

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
<b>Выбор и обоснование применения методов защиты оборудования добывающих скважин в условиях коррозионной активности на нефтяных и газовых месторождениях.</b>

УДК 622.24.05:620.197

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Абрамян Антон Агасович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Курганова Елена Владимировна			

### 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	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

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

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

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

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Абрамян Антон Агасович

Тема работы:

<b>Выбор и обоснование применения методов защиты оборудования добывающих скважин в условиях коррозионной активности на нефтяных и газовых месторождениях.</b>
---

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы
---------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Обзор и анализ отказов подземного оборудования по причине коррозионных повреждений 2. Оборудование для эксплуатации скважин, в условиях повышенной коррозионной активности 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 4. Социальная ответственность
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель Гуляев Милий Всеволодович

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Курганова Елена Владимировна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Абрамян Антон Агасович		

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	Абрамян Антон Агасович

Тема работы:

<b>Выбор и обоснование применения методов защиты оборудования добывающих скважин в условиях коррозионной активности на нефтяных и газовых месторождениях.</b>
---

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.02.23	<i>Введение</i>	5
14.02.23	<i>Обзор и анализ отказов подземного оборудования по причине коррозионных повреждений</i>	30
10.03.23	<i>Способы снижения коррозионных повреждений внутрискважинного оборудования</i>	30
15.03.23	<i>Оборудование для эксплуатации скважин, в условиях повышенной коррозионной активности</i>	10
02.04.23	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.04.23	<i>Социальная ответственность</i>	10
29.04.23	<i>Заключение</i>	5

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Курганова Елена Владимировна			

**СОГЛАСОВАНО:**  
**Руководитель ООП**

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

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Абрамян Антон Агасович		

## РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на 123 листах, содержит 43 рисунка, 25 таблиц, а также в работе использованы 29 литературных источников.

Ключевые слова: коррозия, мероприятия по снижению коррозионных повреждений, солеотложения.

Цель исследования – это анализ комплекса мер повышения надежности оборудования добывающих скважин их защите от коррозии.

В процессе исследования проанализированы отказы подземного оборудования по причине коррозионных повреждений, их химический состав и классификация. Проведен анализ основных методов и технологий, применяемых для предотвращения и борьбы с коррозией.

В результате исследования предложен комплекс мероприятий по эффективной борьбе с коррозией, образующейся при эксплуатации оборудования в условиях высокой коррозионной активности.

Область применения: газонефтяное оборудование.

Потенциальная экономическая эффективность связана с оптимизацией методов борьбы с коррозией.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	1
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ</b> .....	12
<b>1 ОБЗОР И АНАЛИЗ ОТКАЗОВ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО ПРИЧИНЕ КОРРОЗИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ</b> .....	13
<b>1.1 Факторы, способствующие развитию ускоренной коррозии</b> .....	13
<b>1.2 Последствия коррозии и ее влияние на работоспособность оборудования</b> .....	27
<b>2. СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ КОРРОЗИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ</b> .....	32
<b>2.1 Способы снижения коррозионных повреждений внутрискважинного оборудования</b> .....	32
<b>2.2 Коррозионные поражения подземного оборудования добывающих скважин на месторождениях западно-сибирского региона</b> .....	41
<b>2.3 Метод защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии» А.А. Колотова</b> .....	57
<b>3. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОЙ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ</b> .....	62
<b>3.1 Шламоуловители и десендеры</b> .....	62
<b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b> .....	77
<b>4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</b> .....	78
4.1.1 Цели и актуальность проекта.....	78
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	79
4.1.3 SWOT-анализ .....	80
<b>4.2 Планирование научно-исследовательских работ</b> .....	84
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	84
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения .....	85
<b>4.3. Бюджет научно-технического исследования</b> .....	89
4.3.1 Материальные затраты .....	90
4.3.2 Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ .....	90

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей .....	92
4.3.4 Дополнительная заработная плата .....	93
4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды.....	94
4.3.6 Накладные расходы .....	95
<b>4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....</b>	<b>96</b>
<b>5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>101</b>
<b>5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....</b>	<b>101</b>
<b>5.2 Производственная безопасность .....</b>	<b>104</b>
<b>5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов .....</b>	<b>106</b>
5.3.1 Аномальные климатические параметры воздушной среды .....	106
5.3.2 Превышение уровня шума и вибрации .....	107
5.3.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	108
5.3.4 Повышенная запыленность рабочей зоны.....	108
5.3.5 Работа с вредными веществами .....	108
5.3.5 Укусы насекомых .....	109
5.3.6 Монотонность труда .....	110
5.3.7 Электрический ток и короткое замыкание .....	111
5.3.8 Статическое электричество .....	112
5.3.9 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	112
5.3.10 Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)	114
<b>5.4 Экологическая безопасность .....</b>	<b>115</b>
<b>5.5 Безопасность при чрезвычайных ситуациях .....</b>	<b>118</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>119</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>121</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Коррозия оборудования и сооружений в нефтегазовой промышленности является одной из основных причин снижения их работоспособности, вызывает, огромные экономические потери и экологический ущерб.

Это связано с большой металлоёмкостью оборудования и сооружений, наличием высоко агрессивных сред, из-за гетерогенности добываемой продукции, и содержанием в ней кислых газов  $H_2S$ ,  $CO_2$ . Присутствие сероводорода в продуктивных горизонтах характерно не для всех нефтегазоносных областей до начала разработки месторождений. Известно, что сероводород, появляющийся в продуктивных пластах, имеет главным образом биогенное происхождение в результате жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ), которые привносятся в пласты поверхностными водами системы поддержания пластового давления.

Цель данной работы: Выбор и обоснование применения методов защиты оборудования добывающих скважин в условиях коррозионной активности на нефтяных и газовых месторождениях.

Задачи:

- Анализ отказов газонефтяного оборудования
- Обзор оборудования
- Выбор оптимального метода для борьбы с коррозией

Объектом исследований являются скважины на нефтяных и газовых месторождениях.

Предметом исследования в работе является оборудование добывающих скважин. В работе планируется произвести технико-экономический анализ перевода добывающих скважин с фонтанного режима эксплуатации на УЭЦН, с целью поддержания среднесуточных дебитов скважин по нефти согласно проектным показателям.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- СВБ - Сульфатвосстанавливающие бактерии;
- ГНО – Газонефтяное оборудование;
- КВЧ - Концентрация взвешенных частиц;
- НКТ - Насосно-компрессорные трубы;
- ЭПУ - Электропогружные установки;
- ОПИ – Опытно-промышленные испытания;
- ПЭД – Погружной электродвигатель;
- СПО – Спуско-подъемные операции;
- ЭЦН - Электроприводной центробежный насос;
- ИСУ – Интеллектуальные станции управления;
- КПД - Коэффициент полезного действия;
- ШСНУ – Штанговые скважинные насосные установки;
- УСШН - Штанговая насосная установка;
- ЖНШ – Фильтр входной щелевой;
- ККУ – Комбинированное клапанное устройство;
- ЧРТ – Частотно-регулируемый источник электроэнергии;
- СКЗ – Станций катодной защиты;
- ГТМ – Геолого-технические мероприятия;
- УЭЦН - Установка электроприводного центробежного насоса;
- ШГС - Широкозонные главные станции

# **1 ОБЗОР И АНАЛИЗ ОТКАЗОВ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО ПРИЧИНЕ КОРРОЗИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ**

Коррозия - самопроизвольное разрушение металлов и сплавов в результате химического, электрохимического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой. Причиной коррозии служит термодинамическая неустойчивость конструкционных материалов к воздействию веществ, находящихся в контактирующей с ними среде.

Виды коррозии:

- 1) Сплошная (общая) коррозия;
- 2) Местная точечная коррозия;
- 3) Местная щелевая коррозия;
- 4) Коррозионное растрескивание под напряжением;
- 5) Коррозия под воздействием высоксернистой среды, или сульфидная коррозия под напряжением;
- 6) Водородное охрупчивание;
- 7) Межкристаллитная коррозия;
- 8) Контактная коррозия.

## **1.1 Факторы, способствующие развитию ускоренной коррозии**

Источники механических примесей, попадающих в насосную установку, делятся на четыре основных типа

- Пласт - продукт разрушения горных пород, либо это незакрепленный проппант, закачанный при ГРП, а также кристаллы солей.

- Технологические жидкости, закачиваемые в скважину: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химические реагенты, непрошедшие должным образом подготовку перед закачкой, что в особенности относится к жидкостям глушения.

- Эксплуатационные колонны, когда колонна подвергается коррозии с образованием солей железа.

- Само глубинно-насосное оборудование (ГНО), неправильно подготовленное, не очищенное на сервисных базах и т.п.

В свою очередь, различают технические и технологические способы предотвращения или ограничения поступления мехпримесей в скважину и в саму насосную установку.

К техническим методам относится установка различных видов фильтров в интервале перфорации. Технологические — это снижение депрессии на пласт, улучшение качества технологических растворов глушения, промышленных жидкостей и т.д., а также технологии по закреплению проппанта.

Существуют общеизвестные методики и расчетные формулы. По ним можно определить минимально допустимое забойное давление, при котором начинается разрушение горных пород и, соответственно, вынос мехпримесей. Однако эти расчеты очень редко применяются на практике, поскольку, в основном ставится задача достичь необходимого отбора жидкости из скважины. Осознанным последствием при этом становится повышенный уровень мехпримесей, который будет влиять на износ оборудования.

Качество технологических растворов — также проблема общеизвестная. Если мы говорим о жидкости глушения, то лучший способ повышения качества приготовления жидкости глушения — метод отстоя. Прочие методы также известны. Смысл в том, что необходимо определять и контролировать определенный показатель КВЧ в жидкостях глушения, в промывочных жидкостях.

Способы предотвращения или ограничения поступления мехпримесей в насосную установку делятся на технические, к которым относятся установка фильтра на приеме скважины, установка фильтра над насосом, и технологические, которые в принципе совпадают с предыдущей группой: снижение депрессии на пласт, повышение качества подготовки растворов и закреплению проппанта [1].

- Сплошная (общая) коррозия (рис 1.1)

Наиболее известный вид коррозии является также самым простым для обнаружения и предупреждения. Случаи, когда общая коррозия приводит к катастрофическим последствиям, хоть и редко, но встречаются. По этой причине общую коррозию часто считают косметической, а не серьезной проблемой. Общая коррозия распространяется по поверхности металла относительно равномерно. При расчете номинальных параметров давления необходимо учитывать постепенное уменьшение толщины стенок компонента.



Рисунок 1.1 - Сплошная (общая) коррозия

#### Причины образования

В морской или иной коррозионной среде поверхность углеродистой или низколегированной стали начинает разрушаться, в результате чего возникает тонкая пленка оксида железа, которая со временем утолщается и затем откалывается, после чего образуется новая пленка.

#### Способы измерения

Скорость потери материала из расчета на один год. Например, толщина незащищенной углеродистой стали в морской среде может уменьшаться на 1 мм каждый год.

Потеря массы сплава при контакте с коррозионными средами обычно измеряется в миллиграммах на квадратный сантиметр подверженного воздействию материала в день.

Возможные решения:

316/316L Stainless Steel; сплавы 6Mo; сплав 2507; сплав 825; сплав 625; сплав C-276; сплав 400.

- Местная точечная коррозия в хлоридсодержащих средах (рис 1.2)

Точечная коррозия состоит в образовании небольших поражений, или точек, на поверхности материала. Обнаружить очаги коррозии можно при тщательном визуальном осмотре, однако они могут распространяться вглубь вплоть до образования сквозного отверстия в стенке трубы. Точечная коррозия чаще наблюдается в средах с высоким содержанием хлоридов при повышенных температурах.



Рисунок 1.2 - Местная точечная коррозия в хлоридсодержащих средах

Причины образования

При разрушении защитного слоя оксида (или пассивного оксидного слоя) на поверхности металла свойственно терять электроны. Это приводит к следующему: железо в металле переходит в раствор с обладающим более анодными свойствами дном точки, а также окислению с образованием оксида железа или ржавчины. Концентрация раствора хлорида железа в точке может усиливаться по мере углубления выемки (рис. 1.3). Эти изменения ведут к ускоренному углублению точки, перфорации стенок трубок и возникновению утечек.

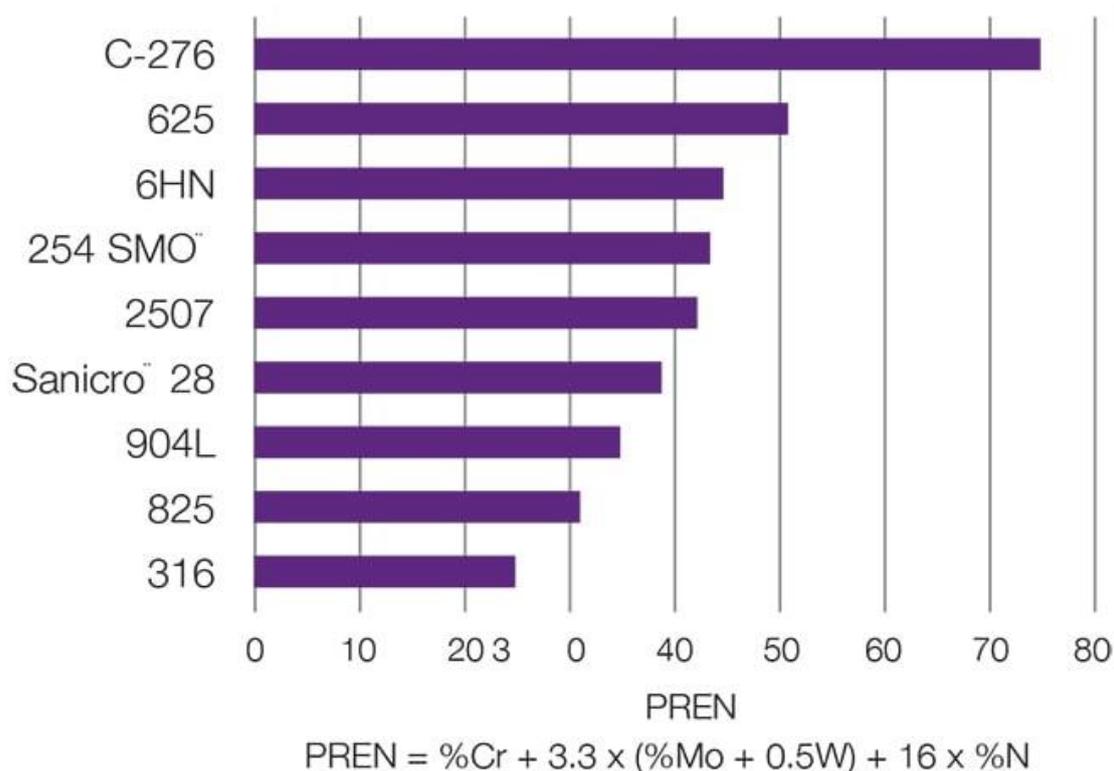


Рисунок 1.3 - Более высокие значения PREN показывают более высокую стойкость материала к точечной коррозии.

Лучший способ предотвращения точечной коррозии — правильный выбор сплава. Сравнение различных металлов и сплавов можно произвести с помощью числового эквивалента стойкости к точечной коррозии (PREN), который вычисляется на основе химического состава материала. Значение PREN возрастает по мере увеличения уровней содержания в материале хрома, молибдена и азота.

Возможные решения:

сплавы 6Mo; сплав 2507; сплав 825; сплав 625; сплав C-276; сплав 400.

- Местная щелевая коррозия в хлоридсодержащих средах( рис. 1.4)

В жидкостной или газовой системе щели имеются между опорами или хомутами и трубками, между соседними трубопроводами, а также под слоем грязи и отложений, которые могут скапливаться на поверхностях. Избежать

образования щелей в трубопроводных конструкциях практически невозможно, и узкие щели представляют собой наибольшую опасность с точки зрения образования коррозии.



Рисунок 1.4 - Местная щелевая коррозия  
в хлоридсодержащих средах

#### Причины образования

Подобно точечной коррозии щелевая коррозия образуется при нарушении пассивированного оксидного слоя, защищающего металл. В результате такого нарушения образуются небольшие точечные очаги. Точечные очаги коррозии разрастаются и углубляются, пока не распространятся по всей щели.

В некоторых местах в стенках трубок могут возникнуть сквозные отверстия. Щелевая коррозия происходит при значительно более низких температурах, чем точечная коррозия.

#### Материал имеет значение

При проникновении морской воды в трещину некоторая часть ионов железа ( $Fe^{++}$ ) растворяется и не может быстро покинуть трещину. В соленой воде имеющие отрицательный заряд ионы хлора ( $Cl^-$ ) притягиваются к этим положительно заряженным ионам железа  $Fe^{++}$  и также проникают в трещину. По мере увеличения концентрации хлорида раствор в трещине становится все более коррозионно-активным, что ведет к растворению еще большего количества железа, в результате чего в трещину под воздействием

молекулярного притяжения проникает еще больше ионов хлора. В итоге раствор в трещине становится более концентрированным, с высоким содержанием хлорида, который является сильной коррозионной средой.

Возможные решения:

сплавы 6Mo; сплав 2507; сплав 825; сплав 625; сплав C-276; сплав 400

- Коррозионное растрескивание под напряжением в хлоридсодержащих средах (рис. 1.5)

Опасность коррозионного растрескивания под напряжением в том, что оно может стать причиной разрушения компонента при уровне напряжения ниже предела текучести сплава. В присутствии ионов хлора аустенитные нержавеющие стали подвержены коррозионному растрескиванию под напряжением. Ионы вступают во взаимодействие с материалом в верхней части трещины, где растягивающие напряжения имеют наивысшее значение, что создает благоприятные условия для роста трещины. Это явление бывает трудно обнаружить, а окончательное разрушение может произойти внезапно.



Рисунок 1.5 - Коррозионное растрескивание под напряжением в хлоридсодержащих средах

Причины образования

Чтобы произошло коррозионное растрескивание под напряжением, требуется одновременное соблюдение трех условий.

- Металл должен быть уязвим для коррозионного растрескивания под напряжением.
- Должны присутствовать внешние факторы( поток жидкости / газа или температура), способствующие коррозионному растрескиванию под напряжением.
- Растягивающее напряжение (приложенное + остаточное) должно превышать критический уровень.

Возможные решения:

сплавы 6Mo; сплав 2507; сплав 825; сплав 625; сплав C-276; сплав 400

- Коррозия под воздействием высокосернистой среды, или сероводородное растрескивание, при высоком парциальном давлении сероводорода (рис. 1.6)

Коррозия под воздействием высокосернистой среды, известная также как сульфидное растрескивание, представляет собой разрушение металлов под воздействием сероводорода ( $H_2S$ ) и влаги. Сероводород ( $H_2S$ ) усиливает свои коррозионные свойства в присутствии воды. В таких условиях может происходить охрупчивание материала, ведущее к растрескиванию в результате совместного действия растягивающего напряжения и коррозии.



Рисунок 1.6 - Коррозия под воздействием высокосернистой среды

## Причины образования

Вероятность сероводородного растрескивания возрастает при усугублении следующих условий.

- Металл должен быть уязвим для сульфидного растрескивания под напряжением
- В среде должно быть достаточно сероводорода (высокое содержание H<sub>2</sub>S)
- Растягивающее напряжение (приложенное + остаточное) должно превышать критический уровень

Повышенный риск сульфидного растрескивания под напряжением имеется в случаях, когда имеют место более высокие значения нижеперечисленных факторов в сравнении с материалами, более устойчивыми к возникновению данного вида коррозии:

- твердость материала / предел прочности на разрыв;
- концентрация ионов водорода (пониженное значение pH);
- парциальное давление H<sub>2</sub>S;
- полное растягивающее напряжение (приложенное + остаточное);
- время воздействия;

Вероятность сероводородного растрескивания возрастает при пониженных температурах, когда пластичность материалов уменьшается.

Возможные решения:

сплавы 6Mo; сплав 2507; сплав 825; сплав 625; сплав C-276; сплав 400

- Водородное охрупчивание (рис. 1.7)

Атомы водорода проникают в структуру металлов, делая их хрупкими. Все подверженные водородному охрупчиванию материалы также крайне уязвимы для коррозионного растрескивания под напряжением.



Рисунок 1.7 - Водородное охрупчивание

### Причины образования

Растрескивание под воздействием водорода может происходить, когда металл подвергается статическому или циклическому растягивающему напряжению. Водород может вызвать изменения механических свойств и поведения металла, в том числе:

- снижение пластичности( относительное удлинение и уменьшение площади);
- снижение ударной прочности и вязкости;
- усиление усталостных характеристик.

