

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ КОРРОЗИЙНОЙ АГРЕССИВНОСТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 620.197.3:622.276.53(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Жданов Константин Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2019 г.

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 (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ **Максимова Ю.А**
 (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
3-2Б4В	Жданов Константин Сергеевич

Тема работы:

Повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях коррозионной агрессивности на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	11.03.2019г, № 1829/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технической, технологической и нормативной информации по физико-химическим методам борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения о осложнениях в работе погружного оборудования и насосно-компрессионных труб, определение наиболее эффективного и экономически выгодного метода борьбы с осложнениями при эксплуатации высокобводнённых скважин, социальная ответственность при работе с химическими реагентами, экономическая эффективность от внедрения специального погружного клапанного оборудования.

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н. Креницына Зоя Васильевна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Особенности эксплуатации скважин в условиях высокой коррозионной агрессивности
Обоснование применения технологических и технических решений при высокой коррозионной агрессивности
Комплексное решение по выбору технологии борьбы с коррозионной агрессивностью (выводы и рекомендации)

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Жданов Константин Сергеевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
<i>15 марта</i>	<i>Общая часть</i>	<i>10</i>
<i>10 апреля</i>	<i>Технологическая часть</i>	<i>40</i>
<i>5 мая</i>	<i>Специальная часть</i>	<i>20</i>
<i>15 мая</i>	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>15</i>
<i>28 мая</i>	<i>Социальная ответственность</i>	<i>15</i>

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Жданову Константину Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Технические данные специальной погружной кабельной установки;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Стоимость проведения операции по модернизации скважины специальным погружным кабельным устройством.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Амортизация, энергоресурсы, заработная плата.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты на затраты по установке в скважину специального погружного кабельного устройства.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявлено, что модернизация скважины специальным погружным кабельным устройством является альтернативной, т.к. бюджет, затраченный на замену не велик по сравнению с полученной прибылью.

Перечень графического материала

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.03.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		29.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Жданов Константин Сергеевич		29.03.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3 - 2Б4В	Жданов Константин Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 "Нефтегазовое дело"

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i> – <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i> – <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i> – <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i> 	<p>Работа оператора по добыче нефти и газа на кустовой площадке. Вредные факторы – метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля. Опасные факторы – пожар, взрыв, поражение электрическим током, температурное воздействие, высокие давления. Негативные воздействия на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы. Чрезвычайные ситуации – наводнение, ГНВП, лесные пожары</p>
<p>2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i> – <i>действие фактора на организм человека;</i> – <i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i> 	<p>Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>повышенный уровень шума и вибрации</i> – <i>отклонение показателей климата на открытом воздухе;</i> – <i>повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны</i>

<ul style="list-style-type: none"> – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	
<p>1. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – электробезопасность; – механическая опасность;
<p>2. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу;</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на гидросферу (промышленные стоки и прорывы амбаров в сточные воды); - анализ воздействия объекта на литосферу (разлитие буровых растворов и химических агентов). - решение по обеспечению экологической безопасности
<p>3. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Анализ вероятных ЧС на месте проведения работ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы; - выбор наиболее типичной ЧС: - пожар; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства.</p> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>

Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.03.19
---	----------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 - 2Б4В	Жданов Константин Сергеевич		

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i>
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

Обозначения, определения и сокращения

АГЗУ - автоматизированная групповая замерная установка

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

ВНО - внутрискважинное оборудование

ГДИ - гидродинамические исследования скважин

ГЖС - газожидкостная смесь

ГИС - геофизические исследования скважин

ГНО - глубинно-насосное оборудование

ГРП - гидравлический разрыв пласта

ГТМ - геолого-технические мероприятия

ДВМ - методика по Де Ваарду-Милльямсу

ДВМсп - методика по Де Ваарду - Милльямсу с поправкой

ДВЛ - по Де Ваарду – Лотцу

ДВЛД - по Де Ваарду – Лотцу – Дагстаду

ИК - ингибитор коррозии

КИН - коэффициент извлечения нефти

КРС – капитальный ремонт скважин

МЛ - методика по методике Маркина – Легезина

МРП - межремонтный период

НКТ - насосно-компрессорная труба

ННО - наработка на отказ

ОПИ - опытно-промышленные испытания

ПЗП - призабойная зона пласта

ППД - поддержание пластового давления

ПРС - подземный ремонт скважин

ПЭД - погружной электродвигатель

СВБ - сульфатвосстанавливающие бактерии

скв. - скважина

СПО - спускоподъемная операция

СУ - станция управления

ТЭО - технико-экономическое обоснование

УДР - установка для дозирования реагента

УЭЦН - установка электроцентробежного насоса

ЧРП - частотно-регулируемый преобразователь

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 107 страниц, в том числе 34 рисунков, 10 таблиц. Список литературы включает 26 источника. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, коррозия, ВПП, нагнетательная скважина, заводнение, нефтеотдача, интенсификация, пропласток, фильтрация.

Целью работы является повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин, работающих в условиях коррозионной агрессивностью на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования проводилось сравнение, исторический анализ, системный анализ.

Информационной базой для написания выпускной квалификационной работы послужила учебная и научная литература, нормативно-правовые акты различной юридической силы, официальные статистические и информационные материалы различных министерств и ведомств, ресурсы интернет.

В результате исследования будет достигнута цель исследования: в работе были рассмотрены основы теории коррозии, было уделено внимание различным классификациям коррозионных процессов. Более подробно был освещен вопрос возможных причин протекания коррозионных процессов на поверхности глубинно-насосного оборудования (таких, как содержание агрессивных компонентов в добываемом флюиде, обводненность скважин).

Задачи исследования.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать возможные причины высокой коррозии внутрискважинного оборудования в процессе эксплуатации нефтяных скважин.

2. Рассмотреть методы комплексной борьбы с образованием коррозии отечественных и зарубежных компаний.

3. Исследовать влияние воды на скорость образования коррозии, а также на защитное действие ингибитора коррозии.

Анализ технологической части.

Борьба с коррозией – это не только продление срока службы нефтегазопромыслового оборудования, снижение эксплуатационных затрат на его ремонт, улучшение технико-экономических показателей

добычи и подготовки нефти на промыслах. В конечном счете – это охрана окружающей среды, водоемов и рек от загрязнения нефтью, газом и сопутствующими отходами при добыче нефти, например, сточной водой.

Борьба с коррозией нефтегазопромыслового оборудования осуществляется по нескольким направлениям:

- применение ингибиторов коррозии;
- нанесение лакокрасочных и стойких металлических покрытий на поверхность защищаемого металла;
- применение полимерных материалов;
- применение стойких к коррозии металлических сплавов, на основе нержавеющей сталей.

Известные в настоящее время методы противокоррозионной защиты подразделяются:

- на технологические;
- на специальные.

При решении вопросов выбора метода защиты от коррозии необходимо учитывать и наличие в добываемой продукции скважин химических реагентов, применяемых для интенсификации добычи нефти и газа, увеличения нефтегазоконденсатоотдачи пластов, ингибиторов солепарафиноотложений, агрессивность добываемой продукции, а также технико-экономическую целесообразность их применения.

К технологическим методам защиты оборудования и трубопроводов от коррозии относят мероприятия предупредительного характера, направленные на сохранение первоначально низких коррозионных свойств среды. Технологические методы носят комплексный характер и приемлемы на всех объектах. Основными противокоррозионными мероприятиями этого метода являются: использование закрытых систем сбора при добыче и переработке нефти; по возможности создание стабильных термодинамических условий; создание режима дисперсно-кольцевого течения потока; предупреждение смешивания сероводородсодержащей продукции скважин с той, в которой он отсутствует.

В дальнейшем возможна дальнейшая работа над более глубоким исследованием данной проблемы.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	18
1. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИИ	18
1.1. Классификация типов коррозионных разрушений на месторождениях Западной Сибири.....	18
1.1.1 Сплошная коррозия.....	20
1.1.2 Избирательная коррозия.....	21
1.1.3 Подповерхностная коррозия.....	22
1.1.4 Местная коррозия (пятнами, язвами, точками).....	23
1.1.5 Мейза-коррозия.....	25
1.1.6 Щелевая коррозия.....	26
1.1.7 Межкристаллитная коррозия.....	28
1.1.8 Коррозионное растрескивание.....	30
1.2. Факторы, определяющие коррозионную агрессивность нефтепромысловых сред.....	32
1.2.1. Воздействие сероводорода на металл.....	32
1.2.2. Воздействие углекислого газа на металл.....	35
1.2.3. Влияние воды на металл.....	36
1.2.4. Влияние скорости потока.....	36
1.3. Обзор проблемы коррозии скважин.....	37
2. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ВЫСОКОЙ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ	43
2.1. Анализ покрытия насосно-компрессионных труб	43
2.1.1 Диффузно-цинковое покрытие насосно-компрессионных труб.....	43
2.1.2 Насосно-компрессорные трубы из стали мартенситного класса, содержащих 13% хрома.....	52
2.1.3 Внутреннее полимерное покрытие серии ТС3000.....	60
2.1.4 Насосно-компрессорные трубы с покрытием ДЕЛЬТА5+.....	66
2.1.5 Насосно-компрессорные трубы с покрытием серии MAJORPACK.....	70
2.2. Технологии борьбы с коррозией	76

2.2.1 Контейнер «Трил-К» (коррозия).....	76
2.2.2 Анализ способов ингибирования скважин.....	78
2.3. Расчет потребностей в материально-технических ресурсах для организации защиты внутрискважинного оборудования от коррозии	82
2.3.1 Расчет потребности ингибиторов для защиты скважин от коррозии.....	82
2.3.2 Расчет потребности труб НКТ в коррозионностойком исполнении.....	84
3. КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЙНОЙ АГРЕССИВНОСТЬЮ (ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ) .	86
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	88
5.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	93
5.1. Производственная безопасность	93
5.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	94
5.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	96
5.4. Охрана окружающей среды.....	98
5.5. Защита в чрезвычайных ситуациях	100
5.5.1. Анализ вероятных ЧС на «Х» месторождении.....	100
5.5.2. Пожаробезопасность.....	101
5.5.3. Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС.....	101
5.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	102
5.6.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	102
5.6.2. Организационные мероприятия.....	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
Источники информации:	107

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовое производство является составной частью топливно-энергетического комплекса России и на сегодняшний день определяет развитие многих отраслей промышленности. Использование всех составляющих ресурсов нефти и газа – одна из самых важных стратегических задач промышленной безопасности России.

Анализ работы внутрискважинного оборудования на нефтяных месторождениях позволяют сделать заключение о высокой актуальности выбранного направления исследований, особенно при условии ухудшение структуры запасов нефтегазодобывающих компаний, наряду с общей тенденцией старение фонда скважин. Публикации по теме в отраслевой отечественной и зарубежной литературе свидетельствуют, что проблема преждевременного отказа внутрискважинного оборудования по причине его коррозионного разрушения существует практически во всех нефтедобывающих регионах, несмотря на различные условия добычи, эксплуатации оборудования, состав добываемой продукции.

Среди множества факторов, оказывающих негативное воздействие на состояния погружных металлических конструкций, коррозионный фактор не является определяющим. Предполагаемый срок эксплуатации глубинного оборудования, относительно наземного оборудования, невелик. Погружное оборудование выходит из строя гораздо чаще, чем наземное, для которого коррозионный износ является одной из решающих причин выхода из строя. На состояние и исправность подземного оборудования больше влияют факторы солеотложение и засорение механическими примесями.

Однако, всё чаще причиной отказа скважин становится коррозионные процессы, разрушающие глубинное оборудование. Коррозия оборудования связана с воздействием сразу нескольких

факторов - повешением обводненности продукции скважин, увеличением выноса солей и механических примесей, повышением скорости движения пластовой жидкости, увеличением токов и напряжения в кабельных линиях и глубинных двигателях.

Финансовые потери, связанные с коррозионным износом оборудования составлены не только расходами на ремонт и замену дорогостоящих деталей, но, так же, с уменьшением объёмов добычи нефти в период ремонта. На некоторых предприятиях коррозия глубинно-насосного оборудования является причиной примерно 70% отказов скважин, вышедших из строя по причине коррозии.

Поэтому повышения эксплуатационного срока скважинного оборудования невозможна без защиты оборудования от коррозии. Однако для обоснования выбора методов защиты оборудования необходимо применения научных подходов при изучении видов и причин коррозии.

В данной работе будут рассмотрены основные характеристики коррозионных процессов, их классификации по видам коррозионных разрушений, характеру взаимодействия металла со средой, условиями протекания. Так же, внимание будет уделено свойствам, причинам и особенностям протекания коррозионных процессов глубинно-насосного оборудования.

1. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ КОРРОЗИЙНОЙ АГРЕССИИ

1.1. Классификация типов коррозионных разрушений на месторождениях Западной Сибири

1.1.1 Сплошная коррозия

Если коррозия охватывает всю поверхность металла, то такой вид разрушения называется сплошной коррозией. К сплошной коррозии относится разрушение металлов и сплавов под действием кислот, щелочей, атмосферы. Сплошная коррозия может быть равномерной (рисунок 1), т. е. разрушение металла происходит с одинаковой скоростью по всей поверхности, и неравномерной (рисунок 1), когда скорость коррозии на отдельных участках поверхности неодинакова. Примером равномерной коррозии может служить коррозия при взаимодействии меди с азотной, железа - с соляной, цинка - с серной кислотами, алюминия - с растворами щелочей. В этих случаях продукты коррозии не остаются на поверхности металла. Аналогично корродируют железные трубы на открытом воздухе (атмосферная коррозия). Это легко увидеть, если удалить слой ржавчины; под ним обнаруживается шероховатая поверхность металла, равномерно распределенная по всей трубе. Основным фактором, определяющим механизм и скорость атмосферной коррозии, является степень увлажненности поверхности корродирующих металлов. По механизму протекания процесса атмосферная коррозия подразделяется на электрохимическую (мокрую и влажную атмосферную коррозию) и химическую (сухую) [1].

Механизм сухой атмосферной коррозии металлов аналогичен химическому процессу образования и роста на металлах пленок продуктов коррозии. Процесс сухой атмосферной коррозии металлов сначала протекает быстро, но с большим торможением во времени так, что через некоторое время, порядка нескольких или десятков минут, устанавливается практически постоянная и очень незначительная

скорость, что обусловлено невысокими температурами атмосферного воздуха. Так образуются на металлах в кислороде или сухом воздухе тонкие окисные пленки, и поверхность металлов тускнеет. Если в воздухе содержатся другие газы, например, сернистые соединения, защитные свойства пленки образующихся продуктов коррозии могут снизиться, а скорость коррозии в связи с этим несколько возрасти. Однако, как правило, сухая атмосферная коррозия не приводит к существенному коррозионному разрушению металлических конструкций. Мокрая атмосферная коррозия металлов по своему механизму приближается к электрохимической коррозии при полном погружении металла в электролит. Видимая пленка влаги на поверхности металла, приводящая к протеканию мокрой атмосферной коррозии, возникает в результате непосредственного попадания электролита на поверхность металла (дождь, обливание конструкции водой или другим электролитом) или физической капельной конденсации влаги, которая происходит при относительной влажности воздуха, близкой к 100%.



Рисунок 1 – Сплошная коррозия

1.1.2 Избирательная коррозия

Сплавы некоторых металлов подвержены избирательной коррозии (рисунок 2), когда один из элементов или одна из структур сплава

разрушается, а остальные практически остаются без изменений. При соприкосновении латуни с серной кислотой происходит компонентно-избирательная коррозия - коррозия цинка, а сплав обогащается медью. Такое разрушение легко заметить, так как происходит покраснение поверхности изделия за счет увеличения концентрации меди в сплаве. При структурно-избирательной коррозии происходит преимущественно разрушение какой-либо одной структуры сплава, так, например, при соприкосновении стали с кислотами феррит разрушается, а карбид железа остается без изменений. Этому виду коррозии особенно подвержены чугуны.



Рисунок 2- Избирательная коррозия

1.1.3 Подповерхностная коррозия

Подповерхностная коррозия (рисунок 3) начинается с поверхности металла в тех случаях, когда защитное покрытие (пленки, оксиды и т. п.) разрушено на отдельных участках. В этом случае разрушение идет преимущественно под покрытием, и продукты коррозии сосредотачиваются внутри металла. Подповерхностная коррозия часто вызывает вспучивание и расслоение металла. Определить ее возможно только под микроскопом [1].

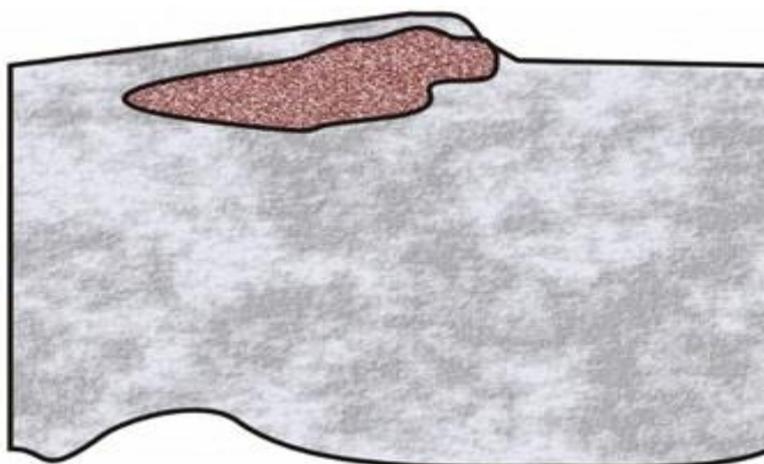


Рисунок 3 - Подповерхностная коррозия

1.1.4 Местная коррозия (пятнами, язвами, точками)

При местной коррозии на поверхности металла обнаруживаются поражения в виде отдельных пятен, язв, точек (рисунок 4). В зависимости от характера поражений местная коррозия бывает в виде пятен, т. е. поражений, не сильно углубленных в толщу металла; язв - поражений, сильно углубленных в толщу металла; точек, иногда еле заметных глазу, но глубоко проникающих в металл. Точечная (питтинговая) коррозия (рисунок 5) наблюдается у металлов и сплавов в пассивном состоянии, когда коррозии со значительной скоростью подвержены отдельные небольшие участки поверхности, что приводит к образованию глубоких поражений - точечных язв, или питтингов. Коррозионное разрушение этого типа бывает у хромистых и хромоникелевых сталей, алюминия и его сплавов, никеля, циркония, титана в средах, в которых наряду с пассиватором - окислителем присутствуют активирующие анионы, например, в растворах NaCl, в морской воде, в растворах хлорного железа, в смесях соляной и азотной кислот и др. Увеличение содержания хрома и никеля повышает стойкость сталей к точечной коррозии. Питтинг возникает в слабых местах пассивной пленки по достижении определенного потенциала (потенциала питтинго-образования) за счет окислителя или анодной поляризации в присутствии активирующих ионов в растворе, которые вытесняют адсорбированный кислород или,

взаимодействуя, разрушают окисную пленку. Местное ослабление пассивности может быть обусловлено неоднородностью структуры металла (интерметаллические и другие включения), случайными механическими повреждениями в защитной пленке и другими причинами. Рост питтинга происходит вследствие интенсивного растворения защитной пленки, что приводит к сильному возрастанию скорости анодного процесса в нем (активационный режим роста питтинга), которое со временем падает в связи с расширением поверхности питтинга и возникающими диффузионными ограничениями (диффузионный режим роста питтинга). Для защиты металлов от точечной коррозии применимы следующие методы:

1) выбор стойких против точечной коррозии материалов: высокохромистых сталей, хромоникелевых сталей с молибденом или кремнием (закаленных на аустенит), титана;

2) катодная и анодная (в присутствии ингибирующих анионов) электрохимическая защита;

3) введение в замкнутые системы ингибиторов точечной коррозии: нитратов, хроматов, сульфатов, щелочей [1].



Рисунок 4 - Местная коррозия (пятнами, язвами)



Рисунок 5 - Местная коррозия (точками)

1.1.5 Мейза-коррозия

Мейза-коррозия (*mesa corrosion*) означает протекание коррозии с распространением ее очага, как в глубину, так и по плоскости. Поверхность металла при этом приобретает характерный ступенчатый или ребристый вид, часто наблюдается развитие одной язвы в другой, т.е. «язвы в язве».

Мейза-коррозия (рисунок 6) представляет собой процесс, протекающий между двумя разнородными по электрохимическим характеристикам металлами, например, между броней кабеля и корпусом ЭЦН или телом НКТ. Результатом процесса могут быть локальные коррозионные повреждения как корпуса ЭЦН (в виде язв, расположенных цепочкой, или язв, слитых воедино), так и брони кабеля. Так, в качестве материала для изготовления брони кабеля используют оцинкованную или нержавеющую сталь [2].

Скорость мейза-коррозии может достигать 8–10 мм/год. Мейза-коррозия характерна для месторождений, где наблюдается высокий вынос абразивных частиц, повышенное содержание CO_2 и очень высокие скорости потока. Без применения защитных покрытий корпусов ПЭД на многих скважинах этого месторождения развитие мейза-коррозии приводит к сквозным повреждениям уже через 3–6 месяцев.



