

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ современных технологий борьбы с коррозионной агрессивностью при эксплуатации скважин Западной Сибири»

УДК 622.24.05:620.197(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б5В	Багатришвили Зураб Васильевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
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, ПК23, 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)
в области производственно-технологической деятельности		
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)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
32Б5В	Багатришвили Зураб Васильевич

Тема работы:

«Анализ современных технологий борьбы с коррозионной агрессивностью при эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 №59-122/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Литературные, интернет источники, локально-нормативные документы предприятий, методические указания по разделу, технологическая и техническая документация, конспекты и изученный материал
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Определение явления коррозии. Основные факторы и условия формирования коррозии. Влияние коррозии на добычу нефти и газа. Анализ методов предотвращения и борьбы с коррозионной агрессивностью при эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Общие сведения о коррозии, причины возникновения, влияния коррозии на ресурс НПЮ. Способы предупреждения и борьбы с ней»	Чеканцева Лилия Васильевна
«Анализ современных методов борьбы и защиты от коррозионной агрессивности. Ведение оценки коррозионного износа нефтепромыслового	Чеканцева Лилия Васильевна

оборудования»	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н		
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б5В	Багатришвили Зураб Васильевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования Бакалавриат

Отделение нефтегазовое дело

Период выполнения весенний семестр 2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**(КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы)**

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2020	Обзор литературы по заданной тематике	15
23.03.2020	Анализ особенностей осложняющих факторов при эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин на нефтегазоконденсатном месторождении	25
30.03.2020	Техническая часть	25
06.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
14.04.2020	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ: Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		02.03.2020

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			02.03.2020

**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
3-2Б5В	Багатришвили Зураб Васильевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/с пециальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные, интернет источники, локально-нормативные документы предприятий 2. Методические указания по разделу. 3. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ затрат времени, ресурсов(человеческих, материальных), и других естественных необходимых расходов.	Расчет затраченного времени на проведение мероприятия. Определение и оценка необходимых материально технических ресурсов и попутных затрат
2. Расчёт эффективности результата при оплате труда в процессе проведения организационно технических мероприятий	Расчёт расходов на оплату труда работникам проводившим мероприятия с учётом их количества, тарифных ставок, затраченного времени и доп.оплат.
3. Расчёт результата с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности.	Расчёт ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности при проведении мероприятия по смене НКТ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Багатришвили Зураб Васильевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Багатришвили Зураб Васильевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Тема ВКР:

Анализ современных технологий борьбы с коррозионной агрессивностью при эксплуатации скважин Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Кустовая площадка нефтегазодобывающих скважин. Устье добывающей скважины. Подземное внутрискважинное оборудование (ЭЦН+кабель, НКТ, эксплуатационная колонна). Предназначено для добычи (поднятие на поверхность) пластовой жидкости (Нефть, газ, вода).
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>1.1 специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>1.2 организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"</p> <p>2. СНиП 2.09.04.87 СанПин;</p> <p>3. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ Вр.вещества;</p> <p>4. ГОСТ 12.1.03882 ССБТ Эл.безопасность;</p> <p>5. ГОСТ 12.1.012 общие тр.безопасности</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных факторов.</p>	<p>Вредные факторы: повышенный уровень шума и вибрации, отклонение показателей климата (открытый воздух, пониженная температура окружающей среды), утечка вредных и токсичных веществ в атмосферу, , повышенная газо-воздушная среда рабочей зоны, запылённость.</p> <p>Опасные факторы: механическое опасное воздействие оборудования под давлением, механическое воздействие транспорта и прочей техники, электрический ток.</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p> <p>3.1 Технологические отходы</p> <p>3.2 Выбросы в атмосферу</p> <p>3.3 Мероприятия по охране окружающей среды ограничивающие вредное воздействие процессов производства.</p>	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу:</p> <p>Источники загрязняющих веществ на объектах: факельная установка, нефтепродукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания и котельных, испытание скважин, выбросы углеводородов (нефть, газ, конденсат), технологические отходы, выбросы и сбросы. Основные технологические мероприятия по охране атмосферы.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС на объекте (Природные, технические, военнополитические);</p>

	разработка плана действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
--	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Багатришвили Зураб Васильевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 117 страниц, в том числе 32 рисунков, 23 таблиц. Список литературы включает 40 источника. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, коррозия, коррозионная агрессивность, скважина, добыча, нефтеотдача, интенсификация, оборудование (НГПО).

Целью данной работы является анализ эффективности мер предупреждения и борьбы с коррозионной агрессивностью при эксплуатации нефтяных скважин, на месторождениях Западной Сибири.

Объектом исследования является коррозия и причины его возникновения, а так же способы его предупреждения и борьбы с ней.

В процессе работы проводилось сравнение и оценка современных способов защиты внутрискважинного оборудования от воздействия коррозионной среды с определением более эффективного решения либо комплекса способов.

Информационной базой для написания выпускной квалификационной работы послужила учебная и научная литература, интернет ресурсы, нормативно-правовые акты, локально-нормативные документы, официальные статистические и информационные материалы, учебные конспекты и материал.

В результате исследования будет достигнута цель: определить наиболее эффективные в применении и рентабельные в плане финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности способы и решения поставленной задачи.

Борьба с коррозией является причиной продления срока службы нефтегазопромыслового оборудования, снижение эксплуатационных затрат на его ремонт, улучшение технико-экономических показателей. Кроме того это охрана окружающей среды, водоемов и рек от загрязнения нефтью, газом. Из множества существующих методов борьбы с коррозионной агрессивностью рассмотрены наиболее действенные. Рассмотренные мероприятия и в частности применение стеклопластиковых труб нового поколения со стальными удлинителями, рекомендуется применять на месторождениях Западной Сибири, что экономически эффективно для добывающих предприятий.

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

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

ПШД - поддержание пластового давления

ПРС - подземный ремонт скважин

ПЭД - погружной электродвигатель

СВБ - сульфатовосстанавливающие 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

Содержание

Реферат	9
ВВЕДЕНИЕ	16
1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О КОРРОЗИИ	17
1.1 Классификация типов коррозионных разрушений на месторождениях Западной Сибири.....	17
1.1.1 Сплошная равномерная коррозия	18
1.1.2 Избирательная коррозия.....	19
1.1.3 Подповерхностная коррозия.....	20
1.1.4 Местная (питтинговая) коррозия (пятнами, язвами, точками)	20
1.1.5 Мейза-коррозия.....	21
1.1.6 Щелевая коррозия	23
1.1.7 Межкристаллитная коррозия	24
1.2 Процессы протекающие в основе коррозии при взаимодействии с определёнными агрессивными средами	25
1.2.1 Воздействие сероводорода на металл.....	26
1.2.2 Воздействие углекислого газа на металл	27
1.2.3 Влияние воды на металл.....	28
1.2.4 Влияние скорости потока.....	28
1.3 Влияние коррозии на добычу нефти и газа на месторождениях Западной Сибири.....	28
2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕР ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ НГПО НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	35
2.1 Внедрение ЭЦН износостойкого исполнения с рабочими органами из чугуна "Ni-resist тип 4"	36
2.2 Стеклопластиковые трубы «FiberGlass» Systems L.P. со стальными удлинителями	43
2.2.1 Эксплуатационные преимущества стеклопластиковых труб «FiberGlass».....	46

2.2.2	Опыт применения и результаты промышленного внедрения стеклопластиковых труб НКТ «FiberGlass» со стальными удлинителями.....	47
2.3	Погружные протектора для защиты УЭЦН от коррозии.....	51
2.4	НКТ с защитными покрытиями.....	55
2.4.1	Свинцевание и оловянирование	56
2.4.2	Применение НКТ с покрытием MAJORPACK	56
2.4.3	Многофакторная система защиты НКТ модификации MPAG 96	57
2.4.4	Система защиты НКТ модификации MPLAG96	60
2.4.5	Защитная вставка Majorpack Protective Streamer	61
2.4.6	Покрытие Delta5	62
2.4.7	Термодиффузионные покрытия НКТ	62
2.4.8	Эффективная защита труб осложненного фонда скважин внутренним полимерным покрытием серии TC3000.....	64
2.4.9	Комплексная защита внутренней поверхности НКТ покрытиями серии TC3000.....	68
2.4.10	Экономический эффект от внедрения TC3000	69
2.4.11	Проблемы, возникающие в процессе эксплуатации изделий с защитными антикоррозионными и износостойкими покрытиями.	72
2.5	Ингибиторы коррозии	72
2.5.1	Классификация (виды) ингибиторов коррозии.....	74
2.5.2	Требования к ингибиторам	76
2.6	Современные ингибиторы с краткой характеристикой.....	77
2.6.1	Ингибиторы коррозии Ипроден К.....	77
2.7	Ведение оценки коррозионного износа нефтепромыслового оборудования в режиме реального времени (СКМРВ) «Коррсистем»	80
3	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	87
3.1	Расчет затраченного времени на проведение мероприятия по смене обычных НКТ 73 ТУ 14-161-198-2002 на новые стеклопластиковые трубы «FiberGlass» 73X5,5мм со стальными удлинителями	87

3.2	Расчёт прироста добычи нефти в течение года за счет отсутствия простоя скважины на ремонт и увеличения дебита из-за снижения шероховатости внутренних стенок после смены НКТ на «FiberGlass»	89
3.3	Расчёт необходимых попутных затрат	91
3.4	Расчёт расходов на оплату труда работникам проводившим мероприятия по смене обычных НКТ на стеклопластиковые трубы «FiberGlass» 73X5,5 мм со стальными удлинителями	94
3.5	Расчёт экономического результата за год	100
3.6	Прирост прибыли	101
3.7	Вывод финансовой расчётной части.....	102
4	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	103
4.1	Вопросы организационно правового характера обеспечения безопасности.....	103
4.1.1	Нормы трудового законодательства для рабочих работающих на производстве.....	103
4.1.2	Подготовительные мероприятия	103
4.2	Производственная безопасность на объектах добычи нефти и газа..	104
4.3	Оценка вредных производственных факторов и аргументация необходимости организации мероприятий по их устранению	105
4.4	Оценка опасных производственных факторов и аргументация необходимости мероприятий по их устранению.....	107
4.4.1	Потенциальная опасность поражения человека электрическим током.	107
4.1.1	Потенциальная опасность механических повреждений.	108
4.5	Охрана экологии окружающей среды.....	108
4.5.1	Анализ воздействия на атмосферу.	108
4.5.2	Анализ воздействия на гидросферу.	109
4.6	Анализ чрезвычайных ситуаций.....	110
4.6.1	Оценка вероятности ЧС на нефтяных месторождениях Западной Сибири.....	110
4.6.2	Пожароопасность	110

4.6.3 Мероприятия по предотвращению и ликвидации ЧС и разработка плана действий в случае возникновения чрезвычайных ситуаций.....	111
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	115

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день в нефтегазовой промышленности довольно актуальной проблемой является коррозия эксплуатационного внутрискважинного оборудования, которая наносит ущерб экономике предприятия и экологии [1].

Поэтому необходимо задуматься о решении проблемы коррозионной агрессивности при эксплуатации оборудования нефтедобычи и нефтепереработки и их предотвращении [2, 3].

Агрессивная коррозионная среда возникает при довольно интенсивном выносе солей и механических примесей, повышении скорости движения пластовой жидкости, увеличении токов и напряжения в кабельных линиях и глубинных двигателях, а также при влиянии минерального и химического состава пластовой жидкости, содержание в ней сероводорода, углекислого газа, кислорода и конечно же воды. [4].

Основная цель ВКР – рассмотреть методы повышения срока эксплуатации скважинного оборудования и увеличения межремонтного периода (МРП) посредством защиты оборудования от коррозии.

Для достижения цели решены следующие задачи:

- изучены процессы протекающие в основе коррозии при взаимодействии с определёнными агрессивными средами;
- обратим внимание как коррозия влияет на добычу нефти и газа;
- произведен анализ применения современных технологических и технических мер для предупреждения и борьбы с коррозионной агрессивностью нефтегазового оборудования (НГПО) на месторождениях Западной Сибири;
- рассчитана экономическая эффективность применения антикоррозионных мер;
- оценены меры по охране труда, промышленной и экологической безопасности на производстве[5].

1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О КОРРОЗИИ

Коррозия – это разрушение металлов и некоторых других твердых тел, вызываемое химическими и электрохимическими окислительно-восстановительными процессами при взаимодействии с окружающей средой, возникающий по причине неустойчивости термодинамической системы металл – компоненты окружающей среды. Металлы переходят в окисленную форму и теряют свои свойства, что приводит в негодность металлические материалы. Этот процесс, развивается в основном на поверхности металла. Однако не исключено, что коррозия может проникнуть и вглубь металла. Главными причинами снижения ресурса практически всех видов нефтеперерабатывающего оборудования являются коррозионные повреждения и их эрозионно-механический износ[6].

В промысловых условиях при эксплуатации скважин на месторождениях особенно большому коррозионному воздействию подвергаются подземное оборудование: эксплуатационная колонна, трубы (НКТ), погружной электродвигатель (ПЭД), кабельная продукция, а также наземное оборудование: задвижки, фонтанные арматуры и обвязки скважин, выкидные и нагнетательные линии, нефтесборный, газовый коллекторы, камеры сгорания и поршни силовых установок, счетчики газа и другого оборудования.

1.1 Классификация типов коррозионных разрушений на месторождениях Западной Сибири

По площади воздействия коррозия подразделяется на общую, протекающую по всей поверхности металла или по какой-либо его части, и локальную, которая встречается чаще всего, когда разрушение металла происходит точечно. При этом могут наблюдаться сквозные повреждения скважинного оборудования. Различают следующие виды локальной коррозии: сплошная, язвенная (питтинговая), контактная, подпленочная, коррозия пятнами, мейза коррозия и щелевая [7].

1.1.1 Сплошная равномерная коррозия

Если коррозия под действием кислот, щелочей или атмосферы охватывает всю поверхность металла, то такой вид разрушения называется сплошной коррозией. Сплошная коррозия бывает, как равномерной (Рис. 1), т. е. разрушение металла происходит с одинаковой скоростью по всей поверхности, так и неравномерной, когда скорость коррозии на отдельных участках поверхности неодинакова. Причиной равномерной коррозии может стать процесс при взаимодействии железа - с соляной, меди с азотной, цинка - с серными кислотами. При этом продукты коррозии не остаются на поверхности металла. Так же проходит процесс сплошной коррозии металла на открытом воздухе (атмосферная коррозия). Если с него удалить слой ржавчины; то под ним обнаруживается шершавая поверхность, распределенная равномерно по всей поверхности металла. По механизму протекания процесса атмосферная коррозия подразделяется на электрохимическую (мокрую и влажную атмосферную коррозию) и химическую (сухую).

Для механизма сухой атмосферной коррозии металлов характерно образование и рост на поверхности металлов пленок продуктов коррозии. Таким образом поверхность металлов тускнеет. При содержании в воздухе и других газов как например, сернистые соединения, защитные свойства пленки образующихся продуктов коррозии могут снизиться, а скорость коррозии в связи с этим несколько возрасти. Механизм мокрой атмосферной коррозии металлов близок к электрохимической коррозии при полном погружении металла в электролит. Атмосферная влага на поверхности металла (дождь, повышенная влажность близкой 100% и др.) служит электролитом, приводящим к протеканию мокрой атмосферной коррозии.

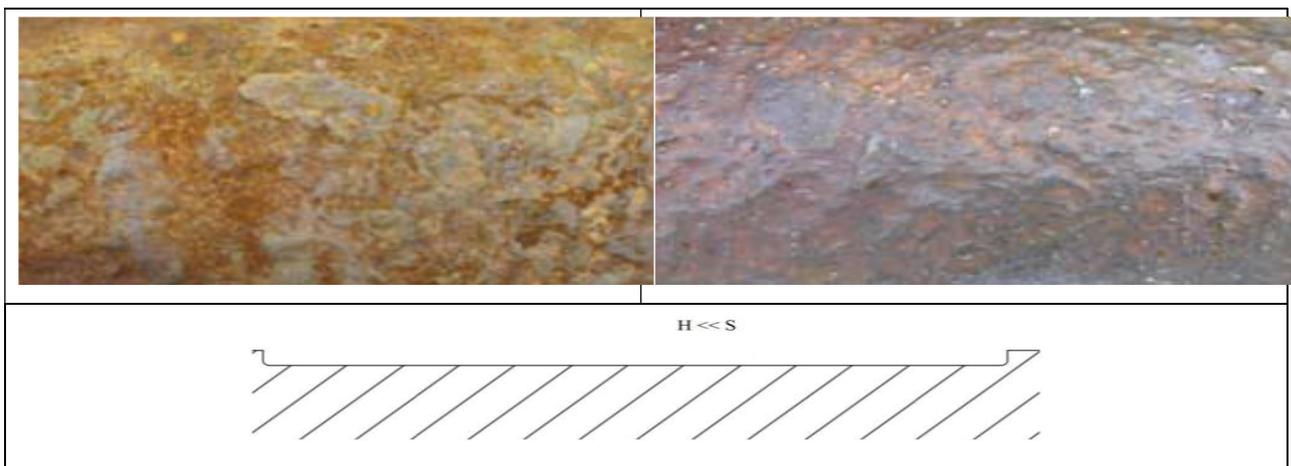


Рисунок 1 – Сплошная коррозия

1.1.2 Избирательная коррозия

Некоторым металлам свойственно подвергаться избирательной коррозии, при этом часть структуры сплава разрушается, а остальные могут остаться без изменений (Рис. 2). При соприкосновении латуни с серной кислотой происходит компонентно-избирательная коррозия, т.е. цинк корродирует, 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.

Поверхностная избирательная неравномерная коррозия охватывает большую площадь оборудования. Глубина коррозионного проникновения незначительна (0,1-0,5 мм/год).



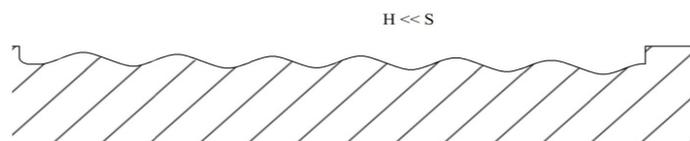


Рисунок 2 – Поверхностная избирательная неравномерная коррозия

1.1.3 Подповерхностная коррозия

Подповерхностная коррозия (Рис. 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.

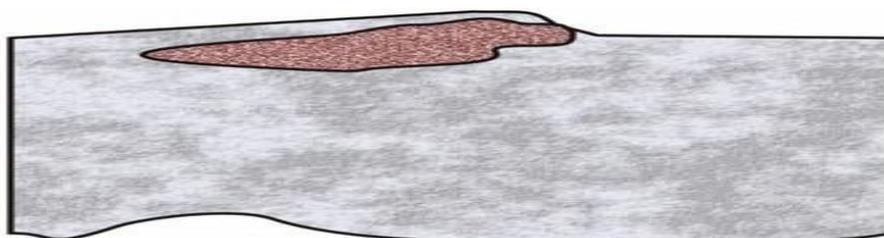


Рисунок 3 – Подповерхностная коррозия

1.1.4 Местная (питтинговая) коррозия (пятнами, язвами, точками)

Поражения в виде отдельных пятен, язв, точек на поверхности металла (Рис. 4) называют местной коррозией. В зависимости от степени поражений местная коррозия может быть в виде не глубоких пятен; глубоких язв; точек, иногда мало заметных глазу, но возможно глубоко проникших в толщу металла. Точечная (питтинговая) коррозия наблюдается, когда небольшие участки поверхности металла подвержены быстрой коррозии, что приводит к образованию глубоких поражений – точечных язв, питтингов. Довольно часто коррозионному разрушению такого типа подвергаются хромовые и хромоникелевые, а также стальные, алюминиевые сплавы (никель цирконий,

титан) в средах, в которых наряду с пассиватором-окислителем присутствуют анионы, например, в растворах соли NaCl, содержащейся в морской воде и др. Содержание хрома, алюминия и никеля повышает стойкость стали к точечной коррозии. Применение некоторых методов для защиты от точечной коррозии:

1) подбор материалов стойких против точечной коррозии: высокохромистых сталей с содержанием хром, никель, титан с молибденом или кремнием;

2) ингибиторы с катодной и анодной электрохимической защитой;

Глубина повреждения обычно составляет 0,5-1,0 мм, поэтому данный вид коррозии относится к локальным.