Предотвратить водородное охрупчивание можно путем подбора стойких к воздействию водорода материалов, таких как аустенитные сплавы с содержанием никеля от 10 до 30 %( рис. 1.8)

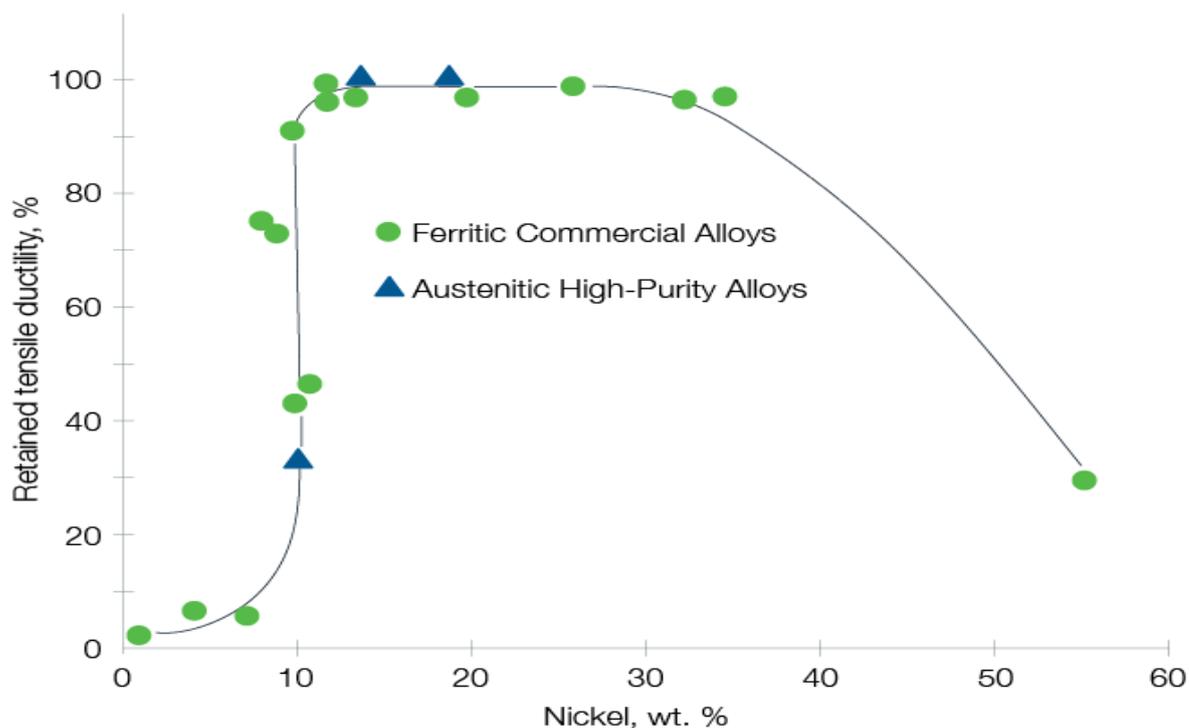


Рисунок 1.8 - Ферритовые сплавы с очень низким содержанием никеля подвержены существенному охрупчиванию, в то время как аустенитные сплавы с содержанием никеля от 10 до 30 % демонстрируют сравнительно низкие уровни охрупчивания.

Возможные решения:

Нержавеющая сталь 316/316 L

- Межкристаллитная коррозия (рис. 1.9)

Чтобы понять природу межкристаллитной коррозии, следует знать, что все материалы состоят из отдельных зерен. Внутри каждого зерна атомы расположены в определенном порядке, образуя трехмерную кристаллическую решетку. Межкристаллитная коррозия поражает материал по границам кристаллов (т. е. там, где зерна, из которых состоит металл, соединяются друг с другом).

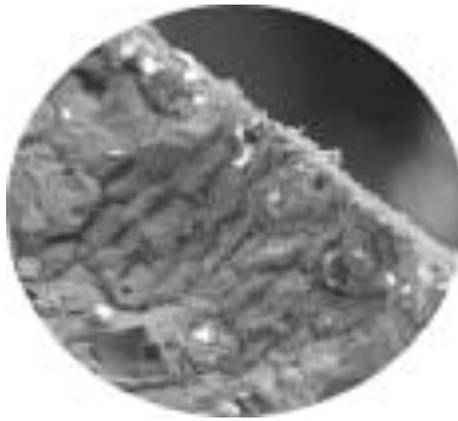


Рисунок 1.9 - Межкристаллитная коррозия

### Причины образования

При сварке, тепловой обработке или воздействии высоких температур на границах кристаллов могут начать образовываться карбиды. Со временем такие карбидные образования могут увеличиться. Эти карбидные образования нарушают равномерность распределения элементов внутри структуры металла, отнимая у материала, соприкасающегося с границами зерна, важные химические элементы, например хром. При воздействии на лишенные хрома участки коррозионно активных сред (таких как кислоты) между кристаллами могут образовываться трещины. Эти трещины могут распространяться через всю массу материала и оставаться при этом незамеченными, что делает межкристаллитную коррозию опасной формой коррозионного разрушения материала (рис. 1.10)

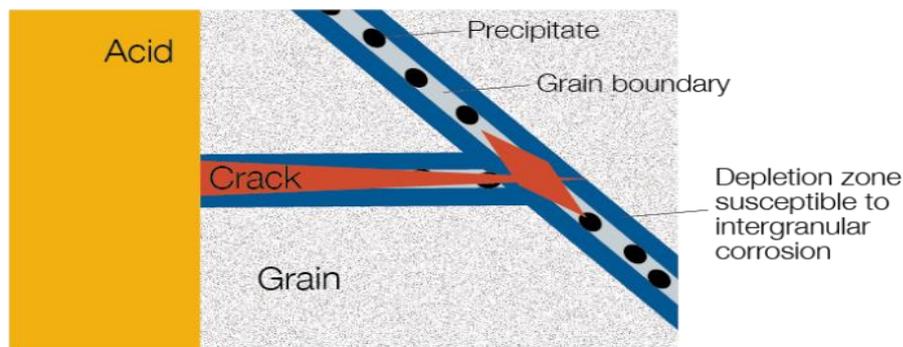


Рисунок 1.10 - Межкристаллитная коррозия поражает материал

Возможные решения:

Нержавеющая сталь 316/316L

- Контактная коррозия при наличии электролита (рис. 1.11)

Пассивированный слой на нержавеющей стали состоит из тончайшей пленки оксида с высоким содержанием хрома, которая формируется под воздействием атмосферного воздуха и защищает материал от коррозии. Пассивированный слой делает материал более коррозионно-устойчивым.



Рисунок 1.11 - Контактная коррозия возникает, когда между материалами с разными электродными потенциалами возникает контакт через слой электролита

Совместимость металлов можно определить по анодному коэффициенту (Anodic Index), который указывает на разницу потенциалов металлов, измеренную в морской воде относительно стандартного электрода

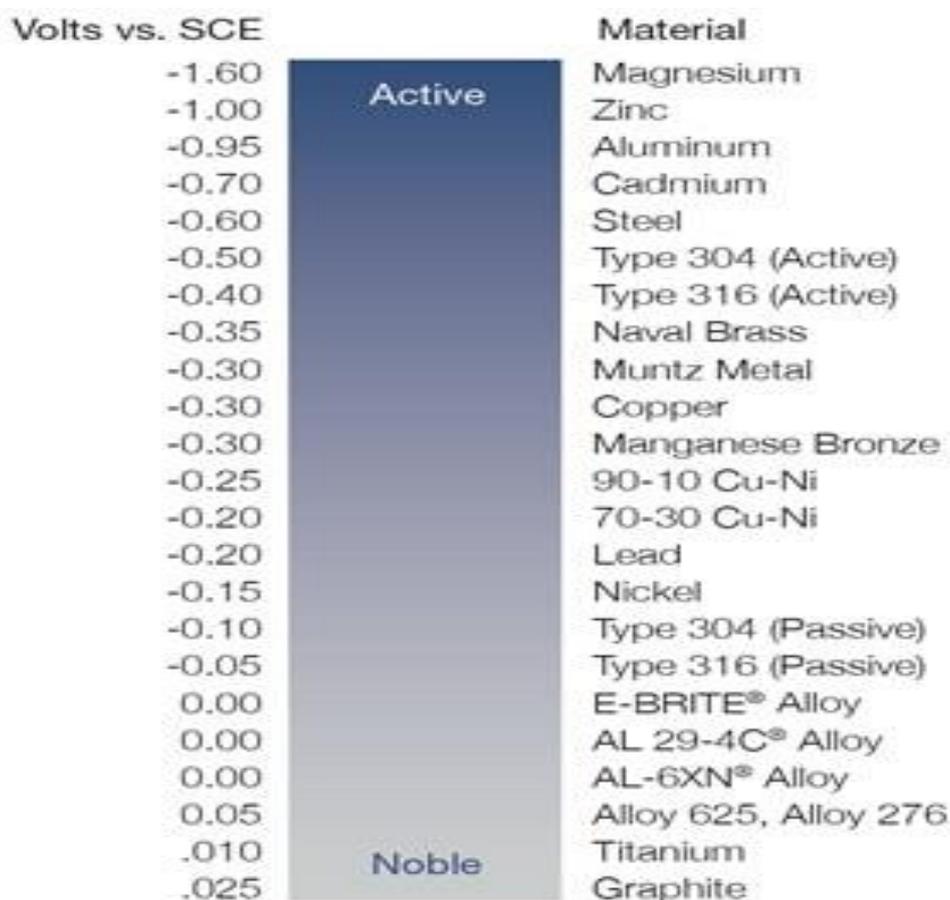


Рисунок 1.12 - Совместимость металлов по анодному коэффициенту

SCE означает «насыщенный капельный каломельный электрод» (Saturated calomel electrode, SCE) Анодный коэффициент Высокоблагородные материалы с «пассивной поверхностью» подвержены электрохимической коррозии в меньшей степени, чем менее благородные материалы или благородные материалы с «активной поверхностью». На этом графике( рис. 1.12) магний является наименее благородным, а графит наиболее благородным материалом.

#### Причины образования

Когда разница потенциалов между двумя разными металлами в присутствии электролита имеет слишком большое значение, начинается разрушение пассивированного слоя.

Возможные решения:

Для предотвращения электрохимической коррозии следует выбирать материалы с разницей потенциалов не более 0,2 В. Например, при использовании фитинга из нержавеющей стали марки 316 (-0,05 В) в сочетании с трубкой из сплава 6Мо (0,00 В) между этими сплавами возникает напряжение величиной 0,05 В. Это напряжение намного меньше 0,2 В, что означает низкий риск контактной коррозии.

## **1.2 Последствия коррозии и ее влияние на работоспособность оборудования**

Коррозия оборудования и сооружений в нефтегазовой промышленности является одной из основных причин снижения их работоспособности, вызывает, огромные экономические потери и экологический ущерб.

Это связано с большой металлоёмкостью оборудования и сооружений, наличием высоко агрессивных сред, из-за гетерогенности добываемой продукции, и содержанием в ней кислых газов H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>. Присутствие сероводорода в продуктивных горизонтах характерно не для всех нефтегазоносных областей до начала разработки месторождений. Известно, что сероводород, появляющийся в продуктивных пластах, имеет главным образом биогенное происхождение в результате жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), которые привносятся в пласты поверхностными водами системы поддержания пластового давления.

Нефтяные месторождения, входящие в состав ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», значительно отличаются по литологии и глубине залегания продуктивных пластов, характеристикам добываемых углеводородов и сопутствующей пластовой воды, по обводненности продукции, по содержанию кислых газов в добываемом флюиде, причем характеристика фазовых составляющих добываемой продукции на протяжении технологической цепочки не остается постоянной. Поэтому надежное прогнозирование работоспособности

промышленного оборудования и разработка эффективных способов защиты от коррозии должны основываться на системном анализе условий и кинетики коррозионных процессов. С этой целью на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проводится коррозионный мониторинг по определению содержания коррозионной агрессивности нефтепромысловых сред, скоростей коррозии трубопроводных систем и оборудования. В результате проведённого коррозионного мониторинга были выявлены основополагающие факторы коррозии. При значительном обводнении добываемой продукции (свыше 70%) наблюдается тенденция роста содержания H<sub>2</sub>S. Степень заражения месторождений сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ) и содержание сероводорода представлены в таблице 1.1 Как следовало из полученных результатов по количественному определению сероводорода, наличие последнего не должно было бы привести к таким коррозионным поражениям, которые наблюдаются на оборудовании.

Таблица 1.1 - Степень заражения месторождений сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ)

Месторождение, залежь	Количество исследуемых скважин	Заражённость СВБ залежи, %	Содержание СВБ, кл/мл (среднее)	Содержание H <sub>2</sub> S в соде, мг/дм <sup>3</sup> (среднее)
Усинское (Д2), среднедевонская	210	86	10	38,3
Усинское (Р+С), пермокарбоновая	Естеств. Режим - 246 Участок ПТВ - 71	81 74	10	77,2 229,6
Возей (Р+С), Ассельская	41	92	10	42,5
Возей (Р+С), Каменноугольная	49	95	10	63,3
Возейское, Д2	68	47	10	4,6
Возей, Западная	58	63	10	6,6
Возей, Уфимская	65	69	10	51

Такие значительные повреждения, скорее всего обуславливаются процессами микробиологического характера. Биоценоз развивается, в основном, в призабойной зоне нагнетательных скважин, затем продвигается

по продуктивным пластам к добывающим скважинам, приводя к выносам на поверхность, с потоком высоко обводненной продукции, сероводорода и сульфатовосстанавливающих бактерий. Как следствие, присутствие СВБ и биогенного сероводорода проявляется участвующими выходами из строя внутрискважинного оборудования (ВСО), порывами на выкидных линиях, промысловых коллекторах, в системах нефтесбора и поддержания пластового давления (ППД). Преждевременный выход в ремонт оборудования вызван отказами работ по причине коррозии узлов электропогружных установок (ЭПУ) и не герметичностью насосно-компрессорных труб (НКТ), причем доля низкой эксплуатационной надежности НКТ составляет около трети отказов.

Из-за сквозных коррозионных поражений заметно увеличилось число отказов узлов ЭПУ и НКТ, отбраковок по причине коррозии, что приводит к снижению наработки внутрискважинного оборудования, которая зачастую не превышает 100 суток. При анализе типов и характера коррозионных разрушений узлов ЭПУ установлено, что наибольшее их количество: (48%) отмечено на корпусах погружного электродвигателя (ПЭД), далее до 24% на компенсаторах, 17% на протекторах и 10% на насосах. Имеют место отказы, такие как коррозионные повреждения силового кабеля, коррозионный износ крепежных элементов ЭПУ. До 50 % случаев так называемых полетов ЭПУ вызвано коррозионным износом шпилек. Исследование извлеченных во время ремонта скважин ЭПУ позволило установить, что коррозионные поражения являются преимущественно локальными: пятнами и язвами, часто приводящими к сквозным коррозионным разрушениям НКТ, насосов, рабочих колес двигателей и к коррозионному растрескиванию. Повреждения развиваются под слоем продуктов коррозии и могут долго оставаться незамеченными, вплоть до отказа. Обширные язвы, глубокие питтинги, вплоть до сквозных локальных разрушений, присущи тем скважинам, где

есть условия для редуцирования сероводорода сульфатвосстанавливающими бактериями (рис. 1.13).



Рисунок 1.13 - Обширные язвы, глубокие питтинги, вплоть до сквозных локальных разрушений

Исследования показывают, что под отложениями концентрация биогенного сероводорода составляет 1400 мг/дм<sup>3</sup> и в несколько раз превышает его содержание в объеме среды (до 100 мг/ дм<sup>3</sup>). Скорости коррозии локальных участков, с учетом глубины поражения, в системе ППД составляют в среднем 3,5 мм/год. Коррозионные процессы в скважине развиваются еще активнее, скорости растут, достигая на некоторых локализованных участках 25–30 мм/год. О возможности коррозионного разрушения под воздействием самих бактерий, помимо сероводорода биогенного происхождения говорят и результаты анализа соскобов продуктов коррозии, взятых на пораженных участках. Так, в продуктах коррозии, на прокорродированных узлах электропогружных установок, на вырезанных катушках водоводов системы ППД обнаруживаются СВБ сесильного (прикрепленного) типа, в транспортируемых нефтепромысловых водах определяются СВБ планктонного (плавающего) типа. Концентрация тех и других составляет от 10 до 105 кл/мл. Разрушения на водоводах носят язвенный характер, вплоть до сквозных, располагаются по нижней образующей труб, под слоем продуктов коррозии, характеризуются наличием слизи, липкостью и хорошей сцепляемостью с поверхностью. В результате активно протекающих коррозионных процессов необходимость ремонтов с заменой труб возросла в несколько раз. Коррозионная ситуация на объектах послужила основанием для разработки и внедрения антикоррозионных мероприятий, включающих различные методы и технологии защиты, направленные на повышение эксплуатационной надежности трубопроводных систем и нефтепромыслового оборудования.

## **2. СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ КОРРОЗИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

### **2.1 Способы снижения коррозионных повреждений внутрискважинного оборудования**

Ингибиторно-бактерицидные обработки пластов.

С целью подавления зараженности СВБ в продуктивных пластах скважин, снижения концентрации биогенного сероводорода, а также снижения процессов электрохимической, микробиологической (бактериальной) коррозии на среднедевонской залежи Усинского и пермокарбонной залежи Возейского месторождений была разработана комплексная технология проведения бактерицидных обработок пластов и ингибиторных обработок систем ППД. По данной технологии, периодические ударные обработки пластов бактерицидом Олазол Т2П М проводили непосредственно с блочно-кустовых насосных станций( БКНС), с периодичностью 1 раз в квартал, в течение 2-х суток, с ударной дозировкой реагента 2000 г/м<sup>3</sup>. Для оценки эффективности технологии до начала проведения ОПИ были проведены:

- отборы проб на выбранных опорных добывающих скважинах с целью определения фоновых значений содержания коррозионно-агрессивных компонентов, сероводородной и микробиологической зараженности пластов;
- расчеты предполагаемой скорости и ориентировочного времени продвижения бактерицидной оторочки от нагнетательных скважин по продуктивным пластам до реагирующих на них добывающих скважин.

Для определения скорости перемещения по пластам бактерицида была использована известная формула подземной гидравлики, позволяющая рассчитать скорость фильтрации и истинную или же предполагаемую скорость перемещения материальной частицы в пористом образце горной породы. Движение жидкости в любой точке пористого пласта подчиняется

закону Дарси. По закону линейной фильтрации Дарси, скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна перепаду давления и обратно пропорциональна вязкости жидкости<sup>^</sup>

$$v_{cp} = - \frac{k_{np} \cdot dP}{\mu \cdot dS};$$

где  $v_{cp}$  — скорость фильтрации в м/с;

$k_{np}$  — коэффициент проницаемости, м<sup>2</sup>;

$\mu$  — динамическая вязкость фильтруемой жидкости, Па\*с;

$dP/dS$  — градиент давления в рассматриваемой точке в Па/м.

Значения динамической вязкости фильтруемой жидкости, исходя из общих положений фильтрации жидкости в пористой среде, при обводнённости нефтепродукта до 30% берутся по нефти, а при обводнённости выше 70% — по воде. Поэтому при высокой средней обводнённости нефтепродукта скважин (85%) по исследуемым залежам, динамическая вязкость соответствует средней вязкости воды в пластовых условиях каждой конкретной залежи, которые и были взяты в расчёт. Ориентировочное время продвижения бактерицидной оторочки по продуктивным пластам добывающих скважин определялось по формуле:

$$T = \frac{S}{w};$$

$S$  — расстояние между нагнетательной и эксплуатационной скважинами, м;

$w$  — предполагаемая скорость движения жидкости с бактерицидом, м/сутки.