Рисунок 6 – Мейза – коррозия

1.1.6 Щелевая коррозия

Щелевой коррозией (рисунок 7) принято называть усиленное коррозионное разрушение металла конструкций в щелях и зазорах между металлами (в резьбовых и фланцевых соединениях конструкций и др.), а также в местах неплотного контакта металла с прокладочными материалами, а в морских условиях - между обрастающими организмами и обшивкой корабля. Щелевая коррозия наблюдается не только при погружении металла в электролит, но и в атмосферных условиях. Щелевая коррозия может существенно ухудшить работу металлической конструкции. Наибольшей чувствительностью к щелевой коррозии обладают пассивирующиеся металлы (хромистые и хромоникелевые стали, алюминиевые сплавы), что связано с их возможной активацией в щелях.

Объяснение щелевой коррозии как результата работы пары неравномерной аэрации является упрощенным, так как щелевая коррозия наблюдается и в кислых электролитах, и в растворах, не содержащих кислорода.

Для коррозии в узких зазорах - щелях характерны пониженная концентрация в них окислителей (кислорода и других) по сравнению с концентрацией в объеме раствора вне щели и затрудненность отвода продуктов коррозии, в результате накопления которых и их гидролиза

возможно изменение pH раствора в щели и кинетики анодного и катодного процессов коррозии металла в щели.

Затрудненность доставки в щель окислителя - катодного деполяризатора (которая в достаточно узких щелях может быть чисто диффузионной), затрудняет протекание катодного процесса, увеличивая его поляризуемость. Уменьшение pH среды за счет гидролиза продуктов коррозии облегчает протекание анодного процесса, уменьшая его поляризуемость (облегчая ионизацию металла и затрудняя образование защитных пленок), что приводит к усиленной работе макропары: металл в щели (анод) - металл открытой поверхности (катод). Щелевая коррозия при атмосферной коррозии металлов обусловлена капиллярной конденсацией влаги в щелях и более долгим удерживанием в них влаги, чем на открытой поверхности. Для защиты металлов от щелевой коррозии применяют следующие методы:

1) уплотнение зазоров и щелей полимерными пленками, резиной, смазкой, исключая попадание электролитов в щель;

2) рациональное конструирование, предусматривающее невозможность попадания агрессивной среды в зазоры различных конструктивных сочленений;

3) выбор материалов, мало склонных к щелевой коррозии: хромоникелевых сталей, содержащих молибден (X18H12M3T), высокохромистых сталей (X28), титана и его сплавов;

4) применение ингибиторов: катодных, анодных и смешанных в повышенных концентрациях и смесей ингибиторов (Na_2HPO_4 + CaSO_4);

5) электрохимическая защита: катодная (для углеродистых сталей и чугуна) и анодная (для хромоникелевых сталей и титана).



Рисунок 7 – Щелевая коррозия

1.1.7 Межкристаллитная коррозия

Межкристаллитная коррозия (рисунок 8) является одним из наиболее опасных видов местной коррозии, приводящей к избирательному разрушению границ зерен, что сопровождается потерей прочности и пластичности сплава (часто без изменения внешнего его вида) и преждевременным разрушением конструкций. Коррозия этого вида наблюдается у многих сплавов: хромистых и хромоникелевых сталей, никелевых сплавов, алюминиевых сплавов и др.

Причиной склонности сплавов к межкристаллитной коррозии чаще всего являются структурные превращения на границах зерен (образование так называемых избыточных фаз), которые превращают эту узкую зону в мало поляризующийся анод, который и подвергается усиленному коррозионному разрушению. Наибольшая склонность к межкристаллитной коррозии наблюдается в тех случаях, когда избыточные фазы на границах зерен соприкасаются, образуя непрерывные цепочки. Например, для коррозионностойких сталей основной причиной межкристаллитной коррозии является выделение вдоль границ зерен фаз, обогащенных Cr, главным образом карбидов на основе Cr. Соседние зоны, обедненные Cr, переходят в пассивное состояние при более положительных значениях потенциала, чем фазы с избытком Cr. В результате в слабоокислительных средах (то есть при

потенциалах, соответствующих переходу сталей из активного состояния в пассивное) обедненные Cr зоны остаются электрохимически активными и растворяются с более высокими скоростями, чем фазы, обогащенные Cr. В сильноокислительных средах (то есть при потенциалах, соответствующих области перепассивации) развитие межкристаллитной коррозии обусловлено избирательным растворением самих избыточных фаз. Оно ускоряется, если в этих фазах имеются легирующие элементы, легко подвергающиеся перепассивации (Mo, W, V), или элементы с низкой коррозионной стойкостью (Mn, Cu). Одной из причин межкристаллитной коррозии может быть сегрегация по границам зерен технологических примесей; этим объясняется, например, межкристаллитная коррозия закаленных аустенитных коррозионностойких сталей, содержащих примеси P, Si и другие, в сильноокислительных средах.

Склонность к межкристаллитной коррозии при прочих равных условиях зависит от режимов термической обработки металла и обработки давлением, поскольку эти режимы во многом определяют состав и морфологию выделяющихся по границам зерен избыточных фаз, а также состав и количество сегрегированных там примесных элементов.

Стойкость материала против межкристаллитной коррозии повышают выбором режима термообработки, снижением содержания примесей, легированием элементами, предотвращающими образование нежелательных избыточных фаз по границам зерен.

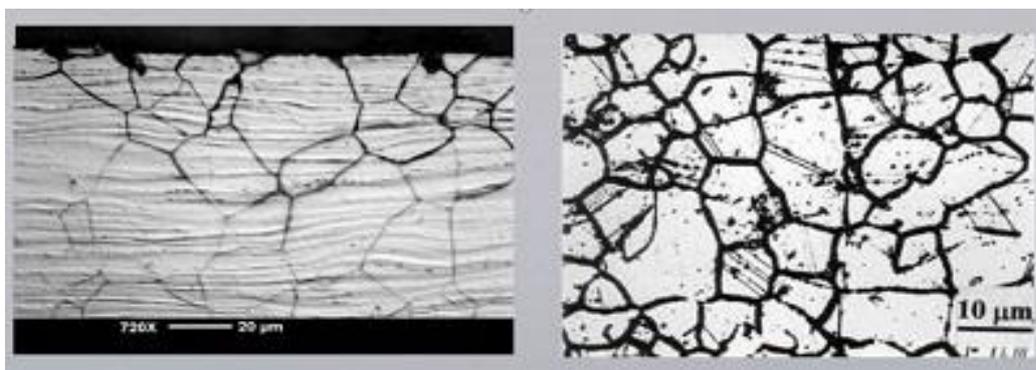


Рисунок 8 - Межкристаллитная коррозия

1.1.8 Коррозионное растрескивание

Коррозионное растрескивание (рисунок 9) является характерным случаем, когда взаимодействует химическая реакция и механические силы, что приводит к структурному разрушению. Для того чтобы произошел процесс коррозионного растрескивания, необходимо наличие поверхностных или внутренних растягивающих напряжений. Обычно встречающиеся на практике разрушения обусловлены наличием остаточных напряжений, возникающих, при производстве и обработке металла, но в целях исследования не следует делать разграничения между остаточными напряжениями и напряжениями, возникшими в результате приложенных внешних нагрузок. Коррозионное растрескивание никогда не наблюдалось в результате действия поверхностных сжимающих напряжений; наоборот, сжимающие поверхностные напряжения разрушения могут использоваться для защиты от коррозионного растрескивания.

При увеличении величины приложенных напряжений уменьшается время до полного разрушения металла. Для коррозионного растрескивания обычно необходимы высокие напряжения, приближающиеся к пределу текучести, однако, часто разрушение может наступить и при напряжениях, значительно меньших предела текучести. Для многих систем сплавов наблюдается какой-то «порог» или «предел» напряжений, т. е. напряжения, ниже которых коррозионное растрескивание не происходит за определенный период времени. Такая зависимость, наблюдавшаяся, например, при замедленном растрескивании сталей, указывает, что основную роль в процессе разрушения играют напряжения.

Имеются доказательства, что основное влияние при коррозионном растрескивании напряжения оказывают незадолго до полного разрушения, т. е. эффективность напряжений не сказывается до определенного периода времени, после чего наступает внезапное

разрушение. Этот вывод в дальнейшем подчеркивается рядом наблюдений, в которых указывается на зависимость времени до полного разрушения от времени приложения напряжений. Показано, что время до полного разрушения, не зависит от того, приложены ли напряжения в начале испытания или на последующих стадиях его.

В зависимости от особенностей структуры металла и состава коррозионной среды коррозионное растрескивание может быть межкристаллитным или транскристаллитным. В общем процессе развития коррозионной трещины различают инкубационный период, периоды развития трещины и хрупкого разрушения при превышении локальной прочности материала. Коррозионные трещины развиваются в плоскости, перпендикулярной плоскости растягивающих напряжений, независимо от характера приложенных или остаточных напряжений. Можно предположить, что направление и характер развития трещин в металле до некоторой степени зависят от формы и размера зерен, поскольку эти факторы влияют на распределение внутренних напряжений. Средами, в которых происходит коррозионное растрескивание металлов, являются такие среды, в которых процессы коррозии сильно локализованы обычно при отсутствии заметной общей поверхностной коррозии. При воздействии на материал коррозионной среды, которая влияет на склонность сплава к коррозионному растрескиванию и характер разрушения, основными факторами являются следующие:

- 1) относительная разность потенциалов микроструктурных фаз, присутствующих в сплаве, что вызывает вероятность местного разрушения.

- 2) поляризационные процессы на анодных и катодных участках.

- 3) образование продуктов коррозии, которые оказывают влияние на коррозионный процесс.

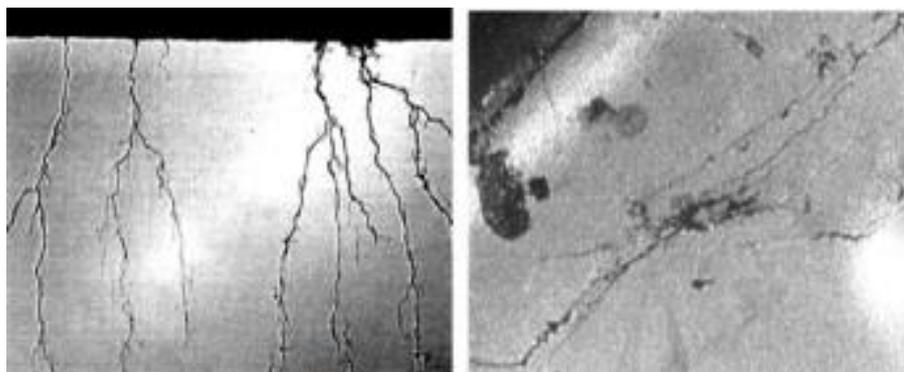


Рисунок 9 - Коррозионное растрескивание

1.2. Факторы, определяющие коррозионную агрессивность нефтепромысловых сред

Коррозионная агрессивность среды определяется физико-химическими свойствами углеводородного и водного компонентов системы, их составом, количественным соотношением, наличием растворенных газов (сероводорода, углекислого газа, кислорода), в значительной степени зависит от условий разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, типа скважины, способа добычи, температуры, давления, скорости движения среды и др. Совокупность всех факторов оказывает различное влияние на интенсивность коррозии. При прочих равных условиях решающее влияние на коррозионную агрессивность среды оказывает сероводород. Поэтому принято классифицировать нефтяные скважины на содержащие и не содержащие сероводород [3].

1.2.1. Воздействие сероводорода на металл

СЕРОВОДОРОД, H_2S , (сернистый водород, сульфид водорода) - бесцветный горючий газ с резким запахом, t кипения $60,35\text{ }^{\circ}C$. Водный раствор - сероводородная кислота. Сероводород часто встречается в месторождениях нефти и газа.

Сероводород H_2S токсичен: острое отравление человека наступает уже при концентрациях $0,2-0,3\text{ мг/м}^3$, концентрация выше 1 мг/м^3 - смертельна. Сероводород H_2S является агрессивным газом,

провоцирующим кислотную коррозию, которую в этом случае называют сероводородной коррозией. Растворяясь в воде, он образует слабую кислоту, которая может вызвать точечную коррозию в присутствии кислорода или диоксида углерода [5].

В этой связи, без современных станций подготовки газа и модулей сероочистки, сероводород способен наносить сильнейший ущерб людям. Предельно допустимая концентрация сероводорода в воздухе рабочей зоны составляет 10 мг/м^3 , а в смеси с углеводородами C_1-C_3 равна 3 мг/м^3 .

Без станций очистки от сероводорода серьезно страдает и выходит из строя самое различное оборудование в нефтяной, энергетической, транспортной и газоперерабатывающей отраслях.

Сероводород реагирует почти со всеми металлами, образуя сульфиды, которые по отношению к железу играют роль катода и образуют с ним гальваническую пару. Разность потенциалов этой пары достигает $0,2-0,48 \text{ В}$. Способность сульфидов к образованию микрогальванических пар со сталью приводит к быстрому разрушению технологического оборудования и трубопроводов.

Бороться с сероводородной коррозией чрезвычайно трудно: несмотря на добавки ингибиторов кислотной коррозии, трубы из специальных марок нержавеющей стали быстро выходят из строя. И даже полученную из сероводорода серу перевозить в металлических цистернах можно в течение ограниченного срока, поскольку цистерны преждевременно разрушаются из-за растворенного в сере сероводорода. При этом происходит образование полисульфанов HS_nH . Полисульфаны более коррозионно-активные элементы, чем сероводород.

Сероводород, присоединяясь к непредельным соединениям, образует меркаптаны, которые являются агрессивной и токсичной частью сернистых соединений — химическими ядами. Именно они значительно ухудшают свойства катализаторов: их термическую стабильность,

интенсифицируют процессы смолообразования, выпадения и отложения шлаков, шлама, осадков, что вызывает пассивацию поверхности катализаторов, а также усиливают коррозионную активность материала технологических аппаратов.

H_2S значительно усиливает процесс проникновения водорода в сталь. Если при коррозии в кислых средах максимальная доля диффундирующего в сталь водорода составляет 4% от общего количества восстановленного водорода, то в сероводородсодержащих растворах эта величина достигает 40%.

Присутствие в газе кислорода значительно ускоряет процессы коррозии. Опытным путем было найдено, что наиболее коррозионным является такой газ, в котором отношение кислорода к сероводороду составляет 114:1. Это отношение называется критическим.

Наличие влаги в газе влечет коррозию металла, одновременное же присутствие H_2S , O_2 и H_2O является наиболее неблагоприятным с точки зрения коррозии.

Коррозионные действия на металл указанных примесей резко возрастают при увеличении давления.

Скорость коррозии газопроводов прямо пропорциональна давлению газа, проходящего через этот газопровод. При давлении до 20 атм. и влажном газе достаточно даже следов сероводорода 0,002–0,0002% об., чтобы вызвать значительные коррозионные поражения металла труб, ограничивая срок службы газопровода 5–6 годами.

В промышленных условиях особенно большому коррозионному воздействию подвергаются трубы, задвижки, камеры сгорания и поршни силовых установок электростанций, счетчики газа, компрессоры, холодильники.

Значительная часть сероводорода реагирует с металлом и может отложиться в виде продуктов коррозии на клапанах силовых установок,

компрессоров, на внутренних стенках аппаратуры, коммуникаций и магистрального газопровода.

1.2.2. Воздействие углекислого газа на металл

Параметры, влияющие на интенсивность коррозии, и характер их влияния. Интенсивность углекислой коррозии зависит от парциального давления углекислого газа и температуры среды, а именно, с ростом парциального давления CO_2 и температуры среды скорость коррозии увеличивается.

Для уменьшения коррозии в фонтанных трубах, задвижках, тройниках и шлейфах требуется изменение режима движения, так изменение режима движения газожидкостного потока в фонтанных трубах путём использования уплотнительных колец между торцами труб приводит к снижению интенсивности коррозии в 2 раза.

При углекислотной коррозии существенное значение имеют минерализация и количество поступающей в скважину пластовой воды.

Зависимость интенсивности от парциального уравниения. При парциальном давлении менее 0,05 МПа коррозии обычно не наблюдается. При парциальном давлении от 0,05 до 0,2 МПа коррозия возможна, но существенно зависит от температуры. При парциальном давлении более 0,2МПа коррозия интенсивна [4].

В процессе разработки парциальное давление CO_2 снижается, а объём водного конденсата увеличивается. Наиболее значительна зависимость интенсивности коррозии от парциального давления, поэтому при практически постоянных значениях скорости потока и температуры газа интенсивность коррозии снижается. Снижение парциального давления в 3 раза переводит коррозию из группы сверхвысокой (интенсивность порядка 5мм/год) до слабой (интенсивность коррозии 0,05-0,1мм/год).

1.2.3. Влияние воды на металл

Роль воды в процессе коррозии. Количество поступающей в скважину воды при заданной концентрации углекислоты в газе предопределяет кислотность среды. При заданной концентрации CO₂ с увеличением объёма воды в продукции скважины кислотность среды pH снижается, что приводит к заметному снижению интенсивности коррозии. При наличии конденсата в газе с высоким парциальным давлением CO₂ присутствие пластовой воды может усилить интенсивность коррозии [5].

Зависимость интенсивности коррозии от солевого состава воды. Интенсивность углекислотной коррозии зависит и от солевого состава воды. Присутствие в воде большого количества гидрокарбонатов ведёт к заметному подщелачиванию среды, снижению количества углекислоты, а, следовательно, и интенсивности коррозии. Воды жесткого характера меньше влияют на углекислотную коррозию, чем щелочные.

Зависимость интенсивности коррозии от органических кислот. В условиях высоких температур и давлений присутствие в пластовой воде органических кислот при наличии в газе углекислоты является одной из основных причин усиления интенсивности коррозии скважинного и промышленного оборудования.

1.2.4. Влияние скорости потока

Основными причинами коррозии оборудования являются повышенная скорость и режимы течения жидкости. В местах изменения направления потока и проходного сечения интенсивность коррозии значительно больше, что связано с изменением режима течения жидкости. Интенсивное разъедание поверхности фонтанных труб у устья при больших скоростях и отсутствие коррозионного процесса в местах, где скорость пока меньше 10 м/с, показывают, что основной причиной коррозии является скорость [5].

Снижение скорости потока в фонтанных трубах может быть произведено путем увеличения диаметра фонтанных труб или снижения

дебита. При установлении технологического режима, когда ограничивающим фактором является скорость потока, следует максимальным образом использовать возможность увеличения диаметра труб. В противном случае необходимо снизить дебит скважины или увеличить частоту смены фонтанных труб, что экономически невыгодно. В тоже время замена фонтанных труб малого диаметра на больший эффективна только в том случае, когда разовая замена полностью исключает опасность коррозии. Однако это возможно при очень низких скоростях потока жидкости(флюида) в скважине.

1.3 Обзор проблемы коррозии подземного оборудования скважин

Проведено исследование добывающих скважин «Х» месторождения по совокупности факторов коррозионных рисков. В результате исследований получено, что преждевременные отказы погружного скважинного оборудования на месторождении обусловлены развитием процессов углекислотной коррозии и осложнены некачественным материалом НКТ (производства КНР) с большим количеством неметаллических включений, способных в несколько раз интенсифицировать скорость локальной язвенной коррозии.

На «Х» месторождении наблюдается интенсивная коррозия подземного оборудования скважин, в основном – НКТ (таблица 1 в приложение А). На 25% скважинах фонда отмечен отказ в результате сквозной коррозии НКТ. Скорость коррозионного проникновения в отдельных случаях достигает 22 – 28 мм/год. Визуальный осмотр коррозионных поражений подземного оборудования скважин, анализ проб попутно-добываемой воды и отложений с прокорродированных участков металла позволяют предположить, что основным видом коррозии является углекислотная коррозия, вызванная наличием большого количества, растворенного в пластовой воде углекислого газа. Содержание CO_2 в водной фазе проб скважинной продукции в среднем

превышает 100 мг/л при атмосферном давлении и комнатной температуре. При этих же условиях содержание O_2 в среднем составляет 0,1 мг/л, содержание H_2S – в следовых количествах.

Следует отметить, что при совместном присутствии в системе двух или более коррозионно-агрессивных газов, они проявляют синергетический эффект – т. е. скорость коррозии в такой системе превышает суммарную скорость коррозии под влиянием отдельных газов [6]. Поэтому определение долевого участия индивидуального газа в общем коррозионном процессе является не совсем корректным и весьма условным.

Вероятность протекания микробиологической коррозии существует, но её доля невелика вследствие высокой для нормального развития температуры на забое и высокой скорости потока ГЖС на устье, препятствующей образованию и функционированию биопленки.

Как показал проведенный анализ мест дислокации активных коррозионных участков, наибольшей коррозии подвержены внутренние поверхности НКТ в интервале подвески 500 – 1500 м.

Была предпринята попытка расчета скорости углекислотной коррозии применительно к скважине коррозионного фонда № 766. На данной скважине было несколько отказов по причине сквозной коррозии НКТ (рисунок 9).