Рисунок 4 – Местная коррозия (пятнами, точками)

1.1.5 Мейза-коррозия

Мейза-коррозия протекает с распространением ее очага, как в глубину, так и по поверхности металла. При этом поверхность металла приобретает характерный ступенчатый или ребристый вид, где так же часто наблюдается развитие одной язвы в другой, т.е. «язвы в язве».

Процесс мейза-коррозии (Рис. 5), протекает между двумя разного рода электрохимическими характеристиками металла, например, между броней кабеля и корпусом ЭЦН или телом НКТ. В Результате такого процесса возникают локальные коррозионные повреждения в виде язв на корпусе

погружного электродвигателя (ПЭД) либо брони кабеля ЭЦН. При изготовлении брони кабеля используют оцинкованную сталь.

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 мес. Скорость мейза-коррозии может достигать 10-40 мм/год в зависимости от содержания в среде CO_2 .

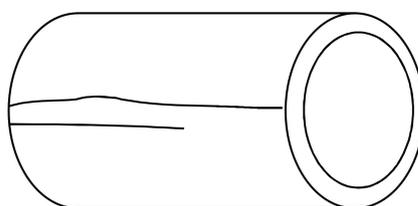
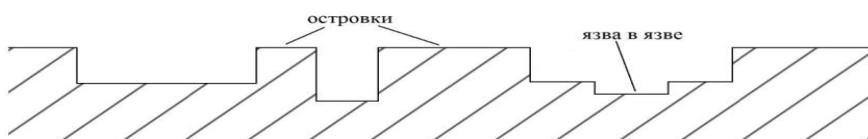


Рисунок 5 – Мейза коррозия

1.1.6 Щелевая коррозия

Щелевой коррозией (Рис. 6) называют активное коррозионное разрушение металла конструкций в щелях и зазорах между металлами (в резьбовых и фланцевых соединениях конструкций и др.). Щелевая коррозия наблюдается не только при погружении металла в электролит, но и в атмосферных условиях и может существенно ухудшить работу оборудования.

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 рН раствора в щели и кинетики анодного и катодного процессов коррозии металла в щели.



Рисунок 6 – Щелевая коррозия

Затрудненность доставки в щель окислителя – катодного депольризатора (которая в достаточно узких щелях может быть чисто диффузионной), затрудняет протекание катодного процесса, увеличивая его поляризуемость. Уменьшение рН 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, исключающее 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 ($\text{Na}_2\text{HPO}_4 + \text{CaSO}_4$);
- 5) электрохимическая защита: катодная (для углеродистых сталей и чугуна) и анодная (для хромоникелевых сталей и титана).

1.1.7 Межкристаллитная коррозия

Межкристаллитная коррозия (Рис. 7) это ещё один довольно опасный тип коррозии, при котором происходит избирательное разрушение границ зерен, что сопровождается потерей прочности металла и преждевременным выводом из строя оборудования. Данному виду коррозии подвержены многие сплавы: хром, никель, стали, никелевые, алюминиевые сплавов и др.

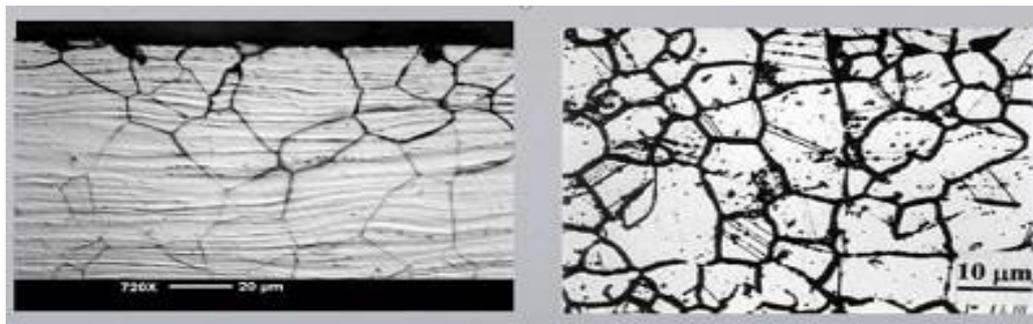


Рисунок 7 – Межкристаллитная коррозия

Образование межкристаллитной коррозии объясняется тем что на границах зерен образуются так называемые избыточные фазы, которые превращают эту часть в мало поляризующийся анод. Основной причиной для коррозионностойких сталей межкристаллитной коррозии является выделение вдоль границ фаз зёрен, обогащенных хромом Cr. Ближайшие участки, обедненные Cr, преобразуются в пассивное состояние при более положительных потенциальных значениях, чем фазы с избытком Cr. В результате чего в средах с меньшей степени окисленности (то есть при потенциалах, п сталей из активного состояния в менее активное) обедненные Cr зоны остаются электрохимически активными что приводит к тому что они растворяются быстрее, чем фазы, обогащенные хромом. В сильноокислительных средах развитие межкристаллитной коррозии обусловлено избирательным растворением самих избыточных фаз. Сегрегация по границам зерен технологических примесей так же может служить причиной межкристаллитной коррозии; этим объясняется межкристаллитная коррозия закаленных коррозионностойких сталей, содержащих в себе примеси Si, P и другие [8].

1.2 Процессы протекающие в основе коррозии при взаимодействии с определёнными агрессивными средами

Коррозионная агрессивность среды обуславливается физико-химическими свойствами углеводородного и водного компонентов их состава, количества, наличием растворенных газов (сероводорода, кислорода, углекислого газа) в системе добычи и подготовки нефти и газа, зависит от условий разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, способа добычи, типа скважины, условий среды: температуры, давления, скорости движения и др. В совокупности все эти факторы оказывают различное влияние на интенсивность коррозии.

В зависимости от содержания определенных химических веществ коррозионная среда нефтяных промыслов классифицированы по степени их коррозионного воздействия («агрессивности») на нефтепромысловое оборудование. В таблице 1 приведена классификация коррозионных сред нефтяных промыслов в соответствии с РД 39–0147103–362–86.

Таблица 1 – Классификация нефтепромысловых сред по РД39-0147103-362-86

Агрессивность среды	pH	СВБ, кл./мл	H ₂ S, мг/л	CO ₂ , мг/л	O ₂ , мг/л	Взвешенные частицы, мг/л
Неаэрированные воды подземных горизонтов						
Среднеагрессивные	6–8	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	< 0,1	100
Сильноагрессивные сероводородные	< 7	Допустимо	> 1,0	Отсутствует	< 0,1	100
Сильноагрессивные углекислотные	< 7	Отсутствует	Отсутствует	> 20,0	< 0,1	100
Аэрированные промысловые сточные воды						
Слабоагрессивные	7	Отсутствует	< 1,0	Отсутствует	> 1,0	Отсутствует
Сильноагрессивные сероводородные	< 7	Допустимо	> 1,0	Отсутствует	> 1,0	Отсутствует
Сильноагрессивные углекислотные	< 7	Отсутствует	Отсутствует	> 20,0	> 1,0	Отсутствует
Неустойчивые водонефтяные эмульсии (для водной фазы)						
Слабоагрессивные	7	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	0,1	0,05 %
Сильноагрессивные	7	Допустимо	> 1,0	5,0	> 0,1	> 0,05 %
Газоводонефтяные смеси (для водной фазы)						
Слабоагрессивные	7	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	–	< 0,05 %
Сильноагрессивные	> 7	Допустимо	Следы	–	–	> 0,05 %
Сильноагрессивные	< 7	–	0,003–0,010 МПа ²⁵	–	> 0,1	–
Сильноагрессивные	< 7	–	> 0,01 МПа ²⁵	–	–	–
Сильноагрессивные	< 7	–	–	> 0,05 МПа ²⁵	–	–

1.2.1 Воздействие сероводорода на металл

Содержание сероводорода в добываемой на промысле продукции усиливает влияние коррозионной среды. В процессе оксиды железа скапливаются около соединительных муфт на внешней стенке НКТ, вследствие чего образуются сквозные отверстия [9]. Так, например, высокое содержание сероводорода в нефти, добываемой НГДУ «Лениногорскнефть»

(скв. №301303), негативно отражается на основных показателях работы глубинно-насосного оборудования (ГНО).

Около 80 % коррозионных повреждений НГПО обусловлено жизнедеятельностью микробиоты (биокоррозия). Бактерии цикла серы (тионовые и сульфатредуцирующие) ускоряют подземную коррозию оборудования и нефтепроводов. Биокоррозионную агрессивность грунта усугубляют по наличию сульфато-восстанавливающих бактерий (СВБ), повышающих агрессивность грунта, из-за продуцирования сероводорода (H_2S), тионовых бактерий, понижающих водородный показатель (рН) грунта за счет выработки серной кислоты [10].

В связи с этим, без применения современных станций подготовки газа и модулей сероочистки, сероводород способен наносить сильнейший ущерб для людей.

С сероводородной коррозией бороться чрезвычайно трудно: несмотря на добавления ингибиторов кислотной коррозии, трубы из коррозионностойких марок стали быстро уходить в отказ [11].

1.2.2 Воздействие углекислого газа на металл

Углекислый газ (CO_2) является главным коррозионным компонентом пластового газа. Из-за высоких парциальных давлений CO_2 добываемый из скважин водный конденсат представляет собой крепкий раствор угольной кислоты. При этом существенное значение имеют минерализация и количество поступающей в скважину пластовой воды.

Накопление водного конденсата в муфтовых зазорах насосно-компрессорных труб приводит к катастрофически быстрому их разрушению.

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.

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 [12].

1.2.3 Влияние воды на металл

Кроме содержания CO_2 в пластовом газе и воде на интенсивность коррозии влияет солевой состав пластовой воды и наличие органических кислот в ней. 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 [13].

1.2.4 Влияние скорости потока

Большая скорость потока флюида или раствора в скважине ускоряет процесс образования коррозии вследствие механического удаления заводской защитной пленки на оборудовании.

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

1.3 Влияние коррозии на добычу нефти и газа на месторождениях Западной Сибири

При эксплуатации добывающих скважин на «Х» месторождении Западной Сибири применяются различные типы защиты от коррозии внутрискважинного оборудования. В ходе эксплуатации анализировали эффективность рассматриваемых методов. Результаты представлены в таблице 2.

Проведено исследование добывающих скважин «Х» месторождения по ряду факторов коррозионного воздействия на внутрискважинное оборудование.

Таблица 2 – Сравнительный анализ применения методов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования

№	Куст	Скв.	Состав компоновки НКТ	Интервал и тип коррозионной агрессивности	Применяемый метод защиты
1	Разведочная скважина	2281	Нсп 2320 НКТ MajorPack 73мм+63мм стандартн УЭЦН	Сплошная коррозия по всей подвеске НКТ	MPAG96; Majorpack Protective Streamer
2	22	447	Нсп 2520 НКТ стандартн 73+63мм УЭЦН	Мейза коррозия на отдельных участках	Ингибитор коррозии ТС-3000
3	20	437	Нсп 2540 НКТ стандартн 73+63мм ЭЦН в коррозионностойком исполнении	Мейза коррозия ЭЦН+каб., НКТ	ПЭД монель; Ингибитор коррозии ИПРОДЕН К-1 марка А 30мг/л
4	35	574	Нсп 2670 НКТ Диффузионно - цинковое покрытие	Сквозное отверстие НКТ, мейза коррозия на интервалах 1000-2000 м.	НКТ Диффузионно - цинковое покрытие; ингибитор коррозии
5	52	859	Нсп 2370 НКТ	Сквозное НКТ, мейза коррозия с язвами	Ингибитор коррозии ИПРОДЕН К-1 марка А 30мг/л; защитный протектор ПЭД

Результат показал, что сокращение межремонтного периода и преждевременные отказы внутрискважинного оборудования на месторождении обусловлены агрессивной внутрискважинной средой, которая вызывает развитие процессов углекислотной коррозии, а также некачественным металлом из которого изготовлено оборудование (эксплуатационная колонна, НКТ, УЭЦН, кабельная линия) содержащим в своём составе большое количество неметаллических компонентов, при которых локальная коррозия ускоряется в несколько раз.

Для скважин многих месторождений Западной Сибири и в частности «Х» месторождения характерно развитие коррозии подземного оборудования, как НКТ на различных интервалах, так и ПЭД. В результате сквозной коррозии оборудования НКТ отмечено 15-20% отказов в среднем

по «Х» месторождению и по Западной Сибири. При этом скорость коррозии в среднем достигает 14-16 мм/год. По западной Сибири основным типом коррозионных разрушений при визуальном осмотре отмечают мейза-коррозию, вызванную углекислотной и сероводородной средой, вызванная наличием большого количества, растворенного в пластовой жидкости CO_2 в среднем 50-100 мг/л. Содержание кислорода O_2 составляет в среднем 0,2 мг/л, а сероводорода H_2S клеток/см³ до 10 и более. Стоит отметить то, что при групповом наличии в системе сразу двух или нескольких коррозионно-агрессивных газов, они в совокупности дают взаимоусиливающий эффект. При этом скорость коррозии превышает скорость коррозии под воздействием отдельных газов. Соответственно отдельно рассматривать участие какого-то определённого газа в общем коррозионном процессе представляется весьма условным и не совсем правильно. По причине высокой скорости потока газожидкостной смеси (ГЖС) и довольно высоких температур в скважине и на устье, затруднены условия для протекания микробиологической коррозии.

Визуальный анализ мест расположения активных коррозионных участков позволил определить, что коррозионному воздействию подвержены в основном внутренняя поверхность НКТ на различных интервалах подвески.

По причине многочисленных отказов, сокращению МРП особо отмечена скважина 574 куста 35 «Х» месторождения Западной Сибири. Анализ вскрытия показал, что причинами отказов чаще всего является сквозная коррозия НКТ либо ЭЦН (рисунок 9 и 10).



Рисунок 10 - Сквозная коррозия стенки НКТ и погружного электродвигателя

На данной скважине была замерена скорость коррозии.

При расчёте скорости углекислотной коррозии (мм/год) учитывали пять способов расчёта:

- Расчёт по ДеВарду Мильямсу (ДВМ)
- Расчёт по ДеВарду Лотцу (ДВЛ)
- Расчёт по ДеВарду Лотцу Дагстаду (ДВЛД)
- Расчёт по норвежскому стандарту Norsok
- Расчёт 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 ДВМ, 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 1000-2000 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 45 – 75 °С. График распределения температуры по стволу скважины показывает, что данный диапазон температур приходится на глубину подвески 2000±1000 м, т. е. на ту глубину, где наблюдаются максимальные коррозионные поражения.

Скважинная продукция «Х» месторождения содержит довольно 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 1,5 м/с, то на устье она может достигать 20 м/с и более. 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 574, 859, 437. 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. 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 № 859 с обводненностью всего 11% произошла сквозная коррозия стенки и резьбовой части НКТ. МРП составило 227 суток. Количество СПО – 2,5, т. е. трубы были уже достаточное время в эксплуатации, что вкупе с высокой скоростью ГЖС (4,5 м/с на устье) и относительно невысоким качеством труб производства РФ (большое количество неметаллических включений) и привело к появлению сквозных отверстий.

2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕР ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ НГПО НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

На сегодняшний день существует множество методов борьбы с коррозией. Способы защиты от коррозии различают химические, физические и технологические способы защиты. Первый способ заключается в применении химических реагентов, которые подаются в скважину и затрубное пространство различными способами. Наибольшую эффективность имеет подача реагентов из зоны продуктивного пласта, например, через нагнетательные скважины[14]. При такой системе обеспечивается антикоррозионная защита скважинного оборудования по всей высоте. Все чаще применяются физические методы защиты скважинного оборудования от коррозии. Нередко можно наблюдать антикоррозионные конструктивные особенности: применение нержавеющей стали, стеклопластика или антикоррозионного покрытия при изготовлении различных деталей и оборудования скважин. Следует сказать, что замена обычных труб на НКТ из «нержавейки» дает положительный эффект даже несмотря на значительную разницу в стоимости. Особо ярко этот эффект заметен в скважинах с проблемным флюидом в отношении коррозионной агрессивности. Положительный эффект дает также покрытие основного металла корпуса УЭЦН различными легирующими металлами: хромом, никелем, кремнием и другими. В этом случае коррозионная стойкость сохраняется до тех пор, когда покрытие не имеет повреждений, которые нередко возникают во время спуска или подъема насоса из скважины. Коррозию подпленочного типа в УЭЦН вполне реально исключить за счет электрохимической защиты, которая заключается в нанесении анодного покрытия, обладающего более отрицательным потенциалом по сравнению с основным металлом насоса и обсадной колонны. Суть такой защиты

заключается в разрушении протекторного (анодного) покрытия, а не катода, которым в данном случае является основной материал УЭЦН. Защита будет действенной до тех пор, пока протекторное покрытие полностью не прокорродирует. Этот же принцип действия протекторной защиты может применяться и без покрытия. В этом случае к защищаемому оборудованию присоединяется протектор, обладающий более отрицательным зарядом. По истечении срока службы протектора он растворяется и подлежит замене [15].

2.1 Внедрение ЭЦН износостойкого исполнения с рабочими органами из чугуна "Ni-rezist тип 4"

Рассмотрены результаты внедрения ЭЦН износостойкого исполнения с рабочими органами из чугуна "Ni-rezist тип 4" на скважинах "X" с осложненными условиями эксплуатации. Представлен краткий отчет о совместной работе ТНК-ВР с производителями оборудования по созданию нового материала рабочих органов насоса, приведены характеристика суперосложненных условий эксплуатации на пластах АВ, ПК Покурской свиты ОАО "X", результаты ОПИ УЭЦН с рабочими органами насоса из чугуна "Ni-rezist тип 4", а также сравнительный анализ наработки серийного и экспериментального оборудования в осложненных условиях эксплуатации и экономический эффект проекта.

В 2002 г. была разработана и внедрена первая редакция Технических требований ТНК-ВР на компоненты УЭЦН. Данное событие послужило революционным решением в вопросе повышения ресурса и конструктивной надежности погружного оборудования. Специалистами Управления по внутрискважинным работам совместно с ЦДО и производителями ведется непрерывная работа по выработке технических решений, применению новых материалов и технологий, параллельно в Технических требованиях к оборудованию находят отражение результаты научно-исследовательских работ, выполняемых ООО "ИММАШ РЕСУРС", РГУ нефти и газа им. И.М.