Расчеты позволили определить ориентировочное время продвижения бактерицидной оторочки по работающей толще пласта, от нагнетательных скважин до добывающих реагирующих на закачку скважин. Внедрение комплексной антикоррозионной защиты, включающей ингибиторные обработки систем ППД и периодические ударные бактерицидные обработки продуктивных пластов, дало возможность повысить технологическую и экономическую эффективность защиты нефтепромыслового оборудования и

коммуникаций. Основным технологическим эффектом прежде всего выразился в снижении скоростей коррозии от 3,5 мм/год до 0,09–0,2 мм/год, а также в снижении порывов, отказов трубопроводных систем ППД (в 11,9 раза), выкидных линий скважин (в 1,7 раза) нефтесборных коллекторов, а также отбраковок новых узлов ЭПУ и НКТ со сквозной локальной коррозией. Высокий технологический эффект достигнут в большинстве скважин при полном 100%-ном подавлении бактерицидом количества клеток СВБ (в среднем по скважинам — 85–99,5%) в продуктивных пластах скважин и их индекса активности, роста сульфатов и снижения концентраций биогенного сероводорода. Технологическая эффективность пяти ингибиторно-бактерицидных обработок на Среднедевонской залежи Усинского месторождения и трёх обработок на Ассельской и Каменноугольной залежах Возейского месторождения представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Технологическая эффективность пяти ингибиторно-бактерицидных обработок на Среднедевонской залежи Усинского месторождения и трёх обработок на Ассельской и Каменноугольной залежах Возейского месторождения

Месторождение, залежь	Рост (SO <sub>4</sub> ), сульфатов, тах, %	Снижение концентраций сероводорода, тах, %	Подавление кол-ва клеток СВБ, %	Снижение индекса активности
Уса, среднедевонская (Д2)	до 198	до 63	до 99,5	до 7,1
Возей, ассельская	до 214	до 42	до 85	до 8,3
Возей, каменноугольная	до 183	до 46	до 89	до 9,1

Обработка продуктивных пластов скважин бактерицидом признана одним из наиболее эффективных способов борьбы с биокоррозией нефтепромыслового оборудования. Однако, проведение бактерицидных

обработок пластов на Пермоярбоновой залежи Усинского месторождения через систему поддержания пластового давления не предоставляется возможной, ввиду её особенностей разработки. Добыча высоковязкой нефти проводится с применением паротеплового воздействия на пласт и периодических пароциклических обработок. Для данной залежи разработаны технологии обработки внутрискважинного оборудования ингибиторами коррозии комплексного действия, работающие в условиях высоких температур и обладающими бактерицидными свойствами. Был проведен подбор высокоэффективных реагентов — ингибиторов отечественного производства. Разработано несколько технологий применения, на их основе подготовлены технологические регламенты на применение ингибиторов для защиты от коррозии глубинно-насосного оборудования. На текущий момент скважины находятся в эксплуатации, наработка составляет от 320 до 972 суток.

На рис. 2.1 представлена диаграмма по состоянию на 25.11.2005 года.

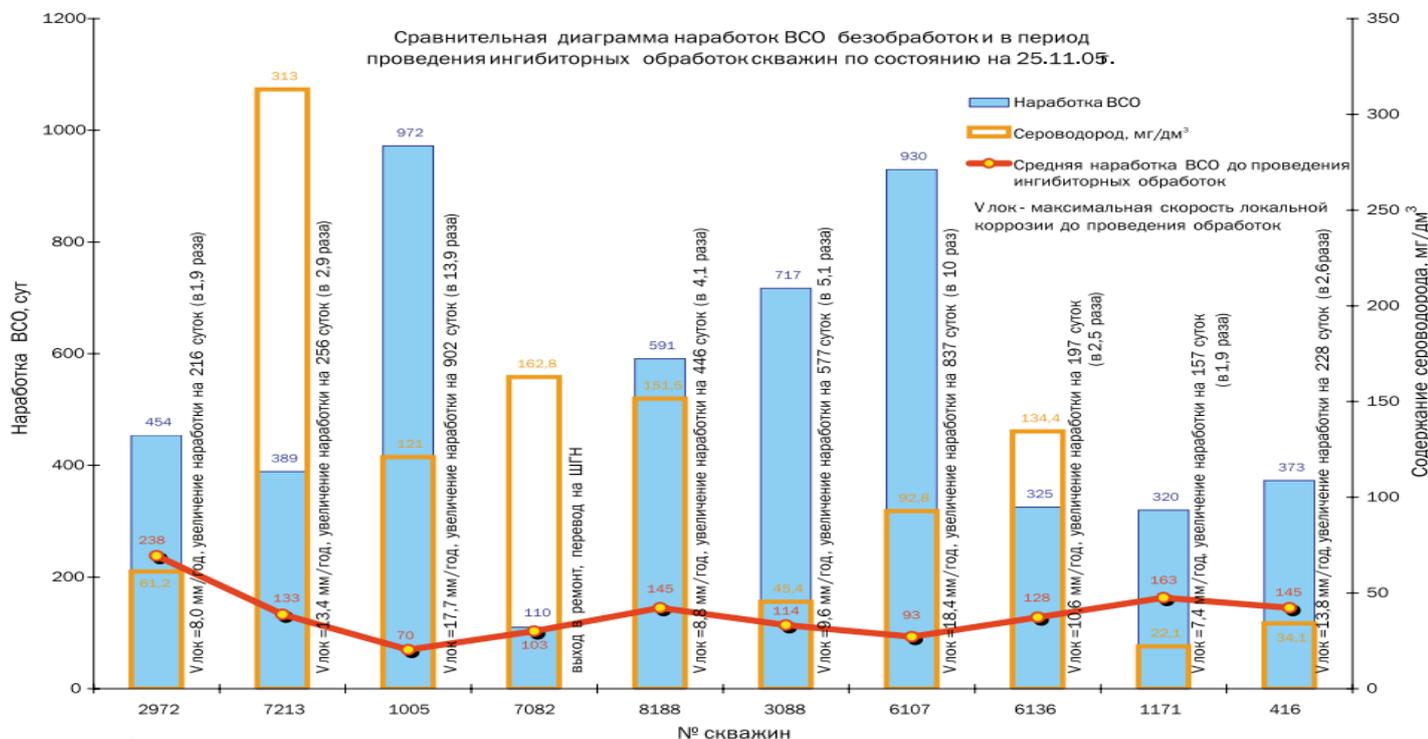


Рисунок 2.1 – Сравнительная диаграмма наработок ВСО до обработок и в период проведения ингибиторных обработок скважин

Успешное проведение ОПИ и результаты оценки экономической эффективности технологий стали основанием для расширения объемов внедрения. Экономический эффект в 2005 году — более 1,1 млн. руб. на одну скважину и в общем выражении составил 48,4 млн руб. В 2005 г. помимо 10 скважин на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, где проводились ОПИ, дополнительно обрабатываются 34 скважины. Предполагаемый экономический эффект в 2006 году, при плане обработок 100 скважин, составит 110 млн рублей. Достоинством данного метода является решение нескольких проблем. При соблюдении технологии защищаются ингибиторами коррозии обсадные колонны, электропогружные установки, подвески НКТ, а также дополнительно выкидные линии, и нефтесборные коллектора. С целью комплексного подхода к антикоррозионным мероприятиям внедряются ЭПУ и НКТ — внутрискважинное оборудование в коррозионностойком исполнении.

#### Применение НКТ в коррозионностойком исполнении

На объектах ООО «ЛУКОЙЛ Коми» находятся в эксплуатации 11 скважин оснащенных НКТ с внутренним антикоррозионным покрытием. Это НКТ Ø73 мм «Д» с цинковым покрытием, Никопольского трубного завода и НКТ с эмалевым покрытием Игринского трубного завода. Нарботка НКТ с цинковым покрытием на 30.11.2005 г. составляет от 152 до 307 суток, по сравнению с наработкой обычных стальных НКТ, где наработка составляла от 99 до 180 суток. По двум скважинам были отбраковки НКТ по причине коррозии. Объект эксплуатации — пермокарбоновая залежь Усинского месторождения. Нарботка НКТ, представленных к исследованию — 152 суток. Причинами низкой эксплуатационной надежности НКТ с цинковым покрытием могут быть нарушения режимов затяжки при проведении спуско-подъемных операций (СПО), что приводит к появлению микротрещин, это свидетельствует о низкой пластичности данного типа покрытия. Хотя

механические испытания диффузионно-оцинкованных НКТ, описанные в литературе свидетельствуют о высоких адгезионных свойствах и пластичности покрытий. В результате исследования отбракованных НКТ по причине коррозии установлено, что в районе резьбовой части отмечены множественные очаги язвенной коррозии со скоростью развития до 3 мм/год. (рис 2.2).



Рисунок 2.2 – Скорости коррозии по вырезанным из НКТ катушкам

Фазовым рентгеноструктурным анализом на внутренней поверхности труб выявлены как фазы, образующиеся при горячем цинковании стали –  $Fe_3Zn_{10}$  и  $FeZn_4$ , так и характерные продукты коррозии сульфиды и оксиды. На поверхности язвы видна характерная избирательная коррозия вблизи неметаллического включения. Подобная избирательная коррозия имеет электрохимическую природу, при этом включения являются катодом относительно матрицы. Таким образом, цинкование не может полностью предотвратить электрохимическую язвенную коррозию металла НКТ в данных условиях [6]. Нароботка НКТ с эмалевым покрытием на 30.11.05 г.

составляет от 243 до 411 суток, по сравнению с предыдущей наработкой стальных обычных НКТ от 97 до 187 суток (рис. 2.3).

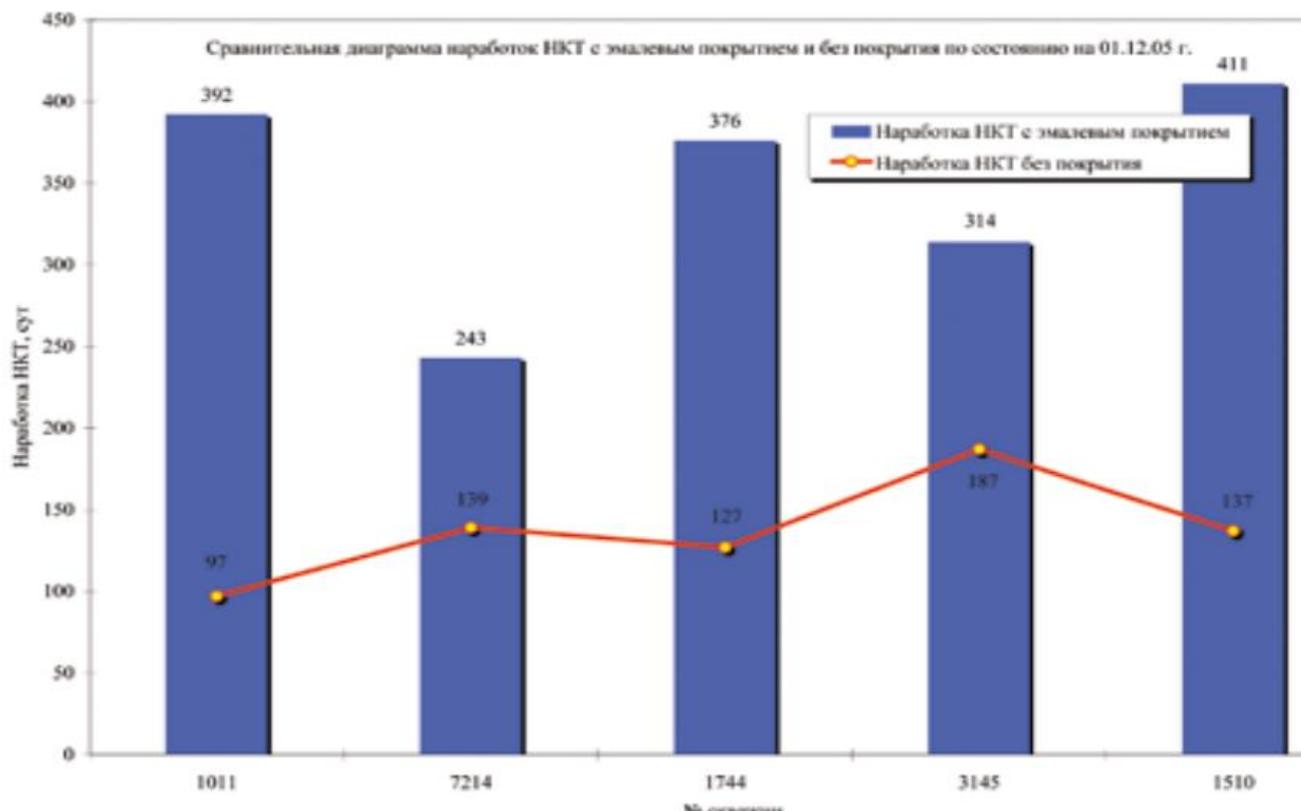


Рисунок 2.3 – Сравнительная диаграмма наработок НКТ с эмалевым покрытием и без покрытия

Так при эксплуатации труб с эмалевым покрытием было отбраковано несколько труб. При исследовании дефектов эмалевого покрытия в резьбовой части НКТ коррозионных разрушений не наблюдалось. Причина отбраковки нарушение кривизны НКТ выше требований ГОСТ 633-80. Совместно с разработчиком проработаны результаты испытаний НКТ с эмалевым покрытием и приняты меры по совершенствованию технологии изготовления в части производства и применения НКТ с высаженными наружу концами и с муфтами. При этом утолщение стенки в высаженной части обеспечит напряжение в трубе ниже предела текучести металла. Разработчиками также ведутся работы по подбору марок сталей и оптимизации температурного режима эмалирования с целью предотвращения данных дефектов. Отсутствие опыта работы с НКТ с внутренним покрытием, требует внесения

дополнений в регламент на проведение СПО, эксплуатации труб и по их отбраковке. Проблемы данного порядка в настоящее время решаются. Качественное эмалевое защитное покрытие НКТ является перспективным для защиты поверхности труб. В отличие от полимерных покрытий оно абсолютно не проницаемо для коррозионной среды и защищает от коррозионного разрушения. Кроме того, гладкое эмалевое покрытие будет предотвращать соли и пафиноотложения.

Применение электропогружных установок в коррозионностойком исполнении

При эксплуатации коррозионностойких НКТ в ряде случаев столкнулись с проблемой оценки их эффективности. Это выявилось в том, что в скважинах происходили отказы ЭПУ по причине коррозии. В ряде случаев произошли сквозные разрушения корпусов ПЭД, в результате чего скважины были выведены в ремонт. Неоднократные СПО привели к деформации резьбовой части НКТ и выбраковке, либо ремонту коррозионностойких НКТ. Поэтому активно велись работы по выбору высокоэффективных полимерных покрытий и коррозионностойких материалов для использования при защите от коррозии корпусов ЭПУ.

Институтом были исследованы в лабораторных и промысловых условиях несколько типов покрытий. Были испытаны двухкомпонентные эпоксидные мастики разных производителей, кремнеорганические покрытия, а также несколько типов полиуретановых металло-наполненных покрытий. В 2005 году велись работы совместно с производителями полимерных покрытий по разработке схем нанесения покрытий, технологий подготовки защищаемых поверхностей и нанесению покрытий на несколько комплектов ЭПУ. Наиболее эффективные покрытия и материалы были рекомендованы к проведению опытно-промышленных испытаний:

– антиржавчина + полимерное покрытие – «Битурэл» и «Битурэл-Супер» и полимер-битумная мастика;

- полиуретановое покрытие «Цинотан + Ферротан» и цинконаполненная грунтовка на основе уретанового связующего;
- композиция на основе уретанового связующего, содержащего «железную слюдку»;
- применение технологии нитроцементирования наружной поверхности узлов ПЭД;
- использование биметаллической конструкции, с оболочкой из коррозионностойкой стали;
- изготовление опытной партии заготовок корпусов из коррозионностойкой стали.

Данное оборудование изготовлено и в настоящее время ведутся работы по внедрению установок и оценке эффективности защиты. Применение коррозионностойких ЭПУ необходимо в комплексе совместно с применением НКТ повышенной эксплуатационной надежности.

## Выводы

На основе успешно проведенных опытно-промышленных испытаний получен технологический эффект ингибиторно-бактерицидных обработок внутрискважинного оборудования и бактерицидных обработок продуктивных пластов скважин, выраженный увеличением наработки ВСО, снижением скоростей локальных коррозионных разрушений, подавлением СВБ и снижением уровня содержания биогенного H<sub>2</sub>S.

Разработана комплексная программа антикоррозионных мероприятий по защите от коррозии на перспективу до 2008 года. Программой запланировано продолжить внедрение бактерицидных обработок нефтяных пластов и расширить объемы ингибиторных обработок внутрискважинного оборудования до 100 скважин коррозионного фонда.

По положительным результатам испытаний опытного применения НКТ с эмалевым покрытием планируется промышленное внедрение их в

комплектации с электропогружным оборудованием в коррозионностойком исполнении.

Промышленное применение НКТ и ЭПУ в коррозионностойком исполнении должно сопровождаться с осуществлением обязательного входного контроля качества [4,6,7,8,9,10].

## **2.2 Коррозионные поражения подземного оборудования добывающих скважин на месторождениях западно-сибирского региона.**

Нефтедобывающие компании традиционно сосредотачивают усилия на проблеме коррозии наземного оборудования, тогда как коррозии подземного оборудования уделяется гораздо меньше внимания. Причина этого явления заключается в том, что сроки эксплуатации наземного оборудования на порядок больше, чем подземного, и выходит оно из строя в основном по причине коррозии.

Подземное оборудование обычно отказывает в течение первого года эксплуатации по совокупности причин, среди которых коррозия встречается не так часто.

Тем не менее при определенных обстоятельствах отказы подземного оборудования из-за коррозии могут начать преобладать над отказами по другим причинам. Ниже приводится обзор и анализ причин коррозионных отказов подземного оборудования скважин, рассматривается опыт разработки и проведения мероприятий по снижению негативных последствий коррозионного воздействия.

Среди коррозионных повреждений скважинного оборудования на месторождениях Западносибирского нефтегазового региона чаще всего встречается локальная коррозия внутренней поверхности НКТ и наружной поверхности УЭЦН, хотя бывают и случаи коррозии внешней поверхности НКТ, рабочих органов ЭЦН, металлической оболочки кабеля, обсадной колонны.

Все многообразие локальных коррозионных повреждений НКТ и УЭЦН можно условно разделить на два типа. Первый тип — обычная язвенная коррозия с хорошо выраженными склонами язв и свищей с глубиной проникновения 1–5 мм/год. Второй тип — так называемая мейза-коррозия (от англ. mesa — плато, плоскогорье) — характеризуется значительными по площади областями локальных коррозионных повреждений, которые перемежаются площадями металла, не затронутыми коррозией (рис 2.4)



Рисунок 2.4 - Мейза-коррозия корпуса ПЭД

Глубина проникновения — до 45 мм/год. Остальные типы локальных коррозионных повреждений представляют собой переходные варианты между этими случаями. Наиболее подвержены коррозии корпуса ПЭД УЭЦН (рис 2.5). Для них в основном характерен канавочный характер коррозии, инициированный механическими задирами защитного покрытия корпусов ПЭД и ЭЦН при спуске в скважину.



Рисунок 2.5 - Язвенно-канавочная коррозия корпуса ПЭД

Встречаются и специфические виды коррозии, обусловленные воздействием агрессивных технологических жидкостей, включая соляную кислоту или коррозионно-абразивного фактора. Имели место случаи коррозии под воздействием ингибиторов солевых отложений (ИСО), которые обычно закачиваются через затруб. Являясь электролитом, ИСО попадает в пространство между кабелем и НКТ и вызывает электролитическое травление металла — электрокоррозию.

В «РН-Пурнефтегазе» встречается коррозия как внутренней стенки НКТ, так и внешней поверхности корпусов УЭЦН. Скорость коррозии достигает 20 мм/год — этого достаточно для того, чтобы новый ПЭД с толщиной стенки 5 мм вышел из строя через три месяца эксплуатации.

Исследование коррозионных повреждений корпусов ПЭД на Барсуковском месторождении указывает на протекание в скважинах язвенно-канавочной и мейза-коррозии, инициированных истиранием защитного покрытия ЭЦН при его спуске в скважину. Оголившийся в виде продольных полос металл после спуска подвергается интенсивной электрохимической коррозии. При отсутствии центраторов коррозионные повреждения, как правило, локализуются на той стороне корпуса ПЭД, которая ближе к обсадной колонне либо соприкасается с ней. При этом скорость коррозии резко возрастает за счет присоединения к углекислотной коррозии контактной, щелевой, фреттинги электрокоррозии.

Анализ причин коррозионных повреждений проведен на основе металлографических исследований материалов, из которых были изготовлены прокорродировавшие элементы подвешенного оборудования, исследования состава попутно-добываемой воды и изучение условий эксплуатации скважин.

### Металлографические исследования

Металлографические исследования включали фазовый рентгеноспектральный анализ, энерго-дисперсионный анализ и анализ химического состава образцов металла с прокорродировавшей НКТ.