Рисунок 9 - Сквозная коррозия стенки насосно-компрессионной трубы

Скорость углекислотной коррозии (мм/год) рассчитывалась по шести различным методикам [8]:

- по Де Ваарду-Милльямсу (ДВМ)
- по Де Ваарду - Милльямсу с поправкой (ДВМсп)
- по Де Ваарду – Лотцу (ДВЛ)
- по Де Ваарду – Лотцу – Дагстаду (ДВЛД)
- по норвежскому стандарту Norsok
- по методике Маркина – Легезина (МЛ)

Фактическая скорость коррозии взята из промысловых данных по отказам.

Результаты расчётов показали, что ни одна из методик не моделирует корректно фактические условия коррозии. Методики ДВМсп, ДВЛ, ДВЛД и Norsok дают максимум скорости коррозии на глубине 2000 м, методики МЛ и ДВМ дают монотонное увеличение скорости коррозии от устья к насосу. Наиболее близкие по скорости коррозии результаты дают методики ДВЛ и ДВЛД. Norsok сильно завышает скорость коррозии, методика МЛ с расчетом pH по Оддо-Томсону – занижает скорость коррозии. Таким образом, возникновение очага сквозной коррозии на глубине 500-1500 м от устья не может быть напрямую объяснено данными моделями, учитывающими термобарические условия в скважине. Очевидно, методики разработаны под конкретные условия и, в нашем случае, требуют корректировки (для ДВЛ и ДВЛД – смещения на 1000 м выше по подвеске). Очевидно также, что модели не учитывают металлургический фактор: в нашем случае всякий раз использовалась различная компоновка НКТ (как по классу прочности, так и по количеству СПО).

При расчете лифтовых колонн НКТ выбирают по механическим свойствам, обеспечивающим способность труб выдержать заданную нагрузку при работе в скважине. По этой причине в верхней половине подвески устанавливают НКТ большей группы прочности. Химический состав сталей НКТ стандартами не оговаривается, за исключением серы и фосфора, массовая доля которых не должна превышать 0,045%. В

России в качестве базовой применяется марганцовистая сталь (например, 32Г2 или 35Г). После закалки и высокого отпуска эти стали характеризуются заданным уровнем механических свойств и чаще всего имеют структуру отпущенного мартенсита. Установлено, что в слабокислой среде скорость коррозии стали одного и того же механического состава возрастает в ряду перлит – сорбит – тростит – мартенсит. В углекислотной среде углеродистые стали с перлитной и феррито-перлитной микроструктурами менее склонны к локальной и мейза-коррозии, чем мартенситные. Таким образом, одной из причин ускоренной коррозии НКТ в верхней половине подвески является необходимость установки в этой зоне труб с высокими прочностными свойствами, которые более подвержены локальной коррозии. Вследствие того, что НКТ в верхней половине подвески подвержены большим механическим нагрузкам и деформациям, твердые защитные покрытия теряют сцепление и срываются с них, в то время как на недеформируемых покрытиях они сохраняются.

Расчет скорости углекислотной коррозии, сделанный по программе NORSOK, показывает, что максимальная скорость коррозии наблюдается в интервале температур 40 – 70 °С. График распределения температуры по стволу скважины показывает, что данный диапазон температур приходится на глубину подвески 1000±500 м, т. е. на ту глубину, где наблюдаются максимальные коррозионные поражения.

Скважинная продукция «Х» месторождения содержит большое количество попутного газа. Следовательно, даже при небольших дебитах, при высоком газовом факторе скорость потока газо-жидкостной смеси может быть значительной. С учетом доли газовыделения при соответствующих термобарических условиях, рассчитана скорость ГЖС для двух зон подвески: для кольцевого пространства между обсадной колонной и корпусом ПЭД; для НКТ на устье.

Как следует из результатов расчета, скорости потока ГЖС на забое и на устье отличаются более чем на порядок. Если в кольцевом пространстве между обсадкой и ПЭД максимальная скорость потока ГЖС лишь чуть превышает 1 м/с, то на устье она может достигать 25 м/с. При такой скорости и наличии в потоке твердых частиц, выносимых из пласта, заметную роль играет эрозионный фактор. Под эрозионным фактором в данном случае понимается комплексное кавитационное, абразивное и гидравлическое воздействие среды. В условиях коррозионно-агрессивного воздействия на металл пластовых флюидов, основная отрицательная роль абразивных частиц заключается в непрерывном удалении формирующейся защитной пленки с поверхности металла, что позволяет протекать электрохимическому процессу коррозии с высокой скоростью. Таким образом, несмотря на высокую коррозионную агрессивность продукции на забое, вследствие образования защитной пленки из продуктов коррозии, АСПО и солей, поверхность металла не подвергается интенсивной коррозии. По мере подъема по подвеске, за счет изменения термобарических условий, объем и соответственно скорость ГЖС увеличивается и на определенной высоте становится достаточной для срыва защитных пленок. Ближе к устью, несмотря на максимальную скорость потока, интенсивность коррозии снижается за счет снижения коррозионной агрессивности продукции вследствие израсходования коррозионно-агрессивных компонентов, снижения парциального давления, CO_2 и температуры. Как следует из расчётов, скорости потока ГЖС сильно варьируются по скважинам, вследствие чего и зоны максимальной скорости коррозии могут сильно различаться по глубине подвески. В тех скважинах, где скорость потока ГЖС достаточно высокая, зона максимальной скорости коррозии смещается в нижнюю часть подвески и при скорости ГЖС в кольцевом зазоре больше 0,5 м/с возможна коррозия УЭЦН. Примерами могут служить скважины 121, 122, 764. В тех скважинах, где скорость потока ГЖС относительно небольшая,

зона максимальной коррозии смещается в верхнюю часть подвески и поверхностное оборудование.

Обычно коррозия с высокими скоростями происходит тогда, когда имеется прямой контакт агрессивной водной фазы с металлом [7]. В эмульгированных системах такой контакт возможен лишь при инверсии фаз: переходе эмульсии типа «вода в нефти» в эмульсию типа «нефть в воде», когда коррозионно-агрессивная вода становится внешней фазой. Инверсия фаз происходит при достижении определенной критической обводненности эмульсии, которая в зависимости от физико-химических и реологических свойств нефти и воды может варьироваться от 50 до 75 %. Поэтому серьезные коррозионные поражения оборудования при транспорте эмульгированной продукции возможны лишь при обводненностях более 50 %. 70% скважин, на которых имелись случаи сквозных коррозионных повреждений стенки НКТ, имеют обводненность продукции более 50%. На 30% скважин сквозная коррозия произошла при обводненности менее 50%. Анализ показывает, что в таких случаях решающую роль играет эрозионно-абразивный фактор за счет высокой скорости ГЖС. Определенную долю вносит также металлургический фактор. Так, на скважине № 213 с обводненностью всего 5% произошла сквозная коррозия стенки и резьбовой части НКТ. МРП составило 275 суток. Количество СПО – 2,5, т. е. трубы были уже достаточно время в эксплуатации, что вкуче с высокой скоростью ГЖС (5,22 м/с на устье) и относительно невысоким качеством труб производства КНР (большое количество неметаллических включений) и привело к появлению сквозных отверстий.

2. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ВЫСОКОЙ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ

2.1. Анализ покрытий насосно-компрессионных труб

2.1.1 Диффузно-цинковое покрытие насосно-компрессионных труб

Известно, что коррозия металлов наносит огромный материальный ущерб. За последние десятилетия отмечено резкое снижение срока службы различных стальных изделий практически во всех сферах их применения.

Говоря о повышении коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности различных металлоизделий и несущих элементов различных металлоконструкций, следует сказать, что используемый для их изготовления материал и защитное покрытие должны не только обеспечивать надежную и долговременную защиту их от коррозии, но и отвечать оптимальному соотношению цена/качество, что, в конечном итоге, будет удовлетворять и изготовителя, и потребителя. Анализ показывает, что защитные покрытия, используемые в жестких коррозионно-эрозионных условиях, должны обладать не только повышенной коррозионной стойкостью, но и устойчивостью к абразивному износу и иметь высокую степень сцепления с поверхностью защищаемого изделия.

Среди многочисленных защитных покрытий (металлических и неметаллических) цинковые покрытия являются одними из наиболее эффективных и распространенных.

Цинк обеспечивает экономичный и экологичный способ защиты стали от коррозии. По объему и номенклатуре защищаемых от коррозии изделий цинковым покрытиям нет равных среди других металлических покрытий. Это обусловлено многообразием технологических процессов оцинкования, их относительной простотой, возможностью их широкой

механизации и автоматизации, высокими технико-экономическими показателями.

Исходя из механизма образования и физико-химических характеристик, в настоящее время можно выделить шесть видов цинковых покрытий:

- гальванические — электролитические (покрытия, полученные в растворах электролитов из солей цинка под действием электрического тока);
- металлизационные (покрытия, полученные путем распыления расплавленного цинка струей воздуха или горячего газа);
- горячецинковые (покрытия, полученные погружением в расплавленный цинк);
- диффузионные (покрытия, полученные путем химико-термической обработки в смесях на основе порошка цинка);
- цинкнаполненные (композиции, состоящие из связующего, т.е. различных синтетических смол и цинкового порошка);
- комбинированные (комбинация цинкового покрытия любого вида и лакокрасочного или полимерного покрытия).

Из анализа и сопоставления свойств различных цинковых покрытий, технологических особенностей процессов их нанесения с учетом экономических показателей получается, что для цинкования изделий сложной формы наиболее часто используют процессы горячего (в расплаве цинка) или диффузионного (в порошковых смесях) цинкования. Горячецинковые покрытия, получаемые методом цинкования в расплаве цинка, и диффузионные покрытия, наносимые из порошковых смесей на основе цинка, имеют аналогичный механизм образования — диффузионный. Поэтому, в плане классификации, эти цинковые покрытия можно отнести к одному виду (классу) покрытий. Это подтверждается и их строением. В соответствии с диаграммой состояния системы железо — цинк, в структуре этих покрытий присутствует ряд

аналогичных фаз (интерметаллических соединений). Однако общее строение этих покрытий все-таки различно, и их свойства, в том числе и коррозионная стойкость, во многом различаются.

Приведённые данные о коррозионной стойкости диффузионных цинковых покрытий в различных коррозионно-агрессивных средах, полученные при коррозионных испытаниях продолжительностью не менее 1 года (таблица 2).

Таблица 2. Сравнительные данные коррозионной стойкости стали 20 без покрытия и с диффузионным цинковым покрытием (ДЦП)

№ п/п	Среда испытаний	Скорость коррозии, г/м ² час		Во сколько раз стойкость ДЦП выше
		Сталь 20	Диффузионно оцинкованная сталь 20	
1	Поток влажного сжатого воздуха	0,048	0,002	24
2	Вода, содержащая сероводород (H ₂ S) в количестве 500 мг/л	5,21	0,0565	92
3	Морская коррозия (зона переменного смачивания – зона ватерлинии, где обеспечен хороший приток воздуха при наличии воды или водяной пленки с повышенной концентрацией растворенных солей)	0,30	0,005	60
4	Системы горячего (холодного) водоснабжения в ЖКХ	0,0923	0,0022	42
5	Техническая вода на нефтеперерабатывающих и коксохимических заводах	Скорость коррозии 200 мкм/год	Скорость коррозии 40 мкм/год	5

Представляется интересным с практической точки зрения рассмотреть во взаимосвязи и сопоставить строение, свойства и эксплуатационные характеристики горячецинковых и диффузионных цинковых покрытий.

Структура цинковых покрытий, полученных горячим цинкованием, многофазна, и верхняя фаза (η-фаза), состоит из слоя цинка, состав которого аналогичен расплаву цинка, из которого наносят покрытие.

Классическая микроструктура цинкового покрытия, полученного из расплава цинка (рисунок 10).

Диффузионные цинковые покрытия, полученные в порошковых смесях, состоят из нескольких последовательно расположенных железоцинковых слоев (фаз), которые образуются в результате взаимной

диффузии атомов цинка и железа в процессе диффузионного цинкования (химико-термической обработки).

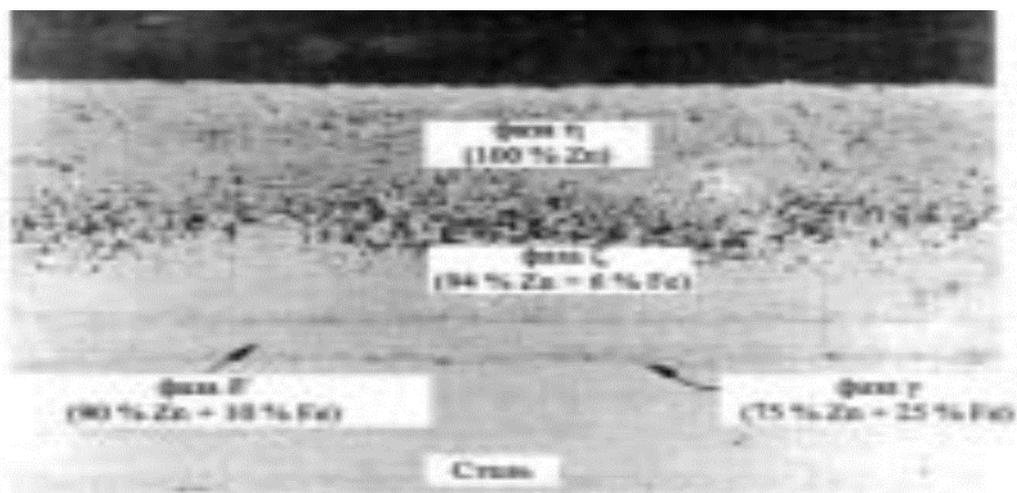


Рисунок 10 – Микроструктура цинкового покрытия, полученного горячим цинкованием (в расплаве цинка)

Рассмотрим расположение слоев (фаз) диффузионного цинкового покрытия, полученного в порошковых смесях (рисунок 11). Обычно в классическом диффузионном цинковом покрытии, полученном путем химико-термической обработки в порошковых смесях на основе цинка, четко наблюдаются в основном две фазы: Г-фаза («гамма-кэпитал»-фаза), представляющая собой тонкий (2—4 мкм) слой, расположенный непосредственно на поверхности покрываемого изделия и следующая за этим слоем δ-фаза («дельта»-фаза).

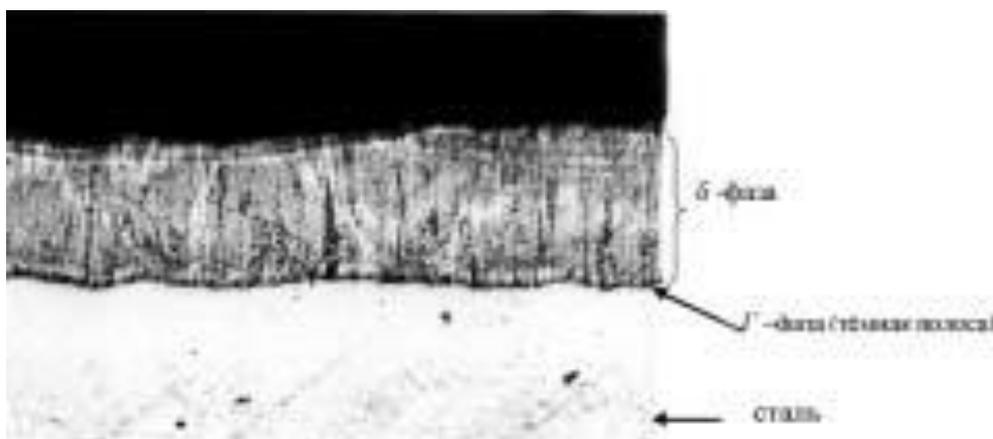


Рисунок 11 - Микроструктура диффузионного цинкового покрытия, полученного в порошковых смесях на основе цинк

Фаза Г представляет собой интерметаллическое соединение и может содержать до 28% железа. Фаза δ также является интерметаллическим соединением, содержание железа в ней от 7 до 11,5%. Структура δ-фазы на травленном шлифе предстает в виде вытянутых (столбчатых) кристаллов (рисунок 11).

Известно, что способ нанесения цинковых покрытий определяет их свойства. В связи с этим цинковые покрытия, полученные горячим цинкованием, и цинковые покрытия, полученные диффузионным методом, значительно отличаются как по структуре, так и по химическим и физико-механическим свойствам (степени сцепления с поверхностью покрываемого металла, твердости, пористости, коррозионной стойкости и др.).

Одним из важнейших свойств цинковых покрытий является прочность сцепления их с поверхностью покрываемого изделия.

Сцепление цинкового покрытия, полученного в расплаве цинка, определяется главным образом температурой расплава цинка и продолжительностью взаимодействия расплавленного цинка с поверхностью покрываемого изделия. Эти параметры определяют степень проникновения атомов цинка в стальную подложку покрываемого изделия и, в конечном итоге, степень сцепления покрытия с подложкой. Известно, что время контакта стальных изделий с расплавом при горячем цинковании составляет от 30 секунд до 2,0 минут (в зависимости от вида и размеров изделий). Следовательно, атомы цинка взаимодействуют лишь с поверхностью стальной подложки, не проникая глубоко внутрь, и степень сцепления образующегося цинкового покрытия с подложкой невелика.

Диффузионный метод цинкования изделий, в отличие от горячего цинкования, представляет собой процесс, происходящий при температуре 350—480 °С, продолжительностью от 2 до 5 часов (в зависимости от требуемой толщины покрытия). При этом методе, в

результате диффузии, цинк внедряется в кристаллическую решетку защищаемого металла, поэтому прочность связи покрытия с основным (покрываемым) материалом резко возрастает.

Таким образом, сцепление диффузионного цинкового покрытия, основанное на диффузионной связи, значительно превосходит по прочности сцепление цинковых покрытий, наносимых из расплава цинка (горячим цинкованием).

Важной характеристикой физико-механических свойств цинковых покрытий является их твердость(микротвердость). Она определяет стойкость покрытия к воздействию агрессивной среды. Такому воздействию оцинкованные изделия подвергаются в различных эксплуатационных условиях (атмосферные влияния с дождем и ветром, движущиеся водные среды и др.).

Твердость диффузионных цинковых покрытий значительно превосходит твердость цинковых покрытий, полученных горячим цинкованием. Особенно это относится к верхним слоям покрытия, которые в первую очередь контактируют с коррозионно-эрозионными средами. Микротвердость верхних слоев горячецинковых покрытий сравнительно невелика и составляет не более 600—900 МПа.

Диффузионные цинковые покрытия на всю толщину покрытия состоят из железоцинковых интерметаллических соединений, обладающих большой твердостью 3360—5200 МПа (таблица 3), что обеспечивает покрытию достаточно высокую сопротивляемость различным агрессивным средам.

Таблица 3 - Значения микротвердости различных покрытий и сталей

Вид покрытия, марка стали	Микротвердость, МПа
Диффузионное цинковое, полученное в порошковых смесях на основе цинка	3360—5200
Гальваническое цинковое	300—380
Металлизационное цинковое	200—280
Фосфатное покрытие	150—250
Сталь 5СП	1422—1470
Сталь 20	2265—2540
Сталь 22А «селект»	3138—3187

Говоря о защитных функциях цинковых покрытий, следует отметить такую важную их характеристику, как пористость.

Диффузионный способ обеспечивает получение абсолютно беспористых диффузионных цинковых покрытий, и в связи с этим появляется возможность наносить на изделия коррозионностойкие диффузионные цинковые покрытия небольшой толщины, например, 25—30 мкм. Это является большим преимуществом по сравнению с другими видами цинковых покрытий.

При нанесении тонких покрытий (25—30 мкм) методом горячего цинкования требуется очень тщательная подготовка поверхности изделия перед цинкованием, и тем не менее (особенно при цинковании длинномерных изделий, а также изделий сложной формы) появляется большая вероятность образования в покрытии различных несплошностей, что способствует доступу агрессивной среды к основному металлу и возникновению процесса коррозии под покрытием.

Необходимо отметить еще одно важное свойство диффузионных цинковых покрытий — это способность образовывать плотные защитные слои из продуктов коррозии. На диффузионно-оцинкованных изделиях в эксплуатационных условиях при воздействии агрессивной среды образуются плотные слои из продуктов коррозии, которые обладают защитными свойствами и предохраняют нижележащие слои покрытия от разрушения (эффект самозащиты).

На цинковых покрытиях, полученных горячим цинкованием, электролитическим способом или методом металлизации, в эксплуатационных условиях образуются рыхлые, легко удаляемые (дождем, ветром, струйками воды и др.) продукты коррозии, что способствует дальнейшему протеканию коррозионного процесса и разрушению слоя покрытия.

Таким образом, коррозия диффузионных цинковых покрытий во времени имеет затухающий характер, т.е. уменьшается, а коррозия

цинковых покрытий, полученных другими методами, со временем увеличивается.