Губкина и др. Действующие Технические требования ТНК-ВР к погружным электроцентробежным насосам, мультифазным насосам и газосепараторам предусматривают классификацию оборудования по семи группам конструктивного исполнения: 1, 2, 3, 4, 4А, 5, 5А гр., в зависимости от осложняющих факторов, что позволяет производить индивидуальный подбор УЭЦН к каждой скважине и в итоге реализовать экономически обоснованное решение по применению УЭЦН. В связи с интенсификацией добычи, выработкой залежей и увеличением числа геолого-технических мероприятий (ГРП, ОПЗ и т. д.) происходит усиление влияния осложняющих факторов, таких, как вынос абразивных компонентов из пласта, повышение коррозионной агрессивности добываемой жидкости. Вышеперечисленные факторы определили эволюцию УЭЦН в направлении усиления конструктивной надежности погружных насосов для добычи нефти. Совместная работа ТНК-ВР с заводами ООО "Х" и ООО "ПК Борец" по созданию нового материала рабочих органов ЭЦН из высоколегированного чугуна "Ni-rezist тип 4" с содержанием Cr 4...6 % и Ni = 28...32 % явилась очередным шагом по усилению конструкции электроцентробежных насосов. По итогам технического совещания, в начале 2010 г., была подготовлена программа работ по внедрению высоконадежных УЭЦН, укомплектованных насосами с рабочими органами из чугуна "Ni-rezist тип 4". После рассмотрения и корректировок Технические условия на отливки рабочих органов ЭЦН завода "Х" ТУ 3631-002-27385465-2010 были согласованы ТНК-ВР. Технические требования к химическому составу и механическим свойствам высоколегированного чугуна "Ni-rezist тип 4" завода "Х" приведены в таблице 2

Таблица 2 – Химический состав чугуна по ТУ 3631-002-27385465-2010 (%)

Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х
Чугун аустенитный модифицированный ЧН16Д7ГХШ							
2,2...3,1	1,5...3,0	0,5...1,6	1,3...2,6	14...17	5...8	0,25	0,03
Чугун аустенитный модифицированный ЧН30Д5ГХ5Ш "Ni-rezist тип 4"							
2,2...3,0	1,5...3,0	0,4... 1,0	4,0...6,0	28...32	4,0...6,0	0,25	0,05

Механические свойства: Твердость по Бринеллю "Ni-rezist тип 1" 120... 180 НВ. Твердость по Бринеллю "Ni-rezist тип 4" 145... 205 НВ. Данные по химическому составу высоколегированного чугуна "Ni-rezist" зарубежного производства, изготавливаемого по ASTM A 436-84(2001), приведены в таблице X. Необходимо отметить, что материал "Ni-rezist тип 4", предлагаемый заводом "X", по сравнению с зарубежным аналогом имеет более высокое содержание меди – 4...6 %. Содержание серы, которая негативно влияет на свойства отливок, значительно ниже. Для проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) подконтрольных УЭЦН с рабочими органами из материала "Ni-rezist тип 4" определили месторождения ЦДО "X". Для решения вышеуказанных проблем были намечены следующие решения: – внедрение защитных устройств, предотвращающих засорение и износ ЭЦН; – проведение ОПИ и внедрение оборудования УЭЦН с рабочими органами насоса из чугуна "Nirezist тип 4" отечественного производства. Слабосцементированные коллекторы, приводящие к большому выносу породы и абразивных частиц, сложные коррозионные условия в сочетании с высокой вязкостью нефти и сильным газовым фактором делают аномально сложной эксплуатацию погружного оборудования на пластах ПК, АВ Покурской свиты ОАО "X". Это в свою очередь приводит к преждевременным отказам и выходу из строя подземного оборудования. Вынос абразивных частиц из пласта влечет за собой ускоренный абразивный износ рабочих органов насоса. Средняя наработка серийных установок составляла 60 сут, погружное оборудование после отказа не подлежало ремонту и списывалось. Наблюдалось значительное количество некатегорийных аварий ("полетов" УЭЦН). Условия эксплуатации можно смело отнести к суперсложным.

Таблица 3 – Химический состав чугуна "X"

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

В качестве наглядного примера можно привести результаты исследований на одном из пескопроявляющих объектов разработки X месторождения. Датчик ClamPon был установлен 19.01.2010 г. на скв. 400, куст 10.

Режим по скважине

Qж, м³ /сут 590

Qн, т/сут 27

% воды 95

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

Объектом опытно-промысловых испытаний был определен ЭЦН5А-800-1400 производства ООО "Х" в коррозионностойком исполнении с повышенной абразивной устойчивостью для использования в скважинах с высокой коррозионной агрессивностью пластовой жидкости и высоким содержанием абразивных компонентов. К конструктивным особенностям насоса относятся пакетная сборка и исполнение рабочих органов (направляющие аппараты, рабочие колеса) из материала "Ni-rezist тип 4". В секциях используются промежуточные подшипники в каждой третьей ступени. Расстояние между промежуточными подшипниками 0,2 м. Установка была скомплектована с ПЭД 250-117 4 гр. исполнения, для дополнительной защиты УЭЦН от агрессивного воздействия среды двигатель был оснащен протектором коррозии из алюминиево-магниевого сплава. Промысловые испытания начались 02.08.2010 г. с момента монтажа ЭЦН5А-800-1400 на скв. 1722, куст 42 Х месторождения. Данная скважина эксплуатируется на пласте ПК 14, который характеризуется интенсивным выносом механических примесей, представленных кварцевым песком преимущественно мелкой фракции. Кроме того, попутно добываемая жидкость из скважины является коррозионно-активной. Средняя наработка на отказ серийных отечественных УЭЦН 3гр. на скважине составляла 80 сут. Установка FC 4400 производства Х отработала 118 сут. Отказ произошел по причине снижения сопротивления изоляции удлинителя, вследствие вибрации, возникшей в результате износа рабочих органов насоса. Все вышеперечисленные факторы определили скв. 1722 в качестве кандидата для проведения ОПИ ЭЦН5А-800-1400 производства ООО "Х" Таблица 4).

Экспериментальная установка УЭЦН5А-800-1400 производства ООО "Х" была запущена в работу 02.08.2010 г., отказ произошел по причине $R = 0$ (сквозная коррозия корпуса ПЭД), с наработкой 98 сут.

Эксплуатация – Установка работала в установившемся режиме. – Дебит был максимально приближен к рекомендуемому заводом-изготовителем. – Аварийных остановок в процессе эксплуатации не было.

При первом этапе расследования на устье было выявлено следующее: – вращение вала секций ЭЦН в норме – 0,2... 0,4 кгс/м; – приемная сетка чистая; – сопротивление изоляции кабеля 100 мОм; – сопротивление изоляции ПЭД – 0 мОм; – двигатель негерметичен; – масло светлое с водой; – сквозная коррозия корпуса ПЭД. При дефектации на Сервисном предприятии комплектующие подконтрольного ЭЦН, в том числе рабочие органы, прошли тщательный визуальный и инструментальный контроль.

Таблица 4 - История работы скв. 1722

Шифр ЭЦН	Тип ПЭД	Время		МРП	Причина	Результат дефектации насоса
		Начало	Окончание			
5А-500-1200	160-117	16.05.09 г	18.09.09 г	125	Отсутствие подачи	Радиальный износ вала по всей длине. Износ опорных шайб. Радиальный износ ступиц рабочих колес и центральных отверстий направляющих аппаратов. Износ опорного бурта
5А-500-1200	160-117	24.09.09 г.	20.10.09 г.	26	Отсутствие подачи	Радиальный износ вала. Износ нижних шайб, износ посадочного места рабочих колес до металла, износ нижнего бурта. Радиальный износ ступиц рабочих колес и центральных отверстий направляющих аппаратов. 100 % рабочих органов списано по износу
5А-500-1200	160-117	26.10.09 г	08.12.09 г	46	Снижение изоляции	Радиальный износ вала. Износ опорных шайб. Радиальный износ ступиц рабочих колес и центральных отверстий направляющих аппаратов. 100 % рабочих органов списано по износу
FC4400 (174 ст.)	180 л.с.	13.12.09 г	10.04.10 г	118	Снижение изоляции	Клин верхней секции. Радиальный износ втулок, износ центральных отверстий направляющих аппаратов – списание. 100%-й износ нижних шайб. Промыв лопаток рабочих колес и направляющих аппаратов
5А-500-1200	140-117	18.04.10 г	28.07.10 г.	101	ГТМ	Износ нижних шайб, износ посадочного места рабочих колес до металла, износ нижнего бурта. Износ и промыв проточной части рабочих органов до разрушения. 100 % рабочих органов списано

По результатам дефектации рабочих органов насоса ЭЦН5А-800-1400 из чугуна "Ni-rezist тип 4" зафиксированы следы износа центрального отверстия направляющего аппарата и наружного диаметра ступиц рабочих

колес (в пределах допуска ремонтных размеров), проточные части без разрушений и промывов. ЭЦН признан ремонтпригодным, комплектующие направлены на реставрацию. По результатам эксплуатации подконтрольной установки УЭЦН5А-800-1400 производства ООО "Х" на скв. 1722 были сделаны следующие выводы и приняты решения: – отказ оборудования произошел вследствие сквозной коррозии корпуса ПЭД; – ЭЦН показал свою эксплуатационную надежность, был поднят из скважины в работоспособном состоянии, является ремонтпригодным. После текущего ремонта насоса ЭЦН5А-800-1400 5 гр. со ступенями насоса из "Ni-rezist тип 4" было принято решение скомплектовать подконтрольный ЭЦН электродвигателем 5 гр., продолжить ОПИ на скв. 1722, куст 42 Х месторождения. На сегодняшний день спущено 5 установок высоконадежного оборудования (импортного и отечественного) на Х месторождении ОАО "Х" (см. таблица 5). Сравнивая наработку УЭЦН, укомплектованных насосами с рабочими ступенями из высоколегированного износостойкого чугуна "Ni-rezist тип 4" (см. таблица 5), с наработкой серийных отечественных УЭЦН, эксплуатируемых в тех же скважинах до установки подконтрольного оборудования (см. табл. 5, графу 7), наглядно видно, что в осложненных условиях при эксплуатации на пластах ПК ресурс насосного оборудования из "Ni-rezist тип 4" значительно выше. На этапах реализации проекта был проведен сравнительный анализ стоимости отечественных установок УЭЦН 3-й группы конструктивного исполнения, отечественных и импортных УЭЦН с рабочими органами из "Ni-rezist тип 4". Стоимость экспериментальных отечественных установок с рабочими органами насоса из чугуна "Nirezist тип 4" на 30...40 % ниже импортных, но выше стоимости серийных отечественных УЭЦН 3гр. на 35...40 %.

Таблица 5 - Сравнительные данные наработки УЭЦН

Пласт	Куст	Скв.	Оборудование	Производитель	Наработка до отказа	Текущая наработка
ПК-14	43	688	DN-4300	"Шлюмберже"	38	1370
ПК-14	37	357	DN-3500	"Шлюмберже"	57	1386
ПК-14	42	1727	400-1100	"Х"	330	400

ПК-14	43	9011	400-1250	"Х"	200	430
ПК-14	36	344	320-1450	"Борец"	79	644

Учитывая рост наработки УЭЦН по скважинам с подконтрольным оборудованием и разницу в стоимости установок, фактический экономический эффект от применения высоконадежного насосного оборудования из "Ni-rezist тип 4" взамен серийных УЭЦН 3 гр. по пяти скважинам составил 1,95 млн р. Индекс окупаемости инвестиций $PI = 3,47$. На сегодняшний день в Компании продолжают работы по повышению конструктивной надежности погружных электроцентробежных насосов, в том числе испытания новых конструкций и материалов рабочих органов ЭЦН. В перспективе планируется введение в Технические требования ТНК-ВР к электроцентробежным насосам дополнительной группы ЭЦН по конструктивному исполнению, что позволит более широко применять на осложненном фонде надежные отечественные ЭЦН с рабочими ступенями из высоколегированного чугуна "Ni-rezist тип 4"[16].

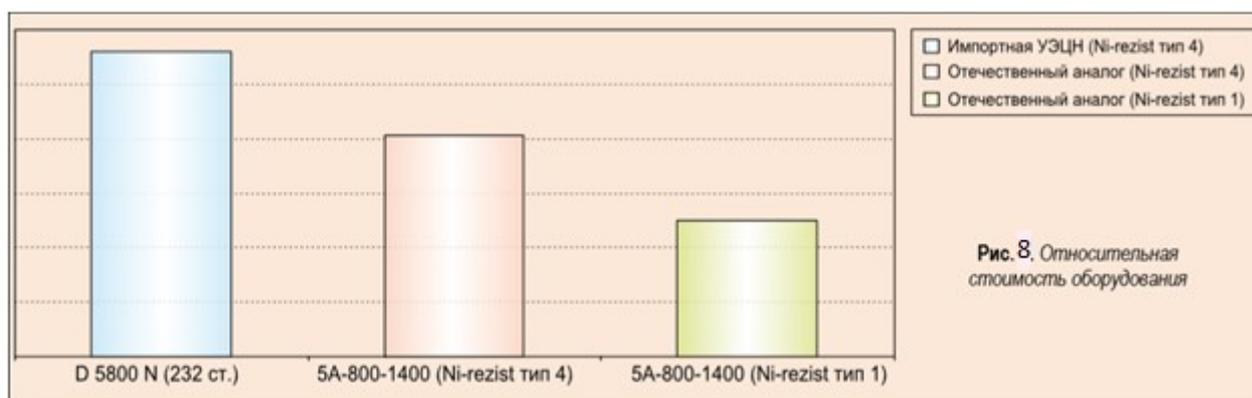


Рисунок 8 - Относительная стоимость оборудования (ЭЦН).

2.2 Стеклопластиковые трубы «FiberGlass» Systems L.P. со стальными удлинителями

Применение ингибиторов хоть и продлевает срок службы оборудования, однако проблема защиты от коррозии остается открытой. В последнее время пользуются популярностью стеклопластиковые трубы (СПТ). В связи с ростом цен в металлургии, стоимость СПТ приближается к

стоимости НКТ в антикоррозионном исполнении. Интерес нефтяных компаний к стеклопластиковым НКТ исходит от их эксплуатационных преимуществ: независимость от коррозии, меньшая масса изделий, гладкая поверхность стенок, что препятствует образованию АСПО, низкая электро- и теплопроводность, длительный срок службы. В настоящее время более 120 скважин на месторождениях России оборудовано СПНКТ. Применение СПНКТ позволило бы повысить МРП добывающих скважин, снизить отказы НКТ по коррозии, что привело к уменьшению потерь нефти [17].

ООО "Фабер Гласс Рус" 23 сентября 2013 г. в лице технического директора выступило с докладом на V-той Международной конференции "Актуальные вопросы противокоррозионной защиты", прошедшей в г. Будва, Черногория. Доклад осветил преимущества использования стеклопластиковых труб, а также практический опыт применения, наработанный компанией за последние годы. Отдельный доклад был посвящен гибкой стеклопластиковой трубе Fiberspar - этот бренд был приобретен компанией NOV Fiber Glass Systems год назад, и на данный момент вызывает активный интерес среди специалистов нефтяной отрасли. Гибкая стеклопластиковая труба имеет очевидные преимущества по сравнению с обычной трубой, что также было освещено в докладе «Х» - директора по развитию Fiberspar, выступившего на конференции.

Защита промышленных трубопроводов от внутренней коррозии – задача, у которой нет универсального решения. Широко применяемые способы защиты не безупречны: химические ингибиторы требуют регулярной корректировки и обновления состава, трубы из коррозионно-стойких сплавов и трубы с внутренним полимерным покрытием дороги. В свою очередь, коррозионный износ трубопроводов приводит к потерям добычи и преждевременным отказам насосного оборудования, что значительно увеличивает производственные расходы нефтедобывающих компаний. Поэтому задача защиты трубопроводов и НКТ от коррозии остается актуальной для отрасли. Повысить эксплуатационный ресурс трубопроводов,

предназначенных для использования в коррозионных средах, могут стеклопластиковые трубы. На сегодняшний день этот способ защиты от коррозии мало востребован в России, но широко применяется в странах ближнего зарубежья.

Стеклопластиковая труба используется при добыче нефти, газа и газоконденсата в качестве внутрискважинных НКТ с установками ЭЦН, ШГН, ЭВН, газлифта и в системе ППД, а также обсадных труб и линейного трубопровода от скважин до пункта сбора, от высокого до низкого давления. Технологическая линия для производства труб методом непрерывной намотки характеризуется высокой производительностью: средняя мощность производства - 170 км/год труб - это 15 тысяч тонн. Номинальный диаметр этих труб - 800 миллиметров, с номинальной жесткостью 500

Бесшовная труба непрерывно изготавливается на перемещающейся в осевом направлении формообразующей оправке, оснащенной специальными приспособлениями.

На оправку последовательно наносятся разделительная полиэфирная пленка и покровный стеклохолст.

Одновременно на различные участки оправки наносятся лайнер (полиэфирная смола); натянутый стекловолоконный ровинг; боди (полиэфирная смола, кварцевый песок, чипсы стекловолокон).

Затем труба проходит термическую обработку под воздействием инфракрасного излучения для завершения процесса полимеризации. Нарезается на отрезки заданной длины: от 3 до 18 метров, при этом производится обработка концов под муфтовое соединение. После нарезки труба выдерживается в цехе в течение 8 часов до полного завершения процесса полимеризации. В муфтах, отрезаемых из труб необходимого диаметра и толщины стенки, вытачиваются канавки и пазы для вложения уплотнителя. Готовая муфта насаживается на готовую трубу.

Защитное покрытие корпуса с различными адгезионными и когезионными характеристиками. Средняя стоимость такого покрытия составляет около 30% от покупки нового ПЭД стандартного исполнения [18].

2.2.1 Эксплуатационные преимущества стеклопластиковых труб «FiberGlass»

Высокий интерес нефтедобывающих компаний к стеклопластиковым трубам обусловлен их особенными техническими характеристиками.

В таблице 6 представлено сравнение физических и эксплуатационных свойств стальных и стеклопластиковых труб.

Таблица 6 – Сравнение физических и эксплуатационных свойств стальных и стеклопластиковых труб

Показатель Indicator	Трубы - Pipes	
	стальные steel	стеклопластиковые fibre-glass
Внутренний диаметр, мм Inside diameter [mm]	62	63
Наружный диаметр (диаметр муфты), мм Outside diameter (collar diameter) [mm]	73 (89)	73 (94)
Масса 1 м, кг Weight of 1 m [kg]	9,5	3,1
Плотность материала, кг/м ³ Density of material [kg/m ³]	7800	1900
Коэффициент шероховатости, мм Roughness coefficient [mm]	0,03	0,0015
Разрушающая осевая растягивающая нагрузка, кН Breaking axial tension load [kN]	278	144-427
Число спускоподъемных операций Number of round trips	10	10
Теплопроводность, кДж/(м ч °С) Thermal conductivity [kJ/(m-hour-°C)]	197	2,1
Срок службы, число лет Service life [years]	1-10	20

Благодаря своим свойствам, СПНКТ имеют ряд существенных преимуществ над стальными НКТ:

- Инертность к коррозионно-агрессивным компонентам (кислоты, соли, щелочи, сероводород и кислородсодержащие соединения), следовательно, отсутствие процессов коррозии, что препятствует засорению нефтепромыслового оборудования и призабойной зоны пласта продуктами коррозии в виде сульфида железа;
- Небольшая масса стеклопластика (в 4 раза меньше стали);

- Гладкая поверхность стеклопластиковых труб препятствует созданию центров кристаллизации соле- и парафиноотложений, соответственно уменьшается риск их образования, что в свою очередь положительно сказывается на снижении гидравлического сопротивления восходящему потоку жидкости;

- Отсутствие пластической деформации и высокие прочностные характеристики стеклопластика;

- Низкий коэффициент тепло- и электропроводности;

- Срок службы СПНКТ более чем в 2 раза больше стальных НКТ.

2.2.2 Опыт применения и результаты промышленного внедрения стеклопластиковых труб НКТ «FiberGlass» со стальными удлинителями

Перечисленные преимущества определили перспективы внедрения и промышленного применения данного оборудования на месторождениях ОАО «Х».

Как известно, на фонде ППД стеклопластиковые трубы эксплуатируются уже более 6 лет на многих предприятиях ОАО «НК «Х», но именно на добывающем фонде скважин ОАО «Х» впервые в 2010 г. были применены стеклопластиковые НКТ на скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами. В настоящее время уже порядка 120 скважин оснащено стеклопластиковыми трубами, из них 46 % приходится на добывающий фонд, 15% на поглощающие скважины и 39 % на нагнетательные.

Использование СПНКТ позволило существенно увеличить наработку добывающих скважин в 2 и более раз, что наглядно представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Нарботка скважин и отказ, до и после и внедрения СПНКТ

Месторождение Field	Номер скважины Well No.	Число отказов Number of failures		Дата внедрения СПНКТ FG tbg Introduction date	Наработка скважины, сут Well run time [days]		Наработка, сут Run time [days]		Содержание в среде Content in the medium	
		общее total	по НКТ tbg only		до внедрения before introduction	текущая после внедрения current after introduction	стальных НКТ до внедрения of steel tbg before introduction	СПНКТ FG tbg	H ₂ S, мг/дм ³ H ₂ S [mg/dm ³]	СВБ, клеток/см ³ SRB, [cells/cm ³]
Бегешкинское Begeshkinskoe	1	4	3	08/2010	245	1160	245	1217	87	10
Гремихинское Gremikhinskoe	2	10	2	07/2011	93	872	93	872	83	0
Лиственское Listvenskoe	3	3	3	10/2012	190	425	190	425	82	0
Мишкинское Mishkinskoe	4	6	2	11/2010	264	1112	269	1112	118	10 ⁶
Бегешкинское Begeshkinskoe	5	6	2	03/2011	101	126	616	958	66	10
Гремихинское Gremikhinskoe	6	7	3	06/2012	186	544	186	544	70	10 ⁶
Лиственское Listvenskoe	7	23	9	05/2012	15	583	164	583	92	10 ⁶
Мишкинское Mishkinskoe	8	5	2	10/2012	87	109	87	408	95	0

Как видно из таблицы, коррозионностойкое оборудование было внедрено на скважинах с высокой агрессивностью добываемой среды, низкой наработкой и повышенным количеством отказов, связанных с коррозией НКТ. Однако, для некоторых скважин, как например, скв. № 8 X месторождения, после внедрения СПНКТ отмечаются отказы по коррозии ГНО. В подобных случаях необходимо использование комплексного подхода, сочетающего антикоррозионное оборудование и применение ингибитора коррозии для защиты металлического ГНО скважины. Данный подход активно применяется в ОАО «X».