Фазовый рентгеноспектральный анализ показал, что продукты коррозии представляют собой в основном карбонат железа  $\text{FeCO}_3$  с небольшими примесями оксида железа  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ . Съемка осуществлялась на рентгеновском дифрактометре ДРОН-2.0 в  $\text{FeK}$  – излучении (рис. 2.6)

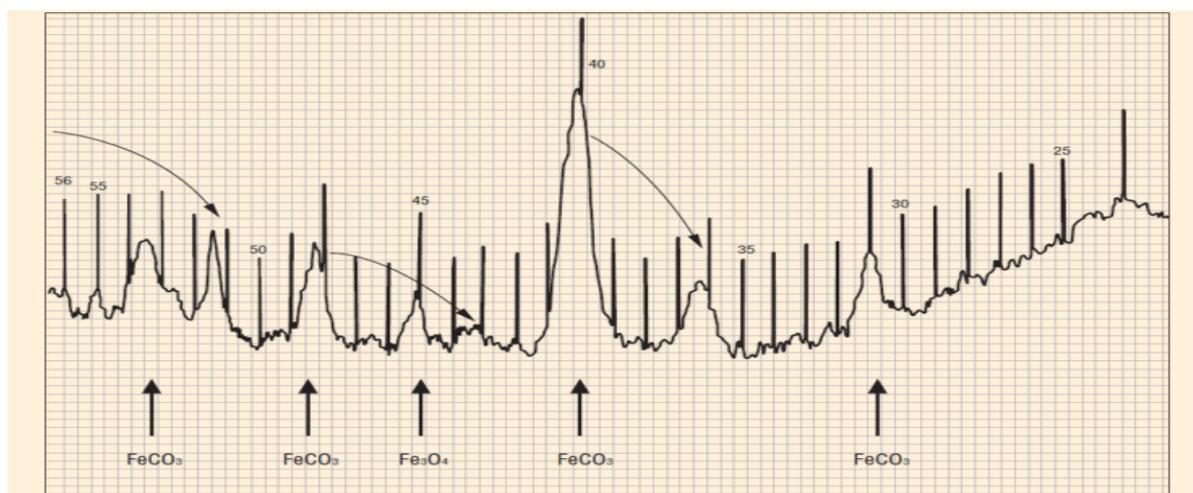


Рисунок 2.6 - Дифрактограмма с поверхности образца

Энергодисперсионным анализом установлено, что в слое карбоната железа присутствуют включения, содержащие кальций. Исследования проводили на сканирующем микроскопе Phillips SEM525M с рентгеноспектральным микроанализатором EDAX (рис 2.7)

Металлографический анализ образцов не выявил аномалий в структуре и микроструктуре металла. По химическому составу образцы металлов

соответствуют техническим условиям на соответствующие марки низколегированных сталей (рис. 2.8) из этого следует, что причина ускоренной коррозии оборудования заключается не в качестве металла.

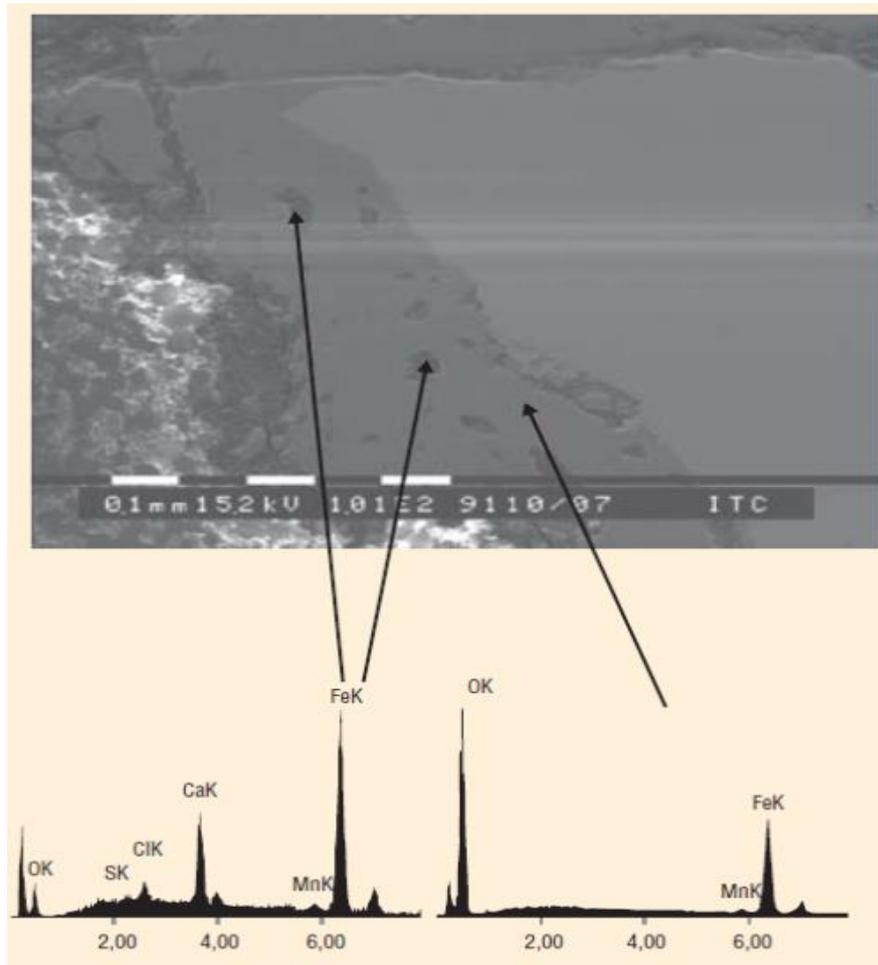


Рисунок 2.7 - Микрофотография и спектрограмма продуктов коррозии

	Содержание элементов, %												Марка по составу
	Fe	C	Si	Mn	Cr	Ni	Cu	Mo	V	Al	S	P	
Образец К8	Осн.	0,37	0,55	1,53	<0,01	0,06	0,01	0,004	0,013	0,037	0,008	0,016	Соответствует марке стали 35Г2 СТУ14-104-168-97
К9	Осн.	0,36	0,17	1,38	0,03	0,02	0,03	0,021	0,005	0,037	0,011	0,007	Соответствует марке стали 35Г2 ГОСТ 4543-71

Рисунок 2.8 - Химический состав образцов металла с прокорродировавшей НКТ

## Исследование состава попутно-добываемой воды

Более 90% скважин на Барсуковском месторождении, где наблюдается ускоренная коррозия скважинного оборудования, добывают продукцию из одного пласта — ПК19-20. Сравнительный анализ состава попутно-добываемой воды из этого пласта с усредненными значениями состава вод из других пластов выявил более высокое содержание в ней растворенного углекислого газа и хлорид-ионов. Хотя эти вещества и служат промоторами коррозии, незначительная разница в показателях вряд ли может оказать решающее влияние на скорость коррозии. В то же время ионов кальция, способных образовать на поверхности металла защитные карбонатные отложения, в воде данного пласта значительно меньше, чем в других пластовых водах (рис 2.10).

## Изучение условий эксплуатации скважин

Анализ работы УЭЦН, по которым наблюдались коррозионные отказы, показал, что переход на более мощные и высокопроизводительные насосы дает снижение наработки на отказ. Это можно проиллюстрировать на примере одной из скважин месторождения (рис 2.9): переход с УЭЦН производительностью 50 м<sup>3</sup>/сут. на УЭЦН производительностью до 400 м<sup>3</sup>/сут. привел к снижению наработки в 10 раз — с 500 до 50 суток.

Наименование	Единица измерения	Усредненное значение	
		Скважины с коррозией ПЭД	Остальные скважины
Забойное давление ( $P_{\text{заб.}}$ )	атм.	116,7	112,4
$P_{\text{нас.}} - P_{\text{заб.}}$	атм.	12,3	31,9
Обводненность	%	87,7	72,3
Газовый фактор	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	255,6	275,3
Q жидкости	м <sup>3</sup> /сут.	321,2	101,3
$V_{\text{гжс}}$	м/с	11,2	5,2
Системы питания ПЭД с частотным управлением	%	7,5	4,5
КВЧ	мг/л	116	124

Рисунок 2.9- Зависимость наработки на отказ от производительности УЭЦН

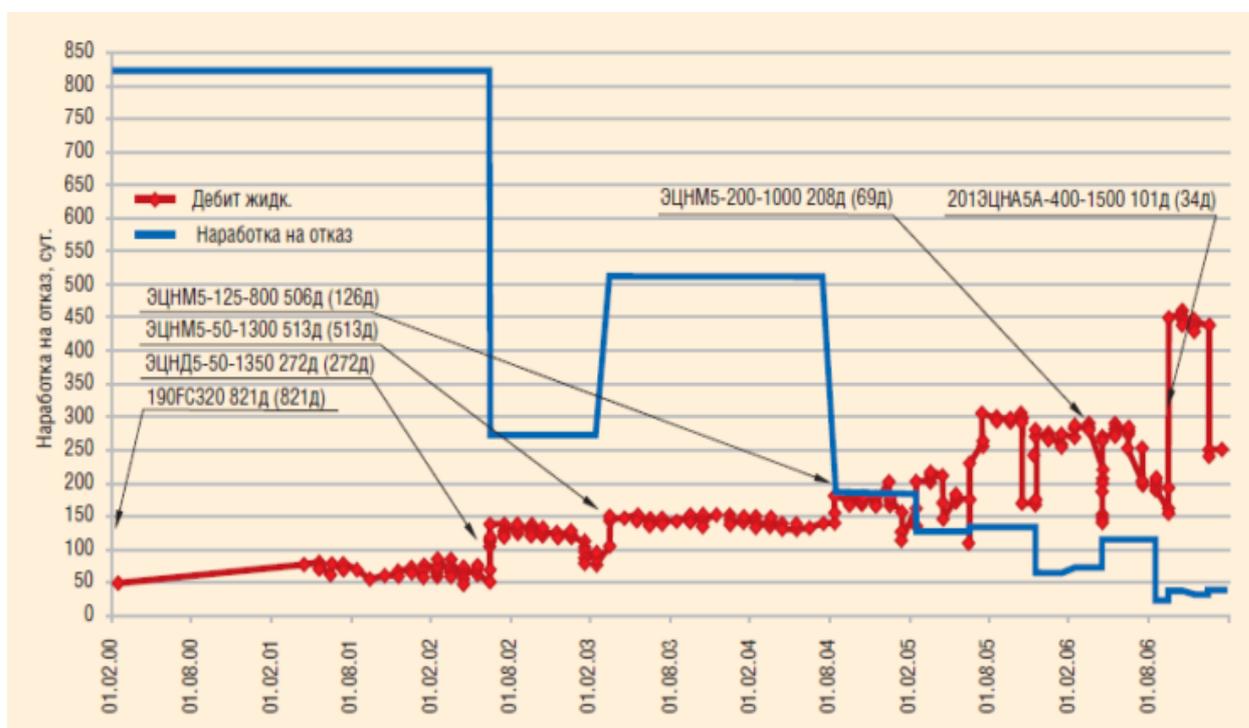


Рисунок 2.10 - Сравнение параметров эксплуатации скважин, подвергшихся коррозии ПЭД, с остальными скважинами

По другим скважинам, вышедшим из строя по причине коррозии, также видна тенденция снижения наработки на отказ при интенсификации добычи нефти. Сравнение усредненных значений параметров эксплуатации осложненных скважин и остальных скважин показывает, что на коррозионных скважинах больше дебит жидкости ( $Q$  жидкости), скорость ГЖС (VГЖС), обводненность, процент применения частотнорегулируемых приводов (рис. 2.8)

При этом разница между давлением насыщения и забойным давлением ( $P_{нас.Рзб.}$ ) на скважинах с коррозией ПЭД меньше, чем на остальных. Таким образом, можно предположить, что в некоррозионных скважинах выделение газа начинается задолго до забоя, а в коррозионных — происходит в забойной зоне, что приводит к интенсивному разгазированию скважинных флюидов в зоне подвески УЭЦН.

При построении корреляционных зависимостей срока наработки на отказ и причин коррозии ПЭД приемлемая корреляция получена для пары «наработка на отказ — скорость ГЖС». В результате использования мощных ПЭД большого типоразмера максимальная скорость потока ГЖС наблюдается в кольцевом пространстве между обсадной трубой и корпусом ПЭД, где зазор составляет лишь около 6 мм. С учетом выделения газов средняя скорость потока на некоррозионном фоне не превышает 5 м/с, скорость потока на коррозионном фоне достигает 11 м/с. (рис. 2.10)

#### Факторы ускоренной коррозии

Одним из факторов, способствующих развитию аномально высокой коррозии подвешеного оборудования, является его работа в области давлений ниже давления насыщения. Интенсивное разгазирование скважинных флюидов в зоне подвески УЭЦН приводит к выпадению на поверхности металла карбонатных осадков и их местному стохастическому удалению в результате кавитационных процессов при образовании и схлопывании на поверхности металла газовых пузырьков. Это вызывает образование

гальванопар и развитие локальной коррозии с аномально высокими скоростями.

Сравнение условий эксплуатации скважин Барсуковского и Приобского месторождений.

На Приобском месторождении используется подземное оборудование с характеристиками и типоразмерами, аналогичными Барсуковскому месторождению, но в отличие от него сроки наработок на отказ значительно больше и катастрофического ускорения коррозии не наблюдается.

Причина заключается в том, что при сравнимых скоростях ГЖС на Барсуковском и Приобском месторождении (11 и 7 м/с) на Барсуковском месторождении газовый фактор в 3 раза выше, а обводненность выше точки инверсии фаз (эмульсия «нефть в воде»), что обуславливает коррозионную агрессивность жидкости. На Приобском месторождении обводненность ниже точки инверсии фаз, вследствие этого эмульсия типа «вода в нефти» не коррозионноагрессивна. Если же рассматривать фонд с обводненностью выше точки инверсии фаз на Приобском месторождении, то получим скорость ГЖС в 3,5 раза ниже, чем на Барсуковском месторождении (рис 2.11)

Показатели	Барсуковское м/р «РН-Пур-нефтегаз» (пласт ПК19-20 )	Приобское м/р «РН-Юганснефтегаз» (высокодебитный фонд)	Приобское м/р «РН-Юганснефтегаз» (высокодебитный, высокообводненный фонд)
Скорость ГЖС, м/с	11	7	3
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	250	64	64
Обводненность, %	89	46	82

Рисунок 2.11 - Сравнение показателей эксплуатации УЭЦН-400 на Барсуковском и Приобском месторождении

Характер коррозионных повреждений указывает на то, что в скважинах наряду с электрохимической коррозией имеет место и электрокоррозия, протекающая под воздействием блуждающих токов. Она возникает при наличии постоянной составляющей тока — например, в случае питания ПЭД от частотно-регулируемого источника электроэнергии (ЧРП) с нарушенной симметрией положительной и отрицательной полуволн. Создание гальванопар в этом случае возможно между НКТ и кабелем, между НКТ и обсадной колонной и между ПЭД и обсадной колонной. Если постоянная составляющая нарушенной симметрии фаз имеет на корпусе ПЭД знак «+», то будет корродировать корпус ПЭД, если «-» — обсадная колонна. Помимо условий постоянного тока, электрокоррозия с достаточно высокими скоростями может протекать и в условиях переменного тока — в том случае, если присутствует движение жидкости-электролита относительно металла. Скорость коррозии при этом прямо пропорциональна скорости потока. Знакопеременная разность потенциалов в этом случае может возникнуть как за счет токов утечки кабеля или статора ПЭД, так и за счет наведенных потенциалов на корпусе ПЭД или металлической оболочке кабеля.

#### Коррозионный фактор технологических жидкостей

Дополнительную коррозионную угрозу представляют отдельные технологические жидкости, применяемые при ГТМ: кислотные составы, тяжелые растворы глушения, содержащие хлориды нитрат-ионы. В условиях пластовых давлений и температур, при смешении с пластовыми жидкостями и газами, их коррозионная агрессивность многократно возрастает. Коррозионная агрессивность неингибированных 10–20%-ных растворов соляной кислоты при температурах 80–90°C может достигать 1000 мм/год и более. Одновременное присутствие нитрати хлорид-ионов инициирует питтинговую коррозию. Закачка ингибиторов солеотложений через затруб может привести к электрокоррозии брони кабеля и корпуса НКТ при попадании ИСО между кабелем и НКТ.

## Способы снижения коррозионных повреждений

Традиционные способы снижения коррозии — это ингибиторная защита, электрохимическая защита, защитные покрытия и коррозионностойкие материалы. Ингибиторная защита, как правило, используется как превентивная мера до внедрения других способов защиты. Следует отметить, что традиционные технологии ингибиторной защиты скважинного оборудования, такие как закачка ингибитора через затруб или дозирование по капиллярным трубкам, в данном случае малоэффективны. Так, при закачке через затруб ингибитор не сможет достичь и защитить ПЭД, так как он находится ниже уровня приема насоса. При дозировании реагента по капиллярной трубке ее спуск на глубину подвески 2000 м и более по искривленным скважинам с узким кольцевым зазором между корпусом УЭЦН и эксплуатационной колонной несет в себе риск защемления канала или его перетирания с нарушением герметичности.

Ингибитор	Скорость коррозии при 90°C, г/м <sup>2</sup> ·ч	Защитное действие, %
ИК-1	1,03	99,8
ИК-2	3,18	99,5
ИК-3	11,2	98,3
ИК-4	1,02	99,8
ИК-5	2,94	99,6
ИК-6	5,74	99,2
ИК-7	1,62	99,7
ИК-8	3,57	99,6
ИК-9	24,52	97,4
Контроль: 10% HCl	690	

Рисунок 2.12 - Ингибиторы для кислотных составов

К перспективным ингибиторам можно отнести бинарные, то есть, имеющие две составляющие, которые при смешивании активизируются и образуют защитную пленку. Такие ингибиторы коррозии служат в 2–4 раза дольше по сравнению с обычными нефтевододиспергируемыми. Также неплохие результаты дает применение капсулированных ингибиторов коррозии. По сравнению с обычными ингибиторами капсулированный реагент обеспечивает более длительный и плавный вынос из скважины (рис. 2.13)

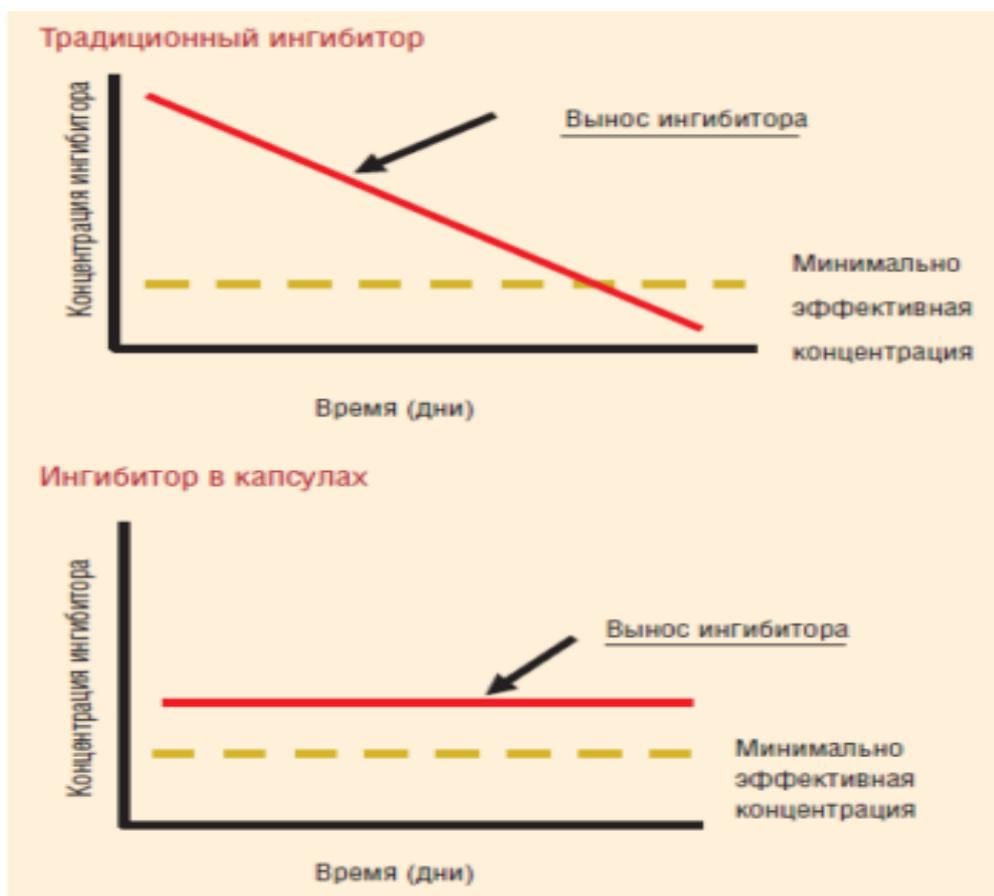


Рисунок 2.13 - Профиль выноса традиционного и капсулированного ингибиторов

Мы рассматривали разные варианты ингибиторной защиты — путем задавки ингибитора в ПЗП и подвешивания к основанию ПЭД погружного контейнера с твердым ингибитором. В результате лабораторных

исследований подобраны ингибиторы для применения по технологии задавки в пласт (Рис. 2.14) и использования в погружном контейнере.

