коррозия болтов.

– Покрытие НКТ Majorpack MPAG96:

Среднее время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии, составляло порядка 150 суток. Нарботка НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96 составила 205 суток. При этом на рабочей поверхности труб с покрытием никаких механических повреждений выявлено не было. Следов коррозии или разрушения покрытия не обнаружено.

– Стример Majorpack:

Испытания данной разработки проводились на фонде скважин ООО «Газпромнефть-Восток», где проблема коррозии и промывания межнпшельного пространства муфты и ниппелей НКТ стояла достаточно остро. На 134 скважинах с установленными вставками Majorpack Streamer в 2014 году не было зафиксировано ни одного полета или промыва

оборудования, тогда как в 2013 году до применения «Стримеров» имели место восемь полетов и десять промывов.

– Покрытия ТС 3000:

По результатам ОПИ был достигнут рост текущей наработки НКТ в 1,5-2 раза: от 162 до 274 сут. на одной скважине и от 183 до 299 сут. – на другой, и покрытие было рекомендовано к промышленному внедрению.

По результатам данной работы можно сказать, что борьба с коррозионной агрессивностью должна вестись в комплексной мере. Эффективность и сохранность нефтепромыслового оборудования зависит непосредственно от проведенного анализа агрессивной коррозионной среды и правильно подобранного комплекса мер по противодействию коррозии в конкретных условиях эксплуатации.

Список используемых источников

1. Влияние компонентов пластовой воды на скорость коррозии нефтепромыслового оборудования / О.Р. Латыпов, Д.Е. Бугай, В.Н. Рябухина. - Текст: электронный // Журнал: проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. - № 1(103). – С. 22-33. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=26136843> (дата обращения: 20.05.2023)
2. Теоретические основы процесса коррозии нефтепромыслового оборудования / В.Н. Ивановский. - Текст: электронный // Журнал: Инженерная практика №06/2010. – URL: <https://glavteh.ru/теоретические-основы-процесса-корро/> (Дата обращения: 15.05.2023)
3. Квашина А.М., Ольховик О.П. Защита от коррозии нефтепромыслового оборудования. – URL: [http://amti.esrae.ru/pdf/2018/3\(2\)/216.pdf/](http://amti.esrae.ru/pdf/2018/3(2)/216.pdf/) (дата обращения: 15.05.2023)
4. Применение металлических покрытий для ремонта, защиты от коррозии и увеличения ресурса деталей и технологического оборудования в нефтедобыче / А.З. Лурье. – Текст: электронный // Журнал: Инженерная практика №04/2015. – URL: <https://glavteh.ru/применение-металлических-покрытий-д/> (дата обращения: 16.05.2023)
5. Опыт применения решений MAJORPACK на коррозионном фонде и скважинах системы ППД / А.А. Шуголь. – Текст: электронный // Журнал: Инженерная практика №06-07/2015. – URL: <https://glavteh.ru/MAJORPACK-коррозия-скважины-ппд/> (дата обращения: 16.05.2023)
6. Протекторная защита от коррозии в скважинах с УЭЦН / Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, Д.В. Порожняков, А.В. Саранача. – Текст: электронный // Журнал: Современные проблемы науки и образования. 2015. - №2 (часть 2). – URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=21994> (дата обращения: 16.05.2023)
7. Покрытия Nilong серии ТС 3000 для эффективной защиты НКТ от коррозии. Опыт применения / Ю.В. Гиленюк. – Текст: электронный // Журнал:

Инженерная практика №04/2020. – URL: <https://glavteh.ru/покрытия-hilong-серии-тс-3000-для-эффективной/> (дата обращения: 16.05.2023)

8. Корпорация ПСС: официальный сайт. – Пермь. URL: <https://pss.ru/> (дата обращения: 16.05.2023). – Текст: электронный.

9. Внедрение ЭЦН износостойкого, коррозионно-стойкого исполнения с рабочими органами из чугуна NI-REZIST тип 4 / Д.Б. Елисеев, А.В. Афанасьев. – Текст: электронный // Журнал: оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. - №3. – С.37-42. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17832597> (дата обращения: 17.05.2023)

10. Ингибиторы коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования / Г.Р. Хайдарова. – Текст: электронный // Журнал: современные проблемы науки и образования. – 2014. - №6. – С. 286. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=22877342> (дата обращения: 10.05.2023)

11. Ингибиторная защита нефтепромыслового оборудования. I. Ингибиторы углекислотной коррозии / В.Н. Глущенко, А.В. Денисова, О.А. Пташко. – Текст: электронный // Источник: нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). – 2012. – С. 216-223. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=24285462> (дата обращения: 18.05.2023)

12. Ингибиторная защита нефтепромыслового оборудования. II. Ингибиторы сероводородной коррозии / В.Н. Глущенко, А.В. Денисова, О.А. Пташко. – Текст: электронный // Источник: нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). – 2012. С. 224-237. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=24285470> (дата обращения: 18.05.2023)

13. Электронный сайт: задачи по химии <http://zadachi-pokhimii.ru/obshaya-himiya/korroziya-metallov.html> (дата обращения: 08.05.2023)

14. Постановление Минобразования России «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» № документа 1/29. – 2003. – 115 с.

15. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

16. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

17. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

18. СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

19. ГОСТ 12.1.000-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

20. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.