Однако при эксплуатации данных НКТ выявлен ряд особенностей, которые хотелось бы отметить:

1. Заворот и отворот труб проводится вручную с помощью специализированных динамометрических ключей с определенным усилием и моментом кручения;

2. При развинчивании стеклопластиковых труб, в ходе ремонта, приходится иногда применять большое усилие, результатом которого становится повреждение СПНКТ, появление следов ключей на ниппельной части трубы (см. рисунок 9)

Рисунок 10 – Стеклопластиковая труба со стальными удлинителями



Рисунок 11 – Внедрение СПНКТ со стальными удлинителями

Ожидается, что применение стеклопластиковой трубы со стальными удлинителями позволит существенно увеличить количество спускоподъемных операций СПНКТ, сократит затраты на замену испорченных по резьбе труб, что в свою очередь позволит повысить эффективность применения трубной продукции.

Накопленный пятилетний опыт эксплуатации стеклопластиковых насосно-компрессорных труб в ОАО «Х» подтверждает высокую технологическую эффективность стеклопластиковой НКТ. Для 44 скважин системы поддержания пластового давления, оснащенных СПНКТ, отмечается значительный рост МРП до 2000 сут и более. Для добывающего фонда скважин, наблюдается увеличение МРП в 2 и более раз, снижение отказов по коррозии НКТ, что способствует сокращению потерь нефти и увеличению ресурса работы НКТ.

Возникшие проблемы с резьбовой частью трубы при проведении спускоподъемных операций, возможно будут решены путем оснащения стеклопластиковых НКТ стальными удлинителями, на текущий момент продолжаются опытно-промысловые испытания данной конструкции.

Стеклопластиковое оборудование имеет инновационную ценность, и благодаря своим уникальным свойствам и в дальнейшем будет планомерно внедряться на скважинах системы ППД и добывающего фонда ОАО «Х», перекачивающих коррозионно-агрессивную нефтепромысловую жидкость [19].

2.3 Погружные протектора для защиты УЭЦН от коррозии

В условиях разработки месторождений Западной Сибири в процессе эксплуатации скважин с разной степенью интенсивности проявляются разные виды осложнений. В большей степени на работу скважин, оборудованных ЭЦН, влияют вынос мехпримесей, солеотложения, выпадение асфальто-смолистых-парафиновых осложнений (АСПО), но в последнее время больше проявляется коррозия внутрискважинного оборудования. Проблема борьбы с коррозией особенно актуальна в связи с высокой обводненностью, коррозивностью пластовых жидкостей, обусловленной минерализацией технологических сред и наличием кислых примесей (H_2S , CO_2). Среди коррозионных повреждений внутрискважинного оборудования на Х, Х, Х, Х месторождениях встречаются чаще локальная коррозия внутренней и внешней поверхности НКТ, наружной поверхности УЭЦН, рабочих органов ЭЦН, металлической оболочки кабеля, обсадной колонны.

При эксплуатации скважин с УЭЦН на этих месторождениях значимость коррозии в отказах растет. Почти 80% ущерба от коррозии подземного оборудования приходится на списание НКТ, на втором месте идут убытки от отказов УЭЦН, непосредственно от сквозной коррозии ПЭД и ЭЦН. Далее следуют убытки от списания кабеля.

Применяется множество методов и технологий по защите наземного и подземного оборудования от коррозии, включая протекторную защиту. Исследователями разработаны разные технологии протекторной защиты от коррозии и разные типы по назначению в зависимости от составляющих

сплавов. Для комплексной защиты УЭЦН часто применяют алюминиево-магниевые протекторы. Обычно при эксплуатации основными местами локализации коррозионных повреждений подземного оборудования УЭЦН становятся в первую очередь корпуса ПЭД, протекторы, менее газосепараторы и корпуса ЭЦН. Это объясняется тем, что ПЭД и гидрозащита интенсивно омываются пластовой жидкостью – электролитом, тогда как ее движение в области ЭЦН и газосепаратора отличается меньшей активностью. Протекторная защита поляризует сталь до безопасного потенциала за счет самоокисления («растворения») и в конечном итоге снижает активность коррозии основного насосного оборудования.

Физико-химический процесс протекторной защиты объясняется тем, что в действующих эксплуатационных скважинах протекают процессы электрохимической коррозии, скорость которой зависит от электродного потенциала металла. Два металла, находящиеся в контакте друг с другом и имеющих разные потенциалы, образуют в электролите (водонефтяной смеси) микрогальванические пары. При этом изменяется скорость коррозии, которая имела место до появления контакта между ними. Металлы с положительными потенциалами растворяются с меньшими скоростями, так как играют роль катодов. Металлы с отрицательными потенциалами становятся в этих системах анодами и начинают разрушаться с большими скоростями. В итоге процесс защиты основан на превращении анодной зоны ПЭД в катодную посредством установки в хвостовике ПЭД протектора, выполненного из сплавов цветных металлов, который становится анодом и отвлекает на себя процесс электрохимической коррозии. Размещение протекторной защиты, основанной на применении алюминиево-магниевых протекторов для УЭЦН, показано на рисунке 12.

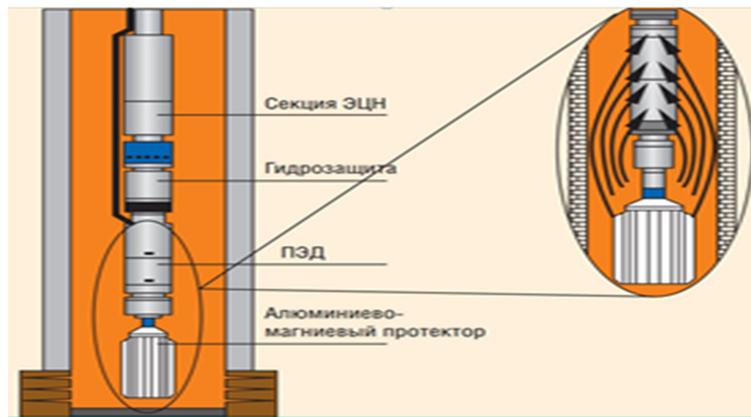


Рисунок 12 – Схема размещения протекторной защиты для УЭЦН

Конструктивно погружной протектор представляет собой трубу из алюминиевого сплава с добавлением магния и цинка, марки АК5М2, Ац5М5 (ГОСТ 1583-93), внутри которого находится сердечник (Ст-3) с резьбой. Протектор за счет ребер, дополнительно, является центратором, предотвращающим механические повреждения УЭЦН при спуске в скважину (см. рисунок 13).



Рисунок 13 - Протекторная защита марки сплава Ац5М5 до и после испытаний

Также для защиты от электрохимической коррозии стальных конструкций (ПЭД УЭЦН) применяются погружные протекторы, изготавливаемые из марки сплава АК5М2 (ГОСТ 1583-93). Конструктивно погружной протектор представляет собой трубу (тело протектора) из сплава марки АК5М2, внутри которой находится сердечник (Ст-3) с резьбой. Протекторы выпускаются двух видов: длиной 1 м и 2,5 м (рисунок 14).



Рисунок 14 Погружной протектор из сплава марки Ак5М2

Для защиты от коррозии насосно-компрессорных труб (НКТ) применяются протекторы типа ВПК 60, ВПК 73, ВПК 89. Принцип защиты НКТ заключается в следующем: по всей ее длине устанавливают анодные элементы из материала, имеющего более высокий электрохимический потенциал по отношению к материалу колонны НКТ, которые отвлекают на себя процесс коррозии. Протекторы данной конструкции устанавливаются в зоне муфтовых соединений НКТ при спуске колонны, расстояние между ними должно составлять 8–10 м.

Проведены опытно-промышленные испытания протекторов коррозии (ВПК-73) компанией ООО «Х» на скважинах X месторождения. С этой целью были подобраны и оборудованы ВПК в 7 скважинах УЭЦН (5 скважин в НП-7 и 2 скважины в НП-5). Протекторы от коррозии устанавливались по всей длине подъемного лифта (в каждом муфтовом соединении). В результате испытаний средняя наработка по ЭЦН увеличилась с 154 суток до 338 (в 2,1 раза). Нарботка НКТ без покрытия увеличилась с 254 суток до 485 суток (в 1,9 раза). Образцы ВПК до и после защиты НКТ от коррозии показаны на рисунке 15.



Рисунок 15 - Протекторы ВПК до и после защиты НКТ от коррозии

Дополнительно опытно-промышленные испытания (ОПИ) проведены на фонде скважин X месторождения. За время ОПИ ВПК-73 средняя наработка подвесок НКТ увеличилась на 22% с 232 до 284 суток. При визуальном осмотре отмечены обильная коррозия протекторов (до 90%) и отсутствие ярко выраженной коррозии на НКТ. На основании проведенных испытаний необходимо признать, что способ защиты НКТ внутритрубными протекторами коррозии ВПК является эффективным и дешевым способом защиты НКТ от электрохимической коррозии.

Выводы и предложения:

1. Проблема борьбы с коррозией при эксплуатации скважин особенно актуальна в связи с высокой обводненностью, коррозивностью пластовых жидкостей, обусловленной минерализацией технологических сред и наличием кислых примесей.

2. Принцип действия протекторной защиты заключается в создании защитного потенциала при протекании тока в гальванической паре «сооружение – протектор».

3. На основании проведенных испытаний необходимо признать, что способ защиты насосного оборудования и НКТ протекторами от коррозии является эффективным и доступным [20].

2.4 НКТ с защитными покрытиями

С целью повышения средней наработки на отказ (СНО) и снижение количества отказов ГНО в скважинах объекта был разработан комплекс мероприятий, включающий оснащение фонда насосно-компрессорными трубами (НКТ) с антикоррозийным покрытием [21].



2.4.1 Свинцевание и оловянирование

Свинцовые покрытия, наносимые на металл при условии их беспористости, применяют для защиты изделий от коррозии в загрязненной промышленной атмосфере, в растворах серной кислоты, в сернистых соединениях. Толщина таких покрытий может достигать 300 мкм и более. Для свинцевания используют кислые электролиты на основе растворимых солей свинца борфтористоводородной, кремнефтористоводородной, фенолсульфоновых кислот. Для повышения прочности сцепления покрытия толщиной более 100 мкм предварительно рекомендуется проводить пескоструйную или гидроабразивную обработку металла основы [22]. Оловянные покрытия используют для защиты от азотирования, гуммирования. Оловянное покрытие является катодным по отношению к стали и анодным по отношению к медным сплавам. Для повышения твердости и износостойчивости покрытия олово легируют никелем, кобальтом или висмутом. Для оловянирования применяют электролиты двух видов: кислые и щелочные, отличающиеся высокой рассеивающей способностью [23].

2.4.2 Применение НКТ с покрытием MAJORPACK

Majorpack — это защита погружного добывающего оборудования, эксплуатируемого в агрессивных условиях, характеризующихся высокой коррозионной активностью среды, либо осложненных наличием парафиновых отложений в скважинах.

Majorpack является новым лидером в области промышленных стандартов и технологий для антикоррозионных покрытий OCTG. Протестированы и созданы эксклюзивные покрытия для обеспечения защиты от всех коррозионных агентов в любой конкретной среде, включая, помимо прочего: H_2S , CO_2 и бактерии. Линейка предлагаемых решений включает в себя специальную предохранительную деталь (вставку)

Majorpack Streamer (MP «Стример») для защиты торцевой части ниппеля НКТ и предотвращения коррозии и промывания межниппельного пространства муфты, а также покрытия серий MPLAG14, MPLAG17, MPLAG33 и MPAG96, сочетающие в себе барьерные и протекторные свойства защиты погружного оборудования. В России защитные покрытия Majorpack успешно прошли лабораторные и промысловые испытания, подтвердив свою применимость в осложненных условиях эксплуатации. По результатам успешно пройденных испытаний добывающие управления российских компаний перешли к промышленному использованию покрытий Majorpack на осложненном фонде [24]. В совокупности с использованием MP «Стример» многослойные покрытия формируют эффективную многофакторную защитную систему — защитную систему Majorpack (рисунок 17).



Рисунок 17 – Линейка покрытия серии Majorpack

2.4.3 Многофакторная система защиты НКТ модификации MPAG 96

Компания Majorpack первая применила комплексный подход в решении проблем, связанных с условиями работы погружного оборудования в нефтегазодобывающей отрасли. В результате исследований было создано покрытие, которое сочетало в себе одновременно барьерную и протекторную защиту поверхности изделий из металла. Благодаря сочетанию нескольких наиболее эффективных материалов и способов их нанесения, удалось создать многофакторную систему защиты. Барьерный слой изготовлен из

полимерных материалов и обеспечивает защиту от химической и кислотной коррозии, обладает гидрофобными свойствами. Кроме того, барьерный слой защищает поверхность труб от кавитации, турбулентного потока, воздействия твердых частиц и снижает вероятность отложения парафинов на внутренней поверхности НКТ. Интерметаллидный протекторный слой защищает от электрохимической, подпленочной и питтинговой коррозии, обеспечивает катодную защиту колонны, а также защиту тела трубы в случае повреждения барьерного слоя. При этом он также выполняет роль праймера для барьерного слоя, увеличивая многократно адгезию полимера к телу трубы. Адгезия самого протекторного слоя составляет более 30 МПа. Другие отличительные свойства интерметаллида, составляющего протекторный слой, — это повышенная микротвердость (в 2,5 раза выше стали группы прочности N80), стойкость к механическим повреждениям и внешним воздействиям на тело трубы, а также общая износостойкость покрытия. А принимая во внимание то, что интерметаллидный протекторный слой наносится на 100% поверхности НКТ и муфт к ним, включая резьбовые участки, все вышеперечисленные свойства покрытия приводят также к увеличению количества циклов свинчивания-развинчивания и срока службы резьбовых соединений до 60 СПО при соблюдении регламента выполняемых работ [25].

Покрытие МРАG96 отличается от конкурирующих продуктов тем, что имеет диффузионный интерметаллический грунт, покрывающий 100% поверхности труб.

МРАG96 был специально разработан для оборудования, работающего в условиях сильной коррозии, включая бактерии, H₂S и CO₂. Структура duplexного покрытия использует комбинацию защитных свойств из нескольких материалов, которые взаимно дополняют друг друга. По существу, известные слабые стороны одного слоя сглаживаются сильными чертами другого.

Таблица 8 – Характеристика покрытий МРАG96

Ключевые факторы	MPAG96
Цвет полимерного покрытия	Коричневый
Тип покрытия	Цинковый интерметаллид + Эпоксидно-фенольный полимер
Толщина интерметаллидного слоя – внутри/снаружи	40 - 125 мкм*
Толщина полимерного слоя	140 - 350 мкм*
Толщина интерметаллидного слоя резьбы	20 - 70 мкм
Антикоррозионные свойства	Защита от высокого содержания H ₂ S Защита от углекислотной коррозии (CO ₂) Антибактериальная защита Защита от АСПО Устойчивость к абразивному износу Защита резьбы
Эксплуатационные характеристики	Кислотная обработка, pH > 2,5 Щелочная обработка, pH < 12
Рабочая температура полимерного покрытия, не более	100° С
Температура кратковременной обработки, не более	260°С
Рабочая температура интерметаллидного покрытия, не менее	215°С
Адгезия полимерного покрытия, не менее	10 МПа
Адгезия интерметаллидного слоя, не менее	30 МПа

MPAG96 включает межметаллический грунт (химически более активный, чем железо), который работает в качестве защитного слоя для агрессивных жидкостей в нефтяной скважине. Этот слой покрывает 100% ID труб, наружного диаметра, резьб и соединений. В стороннем американском лабораторном тесте этот интерметаллид оказался непроницаемым для кислотообразующих бактерий (APB) и потенциально ядовитым для сульфатовосстанавливающих бактерий (SRB).

MPAG96 рекомендуется для труб с неосажденными или расстроенными концами, насосных штанг и на элементах крепления (муфты, уменьшающие конические колена). Настоятельно рекомендуется использовать Majorpack Protective Streamer (вставка) для защиты внутренней поверхности муфты.

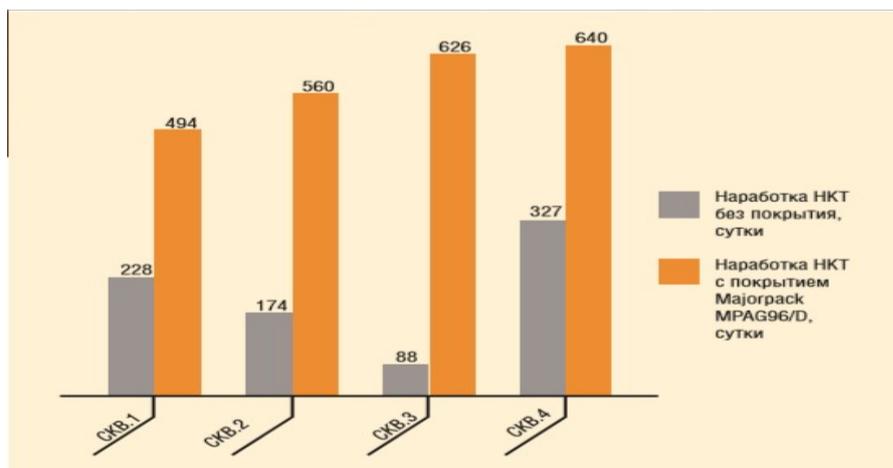


Рисунок 18 – Опыт применения защитного покрытия Majorpack MPAG96/D в ООО «Х»

2.4.4 Система защиты НКТ модификации MPLAG96

MPLAG96 - это полимерное покрытие, предназначенное для предотвращения различных видов коррозии. Он уникален благодаря инновационной жидкой основе. Эта жидкая основа обеспечивает очень высокий уровень адгезии (> 10 МПа) к внутренней поверхности труб и обеспечивает покрытие, которое может выдерживать очень суровые условия.

Этот тип покрытия был разработан для защиты внутренней поверхности труб в средах с высоким содержанием CO_2 , а также в средах, осложненных солью и кислородом.

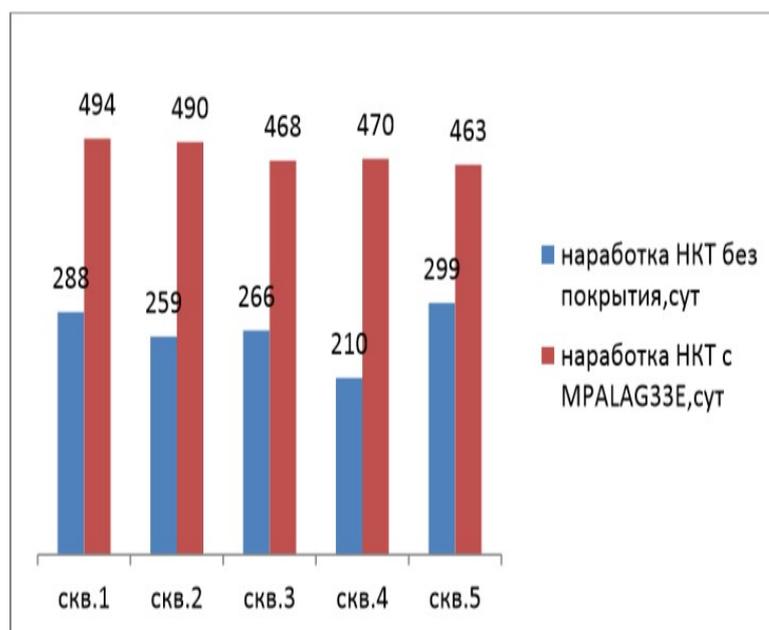


Рисунок 19 – Нарботка НКТ с покрытием MPLAG96



Рисунок 20 Барьерная и протекторная защита Majorpack

Одним из основных преимуществ MPLAG96 является возможность ремонта без осложнений после ввода в эксплуатацию. Это приводит к сокращению времени простоя при сбоях и увеличению производства для потребителей. Majorpack MPLAG96 широко используется в различных условиях на нефтепромыслах и существенно увеличивает время между отказами. MPLAG96 был одобрен несколькими ведущими нефтяными компаниями. ОАО «Х», «Х», «Х» и др.