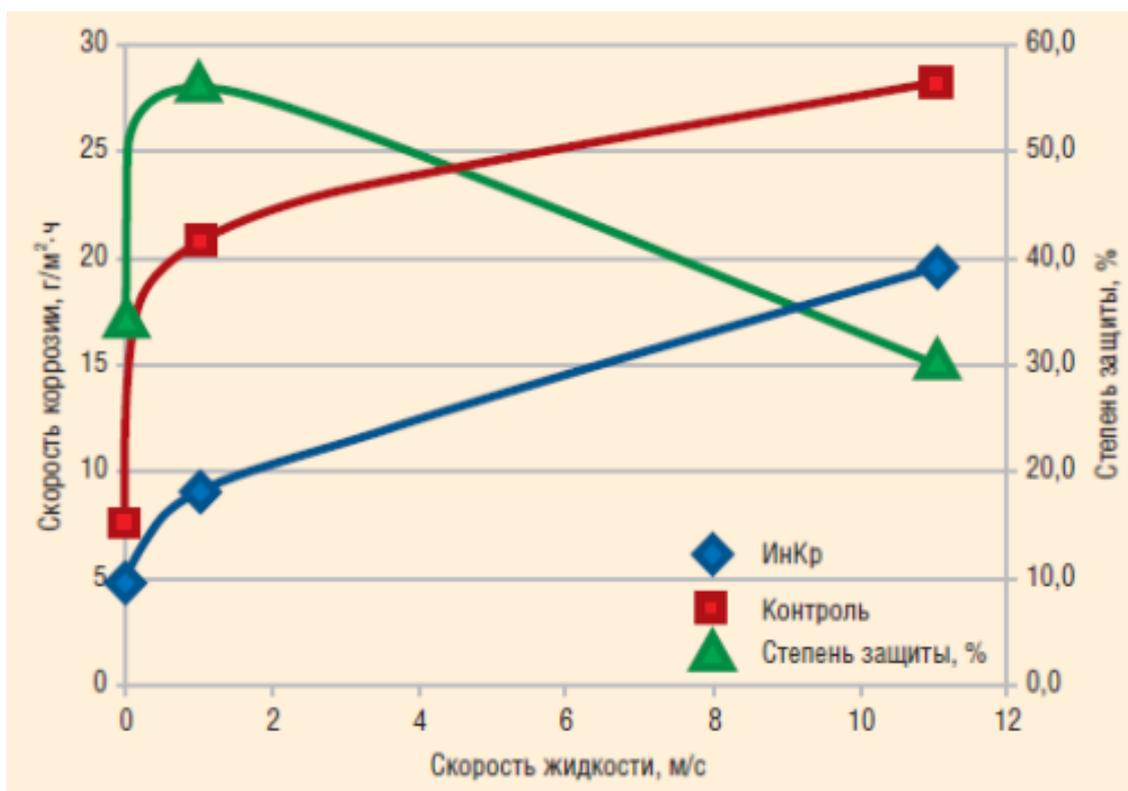


Рисунок 2.14 - Задавка ингибитора в ПЗП

Следует заметить, что практически все технологии имеют свои недостатки и ограничения в применении. Например, быстрый вынос ингибитора из пласта, быстрый срыв пленки ингибитора с защищаемой поверхности металла при высоких дебитах и скоростях потока.

Так или иначе, ингибиторы коррозии представляются практически безальтернативным и эффективным средством снижения коррозионной агрессивности используемых при ГТМ технологических жидкостей. К примеру, в пластовых условиях, при температурах от 50 до 90°С, коррозионная агрессивность раствора соляной кислоты возрастает в 10–100 раз по сравнению с нормальными условиями (20° С). Мы протестировали и подобрали ингибиторы коррозии, снижающие коррозионную агрессивность соляно-кислотных составов и растворов глушения в десятки и сотни раз.

Для защиты от коррозии также использовались электрохимические методы, в частности, установка станций катодной защиты. Подключение СКЗ с использованием дополнительной жилы кабеля позволяет установить необходимый защитный потенциал непосредственно на корпусе УЭЦН, контролировать процесс и выбрать необходимый ток защиты. К недостаткам метода можно причислить то, что защищается в основном только внешняя стенка обсадной колонны и УЭЦН, необходимо применение больших постоянных токов защиты, способных в случае пробоя вызвать интенсивную электрокоррозию. Кроме того, при использовании электрохимзащиты появляется риск электрокоррозии внутренней стенки обсадной трубы на уровне подвески УЭЦН.

Для скважинных условий выравнивание потенциалов подземного оборудования и обсадной колонны может быть обеспечено, например, размещением в нижней части УЭЦН проволочного щеточного диска из коррозионностойкой, высоколегированной витой стали, наружный диаметр которого превышает внутренний диаметр обсадной колонны. Конструкция устройства, благодаря эластичности упругих элементов щеточного диска, не повреждает внутреннюю поверхность эксплуатационной колонны во время спуска УЭЦН в зону перфорации, обеспечивает стекание блуждающих токов (рис 2.15)



Рисунок 2.15 - Выравниватель потенциалов

Опыт применения протекторной защиты с использованием магниевых сплавов на Барсуковском месторождении показал их низкую эффективность. Корпуса ПЭД корродируют параллельно с растворением анода (рис 2.16)



Рисунок 2.16 - Коррозия корпусов ПЭД с протекторной защитой

Невысокая эффективность существующих технологий ингибиторной и протекторной защиты заставляет внедрять другие, более эффективные технологии, позволяющие снизить коррозионный износ и повысить тем самым сроки наработки подвешного оборудования. К таким технологиям сегодня относятся, во-первых, применение подвешного оборудования из

коррозионностойких материалов и, во-вторых, применение защитных полимерных и металлизационных покрытий. В данном случае предпочтительна технология высокоскоростного газопламенного нанесения коррозионностойкого металла, позволяющая получать покрытия с адгезией к основному металлу более 80 МПа, пористостью менее 1% и твердостью до 62 по HRC, что намного превосходит показатели полимерных покрытий.

Данный вариант защиты, реализованный в «РНПурнефтегазе» по технологии компании «Технологические системы защитных покрытий», позволил в несколько раз увеличить наработку на отказ УЭЦН и сместить акцент с проблемы коррозии ПЭД на коррозию НКТ, где данная технология, к сожалению, неприменима [2].

Еще одно направление — усовершенствование систем питания ПЭД в целях исключения асимметрии фаз, снижения токов утечки.

И, наконец, применение катодной защиты обсадной колонны и корпуса ПЭД через дополнительную жилу кабеля. Данная технология, реализованная на нескольких скважинах Барсуковского месторождения, позволила в несколько раз увеличить среднюю наработку на отказ подвесного оборудования. Но при данном варианте защиты не исключен риск коррозии внутренней поверхности обсадной колонны на уровне подвески УЭЦН. Для исключения этого риска рекомендуется оборудовать УЭЦН специальными центраторами, которые обеспечат надежный контакт подвески с обсадкой и тем самым уравнивают их электрические потенциалы (рис. 2.17)

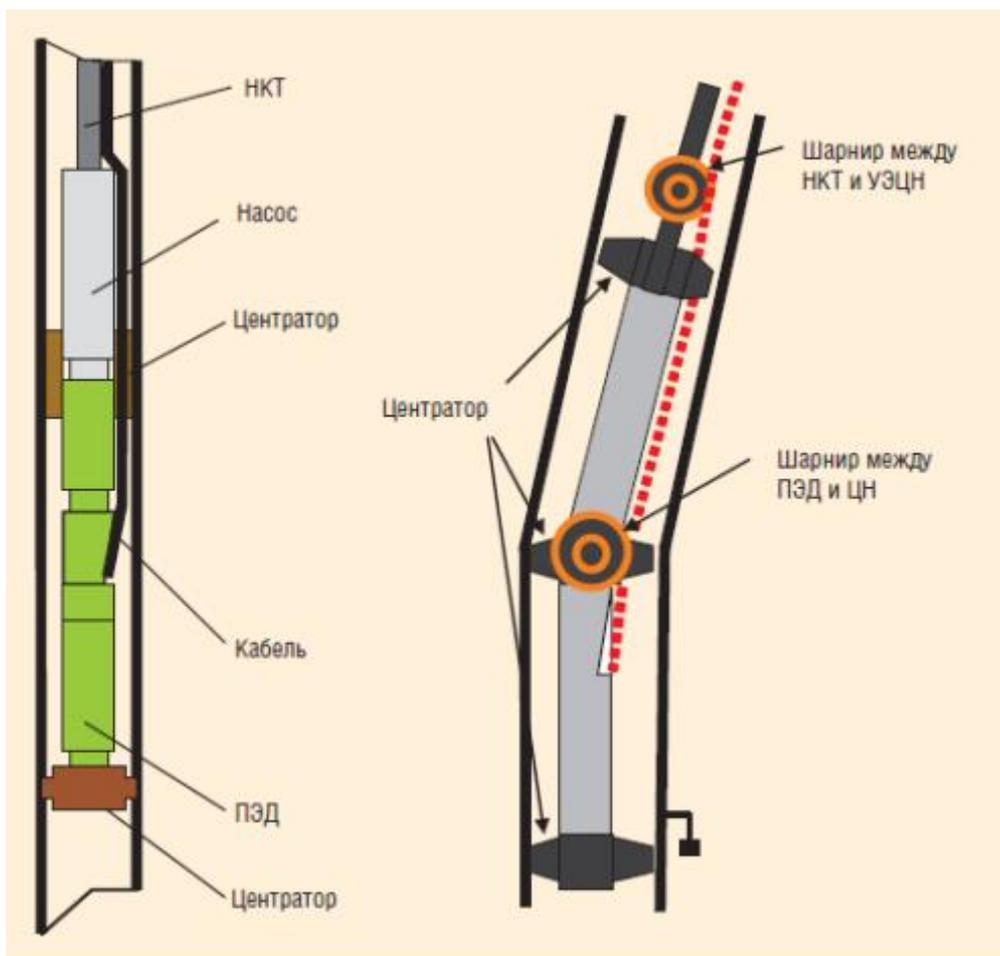


Рисунок 2.17 - Применение центраторов на УЭЦН

### 2.3 Метод защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии» А.А. Колотова

При использовании протекторного способа защиты внешний источник тока не требуется, в паре работают два металла, из-за разности потенциалов между ними возникает электрический ток, и частицы металлов в виде ионов переходят к катодным участкам.

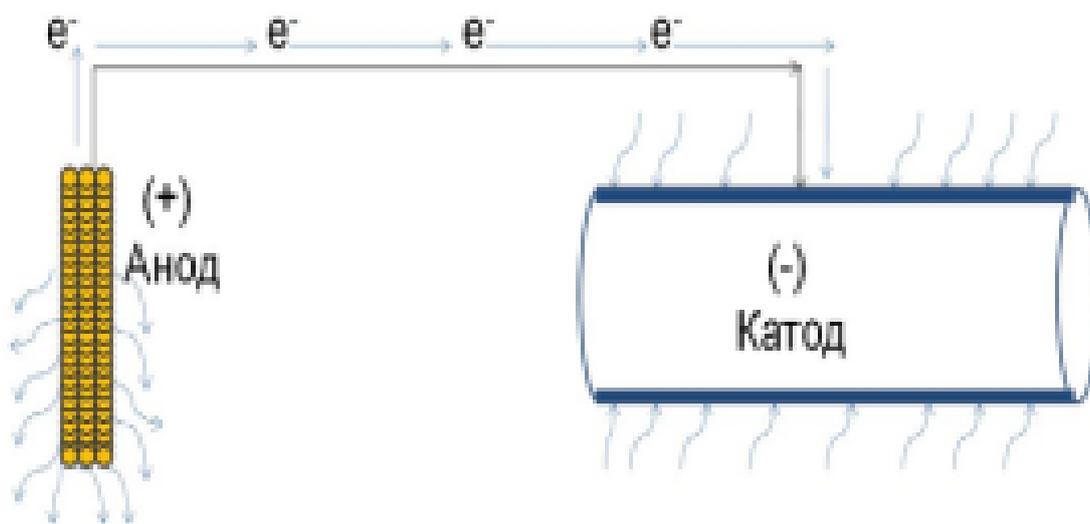


Рисунок 2.18 – Стандартная схема протекторной электрохимической защиты

Предлагается модернизация стандартной схемы протекторной электрохимической защиты за счет размещения электрода не в грунте, а непосредственно внутри трубопровода, используя в качестве электролита транспортируемую жидкость, чтобы в результате окислительно-восстановительной реакции восстановление металла проходило на внутренней стенке трубы.

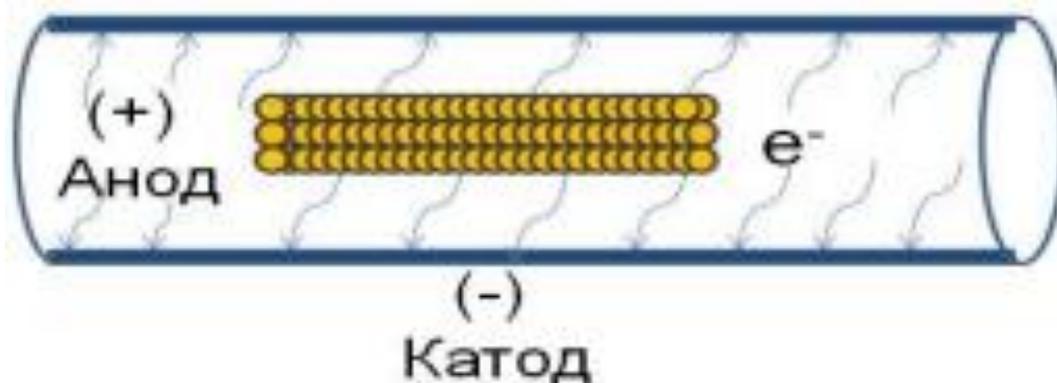


Рисунок 2.19 – Модернизация схемы протекторной электрохимической защиты

Кроме стандартной электрохимической защиты, при распаде анодного электрода, возможно образование оксида железа  $Fe_3O_4$ , который должен покрывать тонкой пленкой внутреннюю стенку трубы, закупоривая существующие поры, дефекты, микротрещины и препятствовать контакту с агрессивной средой.

Для проверки работоспособности теории, был сконструирован и собран протекторный антикоррозионный модуль.

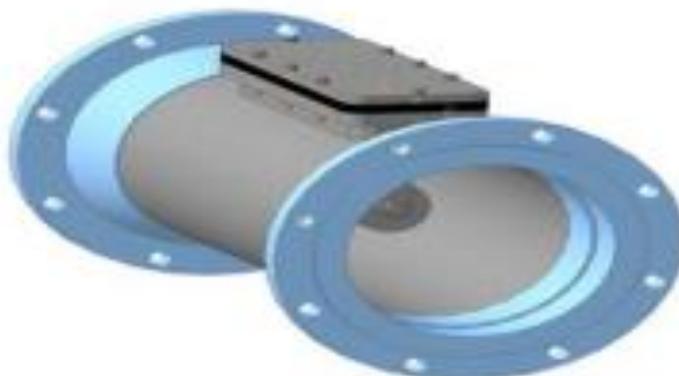


Рисунок 2.20 – Модель антикоррозионного модуля Репозиторий БНТУ

75

Следующим шагом был выбор активного металла для обеспечения электрохимической защиты. В промышленности наиболее распространены три типа активных металлов, это цинк, магний, алюминий.

Для оптимального воздействия был создан электрод – алюминиевый сплав с 45% содержанием магния.



Рисунок 2.21 – Протекторный антикоррозионный модуль

По результатам проведения испытаний на дренажной линии РВС-5000 УПН «Киенгоп», были получены данные, характеризующие потерю массы образца-свидетеля и характер коррозионного разрушения.



Рисунок 2.22 – Проведение опытно-промысловых испытаний

Целью первого этапа являлось получение значения потери массы образцов-свидетелей в начальный момент, до установки протекторного модуля. Период замера с 4 мая 2016 года по 19 мая 2016 года. Суммарная потеря массы образцов-свидетелей во время фонового замера составила 0,1395 г. Коррозионное разрушение выражено в виде язвенной коррозии по всей поверхности образцов-свидетелей. Замер фоновой скорости коррозии снимался трижды.

После установки протекторного модуля, по результатам первого замера, было отмечено уменьшение потери массы образца-свидетеля до 0,0093 г за период с 2 по 16 июня 2016 года. На образцах-свидетелях №710 и №725 выявлены незначительные коррозионные разрушения.

Второй этап ОПИ, проходящий в период с 16 по 30 июня 2016 года, также характерен незначительной потерей массы ОСК (0,0052 г). На образцах-свидетелях №700 и №516 выявлены незначительные коррозионные разрушения.

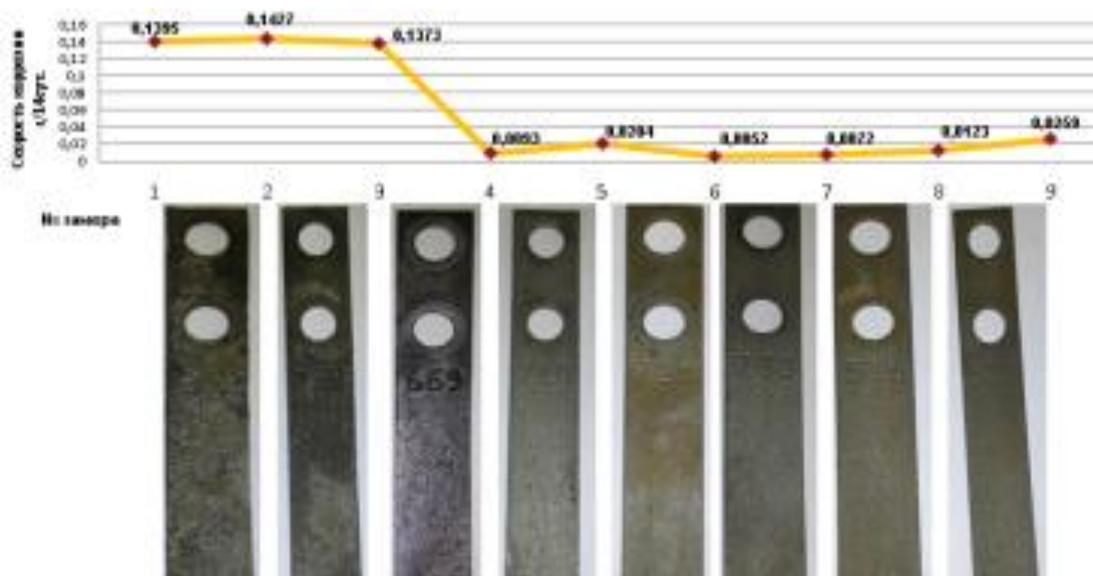


Рисунок 2.23 – Незначительные коррозионные повреждения на втором этапе ОПИ

Заключительный третий этап ОПИ, проходящий в период с 30 июня по 14 июля 2016 года, характерен в разы меньшей потерей массы ОСК (0,0123 г) и отсутствием видимых изменений на образцах №532.

После проведения опытно-промышленных испытаний антикоррозионного протекторного модуля констатировать, что потеря массы образцасвидетеля коррозии сократилась до 14 раз. Предложенный способ защиты показал свою эффективность. Последующие проведенные опытно-промышленные испытания на участках Роснефть и ООО «РН-Юганскнефтегаз» подтвердили первоначальный результат [29].

### **3. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОЙ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ**

#### **3.1 Шламоуловители и десендеры**

Шламоуловитель МВФ производства ЗАО «Новомет-Пермь» (рис. 3.1) представляет собой многослойный фильтроэлемент из пеноникеля, который задерживает частицы диаметром более 0,25 мм. Пористость достигает 99%. Входной модуль оборудован клапаном, срабатывающим при засорении фильтра. Фильтр устанавливается в составе УЭЦН. Среди преимуществ шламоуловителей МВФ следует отметить также удобство монтажа без увеличения времени проведения ТРС. При засорении фильтрующего элемента при помощи пластичных клапанов обеспечивается проход жидкости, минуя МВФ. К недостаткам можно отнести то, что мехпримеси и проппант остаются в фильтре, а также то, что фильтр увеличивает общую длину УЭЦН и может применяться только с газосепаратором без входного модуля.

В случае шламоуловителей МВФ также существует ограничение по передаваемой валом мощности: для 5-го габарита это 85 кВт, для габарита 5А — 140 кВт. При этом максимальный расход для 5-го габарита — 125 м<sup>3</sup>/сут., для габарита 5А — 280 м<sup>3</sup>/сутки.

Шламоуловитель ШУМ 5Д производства «НовометПермь» включает в себя диспергирующие ступени и направляющий аппарат( НА) с удлиненной ступицей, ступени УЭЦН. При прохождении диспергирующих ступеней происходит подготовка однородной суспензии, далее жидкость проходит пакет ступеней НА с удлиненной ступицей, в которых между наружной поверхностью ступицы и внутренней поверхностью стенки НА осаждаются мехпримеси.