Сравнение основных свойств и результатов коррозионных испытаний различных цинковых покрытий позволяет сделать вывод, что диффузионные цинковые покрытия не склонны к старению, обладают высокой твердостью, износостойкостью, а диффузионная связь обеспечивает высокую степень сцепления с поверхностью покрываемого изделия. Кроме того, эта технология при сопоставимых затратах позволяет нанести уникальное по свойствам покрытие, которое по совокупности качеств для большинства применений существенно превосходит покрытия, полученные методом горячего цинкования, а во многих случаях является единственным приемлемым решением. Особенно это очевидно, если перейти от сравнения стоимости услуги к сравнению стоимости и сроков эксплуатации изделий.

Результаты многочисленных лабораторных, стендовых и промышленных испытаний диффузионных цинковых покрытий показывают, что они наиболее подходят для защиты от коррозии металлоизделий и конструкций, эксплуатирующийся в осложненных условиях, которые встречаются в нефтедобывающей отрасли, судостроении и морском флоте, коксохимической, нефтеперерабатывающей и горнорудной промышленности и др.

Говоря о технологии диффузионного цинкования, необходимо отметить, что до настоящего времени метод использовался, в основном, для цинкования изделий небольших размеров с использованием громоздкого малопроизводительного оборудования. В последние годы российские специалисты выполнили значительный объем научно-практических работ в области диффузионной металлизации, что позволило усовершенствовать технологию диффузионного цинкования и применяемое при этом оборудование. Усовершенствованные процессы металлизации дали возможность получать защитные диффузионные

цинковые покрытия с улучшенными физико-механическими и химическими свойствами. Это позволило расширить области применения цинковых покрытий и использовать их для защиты различных длинномерных металлических изделий и конструкций, эксплуатация которых проходит в жестких коррозионно-эрозионных условиях.

Одной из современных технологий диффузионного цинкования является технология, разработанная ООО НПО «Неоцинк». Не имеющее аналогов оборудование (печи, контейнеры и др.) технологии «Неоцинк» (рисунок 12), позволяет цинковать как длинномерные изделия (длиной до 12,5 метров), так и небольшие детали, которые поставляются в комплекте с длинномерными изделиями, например, муфты насосно-компрессорных и обсадных труб. Контейнеры и кассеты для различного вида изделий разработаны и изготовлены таким образом, чтобы до минимума сократить применение ручного труда при их загрузке в печь для химико-термической обработки и выгрузке из нее. Электрическая печь (рисунок 12а) специальной конструкции имеет надежную многозонную электронную систему управления температурным режимом процесса цинкования и обеспечивает высокую равномерность нагрева изделий, что позволяет получать качественное и равномерное по толщине диффузионное цинковое покрытие по всей длине цинкуемых изделий.



Рисунок 12. Внешний вид печи (а) и контейнера (б) для диффузионного цинкования длинномерных стальных изделий

Например, в случае цинкования труб нефтяного сортамента длиной 10,5 м технология «Неоцинк» обеспечивает получение

качественного и равномерного по толщине покрытия на наружной и внутренней поверхностях труб и на их резьбовых участках. При цинковании муфт для насосно-компрессорных труб обеспечивается равномерное покрытие по всему профилю резьбы муфты [9].

В последнее время все большее внимание технологии диффузионного цинкования уделяют и нефтяные компании, так как их современная технологическая политика жестко направлена на снижение затрат на добычу нефти, а использование диффузионных цинковых покрытий позволяет многократно увеличить наработку на отказ нефтепромыслового оборудования.

Также необходимо отметить, что диффузионный способ цинкования находит все большее распространение при производстве различных стальных изделий, что обусловлено, прежде всего, высокими защитными свойствами этих покрытий, а следовательно — высоким экономическим эффектом, получаемым при эксплуатации этих изделий.

2.1.2 Насосно-компрессорные трубы из стали мартенситного класса, содержащих 13% хрома

Описаны общие закономерности коррозионного растрескивания сталей, которое оказывает определяющее влияние на возможности применения обсадных и насосно-компрессорных труб для добычи углеводородов при высоких концентрациях углекислого газа. Рассмотрены вопросы углекислотной коррозии оборудования скважин на Бованенковском и Уренгойском НГКМ, которая представляет большую опасность для оборудования скважин. Предложена методика лабораторных исследований фрагментов труб с дефектами в виде язв на внутренней поверхности и сквозных отверстий. Рассмотрены результаты исследований металла труб. Приведены результаты металлографического исследования материала труб, подвергнутых язвенной углекислотной коррозии. Проанализированы причины и механизм коррозионного углекислотного разрушения тела трубы. С

целью предотвращения углекислотной коррозии даны предложения по применению обсадных и насосно-компрессорных трубы из сталей мартенситного класса, содержащих 13% хрома. Сформулированы технические требования к обсадным и насосно-компрессорным трубам из сталей мартенситного класса, содержащих 13% хрома.

В последнее десятилетие наблюдается устойчивый рост потребности мирового рынка в трубах для добычи нефти и газа из высоколегированных коррозионностойких сталей и сплавов, предназначенных для месторождений, в продукции которых присутствуют коррозионно-агрессивные компоненты, такие как сероводород и диоксид углерода.

Несомненно, сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением, которое вызывает сероводород, является наиболее опасным видом разрушения труб и внутрискважинного оборудования, и мерам по его предотвращению уделяется большое внимание во всем мире. Нельзя недооценивать и углекислотную коррозию, широко распространенную на нефтяных и газовых месторождениях и представляющую большую опасность для оборудования скважин. Углекислый газ, растворяясь в воде, превращается в угольную кислоту, способствуя интенсивной общей коррозии, которую можно спрогнозировать в лабораторных условиях. Проблема в том, что зачастую коррозионные поражения не распределяются равномерно по поверхности труб, а носят явно выраженный язвенный (локальный) характер, при этом скорость локальной коррозии может быть в несколько раз больше средней скорости общей коррозии.

Для скважин Бованенковского месторождения характерно наличие в добываемом продукте углекислоты, которая приводит к преждевременному выходу из эксплуатации труб и оборудования. Аналогичная проблема углекислотной коррозии наблюдается в районе Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, на одной из скважин которого

произошел, обрыв резьбовой части труб $\varnothing 73,0 \times 5,51$ мм группы прочности L80 в соединении с фонтанной арматурой.

Для исследования были отобраны фрагменты труб с дефектами в виде язв на внутренней поверхности и сквозных отверстий (рисунок 13). Изучались продукты коррозии, образовавшиеся на внутренней поверхности труб в процессе эксплуатации, и структура металла труб. Исследования проводились методами рентгеноструктурного анализа, оптической металлографии и просвечивающей электронной микроскопии.

Продукты коррозии счищались с поверхности металла, после чего осуществлялась их магнитная сепарация с целью разделения порошка на магнитные и немагнитные фракции, что увеличивало чувствительность метода. Затем проводился рентгеноструктурный анализ каждой из фракций. Фазовый состав (в порядке убывания содержания фаз) следующий: карбонат железа, окислы железа, α -кварц, гидроксиды железа, следы кальцита.

Окислы железа были представлены в виде Fe_3O_4 и Fe_2O_3 , а гидроксиды – $\gamma\text{-FeOOH}$ и $\delta\text{-Fe}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$. Следует отметить, что основной фазой, присутствовавшей в продуктах коррозии, был карбонат железа – FeCO_3 .



Рисунок 13 - Общий вид участка трубы с дефектами

Сталь во всех исследованных образцах была достаточно чистой в отношении неметаллических включений – на нетравленном шлифе видны очень мелкие частицы, не более 10 мкм. Наблюдались отдельные

включения размером до 30 мкм и очень редкие строчки, вытянутые вдоль направления деформации, длиной до 50 мкм (рисунок 14).



Рисунок 14 - Строчки вытянутых вдоль оси трубы (в направлении деформации) неметаллических включений (при 500-кратном увеличении)

Структура стали – мелкозеренный отпущенный бейнит (рисунок 15), причем микроструктура металла приповерхностного слоя у внутренней стенки труб вблизи дефектов не отличалась от микроструктуры остального металла. Таким образом, структура металла труб была практически одинаковой по всей толщине стенки труб и не могла служить основной причиной появления дефектов в процессе эксплуатации.



Рисунок 15 - Микроструктура металла трубы – отпущенный бейнит (при 200-кратном увеличении)

В дефектной зоне на нетравленном продольном шлифе под слоем продуктов коррозии виден слой металла, язвы и трещины в подповерхностном слое (рисунок 16). Поперечное по отношению к оси трубы расположение трещин свидетельствует о том, что одной из причин их появления в процессе коррозии могли служить растягивающие напряжения, действующие на трубы.



Рисунок 16 - Продольный шлиф (нетравленный образец).

Коррозионные язвы и трещины в подповерхностном слое внутренней стенки трубы. Поперечное по отношению к направлению деформации трубы расположение трещин

Поскольку внутренняя стенка трубы была сильно загрязнена продуктами коррозии, что не позволяло выявить начало процесса, было решено начать исследование со значительно менее окисленной внешней стенки. На фотографии ее продольного шлифа (рисунок 17) видны трещины, направленные от поверхности вглубь металла. Одна из трещин явно зарождалась на поверхностном дефекте. Однако дальнейшего развития вглубь металла трубы трещины не получили – протяженность их мала. Таким образом, условия на внешней поверхности труб не способствовали распространению уже образовавшихся трещин вглубь металла.

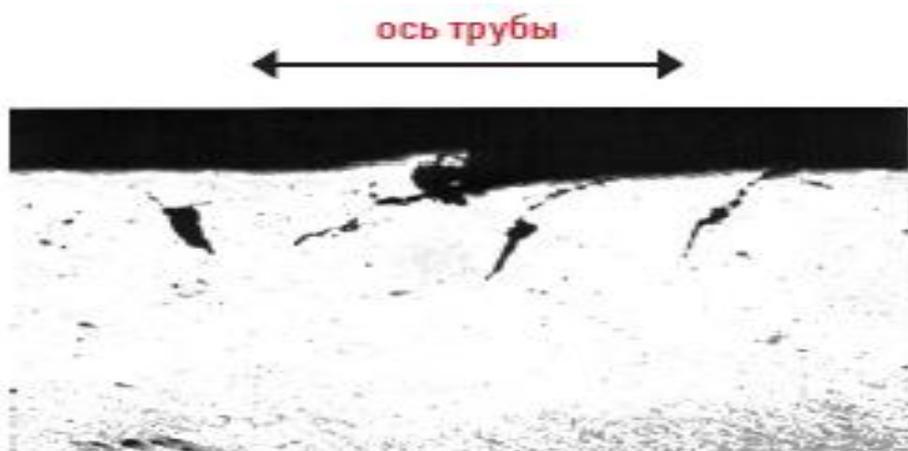


Рисунок 17 - Трещина на внешней поверхности трубы (при 400-кратном увеличении)

На внутренней поверхности трубы процесс происходил гораздо интенсивнее. Роль неметаллических включений в распространении процесса коррозии показана на фотографиях (рисунок 18). Видно, что язвы, покрывавшие внутреннюю стенку трубы, не имели гладких краев. Внутри таких полостей процесс коррозии распространялся от язвы к язве вдоль оси трубы по неметаллическим включениям, вытянутым вдоль этого же направления. Вероятнее всего и зарождение процесса коррозионного разрушения не только на поверхностных дефектах, связанных с обработкой, но и на неметаллических включениях. На рисунке 17а видна строчка неметаллических включений у внутренней стенки трубы. Именно эта строчка в месте выхода на поверхность служит зародышем для образования коррозионной трещины, а в дальнейшем способствует распространению трещины вдоль оси трубы.

Учитывая все изложенное, можно предположить, что появление сквозных отверстий в стенке трубы происходило по следующей схеме. Причиной появления трещины в каждом конкретном месте поверхности являются дефекты обработки и неметаллические включения. Появляющиеся в процессе эксплуатации на поверхности трубы мелкие трещины практически не развиваются вглубь металла на внешней поверхности (рисунок 17). На внутренней поверхности трещины

развиваются дальше под воздействием слабокислой среды, которая возникает в результате взаимодействия воды и углекислого газа, присутствующих в конденсате. Об этом свидетельствует присутствие карбоната железа на внутренней поверхности трубы [10].

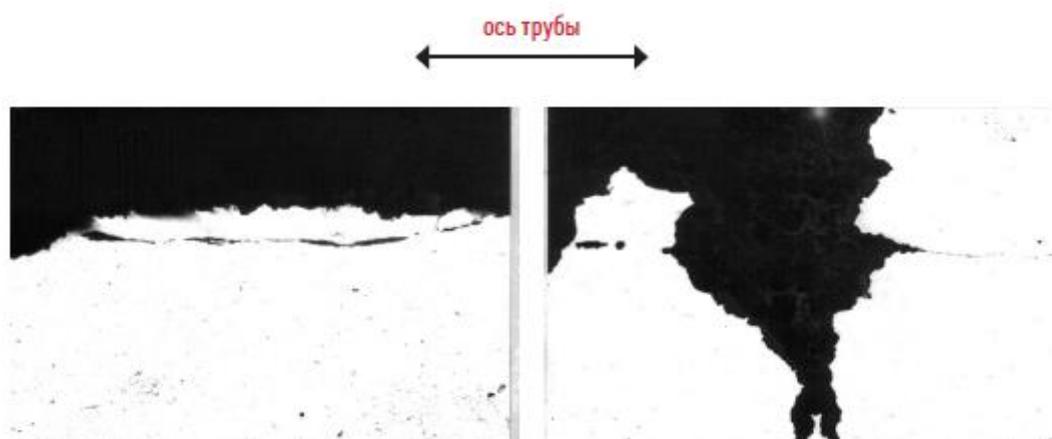


Рисунок 18 - Внутренняя поверхность трубы. Продольный нетравленный шлиф (при 200-кратном увеличении): а) строчка неметаллических включений у края трубы; б) распространение процесса коррозии по строчкам неметаллических включений

В коррозионно-активной среде внутри трубы поверхность трещин корродирует, образуются и растут язвы. При пересечении такой язвой строчки неметаллических включений коррозия распространяется и по осевому направлению (рисунок 18). В результате появляются подповерхностные коррозионные дефекты (рисунок 18а). Металл над этими дефектами оказывается слабо связанным с основой и может отслаиваться в результате абразивного процесса (в конденсате присутствуют абразивные частицы – кварц, частицы окислов), что приводит к появлению и росту язв в теле трубы вплоть до появления сквозных отверстий.

Таким образом, к появлению дефектов в трубе привел ряд факторов, основным из которых является наличие CO_2 в продукции скважины.

Для борьбы с углекислотной коррозией применяются обсадные и насосно-компрессорные трубы из сталей мартенситного класса, содержащих 13% хрома. Для эксплуатации на месторождениях, где трубы подвергаются воздействию углекислого газа и ионов хлора (морская вода), хорошие результаты показала сталь с 13% хрома, технические требования к которой для группы прочности L80 сформулированы в стандарте API 5CT (таблица 4).

Таблица 4 Химические составы сталей типа L80 9Cr, 13Cr по API 5CT

Марка стали	C	Si	Mn	Ni	Cr	Mo	Cu	Pmax	Smax
L80-13Cr	0,15–0,22	≤ 1,00	0,25–1,00	≤ 0,5	12,0–14,0	–	≤ 0,5	0,020	0,010
L80-9Cr	≤ 0,15	≤ 1,00	0,30–0,60	≤ 0,5	8,0–10,0	0,90–1,10	≤ 0,5	0,020	0,010

Сопротивление общей коррозии (потере веса) и точечной коррозии (питтингу) в сталях типа L80 13Cr достигается за счет формирования устойчивой пассивной пленки на поверхности материала. Процент содержания хрома в стали определяется следующим образом. При повышении содержания хрома в стали до 10% скорость коррозии в среде, содержащей CO₂, заметно снижается, а затем изменяется незначительно (рисунок 19). Таким образом, для обеспечения коррозионной стойкости хрома в стали должно быть не менее 10%.

В среде, содержащей CO₂, нержавеющие стали 13Cr обладают значительно более высокой коррозионной стойкостью вплоть до температур 150 °С, нежели углеродистые и стали 9Cr (рисунок 20).

Сопротивление общей коррозии (потери веса) и точечной коррозии (питтинг) в сталях типа L80 13Cr достигается за счет формирования устойчивой пассивной пленки на поверхности материала.

Освоение производства труб из стали 13Cr впервые в отечественной практике было осуществлено на ОАО «Волжский трубный завод» (обсадные трубы) и ОАО «Синарский трубный завод» (насосно-компрессорные трубы).

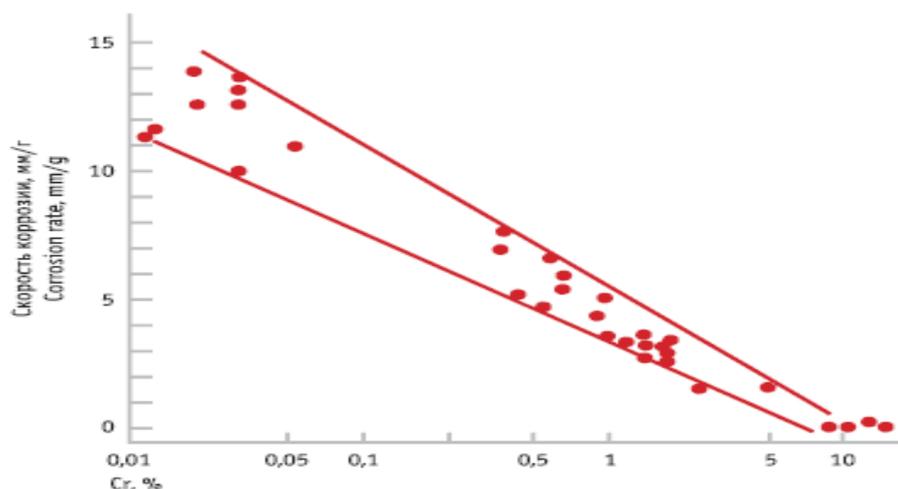


Рисунок 19 - Влияние содержания хрома в стали на коррозионную стойкость (искусственная морская вода: температура 60 °С; парциальное давление CO₂ 0,1 МПа; скорость потока 2,5 м/с; длительность испытаний 150 ч)

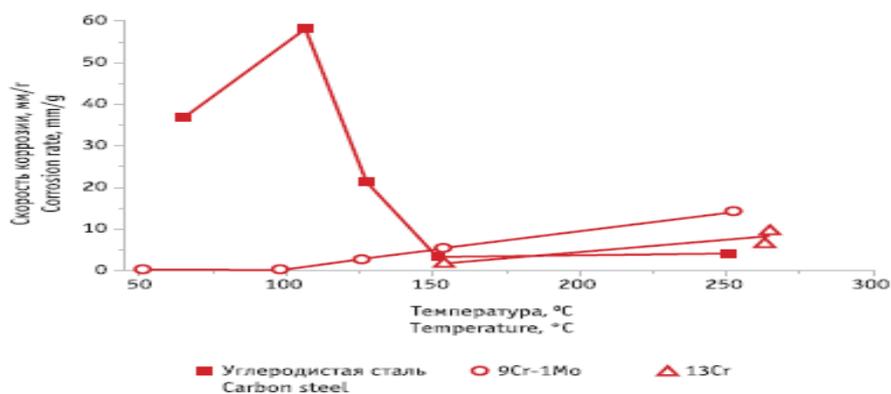


Рисунок 20 - Влияние температуры на скорость коррозии (искусственная морская вода: парциальное давление CO₂ 3,0 МПа; длительность испытания 72 ч; скорость потока 2,5 м/с)

2.1.3 Внутреннее полимерное покрытие серии ТС3000

Трубы с внутренними защитными покрытиями используются во всем мире уже более 60 лет. Применение полимерных покрытий на внутренней поверхности труб позволяет защитить ее как от общей коррозии, так и от воздействия CO₂, H₂S и сульфатвосстанавливающих бактерий. При этом снижается скорость образования АСПО,

солеотложений, а также улучшаются гидравлические характеристики потока.

Материалы покрытий серии TC3000 разработаны Hilong Group и различаются в зависимости от условий и задач применения.

Технологический процесс нанесения покрытия TC3000 состоит из нескольких основных этапов:

- входной контроль;
- подготовка внутренней поверхности трубы посредством термического обезжиривания (при температуре 400°C) и пескоструйной обработки;
- нанесение и полимеризация первого слоя покрытия (праймер);
- нанесение и полимеризация второго слоя (основной слой) покрытия (каждый этап нанесения покрытия сопровождается контрольными операциями);
- маркировка и упаковка труб.

Покрытия серии TC делятся на жидкие и порошковые, при этом толщина жидких покрытий варьирует в интервале от 150 до 250 мкм, а порошковых – от 175 до 500 мкм (в зависимости от типа и назначения покрытия).

Надо отметить, что минимальная толщина покрытия обусловлена следующими параметрами:

- при толщине сухой пленки от 150 мкм внешний вид покрытия сохраняется в хорошем состоянии;
- повышается ударная стойкость покрытия;
- увеличиваются износостойкость и ее продолжительность;
- повышается продолжительность устойчивости к водяному пару;
- от толщины покрытия зависят его гидрофобные свойства: при толщине пленки 25~100 мкм водопроницаемость составляет 90~1150

г/(см²·Д)·10⁻⁵; 70~150 мкм – 33~653 г/(см²·Д)·10⁻⁶; 150~250 мкм – 27~340 г/(см²·Д)·10⁻⁷.