2.4.5 Защитная вставка Majorpack Protective Streamer

MP Streamer - это вставка, предназначенная для защиты пространства J в трубчатых соединениях на месторождении. Предназначен для предотвращения коррозии резьбового соединения.

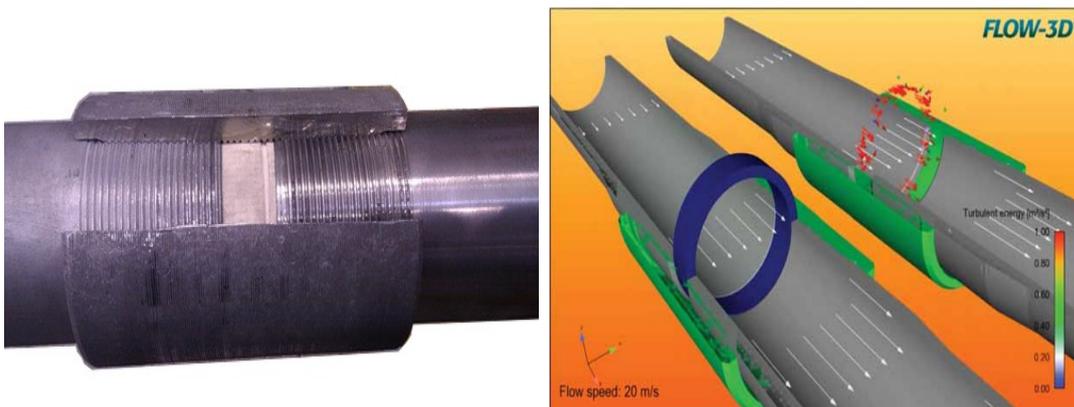


Рисунок 21 - Защитная ставка Majorpack Protective Streamer

Часто резьбовое соединение повреждается турбулентностью в незащищенной части соединения. MP Streamer решает эту проблему, сводя к минимуму и устраняя зазор между трубой и соединительной муфтой предотвращая его абразивный и эрозионный износ.

2.4.6 Покрытие Delta5

Система дуплексной (интерметаллической + эпоксидно-полимерной) защиты, обеспечивающая высокую коррозионную стойкость и благодаря своей микротвердости и надежности, может работать в самых агрессивных средах добычи нефти и газа, включая нефтяные скважины, осложненные коррозией CO_2 и H_2S , высокой температурой и абразивный износ. Покрытие Delta5 + сочетает барьерную и жертвенную защиту от коррозии, поэтому даже образование участков повреждения или частичное отсутствие покрытия не приводит к развитию коррозии. Кроме того, особые свойства основного интерметаллического слоя приводят к высокой надежности резьбового соединения труб и дают десятикратное увеличение числа циклов изготовления и изломов.

2.4.7 Термодиффузионные покрытия НКТ

Термодиффузионные покрытия получают, насыщая поверхностные слои металла атомами других элементов, которые диффундируют вглубь. Диффузия осуществляется при высоких температурах. В качестве элементов, образующих такие покрытия, используют алюминий (алитирование), хром (термохромирование), кремний (термосилицирование). Атомы этих элементов образуют в поверхностных слоях покрываемого металла новые фазы химических соединений или твердые растворы. Процесс алитирования заключается в выдержке изделий в герметично закрытой жароупорной форме, заполненной парообразной смесью хлорида аммония при температуре $800...1000^\circ\text{C}$. Толщина покрытия определяется продолжительностью

выдержки. Термохромирование стальных изделий проводят для повышения их жаростойкости и защиты от коррозии в агрессивных средах[26].

Данный вид покрытия используется для изделий, работающих в жестких условиях эксплуатации. Термодиффузионное цинковое покрытие в наибольшей степени, чем любое другое, обеспечивает резьбовому соединению высокую износостойкость, герметичность и коррозионную стойкость.

Недостатком этого способа ТДЦ является формирование на обрабатываемой поверхности недостаточно равномерного по толщине покрытия, особенно на резьбовых поверхностях. Это отрицательно влияет на герметичность резьбовых соединений и снижает их эксплуатационные свойства в различных условиях применения.



Рисунок 22 НКТ с термодиффузионным покрытием

На примере резьбовой пары муфта-труба было проведено сравнение эксплуатационных показателей, характеризуемых количеством циклов свинчивания-развинчивания до момента полного или частичного удаления покрытия, которое контролировали визуально. Испытания проводили в реальных условиях эксплуатации насосно-компрессорных труб, используемых при подземном ремонте нефтегазодобывающих скважин. Данный процесс характеризуется тем, что резьбовая пара ниппель-термодиффузионно-оцинкованная муфта свинчиваются и развинчиваются в течение короткого периода времени много раз (свинчивание и спуск труб в скважину, проведение технологических или ремонтных работ в скважине,

подъем труб и развинчивание; переезд на другую ремонтируемую скважину и все сначала). В таких условиях после каждого цикла свинчивания-развинчивания проводили визуальный контроль состояния термодиффузионного цинкового покрытия, а после завершения испытаний проводили контроль толщины покрытия методом оценки на металлографических шлифах. Было установлено, что на образцах с покрытием, полученным в сравнимых условиях (температура цинкования 380°C, частота вращения реторты = 3 об/мин, время ТДЦ=3,5 часа), результаты значительно лучше на муфтах с цинковым покрытием, полученных при использовании способа по формуле изобретения (более 70 циклов), чем у образцов, полученных по прототипу (36 циклов). В результате испытаний было отмечено, что качественные и количественные характеристики ТДЦ покрытия по предложенному способу обеспечивают значительное повышение наработки на отказ резьбового соединения - длительность эксплуатации составила до 111 спуско-подъемных операций (циклов «свинчивание-развинчивание») с не более чем 50% снижением толщины покрытия (до 31-35 мкм при исходной толщине 48-59 мкм).

Повышенная в сравнении с прототипом пластичность и трещиностойкость термодиффузионного покрытия позволяет изделиям с таким покрытием работать в жестких условиях эксплуатации и выдерживать более 70 циклов свинчивания-развинчивания.

2.4.8 Эффективная защита труб осложненного фонда скважин внутренним полимерным покрытием серии ТС3000

Внутренние полимерные покрытия ТС3000 предназначены для защиты насосно-компрессорных, обсадных, линейных и бурильных труб, резьбовых соединений от коррозии и АСПО. Покрытия ТС3000 на протяжении многих лет успешно применяются во всем мире и в том числе в России. Результаты ОПИ, проведенных во многих российских нефтяных компаниях, например, «Х», Х, «Х» и «Х», показывают, что применение труб с покрытиями серии ТС3000 позволяет увеличить МРП минимум в четыре раза и достигнуть

значительного экономического эффекта. Существенно снижаются затраты на текущий ремонт скважин, очистку от АСПО, ремонт НКТ и закупку новых труб. Сокращение числа проводимых операций на скважине приводит к снижению производственных и логистических рисков. Все это делает применение внутренних покрытий оптимальным решением при работе с осложненным фондом скважин [27]

Производственный процесс покрытия ТС3000

Нанесение внутреннего покрытия производится по ТУ 1390-001-62031850-2012 «НКТ с внутренним защитным покрытием ТС3000». На трубу наносится первый слой покрытия (праймер), производится его полимеризация в печи; следом наносится второй (основной) слой покрытия с последующей полимеризацией. После этого трубы проходят визуальный контроль, контроль толщины и шероховатости покрытия. 100% труб проходит проверку на диэлектрическую сплошность, при которой не допускается ни одного пробоя (в отличие от международного стандарта NACE SP0191, допускающего до 5 пробоев).

Покрытие серии ТС3000 (рисунок 23) широко известно во всем мире и уже более 10 лет с успехом применяется в разных странах с различными условиями добычи.



Рисунок 23 – Покрытия ТС3000

Внутренние покрытия серии ТС занимают одни из лидирующих позиций на мировом рынке покрытий труб нефтяного сортамента (рисунок 24).



Рисунок 24 – покрытия серии ТС (мировой рынок)

Среди компаний — потребителей такие мировые гиганты, как X, X, X, X, X, X. С 2008 года данный тип покрытий стал применяться и в России. Применение внутреннего покрытия серии ТС3000 обеспечивает надежную защиту НКТ (добывающих и нагнетательных скважин), обсадных труб и межпромысловых трубопроводов от коррозии и воздействия CO₂, H₂S, СВБ, позволяет снизить скорость выпадения АСПО и солей, сократить гидравлические потери до 25% и защитить НКТ при проведении солянокислотных обработок. К основным преимуществам внутренних полимерных покрытий серии ТС3000 относятся отсутствие строгих ограничений по применению (температура, давление и т.д.), гладкость поверхности и сравнительно невысокая цена. Покрытия ТС3000 выдерживают механические нагрузки во всем диапазоне эксплуатационных нагрузок на НКТ, то есть сохраняются механические свойства НКТ. Покрытие обладает исключительными гладкостными характеристиками.

Таблица 9 – Гладкостные свойства ТС3000

Гладкостные свойства ТС3000			
Свойство	Показатель	Норма	Фактическое значение
Шероховатость	Средняя высота микронеровностей Rz, мкм, не	200 при скорости потока до 10 м/с, кинематической	1,9

поверхности	более	вязкости жидкости не менее 0,0000052 м ² /с и диаметре трубы не менее 89 мм	
Сцепляемость с АСПО и отложениями минеральных солей	Уменьшение удельного усилия сдвига твердых отложений АСПО и минеральных солей по сравнению с поверхностью НКТ без покрытия при 20(±5)°С, %, не менее	50,0	98,9 (отложение минеральных солей) 85,0 (отложения АСПО)

С точки зрения физико-химических характеристик ТС3000 представляет собой жидкое или порошковое полимерное покрытие на основе модифицированной эпоксидной смолы-новолак. Общая толщина покрытия составляет 150–250 мкм, толщина первого слоя (праймера) — 75–150 мкм, второго слоя — 75–100 мкм. В таблице 10 приведены подробные технические характеристики покрытия ТС3000F.

Таблица 10

Технические характеристики покрытия «Х»	
Параметр	Значение
Тип	Жидкая модифицированная эпоксидная смола «Новолак»
Цвет	Зеленый
рН скважинных жидкостей	2–13
Стойкость к абразивному истиранию	≥2 л песка / мкм, ASTM D 968 Прибор Табера ≤47 мг/ (1000 об/мин, нагрузка 1000 г, CS17)
Прочность сцепления (адгезия), балл	2 и выше (ISO 2409)
Твердость, Н	≥4 (ISO 15184)
Эластичность	Класс 1 (ISO 6860)
Ударная прочность покрытия, Дж	≥5 (ISO 6271-1)
Кислотоустойчивость (12% HCl + 9% HF, при 25°С)	≤180 часов по ISO 4628-2:1982— нет пузырей и изменения прочности сцепления
Стойкость к различным химическим реагентам, сут	90 — выдержка в нормальной температуре в среде 10% HCl, 10% H ₂ SO ₄ , 10% NaCl, 10% NaOH
	90 — выдержка при 180°С в нефтяных стоках и сырой нефти
	90 — выдержка при 180°С в 5% растворе NaCl
	90 — выдержка при нормальной температуре в бензине, дизельном топливе и керосине
	Все испытания покрытие прошло успешно
Температура применения покрытия, °С	≤180
Нагрузки, ограничивающие применение покрытия	Нагрузки в колонне НКТ, соответствующие наступлению предела текучести металла трубы
Толщина покрытия, мкм	150–250
Основные области применения	Все водозаборные скважины, скважины сточных вод, НКТ системы ППД, НКТ добывающих скважин, обсадные трубы, магистральные трубы, насосы и оборудование устья скважины.

Основные условия применения	Вода, сточные воды, нефть, пластовая жидкость, коррозия пресной водой, наличие CO ₂
-----------------------------	--

Покрyтия серии ТС обладают высокой эластичностью. При проведении испытаний на изгиб, оказалось, что при закручивании образца на 360° покрытие сохранило свою целостность. Кроме этого, покрытие ТС3000 успешно прошло лабораторные и стендовые испытания в ведущих российских исследовательских институтах, таких как ООО «Самарский ИТЦ», Филиал ООО «Х-Инжиниринг» ПермьНИПИнефть, ЗАО «НПЦ «Самара», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Основные покрытия серии ТС3000 представлены в (таблице 11)

Таблица 11

Линейка покрытий серии ТС3000	
Применение покрытий	Название
Универсальное покрытие для борьбы с коррозией и АСПО	ТС3000F
Покрyтие для борьбы с отложениями АСПО	ТС3000В
Покрyтие для борьбы с H ₂ S коррозией	ТС3000С

2.4.9 Комплексная защита внутренней поверхности НКТ покрытиями серии ТС3000

Важно отметить, что технология нанесения покрытия обеспечивает комплексную защиту НКТ, то есть не только внутренней поверхности трубы, но также торцов и двух первых витков резьбы (рисунок 25) [28].



Рисунок 25 - Комплексная защита внутренней поверхности НКТ покрытиями ТС3000

Для защиты резьбового соединения поставляются НКТ с нанесенным покрытием в комплекте с муфтами ТДЦ (рисунок 26).

Проведенные промысловые испытания подтвердили, что НКТ с муфтами ТДЦ выдерживают от 30 до 50 СПО без ремонта резьбовых концов труб и замены муфт. Некоторые муфты прошли без замены 180 СПО в составе технологических комплектов НКТ.

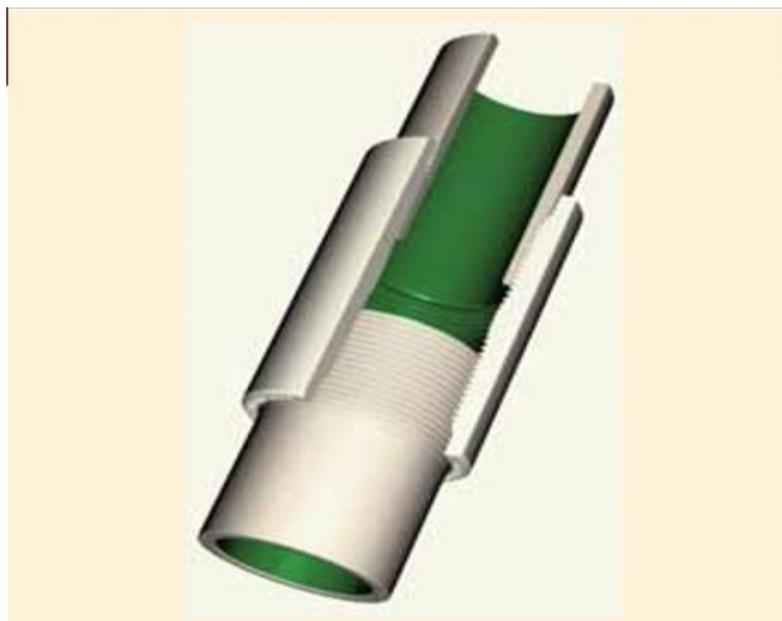


Рисунок 26 НКТ с нанесенным покрытием в комплекте с муфтами ТДЦ

2.4.10 Экономический эффект от внедрения ТС3000

Опыт показывает, что эксплуатация труб с покрытием серии ТС3000 позволяет увеличить МРП минимум в четыре раза. Благодаря безостановочной работе скважин нет снижения объемов добычи нефти. При этом значительно сокращаются затраты на ремонт скважин, очистку от АСПО, ремонт НКТ и закупку новых труб. Гладкое полимерное покрытие трубы способствует переходу потока жидкости из турбулентного в ламинарный режим, что ведет к снижению гидравлического сопротивления, сокращению энергозатрат на добычу нефти и увеличению дебита. Применение ТС3000 также позволяет сократить расходы на закупку ингибиторов коррозии и парафиноотложений, а также снизить логистические

и трудовые затраты. Пример расчета экономической эффективности внедрения оборудования с покрытием представлен в таблице 12 (а, б).

В России покрытия серии ТС3000 успешно используются такими компаниями, как НК «Х», «Х», Х, «Х», и многими другими. На (рисунке 27) показано состояние НКТ до и после проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) покрытия на одном из объектов компании «Х». Минимальная наработка НКТ без защитного покрытия составила 127 суток, средняя наработка до появления сквозной коррозии - 150 суток.

Таблица 12 – Пример расчета экономической эффективности (А)

Пример расчета экономической эффективности (А)		
Показатель	Пояснения	Значение
Исходные данные		
Глубина спуска оборудования, м	Длина подвески НКТ	2 500
Среднесуточный дебит скважины по нефти, т/сут	Ожидаемый дебит нефти	12
Среднесуточный дебит скважины по жидкости, м ³ /сут	Ожидаемый дебит жидкости	80
Фактическая средняя наработка обычной НКТ в скважине, сут	за предшествующие три ремонта	135
Фактическая продолжительность ВНР в регионе, сут	Справочно ВНР	5
Планируемая продолжительность ТРС, бригадо-час	Справочно ТРС	95
Стоимость 1 бригадо-часа, руб.	Справочно ТРС	5500
Стоимость ремонта 1 НКТ, руб.	Справочно НКТ	798
Количество НКТ на скважину	При замене НКТ	
Стоимость суток обслуживания добывающего оборудования, руб.	Справочно ЭПО	4 120
Условно-переменные расходы, всего, руб./т, в том числе:	Справочно переменные затраты	75
Условно-переменные затраты на подготовку тонны нефти, руб.	Справочно переменные затраты	14
Условно-переменные затраты на добычу и перекачку тонны жидкости, руб.	Справочно переменные затраты	41
Затраты на закачку тонны воды в систему ППД, руб.	Справочно переменные затраты	20
НДПИ, руб./т	Данные к расчету эффективности ГТМ	4141
Цена реализации нефти без НДС (NetBack), руб./т	Данные к расчету эффективности ГТМ	8467

Таблица 13 – Пример расчета экономической эффективности (Б)

Пример расчета экономической эффективности (Б)			
Показатель	Пояснения	X	
1	Масса одной подвески, т	9,52 кг/м	23,8
2	Средняя наработка на отказ с покрытием, сут	Опытным путем	950
3	Средняя выбраковка НКТ за 1 ТРС, %	Опытным путем	2
4	Средняя выбраковка НКТ за 1 ТРС на выкид, %	Опытным путем	1

Пример расчета экономической эффективности (Б)		
Показатель	Пояснения	Х
Затраты на покрытие 1 подвески, тыс. руб. *ТС3000 руб./м		
5	Количество ремонтов скважин в год	0,4
6	Закупочная цена обычной НКТ, тыс. руб./т	
7	Затраты на изменение логистики (если требуется), тыс. руб.	0
8	Затраты на закупку НКТ + затраты на покрытие НКТ всех подвесок, тыс. руб.	
9	Расчетная стоимость одной тонны НКТ (для сравнения), тыс. руб.	
10	Экономия от сокращения количества ТРС, тыс. руб.	1173
11	Затраты на ремонт отбракованной при ТРС НКТ, тыс. руб.	2
12	Возмещение выбраковки закупом, тыс. руб.	9
Экономия за счет увеличения наработки на отказ, сокращения количества ТРС и уменьшения отбраковки НКТ, тыс. руб.		350
13	Дополнительная добыча за счет сокращения числа ТРС, т	137
Экономия за счет уменьшения потерь нефти из-за простоев, тыс. руб.		591
Экономия общая от монтажа НКТ с защитой на одну подвеску, тыс. руб.		941



Рисунок 27 - Результаты ОПИ в ОАО «Х»

Интересным опытом послужили испытания технологических НКТ с внутренним покрытием серии ТС3000 в компании Х. В процессе ОПИ выяснилось, что внутреннее покрытие позволило защитить НКТ от забивания гелем с пропантом при проведении ГРП[29].