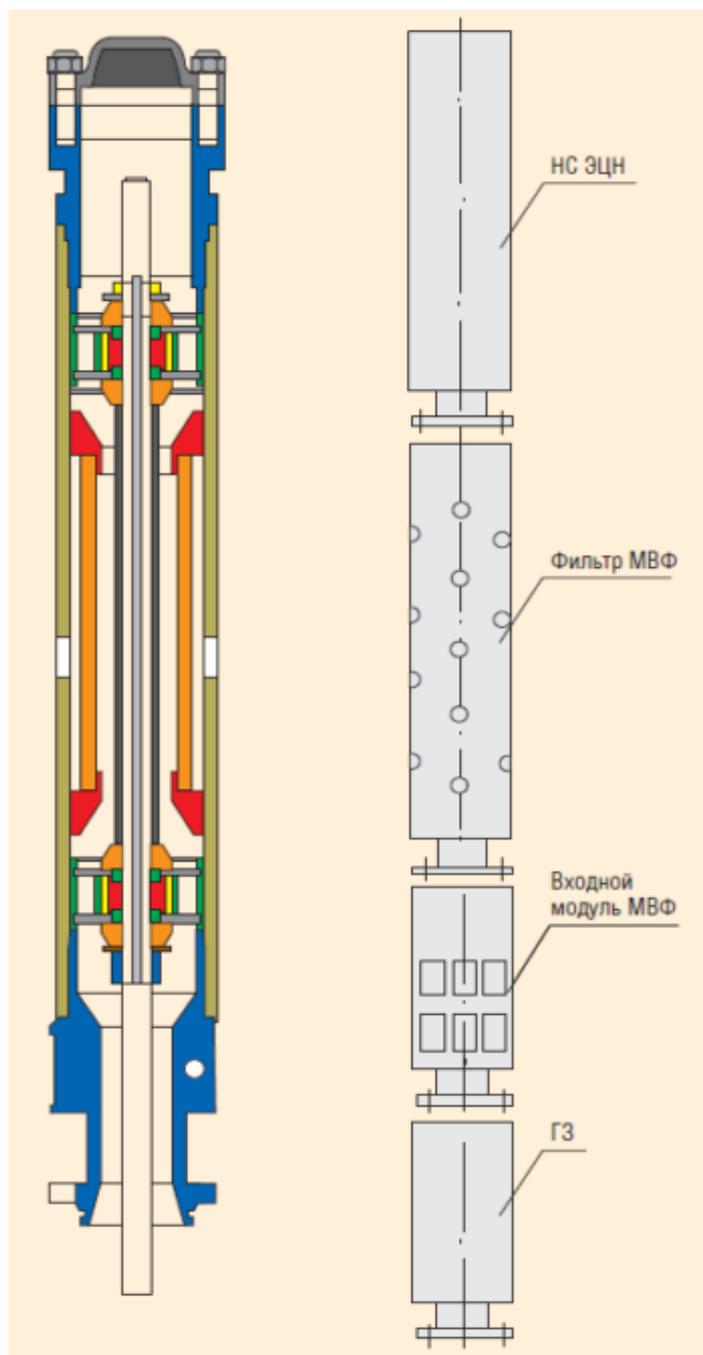


Рисунок 3.1 - Шламоуловитель МВФ ЗАО «Новомет-Пермь»

Преимущества ШУМ 5Д определяются также удобством монтажа, а также тем, что фильтр улавливает мехпримеси всех размеров и проппант. Недостатки также стандартны. Это увеличение общей длины УЭЦН, а также то, что при большом уровне КВЧ фильтр быстро забивается. Параметры фильтра зависят от габарита УЭЦН. Существует проблема по передаче мощности через вал: известны случаи скручивания шлицов и слома вала.

Также существует проблема истончения стенки и слома ступицы аппарата при высокой КВЧ. Имеется ограничение по пропускной способности: 5-й габарит — 125 м<sup>3</sup>/сутки, габарит 5А — 200 м<sup>3</sup>/сут.

Разработка ЗАО «РЕАМ-РТИ» — входной фильтр ФВПР. Это входной модуль УЭЦН со специальным фильтрующим элементом на основе проволочных проницаемых материалов( ППМ) со специальной структурой. Конструкция обеспечивает дренаж отфильтрованных частиц из внешней кольцевой полости фильтра. Модуль также спускается в составе погружной установки. Его преимущества: модульная конструкция фильтра и неограниченная длина( поверхность). Из очевидных плюсов также следует отметить щелевой эффект ППМ и способность фильтрующих элементов к отбрасыванию примесей при низкой скорости фильтрации. Кроме того, фильтр отличается большой поверхностью, низким гидравлическим сопротивлением, дренажом механических примесей с корпуса фильтра и возможностью регенерации фильтра при ремонте.

Погружной сепаратор механических примесей ПСМ( рис. 3.2), разработанный РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (изготовитель ЗАО «Новомет-Пермь»), устанавливается в нижней части погружной установки. В этом случае компоновка должна включать в себя так называемый двусторонний ПЭД, две гидрозашиты.

Принцип действия следующий: Поток добываемой продукции поступает из пласта в скважину и затем на прием центробежного сепаратора. Во вращающемся роторе сепаратора происходит отделение твердых частиц от жидкости в поле центробежных сил.

Преимущества данного устройства заключаются в том, что при его использовании после сепарации частицы накапливаются в контейнере, обеспечивается защита УЭЦН от пикового выноса механических примесей из пласта при пуске УЭЦН, производится двухступенчатая сепарация газа,

возможна обработка жидкости ингибитором солеотложения. Основной недостаток — сложная конструкция.

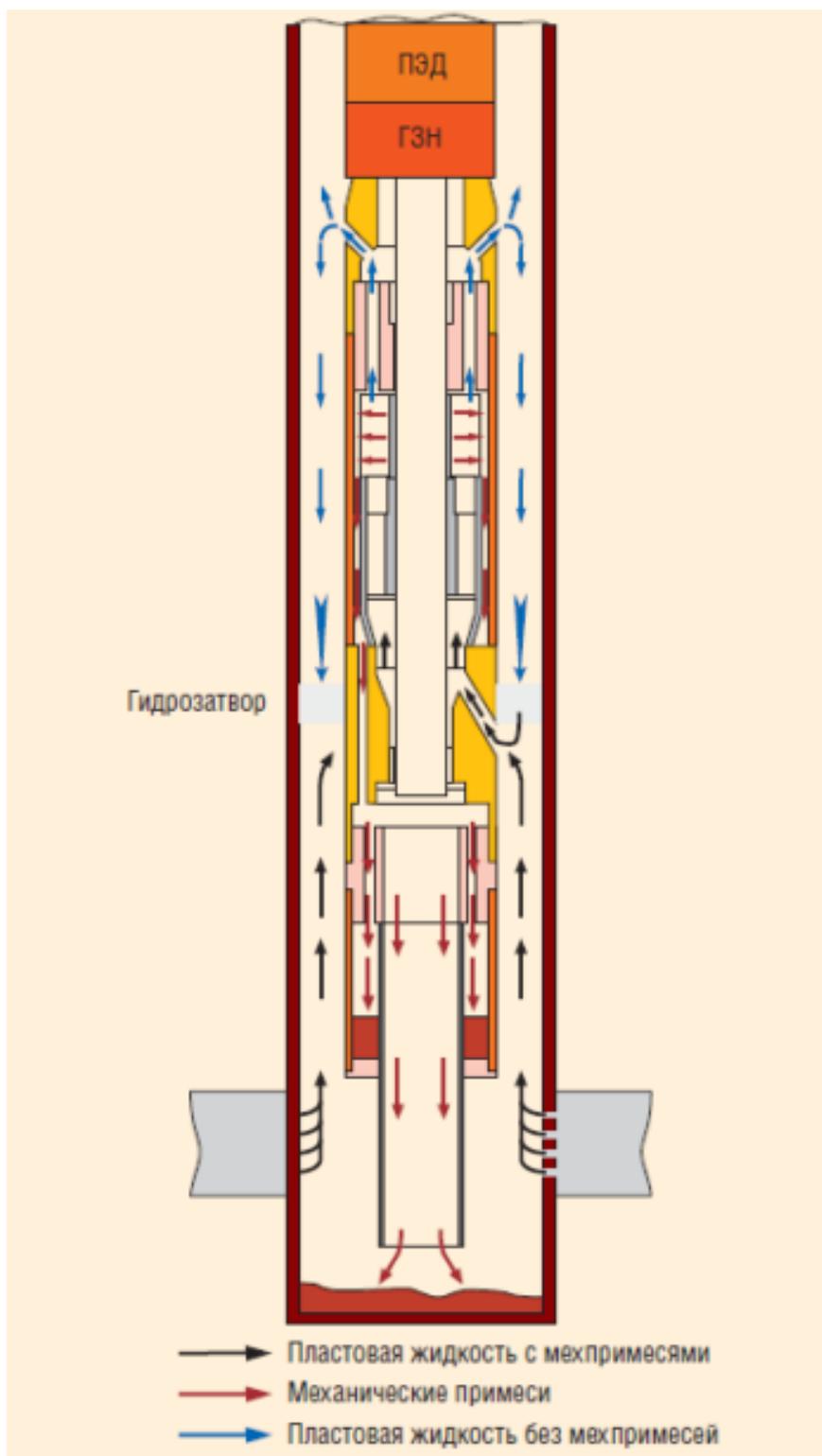


Рисунок 3.2 - Погружной сепаратор механических примесей ПСМ

Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН производится ООО «Привод-Нефтесервис» по проекту ОАО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Фильтр выполнен в виде кожуха (труба диаметром 130 мм с нижней перфорированной частью), который распространяется только на длину установки УЭЦН, захватывающую часть ЭЦН чуть выше приемной сетки, на одном конце которой находится приемная сетка увеличенной площади, на другом — муфта для крепления фильтра к ЭЦН.

К преимуществам фильтра-кожуха можно отнести улучшенное охлаждение ПЭД, а также собственно способность предотвращать засорение ГНО мехпримесями. Главный недостаток конструкции в том, что ее невозможно применять для эксплуатационных колон диаметром менее 168 мм. И в целом фильтр-кожух увеличивает общий диаметральный габарит, а значит, возникает проблема с подготовкой скважин. То есть в данном случае имеют место все известные недостатки, связанные с применением кожухов.

ЗАО «ПО Стронг» выпускает фильтр-насадку ФНТ, которая крепится к компенсатору УЭЦН через пакерразобщик ПРС-146(168). Установка ПРС-146(168) производится путем долива жидкости в скважину, либо закачкой с помощью агрегата и затем за счет снижения динамического уровня после запуска УЭЦН.

К плюсам фильтра можно отнести его способность к самоочищению за счет вибрации УЭЦН, достаточно высокую пропускную способность (до 400 м<sup>3</sup>/сут.), удобство монтажа, независимость от габарита УЭЦН, а также спуск в составе УЭЦН.

К недостаткам относится риск повреждения уплотнительных элементов пакера при СПО и риск нераспакерования при посадке. Кроме того, существует ограничение по допустимой нагрузке на нижнюю часть двигателя — 500 кг.

Фильтр противопесочный типа ФПБ производства завода «Борец» присоединяется к нижней части ПЭД (исполнение ФПБН-85) или к нижней

части кожуха электродвигателя (исполнение ФПБК-85). Фильтр ФПБН-85 включает в себя фильтр–насадку ФНТ, предохранительный клапан и разобщитель. Фильтр ФПБК85 отличается отсутствием разобщителя.

И, наконец, последний из рассматриваемый группы — скважинный фильтр на проволочной основе типа ФС-73 производства ОАО «Тяжпрессмаш»( рис. 3.4). Фильтр устанавливается на пакере ниже УЭЦН. К его преимуществам относится возможность осуществления нескольких СПО УЭЦН без подъема фильтра, достаточно высокая пропускная способность (также до 400 м<sup>3</sup>/сут.) и независимость от габарита УЭЦН. К недостаткам в данном случае относится увеличение времени на ТРС в связи с дополнительной подготовкой ствола скважины с последующей установкой данной конструкции. Кроме того, существуют риски преждевременного распакерования пакера при СПО и, наоборот, нераспакерования при посадке, риск повреждения пакера, риск прихвата и аварии при извлечении фильтра, пропуски КВЧ и проппанта при негерметичности пакера, засорение фильтра в результате отсутствия притока. Еще один минус: фильтр ФС-73 спускается только после подтверждения потенциала скважины, то есть это не менее, чем второй рейс после ГРП.

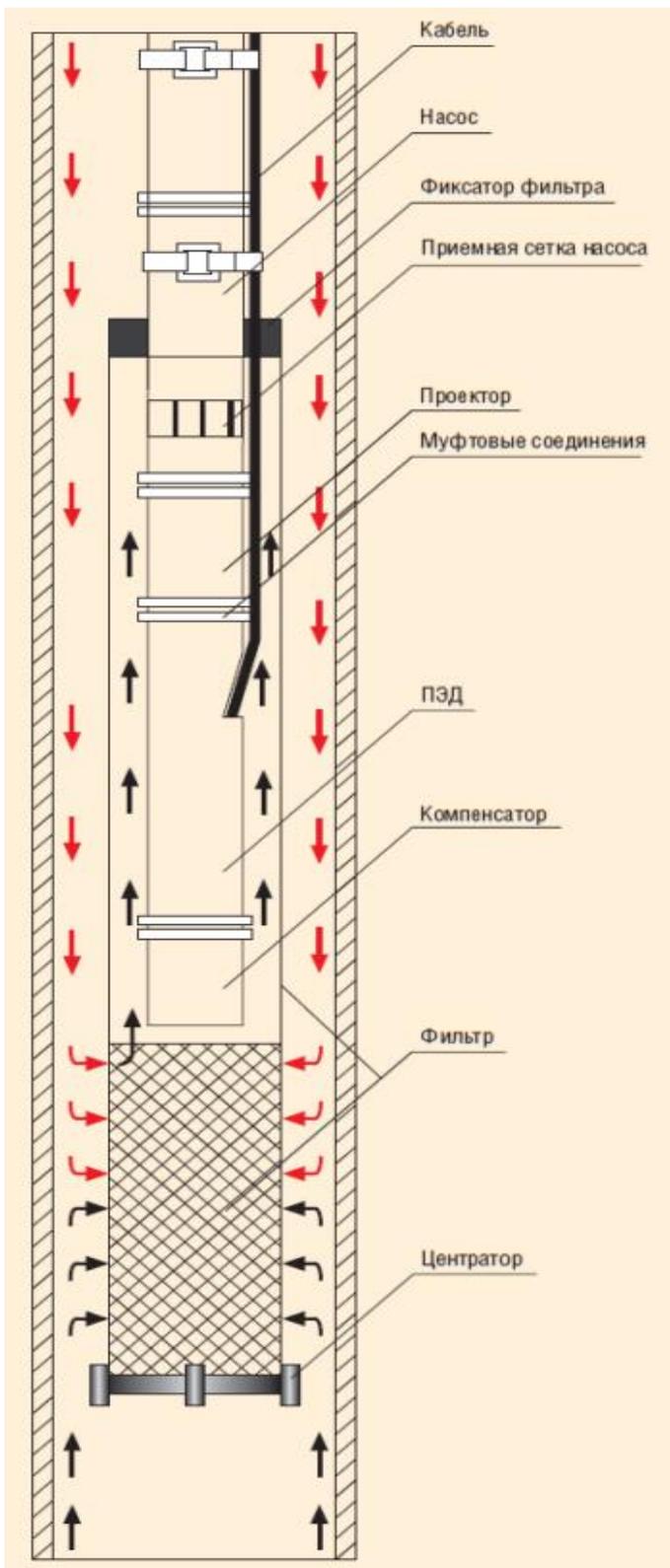


Рисунок 3.3 - Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН

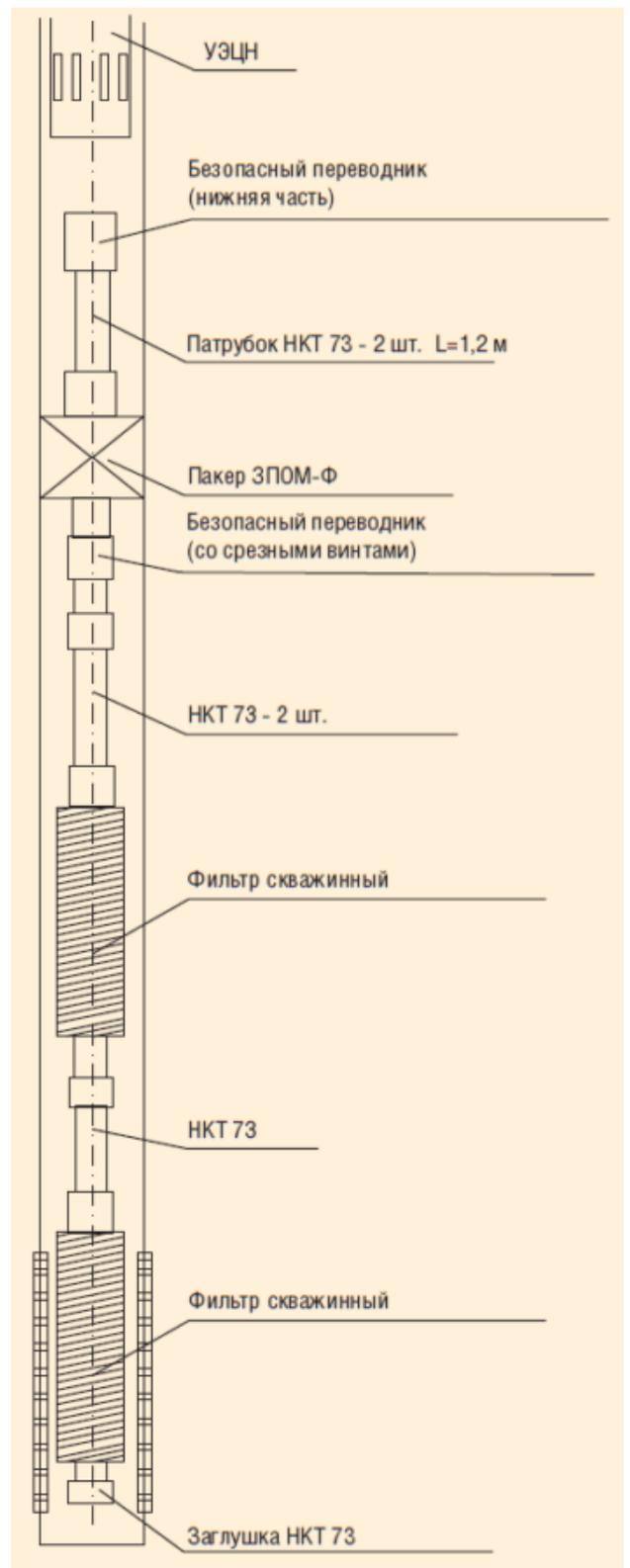


Рисунок 3.4 - Скважинный фильтр на проволочной основе типа ФС-73

## Десендеры

Компания Wood Group ESP производит так называемые десендеры Sandcat, которые тоже устанавливаются ниже погружной установки с использованием пакера. То есть в принципе это центрифужный диффузор, пескоотделитель, который устанавливается ниже УЭЦН. Его преимущества: отсутствие движущихся частей, самоочищение за счет вибрации УЭЦН, простота и легкость монтажа, СПО в составе УЭЦН. Недостатки: риск преждевременного распакования пакера или нераспакования при посадке, риск повреждения пакера, риск прихвата и аварии, пропуск КВЧ при негерметичности пакера.