- усиливается стойкость к агрессивным средам.

На рынке труб с покрытиями присутствуют компании, которые наносят покрытия с толщиной сухой пленки менее 150 мкм, что приводит к снижению стоимости конечной продукции (за счет уменьшения расхода покрытия), но надо отметить, что это также влияет на защитные свойства покрытия, в том числе в отношении времени сохранения заявленных характеристик. Именно поэтому минимальная толщина покрытий серии ТС составляет 150 мкм.

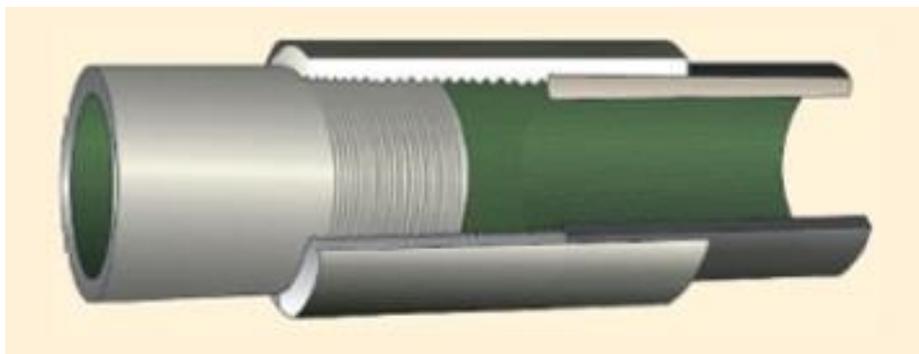


Рисунок 21 - 100% охват внутренней поверхности труб покрытием

Ключевое преимущество технологии нанесения состоит в том, что нанесение покрытий осуществляется не только на внутреннюю поверхность НКТ, но и на торцы труб, первые заходные витки резьбы ниппеля НКТ, а также на межниппельное пространство муфты, благодаря чему достигается 100% покрытие внутренней поверхности трубы (рисунок 21). Данная технология нанесения покрытия является общепризнанной и ее эффективность подтверждена многолетней практикой применения во всем Мире (Россия, Китай, США, Канада, страны ОПЕК и др.).

Для защиты резьбового соединения от задиров в процессе операций свинчивания-развинчивания, снижения рисков нарушения профиля резьбы в процессе сборки труб на скважине и, как следствие, увеличения максимального числа спускоподъемных операций (СПО) завод ООО «Техномаш» использует муфты с термодиффузионным

покрытием (ТДЦ) взамен стандартно-применяемого фосфатирования (рисунок 22). Гарантия на СПО в зависимости от изготовителя ТДЦ может достигать до 20 операций, а реальные промышленные результаты доказывают, что при соблюдении руководства по эксплуатации НКТ с муфтами ТДЦ число СПО может достигать 50-70 (для сравнения гарантия на СПО с муфтами с фосфатным покрытием составляет до 6 СПО).



Рисунок 22 - Общий вид муфт с ТДЦ

Для защиты наружной поверхности на время транспортировки и хранения, в обязательном порядке (если заказом не предусмотрено иное) наносится наружное консервационное покрытие.

За разработку и испытания материалов отвечают два собственных научно-исследовательских центра (рисунок 23): Научный центр по изучению труб нефтегазового сортамента (г. Шанхай) и Научный центр по изучению химической промышленности (г. Шанхай), благодаря чему продукция отвечает высоким заявленным требованиям.

Трубы с покрытием ТС3000 успешно эксплуатируются в самых разных регионах России. Во всех случаях внедрение представленного покрытия позволяет увеличить наработку труб в разы (рисунок 23,24).

Так, в ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» трубы с покрытием ТС3000F были внедрены на 49 скважинах. Максимальная (текущая) наработка составила 2679 суток, а средний показатель в три раза превысил СНО

стандартных решений. После осмотра всех подвесок НКТ принято решение об их повторном использовании.



Рисунок 23 - ТС3000 против коррозии

На месторождениях ОАО «Новосибирскнефтегаз» трубы с покрытием ТС3000F были внедрены на двух скважинах. Средняя (текущая) наработка увеличилась в 3,1 раза. По итогам осмотра подвески НКТ признаны пригодными для дальнейшей эксплуатации.

К началу 2017 года максимальная наработка на скважинах ООО «Газпромнефть-Хантос» превысила 1100 суток, а средний (текущий) показатель увеличился в четыре раза. По заключению специалистов ООО «Газпромнефть-Хантос» НКТ с внутренним защитным покрытием серии ТС3000 за время эксплуатации зарекомендовали себя как надежные.

В ООО «Газпромнефть-Восток» средняя наработка после применения покрытия увеличилась в 7,8 раза (данные по семи скважинам). Максимальная наработка по дате отзыва – 2200 суток. Подвески признаны годными к дальнейшей эксплуатации.

Наилучшим образом НКТ с покрытием ТС-3000F показали себя на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК (139 скважин), где было зафиксировано двадцатикратное увеличение наработки на отдельных скважинах (скважины категории К3 и К4 по классификатору

«Томскнефти»). По результатам эксплуатации принято решение о тиражировании НКТ с внутренним покрытием ТС3000F.

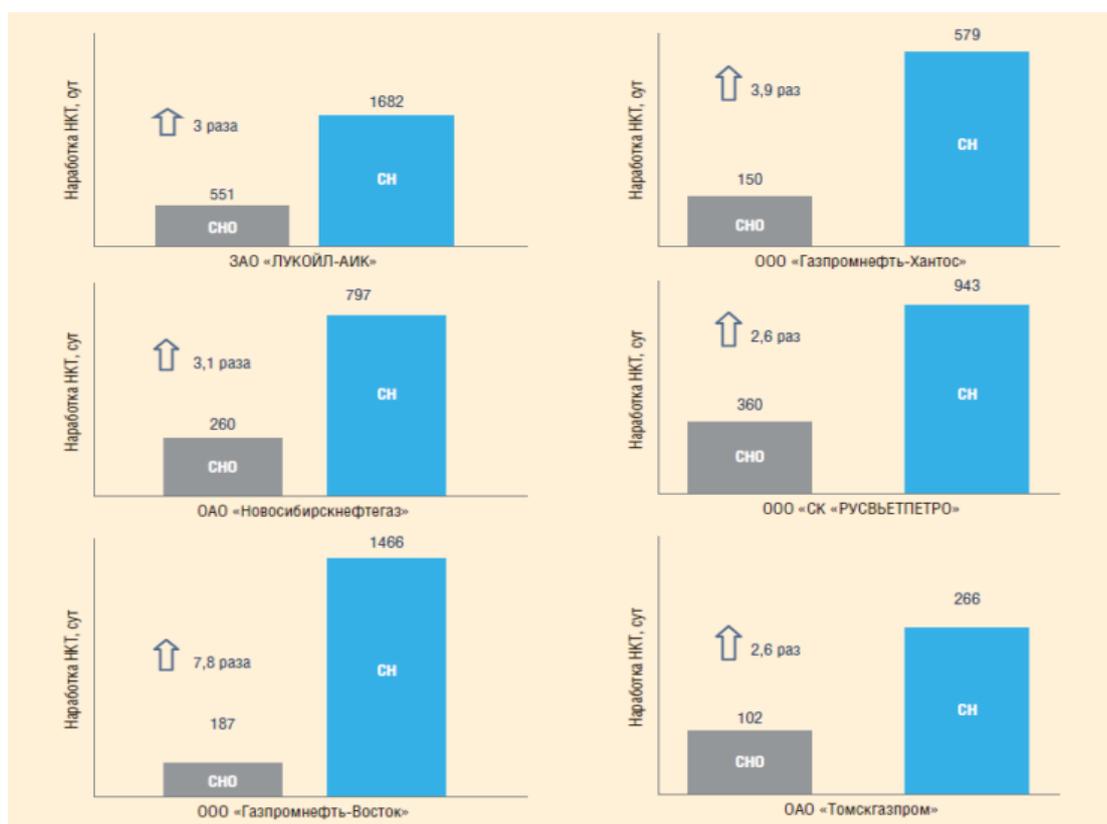


Рисунок 24 - ТС3000F против коррозии: средняя наработка НКТ до и после применения покрытия

В АО «ННК-Печоранефть» опыт применения НКТ с покрытием ТС3000F также признан положительным. Текущая наработка НКТ увеличилась в два раза.

В ОАО «Томскгазпром» увеличение наработки (текущей) по трубам с покрытием ТС3000F составляет 3,3 раза. Компанией принято решение о тиражировании технологии, и на текущий момент Заказчику поставлено более 5000 т продукции.

Опыт применение ТС3000 на фонде ППД

В результате применения труб с покрытием ТС3000 в нагнетательных скважинах ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» максимальная (текущая) наработка составила 1303 суток, а средняя (текущая) наработка увеличилась в 3,1 раза. Отмечен значительный рост наработки НКТ.

Результаты ОПИ, проводимых на водозаборном фонде одного из месторождений ХМАО с целью решения проблем коррозии, признаны успешными. Средняя (текущая) наработка увеличилась в 4,9 раз [11].

Экономический эффект для осложненных скважин при применении защитных покрытий серии ТС3000 достигается за счет увеличения наработки НКТ, отсутствия затрат на закуп новых НКТ, сокращения числа ремонтов скважин и потерь нефти из-за простоев, что в конечном счете приводит к снижению себестоимости добычи нефти.

2.1.4 Насосно-компрессорные трубы с покрытием ДЕЛЬТА5+

Современные технические покрытия предназначены для нескольких целей, но в первую очередь покрытия применяются для отделения задачи выполнения устройством своей функции от задачи противостояния внешней среде. Правильно подобранное покрытие дает каждой части устройства заниматься своим делом, основному материалу устройства – работать, покрытию – защищать от неблагоприятных внешних воздействий.

Если говорить о нефтепромышленности, то погружное оборудование и колонны НКТ в процессе эксплуатации скважин подвергаются электрохимической коррозии, растрескиванию, механическому износу и усталости, эрозии и кавитации, трению, а также многим другим неблагоприятным факторам. Для давно эксплуатируемых месторождений естественна высокая обводненность добываемых флюидов, характерная для поздних стадий разработки. А для новых скважин в старых районах добычи растет глубина, что, в свою очередь, приводит к повышению температуры и давления и, как следствие, – к повышению коррозионной активности.

Для новых перспективных районов нефтедобычи, в дополнение к нелегким геологическим условиям освоения, характерна удаленность эксплуатируемых скважин от мест переработки и потребления нефтепродуктов. Эта удаленность умножает логистические и

транспортные расходы, связанные с ремонтом скважин, так что долговременная бесперебойная работа оборудования приобретает особую важность. Также переход к интенсивным способам эксплуатации скважин, заключающийся, например, в использовании мощных насосов ради высоких дебитов, приводит к возрастанию скорости извлекаемого потока флюидов, что значительно увеличивает как скорость коррозии, так и скорость абразивного износа. В подобных условиях черные трубы НКТ выходят из строя за несколько месяцев. Таким образом, в современной нефтегазовой промышленности задача противодействия внешним агрессивным воздействиям эксплуатационной среды постоянно приобретает все большую актуальность и остроту, что приводит к потребности в разработке новых видов защитных покрытий в рамках мероприятий по снижению затрат нефтедобычи.

Факторы агрессивности среды:

- температура,
- давление,
- газовый фактор,
- углекислый газ,
- сера и сероводород,
- КВЧ (концентрация взвешенных частиц),
- минерализация.

В случаях, когда оборудованию приходится работать в условиях агрессивной среды, правильно подобранное покрытие является обязательным для обеспечения устойчивой работы. Защитные покрытия изолируют поверхность металла от контакта с коррозионной средой, предотвращают отложения солей и парафинов, защищают трубы от абразивного износа, уменьшают гидравлическое сопротивление, увеличивают количество циклов свинчивания-развинчивания и многое другое.

При наличии многофакторного агрессивного воздействия большое значение приобретают многосоставные, дуплексные или триплексные покрытия. Благодаря различной природе разных слоев покрытий возникает синергетический эффект возрастания устойчивости покрытия к комплексным коррозионным факторам.

Любое покрытие имеет свои пределы работоспособности в той или иной среде. Агрессивность сред определяет процессы разрушения покрытия, причем законы разрушения покрытия различны для разных сред. Принципиальная многофакторность воздействий среды требует гибких решений по противостоянию к агрессивным воздействиям. Каждый слой сконструирован так, чтобы успешно противостоять какому-либо из разрушающих воздействий.

Покрытие Дельта5+ на данный момент является дуплексной системой защиты (рисунок 25). Первый слой составляет железоцинковый интерметаллид, получаемый инновационной модификацией термодиффузионного цинкования. Поверх железоцинкового покрытия наносится современное полимерное покрытие. Дуплексное цинково-полимерное покрытие Дельта5+ это действенное средство повышения средней наработки на отказ НКТ, муфт, насосных штанг и другого погружного оборудования, а также лучшее антикоррозионное покрытие с повышенной износостойкостью [12].

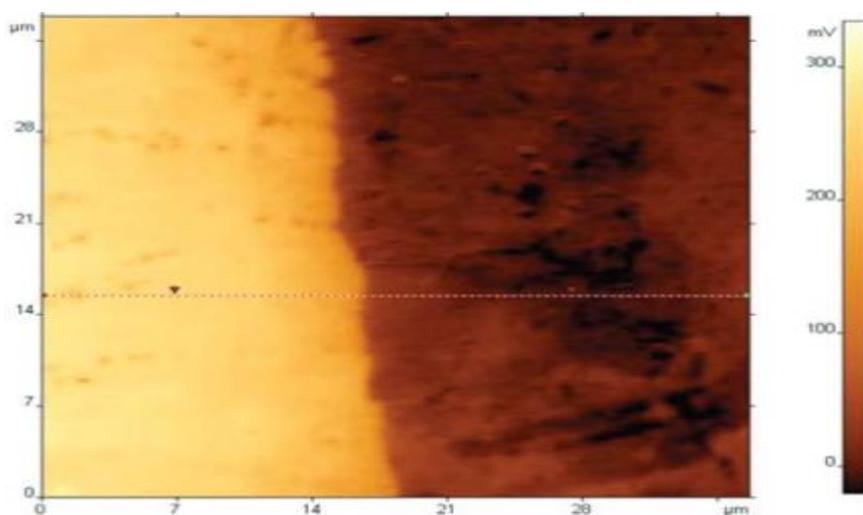


Рисунок 25 - Граница железоцинкового слоя покрытия и стали трубы

Ключевые свойства покрытия Дельта 5+ по технологии НеоЦИНК:

1. Коррозионная стойкость. Скорость коррозии покрытия Дельта 5+ существенно ниже скорости коррозии черных труб. Это происходит благодаря совместному действию барьерной защиты, которую предоставляет полимерный слой, и протекторной защиты железоцинковой основы.

2. Высокая износостойкость. Локальная твердость железоцинкового интерметаллида обеспечивает высокое сопротивление абразивному износу, вызванному наличием примесей, а также механическому истиранию оборудования.

3. Увеличенный ресурс спускоподъемных операций. Высокая микротвердость приводит к многократному увеличению количества циклов свинчивания-развинчивания, без нарушения герметичности резьбы, в то время как черная труба теряет свой ресурс после 3–5 циклов. Это особенно важно для работы НКТ в составе технологических подвесок.

4. Удобство эксплуатации. Покрытие Дельта5+ не требует особых условий хранения и транспортировки, покрытию не страшны захваты трубных ключей и спайдеров, не требуется специализированное оборудование на ремонтных базах. Также покрытие Дельта 5+ в силу своей диффузионной природы обладает исключительной адгезией, т.к. покрытие представляет собой неразрывное целое с телом трубы. Никакое разумное обращение не способно вызвать отслоение диффузионного слоя покрытия от основы. После ремонта трубы с покрытием Дельта5+ могут использоваться как обычные отремонтированные НКТ.

В результате ключевые свойства покрытия Дельта5+ по технологии «НеоЦИНК» позволяют увеличить срок службы НКТ до 7 раз по сравнению с обычной «черной» трубой.

2.1.5 Насосно-компрессорные трубы с покрытием серии MAJORPACK

Основная область применения технологий Majorpack – защита погружного скважинного оборудования для добычи нефти, эксплуатируемого в агрессивных условиях, включая среды с высокой коррозионной активностью и склонностью к образованию АСПО. Линейка, предлагаемая производителями, включает в многослойные покрытия серий MPAG96, MPLAG96 и др., специальную предохранительную деталь (вставку) Majorpack Streamer (MP «Стример») для защиты торцевой части ниппеля НКТ и предотвращения коррозии и промыва межниппельного пространства муфты, дуплексную систему защиты НКТ Majorpack GH6S и др. В России защитные технологии Majorpack успешно прошли лабораторные и промысловые испытания на месторождениях различных нефтяных компаний, подтвердив свою применимость в осложненных условиях эксплуатации.

Предлагаемые антикоррозионные покрытия Majorpack представляют собой многофакторную систему защиты, которая сочетает как протекторные, так и барьерные свойства (рисунок 26). В настоящее время линейка Majorpack включает покрытия, состоящие из интерметаллидного слоя (протекторная защита), который наносится на НКТ диффузионным способом, и наносимого поверх него многокомпонентного полимера (барьерная защита). Также производятся и чисто полимерные покрытия в качестве исключительно барьерного метода защиты.

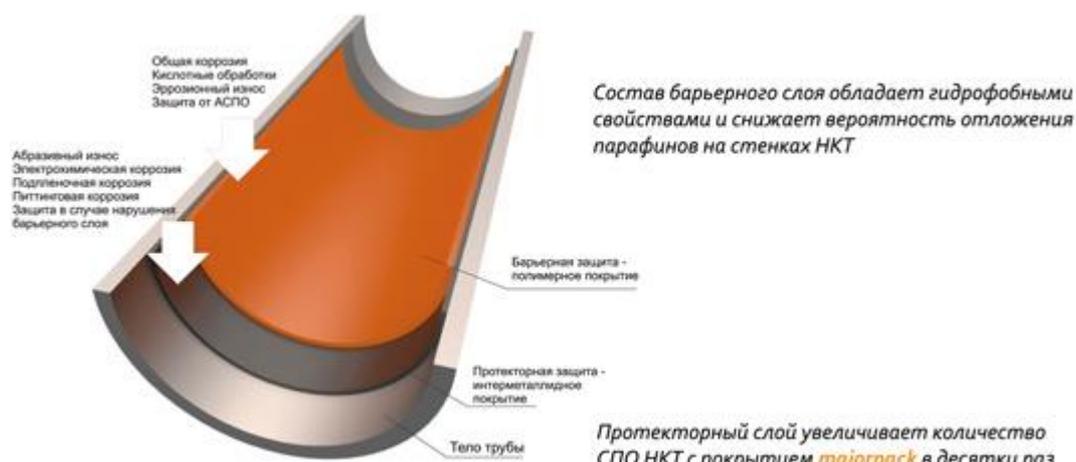


Рисунок 26 - Барьерная и протекторная защита Majorpack

Состав многокомпонентного полимера подбирается под конкретные скважинные условия и обеспечивает защиту от химической и кислотной коррозии, а также потоковых явлений. Интерметаллидный (протекторный) слой защищает НКТ от электрохимической, подпленочной и питтинговой коррозии, обеспечивая катодную защиту поверхности и тела трубы в случае повреждения барьерного слоя. В том числе он выполняет функцию праймера для барьерного слоя.

Протекторный слой отличается высокой адгезией к телу НКТ (более 30 МПа) и микротвердостью (в 2,5 раза выше стали N80), а также повышенной стойкостью к физическому воздействию. Этот слой наносится на 100% поверхности НКТ – внутри, снаружи, на резьбовые соединения и муфты. Особо следует отметить полную ремонтпригодность НКТ с покрытиями Majorpack.

1. Покрытие Majorpack MPAG96 (рисунок 27). Это универсальная многофакторная технология, обеспечивающая комплексную защиту НКТ при наличии таких осложняющих факторов, как агрессивная углекислотная коррозия, сероводородная коррозия. Одновременно обеспечивается защита резьбового соединения. Наличие протекторного интерметаллидного слоя увеличивает ресурс резьбового соединения до

60 СПО (операции свинчивания и развинчивания). Термостойкость покрытия позволяет ему выдерживать рабочие температуры свыше 200°С. Адгезия к телу трубы составляет 12 МПа. Промысловые испытания НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96 проходили на одном из месторождений Нижневартовского региона. Спуск НКТ состоялся в ноябре 2012 года. Текущая наработка оборудования на коррозионном фонде составляет больше 1000 суток. Все подвески НКТ по-прежнему находятся в работе.