2.4.11 Проблемы, возникающие в процессе эксплуатации изделий с защитными антикоррозионными и износостойкими покрытиями.

В современном нефтегазовом производстве значительная часть производственного оборудования работает в условиях значительных механических нагрузок, высоких давлений и температур, а также подвергается негативному воздействию различных агрессивных сред. В связи с этим, для защиты изделий, в частности запорной арматуры и трубопроводов, различного назначения, применяют специальные антикоррозионные покрытия с повышенной стойкостью к абразивному износу. Однако практика их использования показывает, что данные покрытия не всегда отрабатывают конструкционно-заложенный в них ресурс работы, а во многих случаях, подвержены серьезным механическим разрушениям. Анализ работы большинства запорно-регулирующей арматуры, используемой в нефтегазовой отрасли, свидетельствует о том, что процессе эксплуатации, она как правило, испытывает следующие виды воздействий. Среди множества разрушительных воздействий наиболее существенными являются перепады давления и температуры. В процессе эксплуатации наблюдаются резкие изменения давления, значительно превышающие рабочее, что безусловно свидетельствует о возникновении в системе гидроудара. В большинстве случаев основной причиной гидроудара в трубопроводной системе, является срабатывание отсечной арматуры, которая моментально перекрывает поток, создавая при этом ударную волну в системе, которая в свою очередь приводит к возникновению напряжений растяжения-сжатия и повреждению защитного покрытия различных рабочих элементов арматуры [30].

2.5 Ингибиторы коррозии

Ежегодно около четверти всего произведенного в мире металла теряется в результате протекания коррозионных процессов. Потери стали,

обусловленные коррозией, составляют 30% от ее ежегодного производства[31].

Для значительного замедления либо прекращения коррозии в промышленности широко применяют ингибиторы коррозии. Отличительной чертой этого метода является возможность при небольших капитальных затратах значительно затормозить процессы коррозионного разрушения и деградации механических свойств металлов и сплавов, тем самым замедляя разрушение оборудования.

Ингибитор коррозии – это химическое вещество или смесь веществ, которые при достаточной концентрации взаимодействуют на молекулярном уровне с агрессивной средой, заметно ослабляя или нейтрализуя ее воздействие на металлические поверхности. Присутствуя в коррозионной системе в достаточной концентрации, ингибиторы уменьшают скорость коррозии без значительного изменения концентрации любого коррозионного реагента.

Основным назначением ингибиторов коррозии является снижение агрессивности газовых и электролитических сред, а также предотвращение активного контакта металлической поверхности с окружающей средой [32]. Применение ингибиторов – один из самых эффективных способов борьбы с коррозией металлов в различных агрессивных средах [33].

Защитное действие ингибиторов обусловлено уменьшением площади активной поверхности металла вследствие адсорбции ингибитора или образования с ионами металла труднорастворимых соединений, образующих на поверхности пленку, которая существенно тоньше наносимых защитных покрытий. Ингибиторы коррозии также могут изменять энергию активации электродных реакций, лимитирующих сложный коррозионный процесс. Многообразие видов и способов защитного действия ингибиторов обуславливают сложность их классификации.

2.5.1 Классификация (виды) ингибиторов коррозии

Ингибиторы коррозии металла различаются по принципу действия, химическому составу, взаимодействию с металлами и сплавами.

В зависимости от критериев классификации выделяют такие виды ингибиторов коррозии:

- анодные, катодные и смешанные (отличаются механизмом действия);
- органические, неорганические и летучие ингибиторы коррозии (реагенты имеют различный состав);
- щелочные, нейтральные и кислые (отличаются сферой влияния).

Реагенты определенного типа используют исходя из материала, с которым взаимодействует агрессивная среда, конструктивных особенностей и условий эксплуатации.

Широкую популярность получили две группы ингибиторов – кислотные и летучие:

В основе летучих ингибиторов используются нитриты – особые химические соединения, осаждающиеся из газовой сферы и защищающие поверхность металлов. Они обладают доступной стоимостью и эффективным действием. Существует три нюанса нитритов, которые учитывают при выборе конкретного типа ингибитора:

- реагент взаимодействует с бронзой, медью и цинком, что приводит к их разрушению;
- химическое вещество канцерогенно и вызывает заболевания дыхательных органов. Долго работать с нитритами даже в защитном снаряжении не рекомендуется;
- для защиты от коррозии металла и алюминия сложно рассчитать точную дозировку.

Кислотный ингибитор коррозии – популярное средство защиты изделий из стали и меди.

По своему типу:

- экранирующего типа. Химические вещества создают на поверхности металлов пленку, которая препятствует физическому контакту агрессивной среды с поверхностью трубы;

- окислители. Вследствие реакции образуется оксидное соединение определенной толщины, которое преобразует поверхность металла. От толщины оксидного слоя зависит степень защиты;

- катодного типа. Они замедляют процесс коррозии благодаря катодной поляризации поверхности металла [34].

По механизму действия ингибиторы делятся на:

- адсорбционные
- пассивационные.

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

Отдельную группу составляют органические соединения, которые не являются окислителями, но способствуют адсорбции растворенного кислорода, что приводит к пассивации.

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

Используемые реагенты не всегда обеспечивают достаточно высокий защитный эффект. Даже в условиях одного НГДУ или месторождения на разных участках этот показатель может существенно различаться. Это связано с растворимостью (диспергируемостью) ингибитора в пластовых флюидах, низкой степенью его совместимости с пластовыми водами, неправильным подбором реагента для конкретных условий. Обычно на практике эту проблему решают увеличением дозировки реагента, но такой способ не всегда дает нужный эффект. Следовательно, необходимо создание новых ингибиторных композиций, которые могли бы обеспечивать высокий защитный эффект в широком диапазоне условий применения либо улучшение качества уже существующих составов [35].

Правильно подобранный ингибитор гарантирует увеличение срока службы НГПО, магистральных трубопроводов и эффективность защиты поверхности от коррозии [36].

Пассиваторы обычно представляют собой окислители, которые пассивируют поверхность металла и сдвигают коррозионный потенциал на несколько десятых вольта в положительную сторону. Как правило, пассивирующие ингибиторы понижают скорость коррозии до очень малых значений, будучи в этом отношении более эффективными, чем большинство адсорбционных. Поэтому для некоторых сочетаний металлов и сред этот тип ингибиторов является наилучшим.

2.5.2 Требования к ингибиторам

К ингибиторам коррозии предъявляются определенные требования. Ингибитор должен обеспечить требуемое защитное действие при тестировании в модельных системах как в условиях высоких давлений и температур, так и при обычных условиях - температуре +40 °С и нормальном атмосферном давлении, а также в условиях высоких скоростей потока и наличия в нем абразивных частиц.

Ингибитор должен обладать низкой температурой застывания (не менее – 50 °С), хорошей растворимостью в коррозионной среде и высокой адсорбционной способностью. Ингибитор не должен влиять на стабилизацию водонефтяных эмульсий. Поэтому следует обратить внимание на то, что необходимо тщательно подбирать ингибиторы для конкретных условий эксплуатации, от этого в значительной мере зависят эффективность и экономичность [37].

2.6 Современные ингибиторы с краткой характеристикой

Рассмотрим существующие и активно используемые на сегодняшний день химические реагенты для предотвращения разрушения металлических поверхностей трубопроводов.

2.6.1 Ингибиторы коррозии Ипроден К

Ингибиторы коррозии Ипроден К представляют собой композицию азотсодержащих органических соединений в смеси растворителей.

Применение: Защита оборудования при нефтегазодобыче в системе поддержания пластового давления, в системе сбора и подготовки воды, а также в системе нефтесбора в условиях сероводородной, углекислотной и кислотной коррозии. Эффективны в кислородсодержащих средах. Технологичны, не оказывают отрицательного влияния на процесс нефтепереработки и качество нефти. Имеют низкую температуру замерзания – не выше минус 50°С.

- Обеспечивают эффективную защиту нефтепромыслового оборудования как при турбулентном, так и ламинарном режимах течения потока в широком диапазоне соотношения фаз: нефть - вода. Совместимы со многими применяемыми на промыслах деэмульгаторами.

- Проявляют бактерицидные действия относительно сульфат-восстанавливающих бактерий. Обладают эффектом последействия.

Таблица 14 - Область применения ингибиторов «Ипроден К»

Наименование реагента	Особенности и области применения
Ипроден К-1 марки А	Вододиспергируемый, для защиты от коррозии оборудования с высоким содержанием H_2S и CO_2
Ипроден К-1 марки Б	Ингибитор кислотной коррозии. Применяется при кислотных обработках скважин
Ипроден К-1 марки А4	Модифицированный. Применяется для защиты нефтепромыслового оборудования в среде H_2S и CO_2
Ипроден К-1 марки Б9	Модифицированный. Применяется в качестве ингибитора кислотной коррозии при кислотных обработках подземного оборудования скважин
Ипроден К-2 марки А	Водорастворимый, для защиты от коррозии оборудования с высоким содержанием H_2S и CO_2
Ипроден К-2 марки Б	Ингибитор комплексного действия, с функциями ингибитора коррозии и солеотложений. Эффективен против ГАЛЛИТОВ

✓ Катапин К

Для цинка, железа, стали и алюминия в среде Н2804 очень эффективны ингибиторы катионного типа (катапин К, КПИ-9, КПИ-1, КПИ-7). Для свинца, кадмия и олова катионные ингибиторы не используются. Причины, по которым данное соединение является хорошим ингибитором для одного металла и плохим для другого, могут быть связаны также со специфическим электронным взаимодействием полярных групп с металлом (хемосорбцией).

✓ Уротропин, катапин А, марвелан К, ВИКОР-1А

Самыми эффективными ингибиторами кислотной коррозии считаются соединения, в состав которых входят кислород, сера, азот. Наиболее популярными реагентами являются: уротропин, катапин-А, марвелан-К, И-1-А, В-2, ВИКОР-1А[38].

✓ Пеназолин (ПАВ-446)

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

✓ Ингибитор КИ-1

Рисунок 28 Четвертичные аммониевые соединения

Органические ингибиторы коррозии являются, как правило, веществами смешанного действия: они замедляют и катодную, и анодную реакции коррозионного процесса.

Предпочтительнее использовать универсальные ингибиторы. Под универсальностью ингибиторов понимается их способность тормозить сразу несколько видов коррозионного воздействия или противодействовать негативному влиянию одновременно нескольких различных стимуляторов коррозии. Повышенная универсальность связана с использованием трехфазных ингибиторов коррозии, способных при любом способе введения в газофазную или жидкую среду распределяться в них для планируемого подавления общей коррозии металлоизделий. Предполагается, что оценка защитной эффективности ингибитора помимо защитного эффекта и удовлетворения амортизационному защитному сроку службы должна включать интегральные показатели токсичности ингибиторов и их удельно-стоимостные показатели.

2.7 Ведение оценки коррозионного износа нефтепромыслового оборудования в режиме реального времени (СКМРВ) «Коррсистем»

В соответствии с современными требованиями, предъявляемыми к предприятиям нефтедобычи по обеспечению промышленной безопасности, можно отметить ряд направлений по антикоррозионным мероприятиям, требующих повышения уровня экологического и технического контроля, повышения управляемости и прогнозируемости коррозионных процессов при переработке сырья, рациональной организации системы мониторинга за коррозионной обстановкой и подачи химических реагентов, что обеспечивает достижение более 90% уровня защиты системы и многократное снижение аварийности, обеспечение условий для увеличения межремонтного пробега технологического оборудования, за счет повышения управляемости и

прогнозируемости процессов переработки, накопления и систематизации данных, позволяющих подготовить обоснование для перехода к эксплуатации оборудования по текущему состоянию.

В настоящее время большинство специалистов воспринимают коррозионный процесс как постоянный и стабильный процесс, за основу которого взяты результаты по фиксированным скоростям коррозии с течением времени. Обычно период определения скорости коррозии составляет один раз в месяц. К сожалению, в реальных условиях ситуация по влиянию коррозионно-активных элементов на процессы коррозии несет в себе иной характер, связанный прежде всего с изменением условий и состава среды на установках подготовки нефти. Исследования показали, что коррозия может возникнуть в связи с изменением условий процесса добычи, даже после нескольких лет стабильного обслуживания, и приводит к интенсивной точечной коррозии. Как правило, коррозией занимаются специалисты по коррозии только тогда, когда проблема стала критической и как только она будет решена, все возвращается к "нормальному" рутинному способу организации работы до следующего «неожиданного» проявления коррозии.

Анализ эффективности антикоррозионных мероприятий на предприятиях нефтедобычи в РФ в настоящее время показал, что существует большая зависимость оперативности получения данных о коррозионной активности рабочих сред и своевременности необходимых работ с последующей оценкой, анализом и выводами полученных результатов. При получении выводов важно иметь систематическую оценку применяемых методов контроля с учетом риска возможных отказов на фактически опасных направлениях оборудования, а также применения профилактических мер и мероприятий, наилучшим образом снижающих вероятность и риск отказа поврежденных элементов.

В ведущих зарубежных нефтяных компаниях X,X,X,X,X и др. стали применять системы коррозионного мониторинга реального времени,

использующих комбинацию методов непрерывного контроля и компьютерную технику, что позволяет накапливать и анализировать данные с датчиков, расположенных в различных зонах технологического оборудования в химической и нефтехимической промышленности. Снимаемые показания позволили повысить своевременность получения данных о скорости коррозии для каждого периода повышения ее интенсивности с последующим определением вызывающих их причин.

Таким образом, коррозионный мониторинг реального времени позволил сделать коррозионный процесс более информативным и своевременно корректировать антикоррозионную программу и подачу химических реагентов на технологическом оборудовании. В то же время человеческий фактор являлся "столбом" неэффективного управления защитой от коррозии технологического оборудования. Статистика показала, что более 60% решений применяется не верно, как следствие этого запоздалые или несвоевременные решения.

С внедрением систем коррозионного мониторинга реального времени специалисты получают возможность использовать показатель скорости коррозии как еще одну переменную, которая позволит оптимизировать применение химических реагентов для того, чтобы свести к минимуму повреждение оборудования, увеличить производства, на основе непрерывного контроля коррозионных повреждений до приемлемого уровня действия рабочих сред на металл технологического оборудования. Это дало серьезный стимул для развития новых технологий коррозионной защиты в мировой нефтедобыче. Ниже представлена география развития систем коррозионного мониторинга реального времени в разных странах (см. рисунок 30)

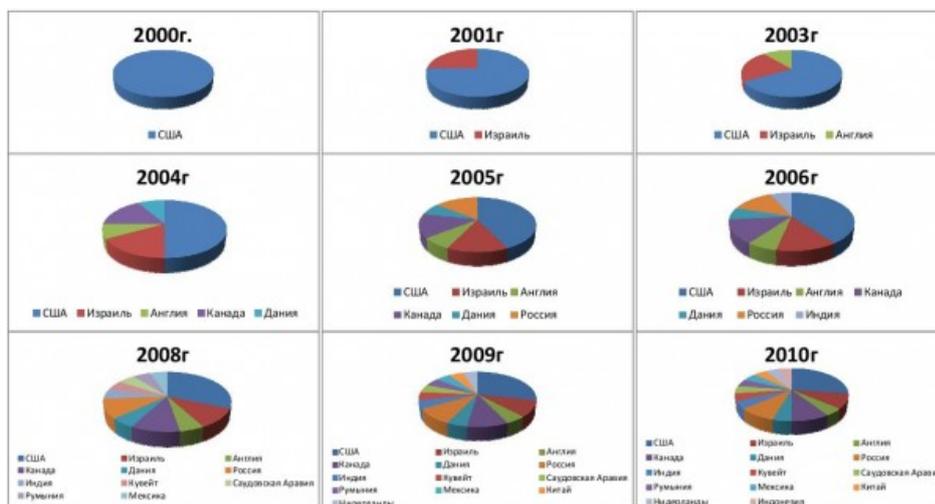


Рисунок 28 - Динамика развития систем реального времени в мире.

Система СКМРВ состоит из трёх основных частей: измерительной, вычислительной и исполнительной. Измерительная часть включает в себя датчики коррозии ER нового типа, купоны. Вычислительная часть реализуется в стойке управления и измерения (СУИ) и рабочем месте оператора, а исполнительная часть состоит из автоматических регуляторов дозирочных насосов, насосов и/или регулирующих клапанов и форсунок для подачи реагентов. Ниже приведена схема внедренная на ЦПС «Х» ОАО «Х» Х. (см. рисунок 31).

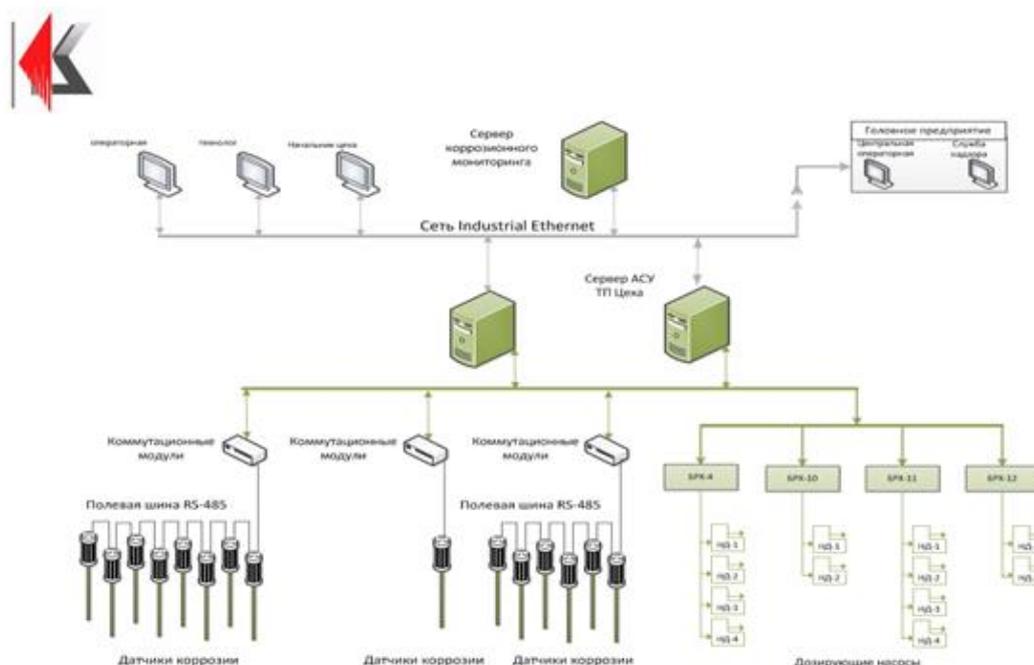


Рисунок 29 - Схема системы коррозионного мониторинга реального времени.

С датчиков контроля параметрические сигналы поступают на блок оперативного контроля (трансмисмиттер), с которого после преобразования передаются на стойку управления и измерения. Вся поступающая информация накапливается на сервере коррозионного мониторинга и выводится на монитор (или принтер) в качестве основных параметров, влияющих на протекание коррозионных процессов. В зависимости от показаний датчиков, в автоматическом режиме осуществляется регулирование подачи ингибитора посредством автоматического регулятора дозирования насоса или регулирующего клапана. Количество подаваемого ингибитора меняется в автоматическом режиме и зависит от показаний датчиков.

В реальном времени на монитор поступают показания:

- с датчиков коррозии, по которым возможна оценка коррозионных процессов в режиме реального времени;
- с автоматических регуляторов дозирующих насосов, о динамике расхода подаваемых реагентов;
- с расходомеров, о расходе реагентов через регулируемые клапана.