Также существуют конструкции десендеров, устанавливаемых на пакере (рис . 3.5)

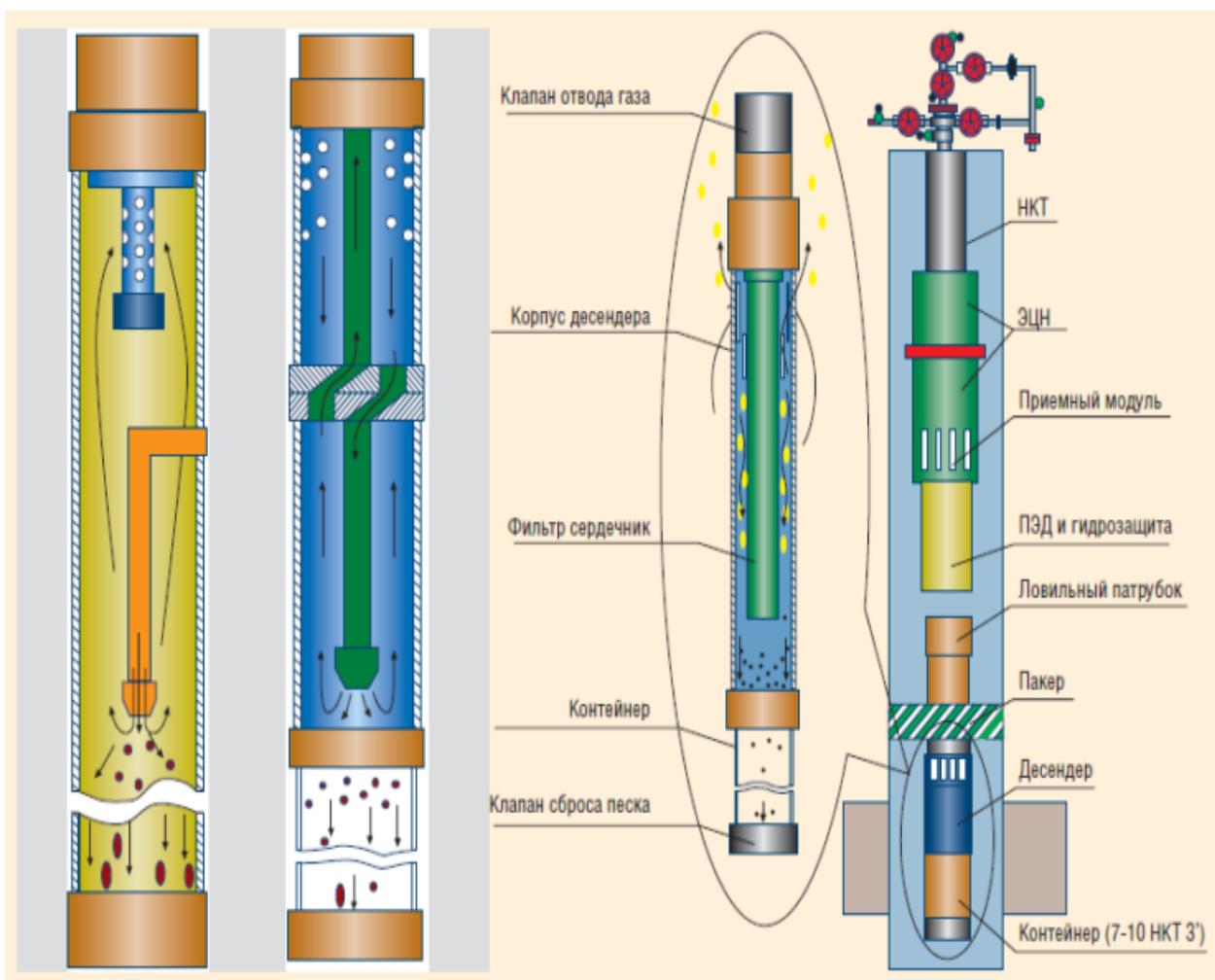


Рисунок 3.5 - Десендеры, устанавливаемые на пакере

## Устройства устанавливаемые выше УЭЦН

В качестве примера устройства данной группы можно назвать обратный клапан КОШ-73 со шламовой трубой. Фактически это общеизвестные шлагоуловители, которые выпускает каждый завод-изготовитель погружных установок.

Труба шламовая типа ТШБ 42Х73 предназначена для защиты обратного клапана от осадка мехпримесей, находящихся в НКТ при остановке УЭЦН. Преимущества устройства состоят в свойстве сохранять герметичность обратного клапана при работе на скважинах с повышенным содержанием КВЧ, возможности производить опрессовку НКТ и в относительной простоте конструкции.

Еще одно техническое решение — комбинированное клапанное устройство( ККУ) было разработано специалистами компании «ЛУКОЙЛ-Пермь» и производится заводом «ЭЛКАМ-нефтемаш». В основе конструкции лежат обратный клапан и второй клапан, который позволяет проводить промывку колонны НКТ, минуя саму установку.

Компактное размещение в едином изделии шаровых клапанных пар, герметизирующих рабочие и промывочно-сливные каналы, обеспечивает надежное удержание жидкости в колонне при остановке УЭЦН, закачку технологических жидкостей при глушении скважины, прямой и обратной промывках без использования сбивного клапана, слив жидкости из НКТ в затрубное пространство при подъеме подземного оборудования, а также предотвращение засорения клапана и НКТ при их спуске и проведении обратной промывки за счет дополнительного фильтра.

Слабая сторона конструкции в данном случае связана с общеизвестным недостатком шариковых клапанов: попадание мехпримесей и выработка иногда приводят к негерметичности.

Из оборудования этой группы зарубежного производства интересно отметить клапан с автоматической заслонкой, автоматический клапан с

дротиком и выдвижной гильзой и обычный клапан с выдвижной гильзой. Все эти устройства позволяют обеспечить очистку добываемой жидкости.

Особого внимания заслуживает разработка для УШГН. Верхний шламоуловитель ВШН-1 производится ЗАО «Тюменьнефтегазтехника» по проекту ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и предназначен для невставных штанговых насосов. Шток плунжера уплотняется двумя вкладышами, а само устройство состоит из корпуса, патрубка, фиксирующей гайки и двух фторопластовых вкладышей, которые препятствуют попаданию мехпримесей в цилиндр насоса из НКТ и служат для центровки насосной штанги. То есть при остановке станка-качалки за счет этого устройства исключается попадание мехпримесей в корпус насоса. Шламоуловитель позволяет исключить не только попадание мехпримесей, но и продуктов коррозии, окалины. К преимуществам также относится простота конструкции и невысокая стоимость изделия. Объемы внедрения велики: практически весь фонд ТПП оснащен установками этого типа.

#### Влияние абразивов на узлы ГНО

При контакте абразивных мехпримесей с узлами ГНО происходят следующие процессы: радиальный износ подшипников ЭЦН, износ и промыв ступеней, промыв газосепаратора, засорение насоса и износ подшипников гидрозащиты (рис. 3.6)

<b>Проппант</b>	<b>9</b>
<b>Кварц</b>	<b>7</b>
<b>Плагиоклаз</b>	<b>6</b>
<b>Обломки пород</b>	<b>6-7</b>
<b>Кальцит</b>	<b>3</b>
<b>Биотит, мусковит</b>	<b>2</b>
<b>Гидроокислы железа</b>	<b>1</b>
<b>Угlistое вещество</b>	<b>0</b>
<b>Глина</b>	<b>0</b>

Рисунок 3.6 - Твердость основных материалов мехпримесей (по шкале Моос  
а)

В настоящее время Экспертный совет по механизированной добыче нефти работает над формированием стандарта УЭЦН. В рамках этой работы сложилось понимание, что текущее определение показателя КВЧ, прописанное в технических условиях заводов-изготовителей и в технических требованиях нефтяных компаний, не в полной мере отражает процессы, происходящие в погружной установке.

#### Основные технические решения для УЭЦН

В настоящее время с целью повышения устойчивости УЭЦН к влиянию мехпримесей при изготовлении установок применяется целый ряд технических решений.

Так, двухопорная конструкция рабочих органов электроцентробежного насоса позволяет увеличить опорную площадь колеса и повысить его устойчивость аппарате. Использование промежуточных подшипников из твердых сплавов позволяет повысить устойчивость вала и снизить амплитуду вибрации. За счет использования керамических и твердосплавных материалов осевых опор достигается снижение износа этого узла.

Еще одним техническим решением сегодня является «плавающая» сборка с опорой вала насоса на пятю гидрозащиты, что позволяет снизить износ осевой опоры. Существует и так называемая «пакетная» сборка, за счет которой разгружаются осевые усилия в насосе и происходит повышение устойчивости вала.

«Компрессионная сборка» позволяет повысить устойчивость колеса и снизить вибрацию. Также существует способ организации в гидрозащите спецкамеры, что предотвращает попадание мехпримесей в область торцовых уплотнений для снижения его износа.

И последний из рассматриваемых методов — установка защитной гильзы из твердых материалов в газосепаратор для предотвращения промывов.

#### Технологические методы

Первая группа методов этой категории связана с закреплением пропанта при ГРП. Например, это применение пропанта марки Fores RCP. Пропант покрыт фенолформальдегидными смолами. Склеивание начинается при давлении выше 69 атм. При атмосферном давлении сшивание RCP проходит при температуре выше 90°C. При проведении ГРП пласт может остывать до 45°C, что ухудшает склеивание RCP-пропанта. В этом случае в качестве разогревающего состава применяются специальные композиции, которые при смешивании на забое выделяют большое количество теплоты (разогрев до 140°C).

Еще одна современная технология под названием «ЛИНК»( основной разработчик — ЗАО «ГеотехноКИН») предназначена для крепления ПЗП. При ее реализации последовательно производятся: закачка буферной оторочки (6–8 м<sup>3</sup>), закачка основного состава (0,7–0,8 м<sup>3</sup> на 1 м эффективной толщины), закачка гидрофобной жидкости( товарная нефть, солярка и т.п.) объемом в 1,5–2,0 раза больше объема закачанного состава, выдержка на реагирование и отверждение и постепенный ввод скважины в эксплуатацию.

Интерес также представляют технологии компании Halliburton для контроля или устранения «проблемы физической миграции частиц». К ним относится технология крепления призабойной зоны пласта SandTrap™, направленная на повышение приемистости, крепление перфорационных отверстий и ПЗП в слабосцементированных песчаниках, стабилизацию песка и дисперсных частиц. Радиус проникновения 50-100 см. Другая технология этой группы — PropStop™, PropStop™ WC — ориентирована на снижение объема выноса проппанта после ГРП (крепление проппанта в трещине). Используется консолидирующий материал низкой вязкости с размещением в пласте при помощи гибкой трубы или НКТ с пакером, или по обсадной колонне. Обработка проводится при расходах ниже давления ГРП. И, наконец, технология SandWedge™, FineFix™ — ослабление миграции микрочастиц, набивки трещин ГРП. Это только некоторые примеры западных наработок.

И, конечно, применимы и в определенной мере эффективны известные методы промывки скважин и насосных установок, скрепирование, шаблонирование и т.д.

Примером технического решения в этой области может служить устройство производства заводов «Измерон» (С-Петербург) и УНИКОМ (Первоуральск). Устройство механическое ударно-вращательное приводится в действие возвратно-поступательными движениями НКТ с длиной хода поршня 2–2,5 метра. Твердая фаза с забоя скважины всасывается через

нижние клапаны и поступает в контейнер, собранный из НКТ (до 1000– 1500 кг шлама). Циркулирующая жидкость проходит через контейнер и выходит через верхние отверстия в затруб. При этом твердая фаза остается в контейнере.

Преимущества: очистка забоя скважин в условиях поглощения без насыщения пласта и сохранение эффективности при утечках в НКТ.

Из недостатков: металлические предметы забивают клапан, эффективность по разрушению пропантовых корок составляет 30%, существует риск прихвата компоновки пропантом из вышележащих пластов.

Стоит также отметить, что некоторые из выпускаемых сегодня станций управления способны реализовывать так называемые «режимы встряхивания», при которых направление вращения ЭЦН периодически меняется на короткое время, что не позволяет откладываться механическим примесям. [1]

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Абрамян Антон Агасович

Школа		Отделение школы	
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	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>	<p>Материальные затраты 8290 руб.</p> <p>Затраты на спецоборудование 26927 руб.</p> <p>Основная заработная плата исполнителей НИ 203035 руб.</p> <p>Дополнительная заработная плата исполнителей темы 24364 руб.</p> <p>Отчисления во внебюджетные фонды 68674 руб.</p> <p>Накладные расходы 13251 руб.</p>
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 проведения гидроразрыва пласта

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Маланина Вероника Анатольевна	канд. экон. наук, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Абрамян Антон Агасович		

#### **4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

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.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

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

В данном разделе представляется описание расчета стоимости анализа методов защиты оборудования добывающих скважин в условиях коррозионной активности на нефтяных и газовых месторождениях.

##### 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 4.1.

Таблица 4.1 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтегазовые компании	Усовершенствование традиционной технологии борьбы с коррозией.
	Увеличение срока службы оборудования.

В таблице 4.2 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 4.2 –Цель и результаты проекта

<u>Цель проекта:</u>	Анализ методов защиты оборудования добывающих скважин в условиях коррозионной активности на нефтяных и газовых месторождениях.
<u>Ожидаемые результаты проекта:</u>	Увеличение срока службы оборудования добывающих скважин.
<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

Данный раздел посвящен конкурентоспособности исследования. Позиция разработки и конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, с шагом 1 балл, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;  
 $B_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Где вес показателя – это важность фактора (по пятибалльной шкале), деленная на сумму важностей всех факторов.

Для проведения оценки конкурентоспособности исследования будет использована оценочная карта, представленная в таблице 4.3, где  $b_{к1}$  – альтернативная технология,  $b_{к2}$  – текущая разработка.

Таблица 4.3 – Оценочная карта для сравнения разработок

Факторные признаки (Pj)	Вес критерия, $w_j$	Баллы		Конкурентоспособность	
		$b_{ip}$	$b_{i1}$	$B_{jp}$	$B_{j1}$
1	2	3	4	5	6
<b>Технические критерии оценки</b>					

1. Помехоустойчивость	0,1	9	9	0,9	0,9
2. Трециностойкость	0,2	9	8	1,8	1,6
3. Мобильность	0,2	10	7	2	1,4
4. Эффективность работы	0,05	2	2	0,1	0,1
5. Наличие дорогостоящего оборудования	0,1	8	9	0,8	0,9
6. Простота эксплуатации	0,1	10	9	1	0,9
<b>Экономические критерии оценки</b>					
1. Цена	0,05	8	7	0,4	0,35
2. Финансирование научной разработки	0,1	8	8	0,8	0,8
3. Трудоемкость	0,1	8	9	0,8	0,9
<b>Итого</b>	1	-	-	8,6	7,85

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

SWOT-анализ - Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

SWOT-анализ заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Первый этап SWOT-анализа

	<b>Сильные стороны проекта:</b>	<b>Слабые стороны проекта:</b>
	<p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии;</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями;</p> <p>С3. Экологичность технологии изготовления;</p> <p>С4. Актуальность научного исследования.</p>	<p>Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований;</p> <p>Сл2. Большое количество конкурентов;</p> <p>Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию;</p> <p>Сл4. Вероятность получения брака.</p>
<b>Возможности:</b>		
<p>В1. Создание новых технологий получения целевого продукта;</p> <p>В2. Развивающиеся конкурентные отношения;</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок;</p> <p>В4. Сокращение численности безработных.</p>		
<b>Угрозы:</b>		
<p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства;</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства.</p>		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или

несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Каждый фактор помечается знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения «+» или «-». Интерактивные матрицы представлены в таблицах 4.5 – 4.8.

Таблица 4.5 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и возможности»

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	-	-
	B2	-	+	+	-
	B3	-	+	-	+
	B4	+	+	-	-

Таблица 4.6 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и возможности»

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	+	+
	B2	-	-	-	-
	B3	-	-	-	-
	B4	-	-	-	-

Таблица 4.7 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и угрозы»

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	-	+	-	-
	У2	-	+	-	-

Таблица 4.8 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и угрозы»

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	-	+
	У2	-	-	-	-

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, которая представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – SWOT-анализ

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</b></p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С3. Экологичность технологии изготовления</p> <p>С4. Актуальность научного исследования.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</b></p> <p>Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований.</p> <p>Сл2. Большое количество конкурентов</p> <p>Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию.</p> <p>Сл4. Вероятность получения брака.</p>
<p><b>Возможности</b></p> <p>В1. Создание новых технологий получения целевого продукта</p> <p>В2. Развивающиеся конкурентные отношения</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок</p> <p>В4. Сокращение численности безработных</p>	<p><b>Направления развития</b></p> <p>В2С2С3. Высокий срок службы оборудования позволяет расширить спрос, использование новейшей информации и технологий соответствует потенциальному спросу на новые разработки.</p> <p>В3С2С4. Высокий срок службы оборудования и экологичность технологии являются хорошим основанием для внедрения технологии в нефтегазовую отрасль.</p> <p>В4С1С2. Низкая цена исходного сырья и высокий срок службы оборудования являются основой для экспорта за рубеж и выхода на мировой рынок.</p>	<p><b>Сдерживающие факторы</b></p> <p>В1Сл3Сл4Сл5.</p> <p>Использование новейшего оборудования для удовлетворения требований исследований, также может уменьшить экспериментальную ошибку и предотвратить появление брака.</p>

<p><b>Угрозы</b>  У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства  У2. Развитая конкуренция технологий производства</p>	<p><b>Угрозы развития</b>  У1С2. Повышение конкурентоспособности из-за низкой стоимости материалов.  У2С2. Бюджетное производство и актуальность могли бы устранить экономические трудности продвижения проекта.</p>	<p><b>Уязвимости:</b>  У1Сл4Сл5. Введение систем совершенствования производственных процессов для снижения погрешности и неопределенности.</p>
--	--	--

Благодаря проведенному SWOT-анализу можно сделать вывод о том, что в основном трудности и проблемы в реализации проекта можно решить за счет имеющихся сильных сторон и возможностей. Однако, имеется необходимость в дополнительном финансировании.

## 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

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

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей представлен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – 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:

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

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;

$t_{\text{max}i}$  – 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.

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i},$$

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

$t_{\text{ож}i}$  – 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:

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

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

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

$k_{\text{кал}}$  – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

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

где  $T_{\text{кал}}$  – общее количество календарных дней в году;  $T_{\text{вых}}$  – общее количество выходных дней в году;  $T_{\text{пр}}$  – общее количество праздничных дней в году (2023 год).

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 4.11.

Таблица 4.111 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{\text{min}}$ , чел-дни		$t_{\text{max}}$ , чел-дни		$t_{\text{ожг}}$ , 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
<b>Итого:</b>	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 1). График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках НИР с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.



Рисунок 4.1 – 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 использовалась группировка затрат по следующим статьям:

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

#### 4.3.1 Материальные затраты

Основной материальными затратами данного проекта являются затраты на работу с документацией. Результаты по материальным затратам представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Комплекс канцелярских принадлежностей	340	4	1 200
Картридж для лазерного принтера	3 490	1	3 490
Итого:			8 290

#### 4.3.2 Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по данной теме.

Какое-либо специальное оборудование для работы дополнительно не закупалось. В данном разделе будет осуществляться расчет амортизации оборудования, которое было приобретено еще до начала выполнения работ.

К специальному оборудованию, необходимому для проведения экспериментальных работ, относится персональный компьютер фирмы ASUS.

Ежегодную сумму амортизационных отчислений рассчитывают следующим образом:

$$A = \frac{C_{\text{перв}} \cdot H_a \cdot t}{365 \cdot 100},$$

где  $A$  – ежегодная сумма амортизационных отчислений;

$C_{\text{перв}}$  – первоначальная стоимость объекта;

$H_a = 100/T_{\text{сл}}$  – норма амортизационных отчислений;

$T_{\text{сл}}$  – срок службы;

$t$  – время использования оборудования

Все расчеты по приобретению оборудования, имеющегося в организации, но используемого для исполнения данных экспериментов, сводятся в таблицу 4.13.

Таблица 4.13 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Дни эксплуатации	Срок службы, лет	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Персональный компьютер фирмы ASUS	55	8	141	26927,1
<b>Итого:</b>					<b>26927,1</b>

### 4.3.3 Основная заработная плата исполнителей

В данном разделе рассчитывается заработная плата работников, которые напрямую связаны с реализацией исследования. Статья включает заработную плату по окладу, дополнительную заработную плату, а также премии и доплаты.

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

где  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата, руб.;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя) среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 48 раб.дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (Таблица 4.14).

Таблица 4.14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	366	366

Количество нерабочих дней – выходные дни – праздничные дни	52 14	52 14
Потери рабочего времени – отпуск	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	252	252

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 4.15.

Таблица 4.15 –Расчёт основной заработной платы за время проекта

Исполнители	$Z_b$ , руб.	$k_p$	$Z_m$ , руб	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб.дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	44400	1,3	57200	2360,6	33	77900
Инженер	23800	1,3	30940	982,2	98	125135,1
<b>Итого: 203035,1 руб.</b>						

#### 4.3.4 Дополнительная заработная плата

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}$$

где  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{доп}$  – коэффициент дополнительной зарплаты, равный 0,12;

$Z_{осн}$  – основная заработная плата, руб.

В таблице 4.16 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 4.16 – Заработная плата исполнителей проекта

Заработная плата	Руководитель	Студент (инженер)
Основная зарплата	77900	125135,1
Дополнительная зарплата	9348	15016,2
Зарплата исполнителя	87248	140151,3
<b>Итого по статье: 227399,3руб.</b>		

#### 4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}),$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), равный 0,302.