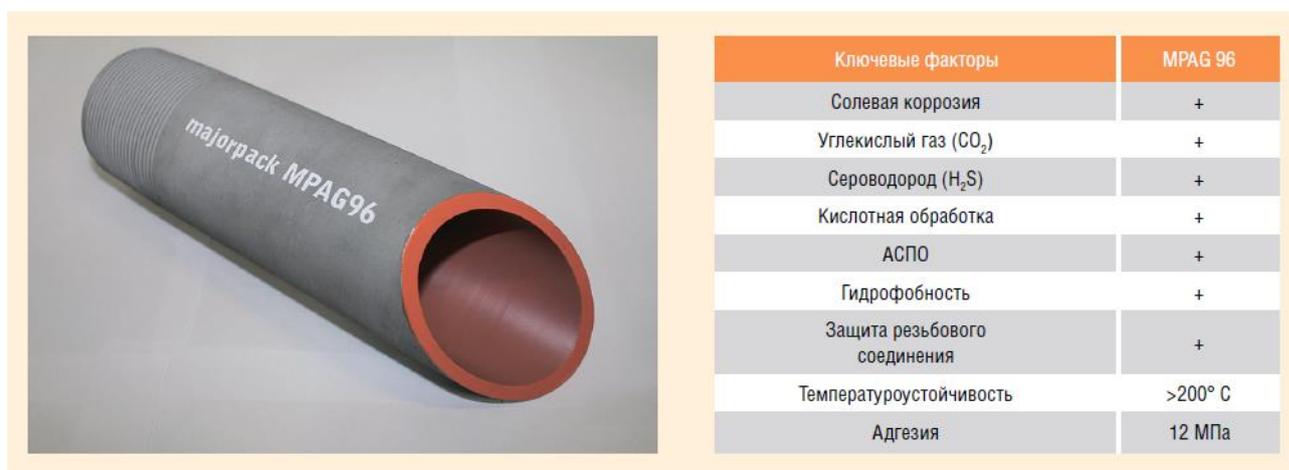


Рисунок 27 - Защитное покрытие Majorpack MPAG96

С января 2012 года на Урманском месторождении ООО «Газпромнефть-Восток» проводились испытания НКТ с покрытием Majorpack MPAG96 модификации С. Для скважин месторождения до применения покрытия Majorpack MPAG96 была характерна агрессивная углекислотная коррозия, а среднее время эксплуатации НКТ до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии, составляло порядка 150 суток. Срок опытно-промышленных испытаний НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96 был 205 суток. По истечении этого срока на рабочей поверхности труб с покрытием никаких механических повреждений выявлено не было; покрытие не утратило блеска и гладкости, следов коррозии или разрушения покрытия также не было обнаружено. ОПИ признаны успешными: покрытие полностью доказало свою эффективность в борьбе

с самыми агрессивными коррозионными средами и осложненными условиями добычи. Положительные результаты были получены также по итогам ОПИ на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (ТПП «Урайнефтегаз») (рисунок 28). Все десять спущенных комплектов НКТ по-прежнему находятся в работе, из них семь отработали свыше 600 суток (срок подконтрольной эксплуатации). За весь период не зафиксировано ни одного отказа ГНО по причине выхода подконтрольных НКТ из строя. Средняя наработка на отказ до внедрения НКТ с покрытием Majorpack MPAG96 составляла 217 суток, после внедрения – более 1088 суток.

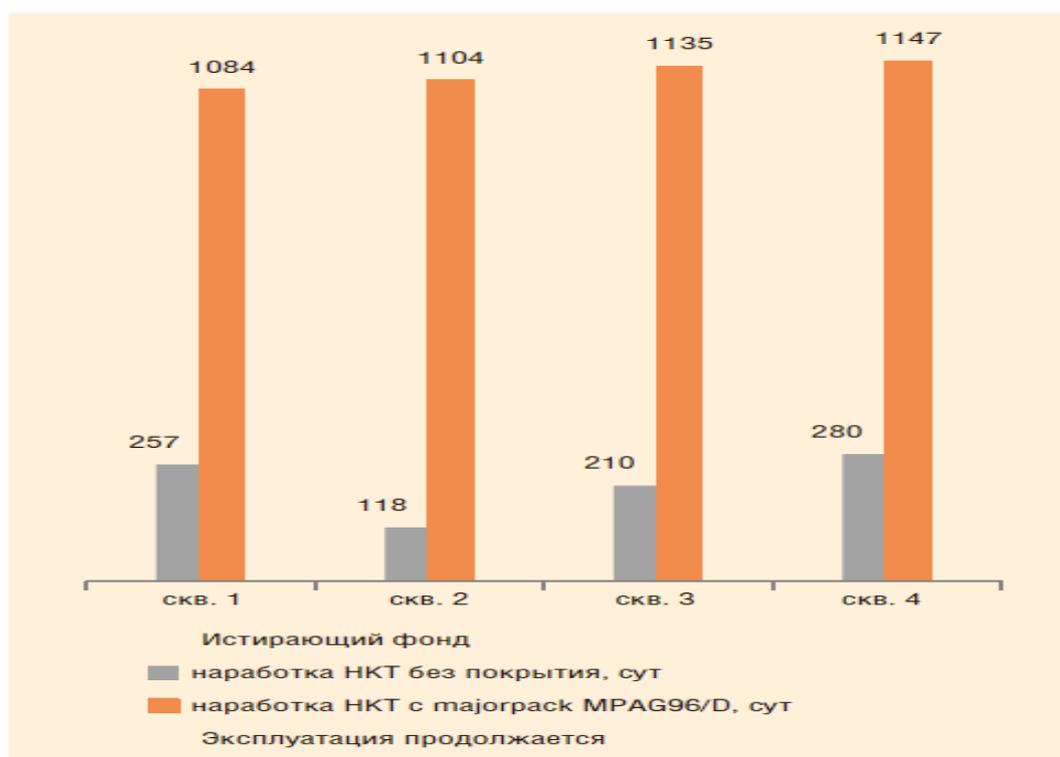


Рисунок 28 - Опыт применения защитного покрытия Majorpack MPAG96/D в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

2. Основное предназначение покрытия Majorpack MPLAG96 – защита от углекислотной коррозии, а также защита НКТ при проведении кислотных обработок. Данное покрытие ориентировано на использование в агрессивных коррозионных средах, не осложненных присутствием больших количеств сероводорода (рисунок 29).



Рисунок 29 - Защитное покрытие Majorpack MPLAG96

На месторождениях ООО «Газпромнефть-Восток» по ряду подконтрольных скважин текущая наработка НКТ с покрытием Majorpack MPLAG96 модификации С превысила 900 суток, в то время как до применения покрытий ННО составляла от 60 до 150 суток.

3. Дуплексная защитная система Majorpack GH6S, предназначенная специально для погружного оборудования, эксплуатация которого проходит в коррозионно-агрессивных условиях (рисунок 30). Внутренняя защитная поверхность выполнена из нержавеющей стали, внешний протекторный слой – из интерметаллида.



Рисунок 30 - Дуплексная система защиты НКТ Majorpack GH6S

Дуплексная система Majorpack GH6S защищает от коррозии внешнюю и внутреннюю поверхность НКТ и муфт, включая резьбовые

соединения и торцы труб, и обеспечивает 100%-ную защиту всей поверхности НКТ. Система обладает высокой устойчивостью к механическим воздействиям и истиранию, а также повышенной износостойкостью. Температуростойкость Majorpack GH6S не ограничена, за счет чего технология выдерживает любые внутренние кислотные и термообработки. Адгезия интерметаллидного слоя составляет 30 МПа, микротвердость – до 5250 МПа.

Система значительно увеличивает ресурс и надежность резьбового соединения, а при использовании предохранительной вставки «Стример» (Majorpack Streamer) обеспечивается дополнительная защита межниппельного пространства от коррозионноэрозионных явлений [13].

1. Предохранительная деталь Majorpack Streamer (MP «Стример») создана специально для защиты торцевой части ниппеля НКТ, а также для предотвращения коррозии и промыва межниппельного пространства муфты (рисунок 30). «Стример» изготовлен из термостойкого армированного пластика, способного выдерживать температуры от -40 до 250°С. Оборудование адаптировано для треугольной резьбы, популярной в российской нефтедобыче, и может менять ширину в зависимости от ширины межниппельного расстояния (от 21 до 26 мм). Применение MP «Стример» актуально при скоростях потока от 5-10 м/с (рисунок 31).



На фото: инсталлятор стримера

Рисунок 31 - Установка Majorpack Streamer

Оборудование может также предустанавливаться в муфты НКТ в заводских условиях (рисунок 32).



Рисунок 32 - Резьбовое соединение НКТ и муфт до и после установки Majorpack Streamer

2.2 Технологии борьбы с коррозионной агрессивностью

2.2.1 Контейнер «Трил-К» (коррозия)

В течение 2016 года контейнеры «Трил» использовались в структурных подразделениях большинства крупных нефтедобывающих компаний России, включая ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», и в зарубежных компаниях.

Принцип работы контейнеров «Трил» следующий: ингибитор «Трил» помещается в скважину в контейнере, который устанавливается под насос перед спуском оборудования после бурения скважины либо во время очередного подземного (ПРС) или капитального (КРС) ремонта скважины. Добываемая жидкость омывает контейнер снаружи и, вымывая через дозировочные устройства контейнера ингибитор, подвергается необходимой обработке.

В процессе работы контейнера действие ингибитора сводится к обволакиванию частиц солей и асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), находящихся в добываемой жидкости, и созданию защитной пленки на поверхности глубинно-насосного оборудования (ГНО).

Обволакивающая (защитная) пленка препятствует отложению, слипанию и образованию крупных конгломератов частиц, выпадающих в осадок. Благодаря этому вредоносные частицы выносятся добываемой жидкостью во взвешенном состоянии. Важно отметить, что ингибитор «Трил» может применяться по всей технологической цепочке добычи нефти.

На рисунке 33 схематично представлена компоновка элементов ПСК в скважине. Контейнер «Трил» может применяться при добыче нефти любыми способами, включая механизированную добычу при помощи установок штанговых глубинных (УШГН) и электроцентробежных (УЭЦН) насосов, а также при фонтанном способе добычи нефти.

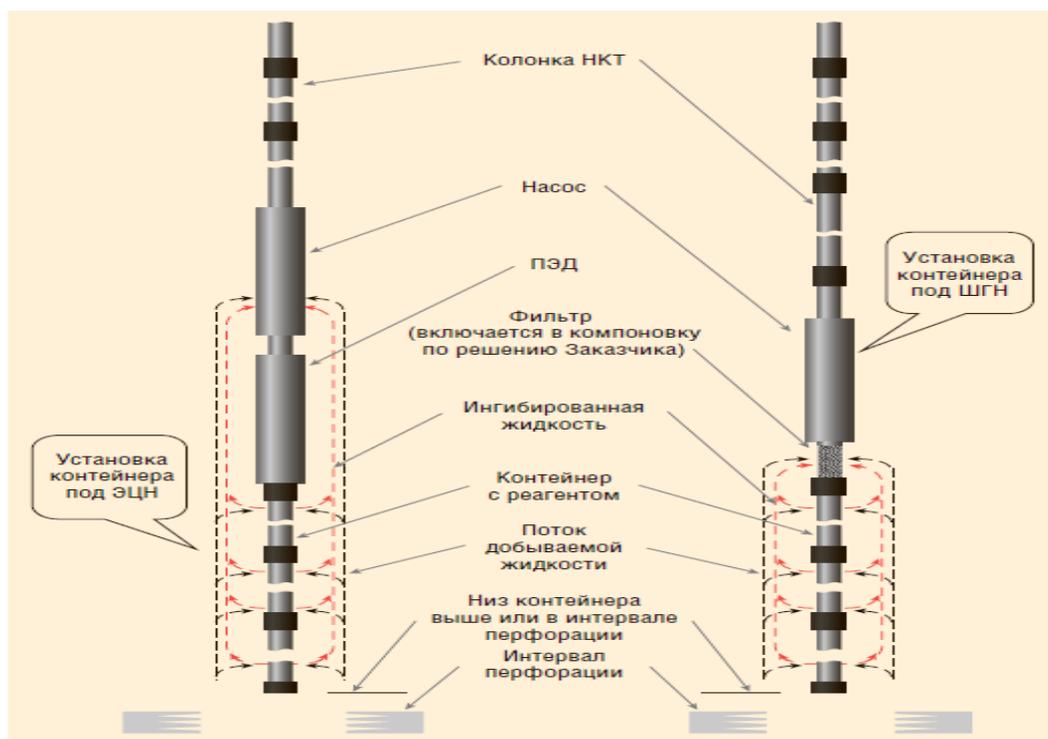


Рисунок 33 - Схема компоновки контейнера в скважине

Контейнеры «Трил» поставляются в разобранном виде, заполненные ингибитором. Стандартный контейнер типа МР-73 занимает три погрузочных места, каждое из которых весит не более 65 кг, что удобно при погрузке-разгрузке.

Зачастую для оптимальной защиты ГНО в процессе ввода скважины в эксплуатацию из бурения или ремонта, или после ГРП, желательно варьировать концентрацию реагента или даже использовать различные ингибиторы на разных стадиях процесса. Различные концентрации ингибитора или виды реагентов требуются для откачки буровых растворов, жидкостей глушения и ГРП, а также в зависимости от изменения концентрации механических примесей в добываемой продукции скважины.

В этой связи главная задача обеспечить возможность изменения дозировки и типа подаваемых реагентов с учетом динамики параметров работы скважины. При этом главной задачей по-прежнему оставалась эффективная защита ГНО при добыче пластовой жидкости.

Решить поставленную задачу удалось, создав многосекционную компоновку ПСК, каждая секция которой настраивается на дозирование одного или нескольких реагентов одновременно или поочередно, в том числе с варьируемой скоростью дозирования (рисунок 34).

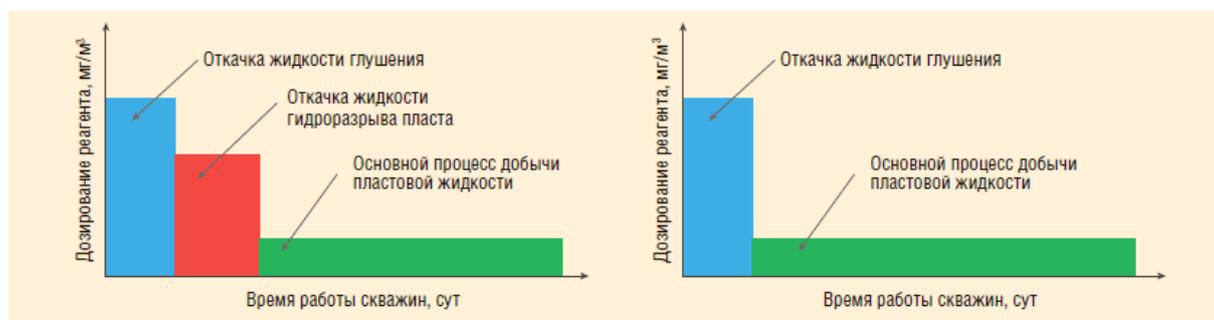


Рисунок 34 - Схема дозирования при одновременном дозировании разных реагентов

2.2.2 Анализ способов ингибирования скважин

История применения ингибиторов коррозии насчитывает несколько десятилетий, основные объекты защиты — это нефтепроводы и водоводы, по которым перекачиваются пластовые воды отдельно или совместно с нефтью. В то же время реагенты для защиты ГНО и НКТ скважин стали использовать сравнительно недавно и, как показывает

практика, объемы применения ингибиторов коррозии для защиты ГНО и НКТ с каждым годом возрастают в связи увеличением МРП обработанных скважин. Очевидно, что эффективность проводимых работ зависит от выбора марки ингибитора коррозии и технологии его применения.

Ингибиторы коррозии изготавливаются для борьбы как с углекислотной, так и с сероводородной коррозией и включают в себя водорастворимые, самодиспергируемые и диспергируемые реагенты, обладающие высокой термостабильностью, что позволяет применять их для защиты от коррозии ГНО и НКТ. Все производимые ингибиторы коррозии до момента их промышленного применения проходят многочисленные лабораторные, стендовые и опытно-промышленные испытания. Лабораторные исследования по определению защитных свойств ингибиторов коррозии (дополнительно к тестам по оценке защитных свойств гравиметрическим методом) в различных условиях проводятся на специализированном высокотехнологичном оборудовании (ACM Instruments). Комплекс испытаний ингибиторов коррозии включает измерение скорости коррозии методом LPR; проведение теста на прочность создаваемой пленки на поверхности металла с помощью цикловольтамперметрии; качественную оценку прочности и толщины создаваемой пленки на поверхности металла посредством электрохимического импеданса. После проведения всего комплекса исследований и при получении положительных результатов по всем методам продукт рекомендуется для испытаний в промышленных условиях.

Ингибиторная защита ГНО и НКТ включает в себя технологии, которые в различной степени являются эффективными и обладают как достоинствами, так и недостатками (таблица 5).

Таблица 5 - Сравнение технологий применения ингибиторов коррозии

Технология	Достоинства	Недостатки
Периодическая закачка водного раствора ингибитора коррозии в затрубное пространство	Возможность гибкого реагирования на изменение коррозионной ситуации за счет ввода ингибитора коррозии. Невысокие в большинстве случаев капитальные и эксплуатационные затраты на технологию. Отсутствие капитальных вложений в приобретение и установку дозирующих устройств. Возможность применения для временной защиты	Сложность планирования обработок, что обусловлено отсутствием точной расчетной модели процесса выноса ингибитора. Неравномерный вынос ингибитора коррозии. Непостоянная концентрация ингибитора коррозии в защищаемой системе
Периодическая закачка ингибитора коррозии в затрубное пространство посредством мобильных УДР	Возможность гибкого реагирования на изменение коррозионной ситуации за счет ввода ингибитора коррозии. Невысокие в большинстве случаев капитальные и эксплуатационные затраты на технологию. Возможность применения для временной защиты	Сложность планирования обработок, что обусловлено отсутствием точной расчетной модели процесса выноса ингибитора коррозии. Непостоянная концентрация ингибитора коррозии в защищаемой системе
Постоянная подача ингибитора коррозии в затрубное пространство посредством СУДР	Обеспечение постоянной концентрации ингибитора коррозии в защищаемой системе. Возможность гибкого реагирования на изменение технологических характеристик скважины и коррозионной ситуации за счет своевременного изменения дозировки ингибитора	Необходимость затрат на приобретение и обслуживание дозирующих установок. Метод нецелесообразен для временной защиты скважины. Потери реагента на стенках затрубного пространства
Постоянная подача ингибитора коррозии посредством СУДР по трубкам на забой скважины	Обеспечение постоянной концентрации ингибитора коррозии в защищаемой системе. Возможность гибкого реагирования на изменение технологических характеристик скважины и коррозионной ситуации за счет своевременного изменения дозировки ингибитора. Прямая подача реагента на забой скважины без потерь	Необходимость затрат на погружные трубки и дозирующие установки, их обслуживание и эксплуатацию. Метод нецелесообразен для временной защиты скважины. Необходимость поднятия, снятия/установки трубок при подъеме НКТ. Слабая ремонтпригодность

В таблице 6 приведены результаты промышленного применения ингибитора коррозии «Кормастер 1035» для защиты подземного оборудования скважин за период с 2008 по 2010 год в дочерних предприятиях ОАО «ТНК-ВР»: ОАО «Нижневартовское

нефтегазодобывающее предприятие» и ОАО «Варьеганнефтегаз», а также в ООО «РН-Пурнефтегаз» ОАО «НК Роснефть».

Контроль процессов ингибирования осуществляется с помощью мониторинга остаточного содержания ингибитора коррозии в добываемой жидкости и определению скорости коррозии с помощью установки на устье скважин образцов — свидетелей коррозии (ОСК). В качестве критерия оценки остаточного содержания ингибитора коррозии в пластовых водах принято значение 5 мг/л.

Таблица 6 - Результаты промышленного применения ингибитора коррозии «Кормастер 1035» для защиты ГНО и НКТ

Месторождение (предприятие)	Период применения	Кол-во ингиб-х скв., шт.	Наработка на отказ,сут.		Количество отказов, шт		Метод подачи ингибитора коррозии
			до ингибир.	при ингибир.	до ингибир.	при ингибир.	
Ершовое (ОАО«Варьеганнефтегаз»)	С 2006 года	70	274	423	90 (2009г.)	59 (2010г.)	Периодическая закачка ингибитора коррозии в затрубное пространство в виде водного раствора (2 раза в месяц)
Верхне-Колик-Еганское и Северо-Варьеганское (ОАО «Варьеганнефтегаз»)	С 2010 года	17	248	439	23 (январь 2010г.)	13 (декабрь 2010г.)	Постоянная подача ингибитора коррозии в затрубное пространство посредством СУДР
Хохряковская группа ОАО«ННП»	С 2010 года	49	252	478	66(февраль 2010г.)	36 (декабрь 2010г.)	Периодическая закачка ингибитора коррозии в затрубное пространство в виде водного раствора (2 раза в месяц)
Комсомольское и Барсуковское месторождение ООО «РН-Пурнефтегаз»	С 2010 года	29	81	149	60	21	Постоянная подача ингибитора коррозии в затрубное пространство посредством СУДР

Анализ выноса ингибитора коррозии при периодической закачке показал, что остаточное содержание реагента «Кормастер 1035» менее 5 мг/л наблюдалось после первого отбора (на 2–5-е сутки) в 5% случаев и после второго отбора (на 10–12-е сутки) — в 17%, т.е. содержание ингибитора ниже 5 мг/л после второго отбора в целом закономерно. При постоянной подаче реагента с помощью СУДР остаточное содержание стабильно на уровне 4–10 мг/л.