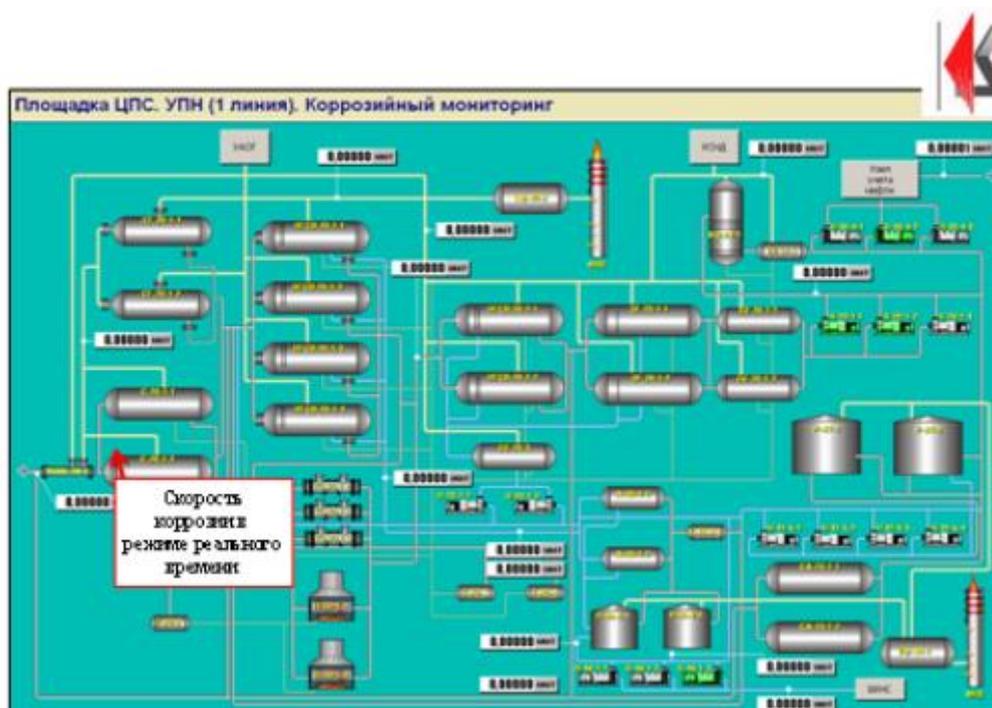


Рисунок 30 Мнемосхема общего вида на РС оператора

Система обладает визуальными и звуковыми ступенями предупреждения – тревога, опасность и норма, в случае отклонения от нормы, независимо от человеческого фактора, срабатывает программа установленных допустимых значений. Система имеет выход на верхний информационный уровень предприятия и позволяет за сотни километров от установки отслеживать коррозионный процесс и эффективность ингибиторной защиты. В процессе работы, на основе сравнения непрерывно поступающих данных, исключается фактор человеческой ошибки и повышается достоверность показаний. На (рисунке 33) представлены реальные тренды показаний скорости коррозии и подачи реагентов в режиме реального времени.

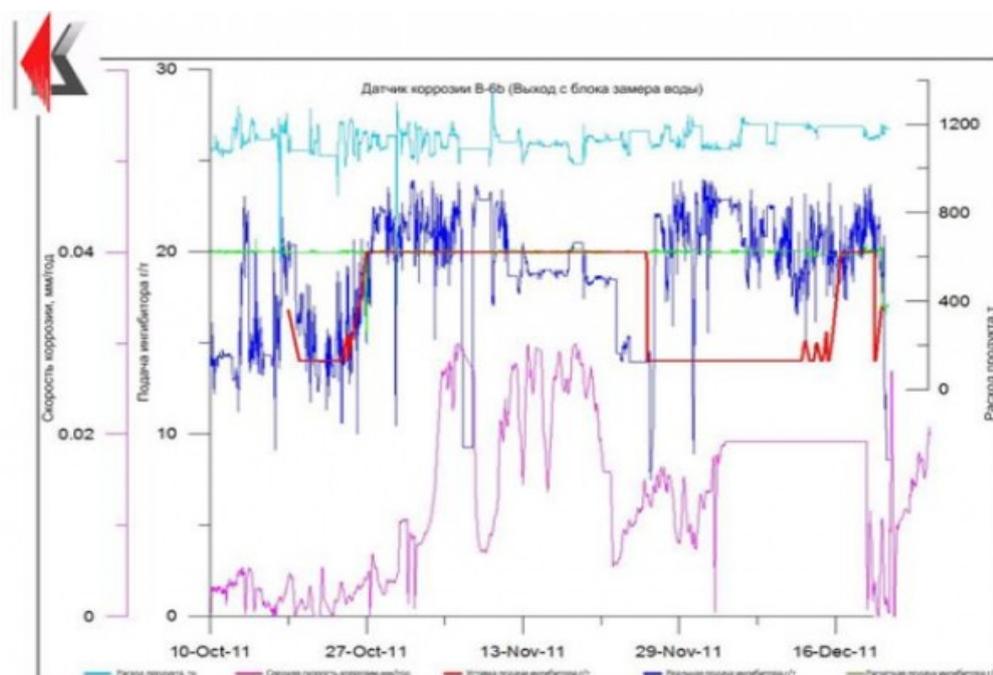


Рисунок 31 – Тренд подачи ингибитора в зависимости от показаний датчика скорости коррозии.

Опыт применения автоматизированных систем коррозионного мониторинга реального времени на ЦПС «Х» ОАО «Х» Х показал высокую эффективность. Только на ЦПС получена прямая экономия дорогостоящих ингибиторов более 20 тонн за полгода. При этом, как показала практика, коррозионный процесс стал предсказуемым и управляемым (рисунок 34).

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Низкие показатели наработки на отказ НКТ в добывающих и нагнетательных скважинах приводят к многократному увеличению себестоимости процесса добычи. Использование новых стеклопластиковых труб «FiberGlass», со стальными удлинителями является самым достойным решением данной проблемы, позволяющим обеспечить защиту колонны НКТ по всей длине.

Использование стеклопластиковых труб со стальными удлинителями позволяет не только оптимизировать прямые и косвенные затраты, возникающие в результате их коррозии, но и снизить шероховатость внутренней поверхности в 10 раз. Столь существенное снижение шероховатости обеспечивает улучшение гидравлических характеристик потока в нефтедобывающих скважинах и, как следствие, может способствовать увеличению дебита скважин на 13 % при неизменном забойном давлении, не говоря, уже об экономии на бригадах ПРС.

Целью данного раздела является расчет экономической эффективности после смены НКТ 73x5,5 Лс ТУ 14-161-198-2002 на новые стеклопластиковые трубы «FiberGlass» 73X5,5мм со стальными удлинителями на скважине осложненной коррозионным износом.

3.1 Расчет затраченного времени на проведение мероприятия по смене обычных НКТ 73 ТУ 14-161-198-2002 на новые стеклопластиковые трубы «FiberGlass» 73X5,5мм со стальными удлинителями

Работу производит бригада ПРС в составе оператора 5 разряда и оператора 4 разряда с использованием подъемника УПА - 60.

Все работы подразделяются условно на 4 этапа:

1. Подготовительные работы 10 часов.
2. Подъем оборудования из скважины 30 часов.
3. Монтаж нового оборудования от 5 часов.

4. Спуск смонтированного оборудования 36 часов.

Подготовительные работы.

К месту проведения доставляется необходимое оборудование. Переезд на тракторе К-701 с тележкой. Чтобы начать работу по подъему НКТ необходимо произвести глушение скважин раствором, $\rho=1,03 \text{ г/см}^3$. Глушение производит специализированное звено в составе оператора 5 разряда и машиниста ЦА-320. Для глушения потребуется около 30 тн раствора, для доставки которого используется цистерна АКН - 10. На весь объем подготовительных работ затрачено 10 часов рабочего времени.

Подъем оборудования из скважины.

После окончания глушения и выдержки времени, необходимого для стекания раствора, приступают к подъемным работам, они включают в себя следующие основные операции:

1. Монтаж УПА - 60.
2. Демонтаж фонтанной арматуры и подрыв планшайбы.
3. Подъем НКТ с помощью подъемника УПА - 60, замер длины НКТ, укладка на мостки. Все работы производит ПРС в количестве двух человек 5 и 4 разрядов и подъемника УПА - 60. Продолжительность работ 30 часов.

Работы ведутся в 2 смены по 12 часов.

Монтаж оборудования.

Монтаж УЭЦН производится силами монтажной бригады.

Продолжительность работ 5 часов.

Спуск нового оборудования.

Бригада ПРС производит спуск установки и новых стеклопластиковых труб «FiberGlass» со стальными удлинителями. Продолжительность работ 36 часов.

Заключительные работы.

После монтажа оборудования производится уборка территории, увозят излишки НКТ, погрузку производит звено стропальщиков с помощью

крана, производится пропарка устьевой арматуры, рабочей площадки, инструментов ППУ, производится опрессовка скважинного оборудования на 60 кгс/см^2 . После заключительных работ, мастер ПРС сдает скважину оператору и мастеру цеха добычи нефти. На весь объем работ уходит 3 часа.

Среднесуточный дебит скважины до и после проведения мероприятия по смене НКТ: $Q_1=12,1 \text{ т/сут.}$ и после проведения $Q_2=14,3 \text{ т/сут.}$

Общее время затраченное на проведение мероприятия по смене НКТ - 81 час.

3.2 Расчёт прироста добычи нефти в течение года за счет отсутствия простоя скважины на ремонт и увеличения дебита из-за снижения шероховатости внутренних стенок после смены НКТ на «FiberGlass»

Расчёт прироста добычи нефти за счет смены НКТ и отсутствия простоя скважины на ремонт в течение года. Объём добычи нефти по скважинам за год определяется по формуле:

$$Q = q * T_k * K_э * K_U, \quad (1)$$

где T_k - календарный фонд времени соответственного месяца, суток;

q - Среднесуточный дебит скважины, т/сут;

$K_э$ - коэффициент эксплуатации скважин;

K_U - коэффициент изменения дебита скважин.

Определяем объём добычи нефти в каждом месяце до проведения мероприятия

$$Q_1 = q * T_k * K_э * K_U = 12,1 * 31 * 0,85 * 0,995 = 317,2 \text{ тн.},$$

$$Q_2 = 12,1 * 28 * 0,85 * 0,99 = 285,1 \text{ тн.},$$

$$Q_3 = 12,1 * 31 * 0,85 * 0,985 = 314,1 \text{ тн.},$$

$$Q_4 = 12,1 * 30 * 0,85 * 0,98 = 302,4 \text{ тн.},$$

$$Q_6 = 12,1 * 30 * 0,85 * 0,97 = 299,3 \text{ тн.},$$

$$Q_7 = 12,1 * 31 * 0,85 * 0,965 = 307,7 \text{ тн.},$$

$$Q_8 = 12,1 * 31 * 0,85 * 0,96 = 306,1 \text{ тн.},$$

$$Q_9 = 12,1 * 30 * 0,85 * 0,955 = 294,7 \text{ тн.},$$

$$Q_{10} = 12,1 * 31 * 0,85 * 0,95 = 302,9 \text{ тн.},$$

$$Q_{11} = 12,1 * 30 * 0,85 * 0,945 = 291,6 \text{ тн.}$$

В мае и декабре произведем расчет объёма добычи нефти с учетом потерь на простой скважины в ремонте по причине смены НКТ из-за отсутствия герметичности колонны (последствия воздействия коррозионного износа).

$$Q_5 = 12,1 * (31 - 3,375) * 0,85 * 0,975 = 277,0 \text{ тн.},$$

$$Q_{12} = 12,1 * (31 - 3,375) * 0,85 * 0,94 = 267,1 \text{ тн.}$$

Рассчитываем добычу нефти за год до проведения мероприятия.

$$Q_1 = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12}, \quad (2)$$

$$Q_1 = 3565,1 \text{ тн.}$$

Определяем объём добычи нефти в каждом месяце после проведения мероприятия:

$$Q_2 = q * T_k * K_s * K_U = 14,3 * 31 * 0,85 * 0,995 = 397,0 \text{ тн.},$$

$$Q_2 = 14,3 * 28 * 0,9 * 0,99 = 356,8 \text{ тн.},$$

$$Q_3 = 14,3 * 31 * 0,9 * 0,985 = 393,0 \text{ тн.},$$

$$Q_4 = 14,3 * 30 * 0,9 * 0,98 = 378,4 \text{ тн.},$$

$$Q_5 = 14,3 * 31 * 0,9 * 0,975 = 389,0 \text{ тн.},$$

$$Q_6 = 14,3 * 30 * 0,9 * 0,97 = 374,5 \text{ тн.},$$

$$Q_7 = 14,3 * 31 * 0,9 * 0,965 = 385,0 \text{ тн.},$$

$$Q_8 = 14,3 * 31 * 0,9 * 0,96 = 383,0 \text{ тн.},$$

$$Q_9 = 14,3 * 30 * 0,9 * 0,955 = 368,7 \text{ тн.},$$

$$Q_{10} = 14,3 * 31 * 0,9 * 0,95 = 379,0 \text{ тн.},$$

$$Q_{11} = 14,3 * 30 * 0,9 * 0,945 = 364,9 \text{ тн.},$$

$$Q_{12} = 14,3 * 31 * 0,9 * 0,94 = 375,0 \text{ тн.}$$

Рассчитываем прирост добычи нефти в результате проведения мероприятия:

$$Q_2 = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12},$$

$$Q_2 = 4544,3 \text{ тн.}$$

Рассчитываем увеличение добычи нефти в результате проведения мероприятия:

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1, \quad (3)$$

$$\Delta Q = 979,2 \text{ тн.}$$

Исходя из расчетов, можно отметить увеличение дебита за год на 979,2 тн.

3.3 Расчёт необходимых попутных затрат

Определяем основную зарплату производственных рабочих, исходя из калькуляции себестоимости

$$C_{1.3} = C_{1.3} * Q_1 = 9 * 3565,1 = 32085,52 \text{ руб.}, \quad (4)$$

где $C_{1.3}$ - сумма основной заработной платы рабочих на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем отчисления на социальные нужды, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.4} = C_{1.4} * Q_1 = 3,48 * 3565,1 = 12406,4 \text{ руб.}, \quad (5)$$

где $C_{1.4}$ - сумма отчислений на социальные нужды на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на амортизацию скважины, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.5} = C_{1.5} * Q_1 = 51,6 * 3565,1 = 183957 \text{ руб.}, \quad (6)$$

где $C_{1.5}$ - сумма отчисления на амортизацию скважины на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.8} = C_{1.8} * Q_1 = 135,3 * 3565,1 = 482352,3 \text{ руб.}, \quad (7)$$

где $C_{1.8}$ - расходы на содержание и эксплуатацию оборудования на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определим сумму цеховых расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.9} = C_{1.9} * Q_1 = 6,9 * 3565,1 = 24598,9 \text{ руб.}, \quad (8)$$

где $C_{1.9}$ - расходы на нужды цеха на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определим сумму на общепроизводственные расходы, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.10} = C_{1.10} * Q_1 = 118,5 * 3565,1 = 422459,3 \text{ руб.}, \quad (9)$$

где $C_{1.10}$ - расходы на общие нужды производства на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы по статьям условно-переменных затрат:

1. Расходы на электроэнергию по извлечению нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.1} = C_{1.1} * Q_1 = 4,83 * 3565,1 = 17219,23 \text{ руб.} \quad (10)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.1} = C_{2.1} * Q_2 = 4,83 * 4544,3 = 21948,82 \text{ руб.}, \quad (11)$$

где $C_{1.1}$ - сумма затрат на электроэнергию по извлечению нефти, приходящих на тонну нефти.

2. Расходы по искусственному воздействию на пласт:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.2} = C_{1.2} * Q_1 = 49,2 * 3565,1 = 175400,8 \text{ руб.} \quad (12)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.2} = C_{2.2} * Q_2 = 49,2 * 4544,3 = 223578 \text{ руб.}, \quad (13)$$

где $C_{1.2}$ - сумма затрат по искусственному воздействию на пласт на 1 тонну нефти.

3. Расходы по сбору и транспортировке нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.6} = C_{1.6} * Q_1 = 0,6 * 3565,1 = 2139,034 \text{ руб.} \quad (14)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.6} = C_{2.6} * Q_2 = 0,6 * 4544,3 = 2726,56 \text{ руб.}, \quad (15)$$

где $C_{1.6}$ - сумма затрат на сборы и транспортировку, приходящихся на 1 тонну нефти

4. Расходы на технологическую подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.7} = C_{1.7} * Q_1 = 2,4 * 3565,1 = 8556,14 \text{ руб.} \quad (16)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.7} = C_{2.7} * Q_2 = 2,4 * 4544,3 = 10906,24 \text{ руб.}, \quad (17)$$

где $C_{1.7}$ - расходы на технологическую подготовку нефти, приходящиеся на 1 тонну нефти

5. Прочие производственные расходы на подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.11} = C_{1.11} * Q_1 = 89,1 * 3565,1 = 317646,6 \text{ руб.} \quad (18)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.11} = C_{2.11} * Q_2 = 89,1 * 4544,3 = 404894,3 \text{ руб.}, \quad (19)$$

где $C_{1.11}$ - сумма прочих расходов, приходящихся на 1 тонну нефти

Полученные в результате расчетов значения сводим в таблицу 14.

Таблица 15 - Затраты до проведения мероприятия и после

Наименование статей затрат	Сумма затрат, руб.				Откло- нения, руб.
	До мероприятия		После мероприятия		
	Всего, руб.	на 1 тн.	Всего, руб.	на 1 тн.	
1	2	3	4	5	6
1. Расходы на электроэнергию по извлечению нефти	17219,23	4,83	21948,82	4,83	
2. Расходы по искусственному воздействию на пласт	175400,8	49,2	223578	49,2	
3. Основная зарплата производственных рабочих	32085,52	9	32085,52	6,16	-2,84
4. На социальные нужды	12406,4	3,48	12406,4	2,37	-1, 11
5. На амортизацию скважины	183957	51,6	183957	35,4	-16,2
6. Расходы по сбору и транспортировке нефти	2139,034	0,6	2726,56	0,6	
7. На технологическую подготовку нефти	8556,14	2,4	10906,24	2,4	
8. На содержание и эксплуатацию оборудования	482352,3	135,3	482352,3	92,7	-42,6
9. Цеховые расходы	24598,9	6,9	24598,9	4,71	-2,19

10.Общепроизводственные расходы	422459,3	118,5	422459,3	81,1	-37,4
11. Прочие расходы	317646,6	89,1	404894,3	89,1	
ИТОГО:	1678821	470,91	1821913	368,57	-102,34

Исходя из расчетов можно отметить увеличение затрат на добычу общего количества нефти, но в перерасчете на одну тонну замечается значительное снижение расходов.

3.4 Расчёт расходов на оплату труда работникам проводившим мероприятия по смене обычных НКТ на стеклопластиковые трубы «FiberGlass» 73X5,5 мм со стальными удлинителями

Расчёт основной заработной платы

На заданное количество основных и вспомогательных рабочих составляется ведомость по нижеприведенной форме:

Зарботную плату определяем по формуле:

$$Z_p = Ч * Т * C_2, \quad (20)$$

где Ч - численность рабочих соответствующего разряда, чел.;

Т - затраты рабочего времени соответствующего разряда на проведение мероприятия, чел.;

C_2 - часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

Таблица 16 - Отношение тарифных ставок рабочих относительно разряда

Профессия	Кол-во рабочих, чел.	Разряд	Затраты времени на проведение мероприятия, час	Тарифная ставка, руб.	Зарплата, руб.
1. Мастер ПРС	1	10	22	117,95	2594,9
2. Мастер ЦДНГ	1	10	2	117,95	235,9
3. Оператор ПРС	1	8	81	103,18	8357,58
4. Оператор ПРС	1	6	81	84,56	6849,36
5. Оператор глушения скважин	1	6	8	84,56	676,48
6. Оператор добычи нефти	1	6	2	84,56	169,12
7. Стropальщик	1	6'	8	84,56	388,48
8. Стropальщик	1	5	8	68,6	548,8
9. Электромонтажник	1	7	6	94,92	569,52
10. Слесарь КИПиА	1	7	4	94,92	379,68

ИТОГО:	10			20769,82
--------	----	--	--	----------

Рассчитываем сумму доплат, учитывающую размер премии по каждой категории работников по формуле:

$$D_p = \frac{Z_p * H_{пр}}{100}, \quad (21)$$

где $H_{пр}$ - размер премии в % от прямой заработной платы.

$$D_p \text{ мастера ПРС} = \frac{2594,9 * 50}{100} = 1297,45 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ мастера ЦДНГ} = \frac{235,9 * 50}{100} = 117,95 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ оператора ПРС 8 разряд} = \frac{8357,58 * 50}{100} = 4178,79 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ оператора ПРС 6 разряд} = \frac{6849,36 * 50}{100} = 3424,68 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ оператора глушения скважин} = \frac{676,48 * 30}{100} = 202,94 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ оператора ДНГ} = \frac{169,12 * 30}{100} = 50,73 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ стропальщик 5 разряд} = \frac{388,48 * 30}{100} = 116,54 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ стропальщик 6 разряд} = \frac{548,8 * 30}{100} = 164,64 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ электромонтажник} = \frac{569,52 * 30}{100} = 170,85 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ слесарь КИПиА} = \frac{379,68 * 30}{100} = 113,90 \text{ руб.}$$

$$\sum D_p = 9838,47 \text{ руб.}$$

Затем определяем заработную плату рабочих с учётом доплат (расчётную заработную плату) по формуле:

$$Z_{рас} = \sum Z_p + \sum D_p, \quad (22)$$

$$Z_{рас} = 20769,82 + 9838,47 = 30608,29 \text{ руб.}$$

Определяем заработную плату с доплатой по районному коэффициенту к зарплате по формуле:

$$Z_{p.k.} = Z_{рас} * K_p, \quad (23)$$

$$Z_{p.k.} = 30608,29 * 1,5 = 45912,44 \text{ руб.},$$

где K_p - районный коэффициент к зарплате.