Результаты отчислений во внебюджетные фонды представлены в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Руководитель	Студент (инженер)
Основная заработная плата, руб.	77900	125135,1
Дополнительная заработная плата, руб.	9348	15016,2
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Итого	26348,9	42325,7

**Итого по статье: 68674,6 руб.**

#### 4.3.6 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.

Таблица 4.18 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления во внебюджетные фонды	Итого без накладных расходов
26927,1	8290	203035,1	24364,2	68674,6	331291

Величина накладных расходов определяется по формуле:

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

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

Сведем все затраты по статьям в таблицу 4.19.

Таблица 4.19– Бюджет затрат проекта

№ п/п	Наименование статьи	Сумма, руб.
1	Материальные затраты	8290
2	Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных работ)	26927,1
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	203035,1
4	Затраты на дополнительной заработной плате исполнителей темы	24364,2

5	Отчисления во внебюджетные фонды	68674,6
6	Контрагентские расходы	300,00
7	Накладные расходы	13251,64
<b>Бюджет затрат проекта: 344843руб.</b>		

Таким образом, плановая себестоимость проекта составляет 344843 рублей. Основные затраты приходятся на заработную плату исполнителей проекта.

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{фин}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}},$$

где  $I_{фин}^{испi}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{max}$  – максимальная стоимость исполнения проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Так как разработка имеет два исполнения, то:

$$I_{фин}^{исп1} = \frac{344843}{500000} = 0,69$$

$$I_{\text{фин}}^{\text{Исп2}} = \frac{403500}{500000} = 0,81$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum_{j=1}^n a_j \cdot b_j,$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в форме таблицы (таблица 4.20), Исп.1 – текущая разработка, Исп.2 – альтернативная технология.

Таблица 4.20 – Оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Оценка Исп. 1	Оценка Исп. 2
Трудоемкость изготовления	0,3	5	3
Удобство в эксплуатации	0,15	4	4
Универсальность	0,1	4	3
Надежность	0,2	4	4
Материалоемкость	0,25	5	2

$$I_{p-\text{Исп.1}} = 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 = 4,55$$

$$I_{p-\text{Исп.2}} = 3 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,25 = 3,1$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{Исп.i}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{Исп.i} = \frac{I_{р-Исп.i}}{I_{фин}}$$

Таблица 4.21 – Сравнительная эффективность разработки

<b>Показатели</b>	<b>Исп. 1</b>	<b>Исп. 2</b>
Интегральный финансовый показатель разработки	0,58	0,83
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,55	3,1
Интегральный показатель эффективности	7,8	3,7

Как видно из расчетов, использование данной разработки является наиболее оптимальным и целесообразным решением.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8Г2		Абрамян Антон Агасович	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>Выбор и обоснование применения методов защиты оборудования добывающих скважин в условиях коррозионной активности на нефтяных и газовых месторождениях</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Введение</b>	<p><b>Объект исследования:</b>нагнетательная скважина;  <b>Область применения:</b>кустовая площадка, нефтедобывающие объекты;  <b>Рабочая зона:</b>полевые условия;  <b>Размеры рабочей зоны:</b>60*60 м;  <b>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</b>задвижки, фланцевые соединения, фонтанная арматура;  <b>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</b> метод поддержания пластового давления</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001;</li> <li>2. ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования;</li> <li>3. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия;</li> <li>4. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности</li> <li>5. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки (Переиздание)</li> <li>6. ГОСТ Р 53375-2016 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования;</li> <li>7. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)</li> </ol>
<b>Производственная безопасность при эксплуатации проектного решения:</b>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Аномальные климатические параметры воздушной среды;</li> <li>2. Превышение уровня шума и вибрации;</li> <li>4. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> </ol>

	<p>5. Повышенная запыленность рабочей зоны;  6. Работа с вредными веществами;  7. Укусы насекомых;  8. Монотонность труда.  Опасные факторы:  1. Электрический ток;  2. Короткое замыкание;  3. Статическое электричество;  4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;  5. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).  <b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> спецодежда, виброизолирующие материалы, глушители шума, перчатки, очки, маски, каски, противогазы, респираторы, страховочные стропы, газоанализатор, защитные ботинки, нарукавники, оградительные устройства, предупреждающие вывески, москитные сетки, репелленты</p>
<p><b>Экологическая безопасность при эксплуатации проектного решения</b></p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> химическое загрязнение СЗЗ - 120 м  <b>Воздействие на литосферу:</b> изменение физико-химических свойств почв при закачке химическими агентами в пласт, утилизация отработавшего оборудования;  <b>Воздействие на гидросферу:</b> загрязнение водотоков, подземных грунтовых вод химическими реагентами и отходами  <b>Воздействие на атмосферу:</b> выделение загрязняющих веществ из негерметичного оборудования</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации проектного решения</b></p>	<p><b>Возможные ЧС</b>  Природные: оползни, землетрясения, бури, торнадо;  Техногенные: выброс радиоактивных веществ, взрыв, пожар, обрушение;  Биологические: пандемия, инфекционные заболевания людей, эпидемия;  Экологические: загрязнение среды, разрушение озонового слоя, изменение геолого-климатических характеристик  <b>Наиболее типичная ЧС:</b> пожар.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

**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	Абрамян Антон Агасович		

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В данном разделе рассматриваются факторы возможного влияния сырья, энергии, потребляемой на установке, технологического оборудования и условий работы на рабочий персонал и окружающую среду, а также описываются возможные чрезвычайные ситуации с указанием мер по их ликвидации, приводятся правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности. Абсолютно безопасных и безвредных условий труда не существует, задачи охраны труда состоят в том, чтобы при максимальной производительности труда обеспечить рабочему персоналу достаточно комфортные условия и свести до минимума вероятность повреждений, заболеваний и производственных аварий.

В данной работе рассматривается анализ причин загрязнения призабойной зоны пласта. Следовательно, рабочие процессы происходят в полевых условиях. Рабочее место имеет размеры 60\*60 м.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Создание безопасных условий и охрана труда на производстве обеспечивается выполнением установленных законодательством РФ условий безопасности работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, ведении технологических процессов, а также применении в производстве инструментов, сырья и материалов. Параметры климата, температуры, перемещения воздушных масс на рабочем месте соответствуют ГОСТ 30494-2011.

При бурении скважин, места труда персонала будут удалены от мест постоянного проживания, т.е. проектом предусматривается применение вахтового метода работы. Для вахтовых методов организации работ характерно удлинение продолжительности рабочего дня. Увеличение рабочего дня позволяет увеличить периоды отдыха, на время которых

работники возвращаются в места постоянного проживания. При вахтовом методе организации труда возникает необходимость суммированного учета рабочего времени, когда 40-часовая рабочая неделя обеспечивается не каждую конкретную календарную неделю, а в среднем за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за год. Продолжительность межвахтового отдыха принимается в соответствии с Трудовым кодексом РФ. Местом работы при вахтовом методе считаются объекты, на которых осуществляется непосредственная трудовая деятельность. Направление работника на вахту не является служебной командировкой. Работа проводится по специальному графику рабочего времени, утвержденному заказчиком.

Временем вахты считаются периоды выполнения работ и междусменного отдыха. К работам, выполняемым вахтовым методом, не будут привлекаться рабочие и служащие моложе 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет. Продолжительность ежедневной работы (смены) не должна превышать 12 часов.

При сменной работе (2 смены по 12 часов) каждая группа работников должна производить работу в течение установленной продолжительности рабочего времени в соответствии с графиком сменности. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 Трудового кодекса РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие. При составлении графиков сменности работодатель учитывает мнение представительного органа работников. Графики сменности, как правило, являются приложением к коллективному договору. Графики сменности доводятся до сведения работников не позднее,

чем за один месяц до введения их в действие. Работа в течение двух смен подряд запрещается. Перерыв для приема пищи составляет 60 минут один раз в смену.

График работы вахтовым методом разработан с учетом требования ФЗ №90 и учитывает переработку рабочего времени.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день межвахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором. Часы переработки (20 час.) рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, накапливаются в течение календарного года и суммируются до целых рабочих дней (10 дней) с последующим предоставлением дополнительных дней межвахтового отдыха, а также предоставляется дополнительный день отдыха во время рабочей вахты.

Продолжительность междувахтового отдыха составляет 15 дней. Переработка составляет 52 часа, при этом обеспечивается нормальная продолжительность рабочего времени, не более 40 часов в неделю при 5 дневной рабочей неделе, за счет сокращения рабочего времени в отдельные дни в соответствии с графиком ежедневной работы и предоставлением дополнительных дней отдыха, присоединяемых к очередному отпуску.

На проектируемом объекте персонал обслуживает технологические установки, линейные объекты, объекты вспомогательного назначения. Обслуживающий персонал производит профилактический осмотр и ремонт оборудования согласно технологическому регламенту с перерывами на обогрев в холодное время и обед. У каждого рабочего имеется зона обслуживания в соответствии с его должностной инструкцией.

При обслуживании проектируемых объектов режим труда и отдыха

необходимо организовать согласно трудовому кодексу РФ.

В целях оптимизации напряженности трудовой деятельности рекомендуется чередование периодов работы с перерывами на отдых в соответствии с типовыми режимами труда и отдыха.

## **5.2 Производственная безопасность**

Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с использованием недрами, при введении скважин в эксплуатацию должны соответствовать требованиям, изложенным в ст. 24 от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 05.04.2016) по безопасному ведению работ, связанных с использованием недрами, 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 использованием 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;

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Аномальные климатические параметры воздушной среды	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
Превышение уровня 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; СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
Недостаточная освещенность рабочей зоны	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;
Повышенная запыленность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общесанитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
Работа с вредными веществами	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
Укусы насекомых	Одежда специальная для защиты от насекомых и паукообразных ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ
Монотонность труда	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
Короткое замыкание	ГОСТ Р 50571.4.43-2012 (МЭК 60364-4-43:2008)".Электроустановки низковольтные. Часть 4-43. Требования по обеспечению безопасности. Защита от

	сверхтока
Статическое электричество	ГОСТ IEC 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)	ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты.

### 5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

#### 5.3.1 Аномальные климатические параметры воздушной среды

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 соответствовать 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 5.2).

Таблица 5.2 – 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

### 5.3.2 Превышение уровня шума и вибрации

В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противושумные вкладыши.

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

### 5.3.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

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.

### 5.3.4 Повышенная запыленность рабочей зоны

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. Для защиты слизистой оболочки глаза необходимо использовать защитные очки.

### 5.3.5 Работа с вредными веществами

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 гидрообразования 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/м<sup>3</sup>.

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 персоналом закреплен индивидуально.

### 5.3.5 Укусы насекомых

Работы проводятся на открытом воздухе вследствие этого возникает риск укуса насекомыми. Особую опасность представляют энцефалитные

клещи. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относятся защитный энцефалитный костюм, гудок, репелленты и москитные сетки.

Для защиты от клещевого энцефалита выполняют вакцинацию. Страхование на случай укуса клеща – спасительная мера для не привитых от клещевого энцефалита лиц, у которых риск заболеть выше, чем у привитых лиц.

### 5.3.6 Монотонность труда

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, снижению 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.

### 5.3.7 Электрический ток и короткое замыкание

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.

Также для сотрудников проводят инструктаж каждый год.

### 5.3.8 Статическое электричество

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.).

### 5.3.9 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спускоподъемных операциях. При неправильной

эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся:

- проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов, плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91.

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники

безопасности при работес инструментами, соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должныбыть застегнуты, полы одежды не должны болтаться), периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание нарабочем месте.

5.3.10 Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собойпотенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечьтяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правилапромышленной безопасности опасных производственных объектов, на которыхиспользуется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся воборудовании, работающем под давлением. Но так как химические реагенты, применяемые для выравнивания профиля приёмистости (ВПП), не являются агрессивными (в большинстве технологий, применяемых на месторождении, используется полиакриламид в качествеосновного компонента), то влияние, оказываемое ими на организм человека иокружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

#### **5.4 Экологическая безопасность**

Операции ВПП сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды.

##### *Влияние селитебной зоны*

При добыче нефти проявляются другие органические и неорганические соединения. В связи с чем возможно химическое загрязнение селитебной зоны при возникновении аварии.

Для защиты селитебной зоны предусматриваются следующие средства защиты:

- санитарно-защитная зона,
- установление требований защиты к проектируемому зданию, технологическому процессу, оборудованию.

##### *Загрязнение гидросферы*

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами;
- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны;

- продуктами утечек скважины.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды. В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м<sup>3</sup> последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. После закачки химических реагентов или других вредных веществ доразборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

#### *Влияние на атмосферу*

Источниками выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) 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 ЗВ, 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 (ПЭМ) месторождения.

#### *Влияние на литосферу*

На состояние литосферы также влияет выброс химических реагентов и углеводородов, которое широко используются при гидроразрыве пласта. 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.

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.

На этапе технологической подготовки газа наносится ущерб литосфере от утилизации отходов при выходе из строя компонентов устройства, утилизация люминесцентных ламп, микросхем. Для решения данной проблемы можно отправлять на переработку данные объекты.

## 5.5 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения при проведении работ по выравниванию профиля приёмистости:

- 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.

Во избежание несчастных случаев, работниками бригад должны быть пройдены правила безопасности при ведении работ. Персонал должен быть ознакомлен со своей должностной инструкцией, со всеми видами инструктажей (вводный, первичный, внеплановый, целевой, повторный). При проведении работ на кустовых площадках, непосредственно у специалиста по ПБ и ОТ бригад ГРП необходимо получить акт-допуск на проведение работ по ГРП.

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.

При возникновении ЧС, ответственному за проведение работ по ГРП необходимо приостановить работы, оградить опасный участок, сообщить руководителю о ситуации, предпринять действия по эвакуации и спасению людей, удостоверившись в собственной безопасности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Коррозия – это фундаментальная проблема на протяжении многих десятилетий: это миллиарды недополученной прибыли, ежедневные отказы, разливы нефтепродуктов, заражение почвы, животных, птиц и непоправимый ущерб для окружающей среды. Причин возникновения коррозии довольно много: наличие в металле механических примесей, наличие участков с динамической нагрузкой на трубопровод, агрессивная среда: сера, соль, вода, кислород, безусловно, ускоряют коррозионный процесс. Как показывает практика, наиболее опасна именно внутренняя коррозия, так называемый – «канавочный» износ.

На сегодняшний день существует ряд технологий, позволяющих, так или иначе, снизить коррозионное воздействие (ингибирование, футерование, композиционные материалы и т.д.). Безусловно, каждая из технологий имеет свои достоинства и недостатки. Но, основная задача – разработка метода защиты уже для существующих трубопроводов, без их демонтажа, чтобы не нарушать равновесие окружающей природной среды. Кроме того, применяемая технология должна идеально работать с уже существующими способами защиты от коррозии – всем этим требованиям отвечает рассмотренный в работе «Эффективный метод защиты промышленных трубопроводов от внутренней коррозии» А.А. Колотова, что доказано проведенными опытно-промышленными испытаниями на производственных трубопроводах: ОАО «Удмуртнефть», Роснефть, ООО «РН-Юганскнефтегаз». Благодаря антикоррозионному модулю коррозия снизилась на 62,5%. Участок трубопровода, защищенный антикоррозионным модулем, не склонен к образованию коррозии и солеотложений. Разработанная конструкция позволила увеличить межремонтный период промышленных трубопроводов на 30...60%, защиту ОПС от разливов на 40...50%.

Основная причина ускоренной коррозии корпусов ПЭД заключается в форсированном отборе пластовой продукции, которая приводит к увеличению скорости потока, интенсификации разгазирования добываемых флюидов. В присутствии частиц пластовой породы и выделяющегося газа на погружное оборудование воздействует комплекс кавитационно-эрозионно-абразивных факторов, не позволяющий образовываться на поверхности металла защитным отложениям, что интенсифицирует скорость углекислотной коррозии.

Все факты коррозионных отказов зафиксированы исключительно на скважинах с обводненностью более 80%, погружное оборудование которых контактирует с высококоррозионной агрессивной эмульсией типа «нефть в воде».

Замена УЭЦН на более производительные установки, в частности, применение ПЭД большего типоразмера, приводит к уменьшению кольцевого зазора между УЭЦН и обсадной колонной, что увеличивает риск истирания и задира корпуса ПЭД при спуске в колонну, а также благоприятствует фреттинг-коррозии при эксплуатации за счет вибрации контактирующих поверхностей.

Коррозионная агрессивность отдельных видов технологических жидкостей, используемых при ГТМ, при попадании в пластовые условия многократно усиливается.

В настоящее время разработаны и проходят апробацию мероприятия, направленные на устранение негативного влияния причин, способствующих ускоренной коррозии погружного скважинного оборудования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Камалетдинов Р.С., Лазарев А.Б. «Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями» <https://clck.ru/yTujb>
2. Даминов А.А. «Коррозионные поражения подземного оборудования добывающих скважин на месторождениях западно-сибирского региона. исследование причин коррозии, разработка и применение мероприятий по снижению коррозионного воздействия» <https://clck.ru/34ZZQs>
3. Большев В.С., Соклаков А.П. «Организация работ по повышению эксплуатационной надежности подземных трубопроводов в ОАО «БЕЛКАМНЕФТЬ»» <https://clck.ru/34ZZRh>
4. Розанова Е.П., Кузнецов С.И. «Микрофлора нефтяных месторождений», М. «Наука», 1974.
5. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // Инженерная практика, 2010. № 02. С. 6–13.
6. «Микробиологическая коррозия и методы её предотвращения» – обзор. Информ. Сер. ВНИИОЭНГ, М. 1977.
7. Отчёт о НИР № 7/2004 «Предотвращение сероводородного заражения и подавление сульфатовосстанавливающих бактерий в нефтяных пластах месторождений ООО «ЛУКОЙЛКоми», Ухта 2004.
8. Муравьев В.М. «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин - М. «Недра», 1973
9. Донцов К.М. «Разработка нефтяных месторождений» - М. «Недра», 1977
10. Информационный отчет ООО «Самарского ИТЦ» - «Исследование влияние агрессивных сред на коррозионную стойкость стали» - Самара, 2005

11. А.А. Н.П Жук. Курс теории коррозии и защиты металлов. М. «Металлургия» 1976. - 12с. сплошная
12. В.Н. Ивановский, Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее, Коррозия ТНГ, 2011, № 1. мейза
13. Маркин А. Н., Низамов Р. Э. CO<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования. –М.: ВНИИОЭНГ, 2003.
14. Большая энциклопедия нефти и газа. <https://www.ngpedia.ru>
15. Маркин А. Н., Низамов Р. Э. CO<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования. –М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – 187 с.
16. Гоник А. А., Корнилов Г. Г. Причины и механизм локальной коррозии внутренней поверхности нефтесборных трубопроводов на месторождениях Западной Сибири. «Защита металлов». –Т.35. –1999. -№1. –С.83-87.
17. И.В. Петров, А.С. Перов, О.В. Иванов ООО «НПО «Неоцинк» инновационная технология диффузионного цинкования «Неоцинк» – новые возможности для защиты от коррозии длинномерных Металлических изделий и конструкций. Журнал «Национальная Metallургия» - 2009.
18. Б.А. Ерехинский<sup>1</sup>, В.И. Чернухин<sup>1</sup>, К.А. Попов<sup>2</sup>, А.Г. Ширяев<sup>3</sup>, С.А. Рекин<sup>3</sup>, С.Г. Четвериков трубы нефтяного сортамента, стойкие против углекислотной коррозии. Журнал «Коррозия территория нефтегаз» 2016. №3
19. ГЕТЬМАН А. В. эффективная защита труб осложненного фонда скважин внутренним полимерным покрытием серии тс3000. Журнал «Инженерная практика» 2014. №2
20. ЗАВЬЯЛОВ Е. В. Методы противокоррозионной защиты ГНО и НКТ. Результаты применения ингибиторов коррозии. Журнал «Инженерная практика». 2011.

21. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
22. Постановление Минобразования России «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» № документа 1/29. – 2003. – 115 с.
23. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
24. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
25. СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
26. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
27. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
28. В.Н. Ивановский, Анализ современного состояния и перспектив развития скважинных насосных установок для добычи нефти.
29. Эффективный метод защиты промысловых трубопроводов [Электронный ресурс]. – Режим доступа:  
[https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/40050/ENffektivnyj\\_metod\\_zashchity\\_promyslovyh\\_truboprovodov\\_ot\\_vnutrennej\\_korrozii.pdf;jsessionid=1172ACE66C6E69DB532CA9D2989CA1E6?sequence=1](https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/40050/ENffektivnyj_metod_zashchity_promyslovyh_truboprovodov_ot_vnutrennej_korrozii.pdf;jsessionid=1172ACE66C6E69DB532CA9D2989CA1E6?sequence=1).