Таким образом, организация эффективной ингибиторной защиты ГНО и НКТ скважин должна включать комплексный анализ работы скважины и добываемой жидкости, мероприятия по выбору эффективного ингибитора коррозии и технологии его применения. Выбор метода ингибирования скважин в большинстве случаев является прерогативой нефтяной компании и выполняется с учетом вопросов экономики и логистики. Говорить о фактическом преимуществе перечисленных методов не приходится из-за разнообразия технических характеристик скважин на одном предприятии. Основным критерием выбора метода являются дебиты скважин коррозионно-осложненного фонда. Построение комплексного подхода позволит наиболее эффективно организовать ингибиторную защиту коррозионного фонда скважин.

Ингибирование коррозии методами постоянной и периодической подачи реагента в скважины для защиты подземного оборудования является экономически целесообразным и способствует дополнительной добыче нефти, снижает экологические риски при относительно небольших затратах, позволяет сокращать объем работ по ПРС и КРС и т.д.

Опыт промышленного применения ингибитора коррозии «Кормастер 1035» свидетельствует о высокой эффективности данного реагента констатировать, что ингибиторные обработки внутрискважинного оборудования значительно увеличивают МРП скважин, защищая от коррозионных разрушений подземное оборудование скважины (НКТ, УЭЦН, кабеля) и выкидные линии [15].

2.3 Расчет потребностей в материально-технических ресурсах для организации защиты внутрискважинного оборудования от коррозии

2.3.1 Расчет потребности ингибиторов для защиты скважин от коррозии

Допущения и положения, принятые при определении потребности.

1. Период планирования.

Периодом планирования устанавливается год, при этом потребность разбивается по месяцам планируемого года.

2. Количество скважин осложненного коррозией фонда.

3. Количество скважин коррозионно-осложненного фонда, предполагаемые к ингибиторной защите, определяется по результатам анализа «Сводки по коррозионной ситуации» (Ш-01.06.05.03-03). Определяющие параметры – межремонтный период (МРП), причина остановки скважины, коррозионные факторы: скорость газо-жидкостной смеси (ГЖС), скорость коррозии по разборам отказов, агрессивность коррозионной среды (содержание O_2 , CO_2 , H_2S). Удельный расход реагента.

Удельный расход химического реагента определяется на основании статистических данных фактического удельного расхода за год (Ш-01.06.05.03-03), предшествующий планируемому (или средний расход за несколько предшествующих лет).

4. Расчет потребности ингибитора коррозии для защиты внутрискважинного оборудования

Потребность в ингибиторе для защиты скважин и ВСО от коррозии на год по каждому защищаемому объекту рассчитывается по формуле (1):

$$X_{i_{ИК}} = k_i \times Q_{i_{Ж}} \times q \times 10^{-6} \times 365, \quad (1)$$

где:

$X_{i_{ИК}}$ – потребность в ингибиторе коррозии для обработок i -той скважины на заданном месторождении на планируемый период (365 дней), m^3 ;

k_i – коэффициент пересчета планируемого увеличения или снижения дебита добываемой жидкости i -той скважины на последующий год (данные отдела разработки);

$Q_{i_{Ж}}$ – среднесуточный текущий дебит i -той скважины, m^3 ;

q – удельный расход ингибитора коррозии, г/м³;

10^{-6} – перевод граммы в тонны;

365 – количество дней в году.

Потребность в ингибиторе коррозии в целом по заданному месторождению рассчитывается с учетом осложненного коррозией фонда скважин и определяется по формуле (2):

$$X_{ик} = \sum_{i=1}^n X_{i_{ик}}, \quad (2)$$

где:

$X_{ик}$ – годовая потребность в ингибиторе коррозии по осложненному фонду скважин заданного месторождения; м³

n – общее количество скважин осложненного коррозией фонда, шт.

ДЗО формирует потребности в химических реагентах и высылает на согласование с курирующим подразделением в КЦ. Согласованная потребность передается в ДЗО для утверждения.

2.3.2 Расчет потребности труб НКТ в коррозионностойком исполнении

В основе расчета объемов закупок лежит число скважин осложненного фонда. Из числа скважин осложненного фонда необходимо вычесть число скважин, защита которых может производиться дозированием ингибиторов коррозии (как правило, число таких скважин невелико). Число скважин, фактически защищаемых ингибированием не учитывается, поскольку данный метод может реализовываться как временная мера защиты до обеспечения скважин оборудованием в КСИ. Объем закупок НТК в коррозионностойком исполнении определяется исходя из стадии выполнения мероприятий по защите от коррозии.

В первый год начала мероприятий по защите от коррозии охват фонда осложненных коррозией ВСО скважин должен составлять не менее 50%, расчет осуществляется по формуле (3):

$$N_{\text{скв}} = (\text{ОФ} - \text{Синг}) * 0,5 , \quad (3)$$

где:

$N_{\text{скв}}$ – число скважин для защиты;

ОФ-осложненный фонд скважин;

Синг- число скважин, защищаемых ингибированием.

Объем потребности в метрах рассчитывается по формуле (4):

$$M = N_{\text{скв}} * L, \quad (4)$$

где:

M -объем потребности (м)

$N_{\text{скв}}$ -число скважин для защиты

L – средняя длина подвески НКТ (м)

Объем потребности в штуках составляет:

$$N_{\text{нкт}} = M / 10, \quad (5)$$

где:

$N_{\text{нкт}}$ - объем потребности (шт)

10 – средняя длина 1 трубы НКТ (м)

Во второй год проведения мероприятий по защите охват защитными мероприятиями должен составлять не менее 90% осложненного фонда (10% - скважины, вновь добавленные в число осложненных).

Третий и следующие годы реализации мероприятий по защите. Потребность третьего года связана только с обеспечением новых скважин, зачисляемых в коррозионный фонд и объема возмещения НКТ в коррозионностойком исполнении, которое в текущем году отработает более 1000 суток. Число новых скважин, которые поступят в коррозионный фонд, определяется в соответствии с прогнозом развития коррозионной ситуации по материалам базовых или периодических научных исследований, либо, в случае отсутствия таких исследований – статистическим методом с сохранением тренда предыдущего года.

3. КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЙНОЙ АГРЕССИВНОСТЬЮ (ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ)

При анализе сводки по коррозии за 2015 год на «Х» месторождения Западной Сибири в основном фонде скважин (таблица 7 приложения А) было выявлено большая часть аварии произошло по причине мейза-коррозии в верхнем интервале НКТ, а также сплошных отверстий по той же причине.

Мейза-коррозия представляет собой процесс, протекающий между двумя разнородными по электрохимическим характеристикам металлами, например, телом НКТ. Результатом процесса могут быть локальные коррозионные повреждения НКТ (в виде язв, расположенных цепочкой, или язв, слитых воедино).

Скорость мейза-коррозия достигает 8–10 мм/год. Мейза-коррозия характерна для «Х» месторождения, где наблюдается высокий вынос абразивных частиц, повышенное содержание CO₂ и очень высокие скорости потока. Без применения защитных покрытий на многих скважинах этого месторождения развита мейза-коррозия, которая приводит к сквозным повреждениям уже через 3–6 месяцев.

Проведенный анализ технологической эффективности на «Х» месторождении в 2015 год, показал, что:

- Применение контейнеров «Трил-К». Благодаря технологии «Трил» изменение дозировки и типа подаваемых реагентов с учетом динамики параметров работы скважины. При этом удалось создать многосекционную компоновку ПСК, каждая секция которой настраивается на дозирование одного или нескольких реагентов одновременно или поочередно, в том числе с варьируемой скоростью дозирования для эффективной защиты ГНО при добыче пластовой жидкости.
- Замена НКТ с многослойным покрытием серии Majorpack MPAG96. Это универсальная многофакторная технология,

обеспечивающая комплексную защиту НКТ при наличии таких осложняющих факторов, как агрессивная углекислотная коррозия, сероводородная коррозия. Одновременно обеспечивается защита резьбового соединения.

- А также НКТ с покрытием TC3000F. Данное полимерное покрытие на внутренней поверхности труб позволяет защитить её как от общей коррозии, так и от воздействия CO_2 , H_2S и сульфатвосстанавливающих бактерий.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Стоит отметить, что преобладающим методом борьбы с осложнениями является химическая обработка ингибиторами, ввиду низкой стоимости и простоты выполнения операций относительно других методов, однако может возникнуть вопрос о целесообразности модернизации метода направленной в определённый интервал закачки ингибитора путём установки в скважину специального погружного кабельного устройства (СПКУ).

Для того, чтобы не возникало сомнений в экономической целесообразности внедрения специального погружного кабельного устройства (СПКУ) при кислотной обработке призабойной зоны скважины в определенном интервале, ниже приведён пример расчета экономической эффективности после внедрения СПКУ на скважину «Х» месторождения Западной Сибири.

Целесообразность применения капиллярных систем для осложненных скважин определяется экономической эффективностью.

Годовая экономическая эффективность от применения комплекта оборудования определяется:

$$Эф = Q_n \cdot (T_{раб} - T_{рем}) \cdot C_n - Z_o, \quad (5)$$

где Q_n – дебит нефти, т/сут;

C_n – стоимость нефти, руб/ т;

$T_{раб}$ – время годовой эксплуатации скважины, сут.;

$T_{рем}$ – время нахождения скважины в ремонте и простоя скважины в течение года, сут.;

Z_o – годовые эксплуатационные затраты, руб.

Время годовой эксплуатации скважины:

$$T_{раб} = 365 - T_{рем}, \quad (6)$$

где $T_{рем}$ – время нахождения скважины в ремонте в течение года, сут.

Расчет простоя скважины во время ремонта за скользящий год:

$$T_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot (t_{\text{рем}} + t_{\text{доп}}/24) + 1, \quad (7)$$

где $N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$ – средняя продолжительность ремонта, ч.

$t_{\text{доп}}$ - дополнительное время, связанное с подготовкой скважины к ремонту.

При расчете простоя, дополнительно ко времени ремонта добавляются 1 сутки, в связи с простоем скважины по причине ожидания подтверждения отказа, глушения скважин, стравливания скважины после глушения и ожидания подъезда бригады ПРС.

Годовые эксплуатационные затраты будут складываться из затрат на ремонт скважины, на ремонт погружного оборудования и на внедрение комплекта оборудования:

$$Z_0 = Z_{\text{рем.скв}} + Z_{\text{рем.об}} + Z_{\text{техн}}, \quad (8)$$

где $Z_{\text{рем.скв}}$ – затраты на ремонт скважины, руб./год;

$Z_{\text{рем.об}}$ – затраты на ремонт скважинного оборудования, руб./год;

$Z_{\text{техн}}$ – затраты на внедрение комплекта оборудования, руб./год.

Затраты связанные с ремонтом скважины бригадой ПРС:

$$Z_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot t_{\text{рем}} \cdot S_{\text{рем прс}}, \quad (9)$$

где $N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$ – средняя продолжительность ремонта, час;

$S_{\text{рем прс}}$ – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час.

Общие затраты на ремонт скважинного оборудования:

$$Z_{\text{рем.об.}} = S_{\text{рем.об.}} \cdot N_{\text{рем}}, \quad (10)$$

где $S_{\text{рем.об.}}$ – средняя стоимость скважинного оборудования, руб./ед;

$N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год.

Годовые затраты на внедрение, приобретение и обслуживание комплекта оборудования за год:

$$Z_{\text{техн.}} = C_{\text{технол.}} + Z_{\text{монтаж.}} + Z_{\text{хим.}} + Z_{\text{обсл.год}} + Z_{\text{элект.}}, \quad (11)$$

где $C_{\text{технол.}}$ – затраты необходимые для приобретения комплекта оборудования, руб;

$Z_{\text{монтаж}}$ – затраты на монтаж оборудования, руб;

$Z_{\text{хим.}}$ – затраты на приобретение химического реагента, руб;

$Z_{\text{элект}}$ – затраты за электроэнергию в год, руб;

$Z_{\text{обсл.год}}$ – затраты на техническое обслуживание и ремонт, руб.

Годовые затраты на приобретение химического реагента:

$$Z_{\text{хим.}} = V_{\text{доз.}} \cdot T_{\text{доз.}} \cdot C_{\text{хим.реагента}}, (12)$$

где $V_{\text{доз.}}$ – объем дозирования химического реагента, т/сут;

$T_{\text{доз.}}$ – время дозирования химического реагента в год, сут;

$C_{\text{хим.реагента}}$ – стоимость химического реагента, руб/т.

Годовые затраты на обслуживание и ремонт комплекта оборудования:

$$Z_{\text{обсл.год}} = Z_{\text{обсл.}} \cdot T_{\text{обсл.}}, (13)$$

где $Z_{\text{обсл.}}$ – затраты на обслуживание и ремонт, руб/час;

$T_{\text{обсл.}}$ – время обслуживания и ремонта за год эксплуатации, час.

Годовые затраты на электроэнергию:

$$Z_{\text{электр.}} = N \cdot C_{\text{эн.}} \cdot T_{\text{раб.устан.}}, (14)$$

где N – потребляемая электроэнергия дозирующим насосом, кВт*ч;

$C_{\text{эн.}}$ – стоимость 1кВт ч электроэнергии, руб;

$T_{\text{раб.устан}}$ – время работы дозирующего насоса за год, час.

Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя:

$$P_{\text{н}} = Q_{\text{н}} \cdot C_{\text{н}} \cdot P_{\text{р}} \cdot C_{\text{р}}, (15)$$

где $Q_{\text{н}}$ – дебит по нефти, м³/сут;

$C_{\text{н}}$ – отпускная стоимость нефти, доллар/баррель;

$C_{\text{р}}$ – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час;

$P_{\text{р}}$ – средняя продолжительность ремонта, час. 69

На основании приведенных выше формул для расчёта годовой экономической эффективности, можно произвести расчёт на примере скважины «Х» месторождения с дебитом $Q = 42,5$ т/сут., обводненность 60%, дебит по нефти $Q_n = 17$ т/сут., межремонтный период, которой составляет соответственно 58 суток.

Для предотвращения солеотложений и парафиновых отложений и гарантированного достижения межремонтного периода не менее одного года, в скважинах планируется спустить капиллярную систему для подачи химических реагентов в различные интервалы скважины. В комплект оборудования входит дозировочная установка компании с устройством подогрева капиллярного трубопровода, устьевой ввод, скважинный капиллярный трубопровод, армированный полипропиленовый, центраторы на НКТ, узел подвески трубопровода на насосе, груз распылитель с обратным клапаном. По насосу и ПЭД проложен капиллярный термостойкий трубопровод.

По результатам расчета экономической эффективности от внедрения специального погружного кабельного устройства приведённым в таблице 16, можно сделать вывод, что в отличие от обычно закачки ингибитора в затрубную область скважины увеличиваются первоначальные затраты на установку комплекса необходимого оборудования СПКУ, однако в результате технологии направленной подачи ингибитора в определённый интервал скважины, которую обеспечивает СПКУ, увеличивается межремонтный период (МРП) эксплуатации скважины до 348 суток.

Увеличение МРП приводит к уменьшению времени простаивания скважины и количества обработок ингибитором, что в свою очередь экономит практически $\frac{3}{4}$ части от расходов при обычной обработке ингибиторами затрубного пространства скважины.

Таблица 8 - Внедрение на скважине «Х» месторождения капиллярной системы подачи химических реагентов

№	Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
1	Дебит по нефти, м3/сут.	17	17
2	Ремонтов за скользящий год	7	1
3	Средняя продолжительность ремонта, час	48	48
4	Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час	2500	2500
5	Средняя стоимость ремонта насоса от коррозии руб./ед.	225000,40	225000,4
6	Отпускная стоимость нефти, доллар/баррель	68,40	68,40
7	USD ЦБ	65,5331	65,5331
8	Затраты на приобретение оборудования СПКУ, руб	-	447500
9	Химический реагент, руб/т	-	50000
10	Затраты на монтаж капиллярной системы, руб.	-	50000
11	Затраты на обслуживание, руб./мес	-	33000
12	Затраты на приобретение реагента, руб. (из расчета средней дозировки 3 л/сутки)	-	54750
13	Затраты на обслуживание, руб./год	-	396000
14	ВСЕГО затрат на приобретение и обслуживания СПКУ	-	948250
15	Дебит по нефти, баррель/сут.	165,312	165,312
16	Средняя наработка на отказ, сут.	58	365
17	Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	1680000	240000
18	Простой скважины во время ремонта, суток/год	21	3
19	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./сутки	353324,14	50474,8
20	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	7419807,1	1059972,44
21	Общие затраты на ремонт насосов руб/год	3150005,6	450000,8
	ВСЕГО ПОТЕРЬ	12603136,8	1800448,04
	ИТОГО	12603136,8	2748698,04
	Экономический эффект от внедрения, руб.	9854438,76	

Следовательно, при данных параметрах скважины и уменьшению ее ремонтов до одного в год при помощи установки оборудования СПКУ, данная технология окупается меньше чем за $\frac{1}{4}$ года эксплуатации, относительно потерь при классической ингибиторной обработке скважины.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

5.1 Производственная безопасность

Обслуживание добывающих скважин производит оператор по добыче нефти и газа (ДНГ). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работа оператора ДНГ, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

- поддержание технологического режима обслуживаемых скважин;
- производить замеры дебита жидкости;
- систематический обход рабочих трубопроводов и добывающих скважин, наблюдение за исправностью их состояния и участие в их ремонте;
- наблюдение за показаниями регистрирующих приборов и учет показаний;
- участие в работах по монтажу и демонтажу НПО;
- отбор проб из добывающих скважин для проведения анализа;
- ведение технической документации.

Работник подвержен вредному и опасному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015(таблица 9) [15].

Таблица 9 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Обслуживание технологических установок. 2. Обслуживание фонда скважин. 3. Контроль за трубопроводами и различными коллекторами. 4. Работа с электроустановками и трансформаторами.	1.Повышенный уровень шума и вибрации. 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 3.Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны.	1.Механическая опасность 2.Электробезопасность	1. СанПиН2.2.4-548-96 2. ГОСТ 12.1.012–90ССБТ и ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. 3. ГОСТ 12.1.007–76ССБТ. 4. ГОСТ 12.1.038–82ССБТ. 5. ГОСТ 12.2.061-81ССБТ.

5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Превышение уровней шума. В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться машины КРС, либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999). Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА [16]. 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 противозумные вкладыши [17].

Превышение уровня вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ

доходит до 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы [18].

Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 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 и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях применяют специальные костюмы из металлизированной ткани (например, при пожаре). Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски; 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 – плащом.

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 10).

Таблица 10 – 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

Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны. В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток. 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. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам, рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий,

обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты:

- изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль;
- установка оградительных устройств;
- предупредительная сигнализация и блокировки;
- использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;
- применение малых напряжений;
- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение.

Механическая опасность. Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам, в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например, компрессорная установка, регулируются нормативным документом.

Что бы обеспечить максимальную защиту аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны, клапаны отсекатели), на аппаратах под давлением должны находиться датчики давления, датчики температуры, уровнемеры, запорная арматура и система звуковой и световой сигнализации.

Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые.

5.4 Охрана окружающей среды

Анализ воздействия на атмосферу. Воздействие на воздушную среду выражается в загрязнении воздуха пылью и газами при работе технологического и вспомогательного оборудования. При транспортировке грузов особенно большое загрязнение атмосферы имеет место при эксплуатации автотранспорта. Токсичными выбросами двигателей внутреннего сгорания являются отработавшие газы и пары топлива из карбюраторного и топливного бака. Дизельные двигатели выбрасывают в атмосферу сажу. Также выброс загрязняющих веществ в атмосферу происходит в результате сжигания попутного нефтяного газа на факеле после первой ступени сепарации – факел высокого давления (ФНД).

Выбросы углеводородов (СН) на каждой кустовой площадки происходят через не плотности соединений и уплотнений запорно-регулирующей аппаратуры (ЗРА), фланцевых соединений и сальниковых уплотнений скважин и замерных установок (ЗУ). Количество ЗРА, фланцевых соединений и сальниковых уплотнений зависит от количества и типа скважин на кустовой площадке, количества ЗУ и количества скважин, подведенных к ЗУ. Основные источники загрязнения атмосферы являются: факельная установка, нефтепродукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания и котельных, испытание скважин (нефть, газ, конденсат).

Анализ воздействия на гидросферу. Хотя объекты нефтегазового комплекса не являются мощными источниками загрязнения водной среды, тем не менее, находясь почти во всех районах страны, они прямо или косвенно могут оказывать воздействие на поверхностные и подземные воды [19].

Сточные воды (стоки) предприятий нефтегазового комплекса – это жидкие отходы, образующиеся в процессе производственной деятельности и хозяйственно-бытового функционирования предприятий.

Основные потоки, образующие производственные загрязненные сточные воды, представляют собой:

- конденсационно-пластовые сточные воды, выделяющиеся в первичных сепараторах предприятий добычи и транспорта нефти и газа;
- подтоварные (пластовые) воды из резервуарных парков;
- технические воды после промывки оборудования;
- сточные воды с установок водоподготовки;
- сточные воды продувок котлов и систем оборотного водоснабжения;
- воды от прямоточных схем охлаждения различного оборудования;
- воды от вспомогательных производств (РМЦ, гаражи) [21].

Анализ воздействия на литосферу. При освоении, обустройстве и эксплуатации месторождений нефти и газа в значительной мере изменяется природный ландшафт. Почвенный покров – основной элемент ландшафта – первым испытывает на себе это воздействие. В связи с механическим нарушением и нередко химическим загрязнением происходит постепенная деградация почв, которая стала одной из основных экологических проблем нефтегазового комплекса. Наибольший ущерб приносят аварии на магистральных нефте- и газопроводах. Так при одном порыве нефтепровода выбрасывается в среднем 2 т нефти, что выводит из строя 1000 м³ земли, а в результате аварии на газоконденсатопроводе на землю в среднем попадает не менее 2 млн т/год нефтепродуктов [20].

Механические нарушения почвенного покрова наблюдаются на всех объектах нефтяной и газовой отрасли и связано с:

- строительными работами (возведение буровых установок, устьевого оборудования, прокладка трубопроводов, строительство промышленных корпусов, жилых поселков и коммуникаций);
- рекультивационными работами (снятие плодородного слоя, засыпка траншей, планировка амбаров и др.).

Основные причины химического загрязнения почв на объектах нефтегазовой отрасли следующие:

- на нефтегазодобывающих предприятиях: возникновение газовых и нефтяных фонтанов, самовозгорание газа, выбросы подземных высокоминерализованных вод, сброс загрязненных сточных вод на рельеф, разлив буровой жидкости, ликвидация амбаров, разлив метанола, поступающего от установки регенерации, складированиешламообразных отходов, излив пластовой смеси, выбросы продуктов сгорания топлива и т.д. [22]

5.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

5.5.1. Анализ вероятных ЧС на «Х» месторождении

Аварии могут произойти из-за технических причин, или с участием человеческого фактора, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов [23].

Для «Х» месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до -45°C) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое ($+23^{\circ}\text{C}$) и пасмурное, с частыми заморозками);
- технические: сильные взрывы газоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;

- военно-политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.) [24].

5.5.2. Пожаробезопасность

Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убрания должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно ГОСТ 12.1.004-91, объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей. В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара. Все противопожарное оборудование (огнетушители, автоматические системы пожаротушения, емкости с негорючими материалами) должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций [25].

5.5.3. Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;

- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

При возгорании и взрыве, необходимо проинформировать старшего по смене, следует прекратить все разновидности работ, вызвать пожарную службу охраны, при необходимости, скорую медицинскую помощь, оповестить своего либо вышестоящего руководителя, действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.6.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др. Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов. Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск. Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с посменного согласия работника.

Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд [26].

5.6.2. Организационные мероприятия

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия на работающих опасных производственных факторов на рабочем месте. Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций. Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий) Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений. Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй у допускающего. После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего

места также оформляет в наряде полное окончание работ. Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В период поздних стадий разработки месторождений процесс эксплуатации скважин осложняется интенсификацией коррозии, образованием неорганических солей, отложений твердых углеводородов и высоковязких эмульсий нефтепромыслового оборудования в результате высокой степени обводненности скважинной продукции. Вследствие чего в работе был поведён анализ условий образования коррозии и эффективности применяемых методов борьбы и предотвращения.

В работе рассмотрены способы и методы борьбы с различными видами коррозии скважинах, главной целью данной работы являлся – анализ физико-химических свойств металлов НКТ, противокоррозионной защиты и способов подачи ингибитора коррозии.

Из рассмотренных технологий противокоррозионной защиты такие как:

- Диффузно-цинковое покрытие насосно-компрессионных труб;
- Насосно-компрессорные трубы из стали мартенситного класса, содержащих 13% хрома;
- Внутреннее полимерное покрытие серии ТС3000;
- Насосно-компрессорные трубы с покрытием ДЕЛЬТА5+
- Насосно-компрессорные трубы с покрытием серии MAJORPACK;
- Установка в скважину контейнеров серии «Трил-К»;
- Закачка ингибитора установкой СУДР

В результате анализа методов было можно сделать следующие выводы:

1. Диффузионные цинковые покрытия на всю толщину покрытия состоят из железоцинковых интерметаллических соединений, обладающих большой твердостью 3360—5200 МПа, что обеспечивает

покрытию достаточно высокую сопротивляемость различным агрессивным средам. Результаты многочисленных лабораторных, стендовых и промышленных испытаний диффузионных цинковых покрытий показывают, что они наиболее подходят для защиты от коррозии металлоизделий и конструкций, эксплуатирующийся в осложненных условиях, которые встречаются в нефтедобывающей отрасли, судостроении и морском флоте, коксохимической, нефтеперерабатывающей и горнорудной промышленности и др.

2. Для борьбы с углекислотной коррозией применяются обсадные и насосно-компрессорные трубы из сталей мартенситного класса, содержащих 13% хрома. Для эксплуатации на месторождениях, где трубы подвергаются воздействию углекислого газа и ионов хлора (морская вода), хорошие результаты показала сталь с 13% хрома, технические требования к которой для группы прочности L80 сформулированы в стандарте API 5CT

3. Ключевое преимущество технологии нанесения состоит в том, что нанесение покрытий осуществляется не только на внутреннюю поверхность НКТ, но и на торцы труб, первые заходные витки резьбы ниппеля НКТ, а также на межниппельное пространство муфты, благодаря чему достигается 100% покрытие внутренней поверхности трубы.

4. При наличии многофакторного агрессивного воздействия большое значение приобретают многосоставные, дуплексные или триплексные покрытия. Благодаря различной природе разных слоев покрытий возникает синергетический эффект возрастания устойчивости покрытия к комплексным коррозионным факторам.

Список используемых источников:

1. А.А. Н.П Жук. Курс теории коррозии и защиты металлов. М. «Металлургия» 1976. - 12с.сплошная
2. В.Н. Ивановский, Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее, Коррозия ТНГ, 2011, № 1. мейза
3. Журнал «Инженерная практика» <https://glavteh.ru>
4. Маркин А. Н., Низамов Р. Э. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. –М.: ВНИИОЭНГ, 2003.
5. Большая энциклопедия нефти и газа. <https://www.ngpedia.ru>
6. Маркин А. Н., Низамов Р. Э. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. –М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – 187 с.
7. 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.
8. Skolet I.L., Bonls M.R. Measurements under High Pressures CO₂ and H₂S.// Materials Performanse. – 1984. – Vol. 23, № 5.
9. 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.
10. Б.А. Ерехинский¹, В.И. Чернухин¹, К.А. Попов², А.Г. Ширяев³, С.А. Рекин³, С.Г. Четвериков трубы нефтяного сортамента, стойкие против углекислотной коррозии. Журнал «Коррозия территория нефтегаз» 2016. №3
11. ГЕТЬМАН А. В. эффективная защита труб осложненного фонда скважин внутренним полимерным покрытием серии тс3000. Журнал «Инженерная практика» 2014. №2
12. С.А. Скрипко ДЕЛЬТА 5+ «НЕОЦИНК» – эффективная защита НКТ в коррозионном фонде. Журнал «Коррозия территория нефтегаз» 2011. №3
13. Щелконогов С. М. «MAJORPACK» – опыт применения защитных систем НКТ. Журнал «Инженерная практика».2016. №4

14. ЗАВЬЯЛОВ Е. В. Методы противокоррозионной защиты ГНО и НКТ. Результаты применения ингибиторов коррозии. Журнал «Инженерная практика». 2011.
15. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
16. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.
17. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
18. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
19. Третьяков А. Н., Перегудина Е. В., Азарова С. В. Воздействие на окружающую среду продуктов нефтегазодобывающей отрасли // Молодой ученый. — 2015. — №11. — С. 560-562.
20. Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В. Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. – М.: Недра, 1977.
21. Тетельмин В. В. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. — Долгопрудный: Интеллект, 2011. — 352 с.
22. Хаустов А.П. Охрана окружающей среды при добыче нефти / А.П. Хаустов, М.М. Редина. — М.: Дело, 2006. — 552 с.
23. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
24. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
25. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
26. Трудовой кодекс Российской Федерации: от 30.12. 2001 г. № 197-ФЗ, введ в действие с 01.02.2002 / Российская Федерация. Законы. — Волгоград; М.: Изд-во ВолГУ: Либрис, 2002. — 225 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 1 – Сводка по коррозии «Х» месторождения за 2018год

Скважина	Фонд	Запускные данные			Доп. осложнения	Тип применяемой защиты	Технические характеристики типа защиты	Состав подвески	Зона повреждений	Тип коррозионного повреждения
		Q жидкости, м.куб./сут	% воды	Q нефти, м.куб./сут.						
106	Д	314	92	22	нет	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	негерметичность нкт	
107	Д	остановлена	остановлена	остановлена	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно -цинковое покрытие	НКТ ДЦП+ УЭЦН (стандартное исполнение)	УЭЦН	Мейза-коррозия
108	Д	140	95	6	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Признаки коррозии отсутствуют	Признаки коррозии отсутствуют
110	Д	33,0	82,7	5	Соле-отложения	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	ЭЦН в работе (не демонтирован)	ЭЦН в работе (не демонтирован)
114	Д	39	96	1	Соле-отложения	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, 10.05.2013 Н/Г УЭЦН	Мейза-коррозия
120	Д	62	91	5	нет	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, удлинитель и УЭЦН (отказ 02.2012), 109 НКТ (16.09.13)	Мейза-коррозия

121	Д	400	95	17	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ. 06.08.14 Промытость муфтового соединения на 289-290 НКТ, промытость УЭЦН	Мейза-коррозия
122	Д	75	86,3	9	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
126	Д	140	6,98	94,3	Соле-отложения	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ + НКТ ДЦП + НКТ ДЦП+УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, ПЭД(корр.отверстия), УЭЦН, 13.01.14 На наружной поверхности десятой НКТ от подвешного патрубка, пять метров от муфты обнаружено сквозное отверстие 6мм. на внутренней поверхности муфт обнаружены следы коррозии достигающие от 0,5 до 1,5 мм в зоне установки стримеров	Мейза-коррозия
127	Д	169	93	10,0	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, ПЭД, 24.08.2013 25-я нкт	24.04.13 Сквозное отверстие в ПЭД, 24.08.2013 сквозное отверстие, мейза коррозия
149	Д	45	75,7	9,6	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Внутреннее защитное покрытие	НКТ ТС 3000 + НКТ Major Pack +УЭЦН (стандартное исполнение)	151 НКТ - отверстие (10.01.13)	Мейза-коррозия, сквозные отверстия
201	Д	70	86,9	8	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-63) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, коррозия УЭЦН и кабель (отказ 07.02.2012), 67-ая НКТ	Мейза-коррозия, сквозные отверстия
202	Д	300	96	10	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, насос	Мейза-коррозия
203	Д	26	67,8	6	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Негерметичность нкт	
205	Д	остановлена	остановлена	остановлена	нет	Спущена воронка			1-я секция НКТ(3 СПО) и 2 секция НКТ (3 СПО) - поверхность НКТ+2 секция - повреждение резьбовой части 288 НКТ	поверхностно-неравномерная коррозия, язвенная коррозия резьбовой части

206	Д	47	87	5	Соле-отложения	ИЗ	Ингибиторная защита (Ипроден-К)	НКТ+УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, броня удлинителя, Коррозия по корпусу УЭЦН, сквозное отверстие	Мейза-коррозия
209	Д	остановлена	остановлена	остановлена	нет	Спущена воронка	-	НКТ+УЭЦН (стандартное исполнение)	При СПО, В 38НКТ обнаружено отверстие, 8мм. Коррозия корпуса УЭЦН	Мейза-коррозия
212	Д	115	95	5,0	нет	ЗП	Внутреннее защитное покрытие	НКТ ТС-3000 +УЭЦН (стандартное исполнение)	отверстия 2см в НКТ (3шт)(1544м и 1677-зеркало)	Мейза-коррозия
213	Д	55	91,5	4	нет	-	Диффузионно - цинковое покрытие Сталь НКТ с содержанием хрома 1%	НКТ ДЦП+УЭЦН (стандартное исполнение)	В интервале 424 м со 124 по 166 НКТ - сквозные отверстия.	Сквозное отверстие
221	Д	82	86	10,0	нет	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
222	Д	146	97,6	3	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно - цинковое покрытие	НКТ ДЦП+ УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
227	Д	65	95	3	нет	ЗП	Внутреннее защитное покрытие	НКТ ТС-3000 +УЭЦН (стандартное исполнение)	Коррозия по телу УЭЦН и кабелю	Сквозное отверстие
228	Д	остановлена	остановлена	остановлена	нет	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Коррозия ГС , коррозия брони	Сквозное отверстие
229	Д	65,6	4,5	36	нет	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие Внутреннее защитное покрытие	НКТ ДЦП+ НКТ Major Pack + УЭЦН (стандартное исполнение)	ЭЦН в работе (не демонтирован)	ЭЦН в работе (не демонтирован)

230	Д	110	95,8	4	нет	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие Внутреннее защитное покрытие	НКТ ДЦП+НКТ Major Pack +УЭЦН (стандартное исполнение)	Коррозионные отверстия	сквозное отверстие
234	Д	16,221	82	2	Солеотложения	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, коррозия брони удлинителя	Мейза-коррозия
235	Д	50	77	10	Солеотложения	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, УЭЦН, кабельная линия, 21.04.14 Сквозное отверстие ЭЦН- по фланцу, на средней секции. 07.08.14 Негерметичность НКТ (коррозия)	Мейза-коррозия
236	Д	176	87,5	18	Солеотложения	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	22.07.13 Н/г ЭЦН	Сквозное отверстие
763	Д	900	97	22	Солеотложения	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП+УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, броня кабеля	Мейза-коррозия
766	Д	остановлена	остановлена	остановлена	нет	ЗП	Внутреннее защитное покрытие	НКТ Major Pack +УЭЦН (стандартное исполнение)	Коррозия брони удлинителя, коррозия по ПЭД	Мейза-коррозия

Таблица 7– Сводка по коррозии «Х» месторождения за 2015 год

Скважина	Q жидкости, м.куб./сут	% воды	Q нефти, м.куб./сут.	Скорость коррозии по ппальдшему разбору	Статус по защите	Доп. Осложнения	Тип применяемой защиты	Технические характеристики типа защиты	Состав подвески	Зона повреждений	Тип коррозионного повреждения
101			0	-	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, ПЭД - корр.до 3мм, насос, броня	Мейза-коррозия
103	14	94	1	1,5	3	-	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, 1405.2013 Коррозия УЭЦН	Мейза-коррозия
104	18	75	5	-	3	-	МТ+ЗП	внутреннее покрытие, сталь с содержанием хрома 1%	НКТ ТС 3000+26ХМФА+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
106	360	93	25	7,7	3	соли, УДР	ЗП	диффуз.-цинк покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)		
107	96	96	4	10	3	-	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	УЭЦН	Мейза-коррозия
108			0	-	3	-	ЗП	диффуз.-цинк покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	насос, до 1 мм, броня	
110	28	71	8	3,4	3	-	ЗП	диффуз.-цинк покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)		
114	38	77	9	2	3	соли, УДР	ЗП, Трил К	диффуз.-цинк покрытие, Трилл-К	НКТ ДЦПг +УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, 10.05.2013 Н/Г УЭЦН	Мейза-коррозия
115	25	90	3	-	3	-	ЗП	диффуз.-цинк покрытие	НКТ с MajorPack+УЭЦН(стандартное исполнение)	07.06.14 При ТКРС на 17 НКТ отверстие 5 мм.	

118	24	84	4	-	3	-	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, 14.06.2013 - На 35 и 47 НКТ (Неоцинк 73В 2,5 СПО) устья обнаружены сквозные отверстия коррозионного характера 1-2 мм 17.07.2013 51НКТ- отверстие 1мм (Неоцинк, 3,5 СПО, наработка - 346суток.)	Мейза-коррозия
120	48	52	23	2,1	3		МТ	26ХМФА	НКТ 26ХМФА2+УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, удлинитель и УЭЦН (отказ 02.2012), 109 НКТ (16.09.13)	Мейза-коррозия
121	412	97	12	1,5	3		ЗП	диффуз.-цинк покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ. 06.08.14 Промытость муфтового соединения на 289-290 НКТ, промытость УЭЦН	Мейза-коррозия
122	81	82	15	10,3	3	-	ЗП	диффуз.-цинк покрытие	НКТ с ДЦП+MajorPac+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
126	70,0	82,0	12,6	21	3	соли, УДР	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, ПЭД(корр.отверстия), УЭЦН, 13.01.14 На наружной поверхности десятой НКТ от подвешного патрубка, пять метров от муфты обнаружено сквозное отверстие 6мм. на внутренней поверхности муфт обнаружены следы коррозии достигающие от 0,5 до 1,5 мм в зоне установки стримеров	Мейза-коррозия
127	162	96	6	-	3	-	ЗП, Трил К	внутреннее покрытие	НКТ с MajorPac+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, ПЭД, 24.08.2013 25-я НКТ	24.04.13 Сквозное отверстие в ПЭД, 24.08.2013 сквозное отверстие, мейза коррозия

149	37	62	14	-	3	-	ЗП, Трил К	диффузионно-цинковое покрытие, внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+MajorУЭЦН(стандартное исполнение)	151 НКТ - отверстие (10.01.13)	Мейза-коррозия, сквозные отверстия
200	67,0	98,4	1,1	2	3	-	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, скв. Отверстие гидрозащита	Мейза-коррозия
201	63	72	18	7,5	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, коррозия УЭЦН и кабель (отказ 07.02.2012), 67-ая НКТ	Мейза-коррозия, сквозные отверстия
202	328	97	11	-	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, насос	Мейза-коррозия-
203	14,0	84,0	2,2	1,25	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, броня удлинителя	Мейза-коррозия-
205			0,0	1,5	3	-	МТ+ЗП	Сталь НКТ с содержанием хрома 1%+Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ26ХМФА+ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	1-я секция НКТ(3 СПО) и 2 секция НКТ (3 СПО) - поверхность НКТ+2 секция - повреждение резьбовой части 288 НКТ	поверхностно-неравномерная коррозия, язвенная коррозия резьбовой части
206	55	89	6	-	3	соли, УДР	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, броня удлинителя	Мейза-коррозия
209	133	98	3	-	3	-	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ДЦП+НКТ Major+УЭЦН(стандартное исполнение)		
212	100	96	4	8	3	-	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, насос (авария апрель.12)	Мейза-коррозия

213	73,0	72,0	20,4	7,3	3	-	МТ+ЗП	Сталь НКТ с содержанием хрома 1% + диффузионно-цинковое покрытие	НКТ26ХМФА+ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, проникающая коррозия кабеля (отказ 19.02.2012)	Мейза-коррозия
221	17	73	4,6	1,5	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ Major Pack +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
222	141,0	97,0	4,2	1,5	3	-	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
227	20	96	1	-	3	-	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	-	-
228			0	8,7	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	-	-
229	22	57	9	-	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ с Major +УЭЦН(стандартное исполнение)		
230	113	96	5	-	3	-	МТ	Сталь НКТ с содержанием хрома 1%	НКТ 26ХМФА2+УЭЦН (стандартное исполнение)	Коррозия ПЭД, н/г УЭЦН (25.09.13)	Мейза-коррозия
231	23	91	2	-	3		МТ	Сталь НКТ с содержанием хрома 1%	НКТ 26ХМФА2+УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
233	142	98	3	25	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие, ПЭД с монелью	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ. 30.07.14 Глубокая коррозия по телу УЭЦН, коррозия брони кл.Сквозное отверстие(коррозия) во фланцевом соединении между верхней и средней секцией.	Мейза-коррозия
234	18	84	3	-	3	соли, УДР (со скв.124)	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, коррозия брони удлинителя	Мейза-коррозия

235	49	97	1	-	3	-	ЗП, Трил К	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП + Major+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, УЭЦН, кабельная линия, 21.04.14 Сквозное отверстие ЭЦН- по фланцу, на средней секции. 07.08.14 Негерметичность НКТ (коррозия)	Мейза-коррозия
236	199	82	36	-	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие + внутреннее защитное покрытие	НКТ с ДЦП+ТС3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	22.07.13 Н/г ЭЦН	Сквозное отверстие
763	871	95	44	10	3	-	ЗП	внутреннее защитное покрытие,	НКТ Major+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, броня кабеля	Мейза-коррозия
766	37	78	8	-	3	-	ЗП	внутреннее защитное покрытие,	НКТ Major+УЭЦН(стандартное исполнение)	-	-