Рассчитываем доплату за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям по формуле:

$$D_{сев} = \frac{Z_{рас} * q}{100} = \frac{3068,29 * 50}{100} = 15304,15 \text{ руб.}, \quad (24)$$

где q - размер оплаты в % от расчетной заработной платы за работу в районах

Крайнего Севера и приравненных к ним местностям.

Общая сумма основной заработной платы рабочих определяется по формуле:

$$Z_{общ.осн.} = (Z_{p.k.} + D_{сев}) * N = (45912,44 + 15304,15) * 1 = 61216,59 \text{ руб.} \quad (25)$$

Расчёт дополнительной заработной платы.

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{доп.} = \frac{Z_{общ.осн} * D}{100} = \frac{61216,59 * 11}{100} = 6733,82 \text{ руб.}, \quad (26)$$

где $Z_{общ.осн}$ - основная заработная плата, руб.;

D - размер дополнительной заработной платы в % к основной заработной плате (11% для нашего региона).

Расчёт отчислений на социальные нужды.

Отчисления на социальные нужды определяются в проценте от суммы основной и дополнительной заработных плат по формуле:

$$O_{сн.} = \frac{(Z_{общ.осн} + Z_{доп.}) * O}{100} = \frac{(61216,59 + 6733,82) * 30}{100} = 20385,12$$

руб., (29)

где O - размер отчислений на социальные нужды от суммы основной и

дополнительной заработной плат, % (О= 30%).

Расчёт стоимости материалов.

Стоимость материалов, расходуемых на проведение мероприятия, определяется по формуле:

$$C_m = C_m * M * N = 100 * 30 * 1 = 3000 \text{ руб.}, \quad (27)$$

где C_m - цена материала, руб.;

M - количество материала, расход на проведение мероприятия;

N - число скважин.

Таблица 17 - Стоимость материалов

Наименование материала	Единица измерения	Кол-во скважин	Количество материала	Цена, руб.	Стоимость материала
Раствор глушения	т	1	30	100	3000
ИТОГО:					3000

Расчёт стоимости электроэнергии.

По формуле: $C_{э/э} = H_{э/э} * T_p * N = 4,9 * 81 * 1 = 396,9 \text{ руб.},$

(28)

где $H_{э/э}$ - норма расхода электроэнергии на единицу рабочего времени, руб./ч.;

T_p - время проведения мероприятия, час.;

N - число скважин.

Расчёт амортизации основных производственных фондов.

Годовой размер амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$A_{г.} = \frac{C_{п} * n * H_a}{100}, \quad (29)$$

где $C_{п}$ - первоначальная или восстановительная стоимость единицы оборудования, руб.;

H_a - годовая норма амортизации оборудования, %;

n - число единиц оборудования данного вида, шт.

Таблица 18 - Амортизация основных производственных фондов

Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Балансовая стоимость, руб.		Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
		Ед.обо руд.	всего		
1.УЭЦН	1	117450	117450	18,3	21493,35
2. Емкость 25 мJ	1	10200	10200	11,2	1142,4
3.Вагон	1	110000	110000	14,3	15730
4. Эл.плита	1	4500	4500	11	495
5 .Мост приемный	1	95460	95460	20	19092
6. Инструменты	1	19560	19560	14,3	2797,08
ИТОГО:					60749,83

Сумма амортизационных отчислений на проведение мероприятия определяется по формуле:

$$A_m = \sum A_{г} * \frac{T_p}{T_k}, \quad (30)$$

где $T_k = 365 * 24 = 8760$ час. – календарный фонд рабочего времени оборудования, час.;

T_p – время проведения мероприятия.

$$A_m = \frac{60749,83}{8760} = 561,72 \text{ руб.}$$

Расчёт стоимости услуг

Стоимость транспортных услуг определяется по формуле:

$$C_{\text{усл.}} = C_{\text{усл.}}^2 * T_p * N, \quad (31)$$

где $C_{\text{усл.}}^2$ - стоимость часа работы единицы транспорта или спецтехники, руб.;

T_p - время работы единицы транспорта или спец. техники при проведении мероприятия, час.

Расчёт стоимости услуг сводим в таблицу 18.

Таблица 19 - Стоимость используемого оборудования

Наименование техники	Время Работы, час.	Стоимость 1 час. работы	Стоимость услуг, руб.
1. Цементный агрегат ЦА-320	22	47,38	1042,36
2. Подъёмник УПА - 60	81	62,81	5087,61
3. Трактор К- 700	10	77,55	775,5
4. Атомаш. УРАЛ-357.	16	38,32	613,12

Трубовоз.			
5. Автомаш. УР АЛ «ВАХТА»	30	38,77	1163,1
6. Автоцистерна АЦН-12	18	32,53	585,54
7. Площадка КР АЗ-255	10	58,45	584,5
8. Автокран АК-8	8	71,35	570,8
ИТОГО:			10422,53

$$C_{\text{усл.}} = 10422,53 * 1 = 10422,53 \text{ руб.}$$

Расчёт прочих расходов

Сумма прочих расходов определяется по формуле:

$$C_{\text{пр.}} = \frac{Z_{\text{пр}} * P_{\text{р}}}{100}, \quad (32)$$

где $P_{\text{р}}$ - размер прочих расходов от прямых затрат, $P_{\text{р}}$ - 5%;

$Z_{\text{пр}}$ - сумма прямых затрат на проведение мероприятия, руб.

Сумма прямых затрат рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{пр.}} = Z_{\text{общ.осн.}} + Z_{\text{доп.}} + O_{\text{с.н.}} + C_{\text{э/э}} + C_{\text{м}} + A_{\text{м}} + C_{\text{усл.}}, \quad (33)$$

$$Z_{\text{пр.}} = 61216,59 + 6733,82 + 20385,12 + 396,9 + 3000 + 561,72 + 104,2253 = 102716,68 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{пр.}} = \frac{102716,68 * 5}{100} = 5135,83 \text{ руб.}$$

Расчёт цеховых расходов

Сумма цеховых расходов определяется по формуле:

$$C_{\text{цех.}} = Z_{\text{пр.}} * C_{\text{р}} / 100, \quad (34)$$

где $C_{\text{р}}$ - размер цеховых расходов в % от прямых затрат $C_{\text{р}} = 14\%$.

$$C_{\text{цех.}} = \frac{102716,68 * 14}{100} = 14380,34 \text{ руб.}$$

Смета затрат на проведение мероприятия.

На основании вышеприведенных расчётов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по формуле:

$$Z_{\text{см.}} = Z_{\text{пр.}} + C_{\text{пр.}} + C_{\text{цех.}} = 102716,68 + 5135,83 + 14380,34 = 122232,85 \text{ руб.} \quad (35)$$

Расчёт сводим в таблицу:

Таблица 20 - Затраты на проведение мероприятия

Статьи расходов	Сумма, руб.
1. Основная заработная плата	61216,59
2. Дополнительная заработная плата	6733,82
3. Отчисления на соц. нужды	20385,12
4. Материалы	3000
5. Электроэнергия	396,9
6. Амортизация основных фондов	561,72
7. Услуги	10422,53
8. Всего прямых затрат	102716,68
9. Прочие расходы в % от прямых затрат (5%)	5135,83
10. Цеховые расходы	14380,34
ИТОГО затрат:	122232,85

По результату расчетов можно определить какая потребовалась сумма для проведения организационно-технического мероприятия, и составляет: 122232,85 руб.

3.5 Расчёт экономического результата за год

Для определения годового экономического эффекта от проведения мероприятия необходимо сопоставить себестоимость 1 тн. нефти до проведения мероприятия и после проведения мероприятия с учётом дополнительных затрат, связанных с его проведением. Произведения их разности на объём добычи нефти, после проведения мероприятия даст сумму годового экономического эффекта:

$$\mathcal{E}_r = (C_1 - C_2) * Q_2, \quad (36)$$

где C_1 - себестоимость тонны нефти до проведения мероприятия, руб.;

C_2 - себестоимость тонны нефти после проведения мероприятия с учётом затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C_2 = \frac{(C_{Г2} + Z_{с.м.})}{Q_2}, \quad (37)$$

где $C_{Г2}$ - сумма годовой себестоимости нефти после проведения мероприятия, руб.;

$Z_{с.м.}$ - сумма затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C_2 = \frac{(1821913 + 1222,85)}{4544,3} = 427,82 \text{ руб./т}$$

$$\mathcal{E}_r = (470,91 - 427,82) * 4544,3 = 195813,89 \text{ руб.}$$

Затем определяется удельная годовая экономия, приходящая на 1 т нефти по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{уд.г}} = \frac{\mathcal{E}_g}{Q_2} = C_1 - C_2 = (470,91 - 427,82) = 43,09 \text{ руб./т.}, \quad (38)$$

После проведения расчетов, можно отметить, что годовой экономический эффект, после проведения мероприятий по смене НКТ, положительный.

3.6 Прирост прибыли

Сумма прироста прибыли за счёт проведения мероприятия по смене НКТ определяется по формуле:

$$\Delta\Pi = \Pi_2 - \Pi_1, \quad (39)$$

где Π_2 и Π_1 - расчётная прибыль до и после проведения мероприятия, руб.

$$\Pi_1 = (\mathcal{C} - C_1) * Q_1, \quad (40)$$

$$\Pi_1 = (1700 - 470,90) * 3565,1 = 4381864,41 \text{ руб.}$$

$$\Pi_2 = (\mathcal{C} - C_2) * Q_2, \quad (41)$$

$$\Pi_2 = (1700 - 427,82) * 4544,3 = 5781167,57 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi = 5781167,574 - 4381864,41 = 1399303,164 \text{ руб.}$$

Рассчитываем удельный прирост прибыли, приходящийся на 1 т нефти по формуле:

$$\Delta\Pi_{\text{уд.}} = \frac{\Delta\Pi}{Q_2} = \frac{1399303.164}{4544.3} = 307,93 \text{ руб./т.} \quad (42)$$

Таблица 21 – Итоги расчетов

Наименование	Ед.изм	До проведения мероприятия	После проведения мероприятия	Отклонения
1. Дебит скважины	тн/сут	12,1	14,3	+2,2
2. Годовой объём	тн	3565,1	4544,3	+979,2
3. Себестоимость нефти без единовременных затрат (годовая)	руб.	1678821	1821913	+143092
4. Себестоимость 1 тн нефти с учётом единовременных затрат	руб.	470,91	368,57	-102,34
5. Условно годовая экономия	руб.		195813,89	

Исходя из результатов расчета, видно прирост прибыли благодаря проведению мероприятия по смене НКТ и равна она: 1399303,164 руб.

3.7 Вывод финансовой расчётной части

Экономическая часть выпускной квалификационной работы была представлена с целью, что бы показать экономическую эффективность после смены НКТ 73x5,5 Лс ТУ 14-161-198-2002 на новые стеклопластиковые трубы «FiberGlass» 73X5,5мм со стальными удлинителями на скважине осложненной коррозионным износом:

1. Общее время, затраченное на проведение мероприятия по смене НКТ - 81 час.
2. Экономическая эффективность выражается в увеличении дебита за год и составляет 979,2 тн.
3. Условно-постоянные и условно-переменные затраты при расчете показывают увеличение затрат на добычу общего количества нефти до мероприятий – 1678821 руб. и после 1821913 руб., но в перерасчете на одну тонну замечается значительное снижение расходов до мероприятий 470,91 руб./тн. и после 368,57 руб./тн.
4. Сумма, затраченная на проведение организационно-технического мероприятия, составляет: 122232,85 руб.
5. Годовой экономический эффект после проведения мероприятий по смене НКТ, положительный, и составляет: 195813,89 руб.
6. Присутствует прирост прибыли благодаря проведению мероприятия по смене НКТ и равна она: 1399303,164 руб.

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Охрана труда, промышленная и экологическая безопасность на производстве требует к себе особого внимания работников предприятий т.к сохранение жизни и здоровья трудящихся является первостепенной задачей государства.

4.1 Вопросы организационно правового характера обеспечения безопасности

4.1.1 Нормы трудового законодательства для рабочих работающих на производстве

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 – 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 письменного согласия работника.

4.1.2 Подготовительные 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. Ответственный 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. Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй у допускающего. После полного окончания работы ответственный работ должен убедиться в удалении бригады с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ.

4.2 Производственная безопасность на объектах добычи нефти и газа

Обслуживание добывающих скважин производит оператор по добыче нефти и газа (ДНГ). В рабочее место оператора ДНГ включены скважины, кустовой площадки, станции управления, АГЗУ, блоки гребёнок.

Согласно должностной инструкции работа оператора ДНГ 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.

Таблица 22 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках.

Источник фактора, наименование видов	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	

работ			
<p>1. Обслуживание технологических установок.</p> <p>2. Обслуживание фонда скважин.</p> <p>3. Контроль за трубопроводами и различными коллекторами.</p> <p>4. Работа с электроустановками и трансформаторами.</p>	<p>1.Повышенный уровень шума и вибрации.</p> <p>2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.</p> <p>3. Повышенная газо-воздушная среда рабочей зоны, запылённость рабочей зоны.</p>	<p>1. Механическое воздействие оборудования под давлением, транспорта и техники.</p> <p>2.Электробезопасность</p>	<p>1. СанПиН2.2.4-548-96</p> <p>2. ГОСТ 12.1.012–90ССБТ и ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ.</p> <p>3. ГОСТ 12.1.007–76ССБТ.</p> <p>4. ГОСТ 12.1.038–82ССБТ.</p> <p>5. ГОСТ 12.2.061-81ССБТ.</p>

4.3 Оценка вредных производственных факторов и аргументация необходимости организации мероприятий по их устранению

В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться технический, технологический транспорт, как грузоподъёмная техника либо агрегат АПРС и 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. 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. 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 вибро гасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, вибро обувь и вибро рукавицы.

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, из 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 – плащей.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 23).

Таблица 23 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.

4.4 Оценка опасных производственных факторов и аргументация необходимости мероприятий по их устранению

4.4.1 Потенциальная опасность поражения человека электрическим током.

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.

Коллективные методы и средства электрозащиты:

- ✓ изоляция всевозможных источников энергии;
- ✓ установка оградительных устройств;
- ✓ предупредительная сигнализация и блокировки;
- ✓ применение малых напряжений;
- ✓ защитное заземление;
- ✓ зануление;

- ✓ защитное отключение.
- ✓ Использование знаков и плакатов безопасности;

4.1.1 Потенциальная опасность механических повреждений.

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[40]

4.5 Охрана экологии окружающей среды

Воздействие на воздушную среду выражается в загрязнении воздуха пылью и газами при работе технологического и вспомогательного оборудования. Токсичными выбросами двигателей внутреннего сгорания являются отработавшие газы и пары. 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).

4.5.1 Анализ воздействия на атмосферу.

Выбросы углеводородов (СН) на каждой кустовой площадке 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).

4.5.2 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.

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).

4.6 Анализ чрезвычайных ситуаций

4.6.1 Оценка вероятности ЧС на нефтяных месторождениях Западной Сибири

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.

Для нефтяных месторождений характерен ряд чрезвычайных ситуаций:

- ✓ природные (большая длительность 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.)

4.6.2 Пожароопасность

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.

4.6.3 Мероприятия по предотвращению и ликвидации ЧС и разработка плана действий в случае возникновения чрезвычайных ситуаций

Для снижения последствий и предотвращения ЧС необходимо рассмотрение и выявление возможных чрезвычайных 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе описаны основные виды коррозии, проведён анализ условий образования коррозии и эффективности применяемых методов борьбы и предупреждения коррозии. Рассмотрены современные способы и методы борьбы с различными видами коррозии в скважинном оборудовании и современные технологий противокоррозионной защиты такие как:

- Внедрение ЭЦН износостойкого исполнения с рабочими органами из чугуна "Ni-rezist тип 4"
- Применение стеклопластиковых труб НКТ «FiberGlass» со стальными удлинителями
- Применение НКТ с покрытием «MAJORPACK» модификаций MPAG 96, MPLAG96, Delta5, а также защитной вставки Majorpack Protective Streamer
- Внутреннее полимерным покрытием серии TC3000
- Термодиффузионные покрытия НКТ
- Погружные протектора для защиты УЭЦН
- Некоторые современные ингибиторы
- Ведение оценки коррозионного износа нефтепромыслового оборудования в режиме реального времени (СКМРВ) «Коррсистем»

В результате анализа методов сделаны следующие выводы:

1. ЭЦН износостойкого исполнения с рабочими органами из чугуна "Ni-rezist тип 4" показало себя как одно из лучших решений при эксплуатации скважин подверженным с большого выноса породы и абразивных частиц, сложным коррозионным условиям в сочетании с высокой вязкостью нефти, сильным газовым фактором и аномально сложными эксплуатационными характеристиками.

2. Интерес нефтяных компаний к стеклопластиковым НКТ (СПНКТ) исходит от их эксплуатационных преимуществ: независимость от коррозии, меньшая масса изделий, гладкая поверхность стенок, что препятствует образованию АСПО, низкая электро и теплопроводность,

длительный срок службы. Как показывают приведённые в данной работе анализ с расчётами, применение СПНКТ позволяет повысить МРП добывающих скважин, соответственно и экономии на бригадах ПРС, снизить отказы НКТ по коррозии, что приводит к уменьшению потерь нефти, улучшить гидравлические характеристики потока скважиной продукции, что способствует увеличению дебита скважин на 13 % при неизменном забойном давлении. В результате смены НКТ на новые «FiberGlass» со стальными удлинителями мы получаем положительный экономический эффект, что неизбежно приводит к значительному приросту прибыли.

3. Провели небольшой анализ современных НКТ с покрытием «MAJORPACK» нескольких модификаций и специальными вставками MP Streamer. MPAG96 имеет микротвердость в несколько раз выше, чем у стали класса E. Это обеспечивает высочайшую стойкость к механическому износу. В результате анализа пришли к выводу, что применение защиты Majorpack в купе с ЭЦН "Ni-resist тип 4" является отличным решением при эксплуатации скважин подверженным высоким коррозионным агрессиям.

4. Покрытия TC3000 на протяжении многих лет успешно применяются во всем мире и в том числе в России. Результаты ОПИ, проведенных во многих российских нефтяных компаниях показывают, что применение труб с покрытиями серии TC3000 позволяет увеличить МРП минимум в четыре раза и достигнуть значительного экономического эффекта. Все это делает применение внутренних покрытий оптимальным решением при работе с осложненным фондом скважин.

На ряду с данными способами защиты так же широко применяются и другие виды защиты, борьбы с коррозией о которых также было упомянуто в данной работе, такие как протекторы ПЭД эффективные для отвлечения на себя реакции коррозионного анодного процесса. Так же в работе не могли не проанализировать некоторые виды коррозии с их классификацией, функциональностью и предназначением. Ингибиторы коррозии часто применяют в комплексе эффективных мер антикоррозионной защиты. В

качестве дополнения ведение оценки коррозионного износа НГПО в режиме реального времени «Коррсистем» оцениваю, как сверхэффективное, поскольку оно позволяет в реальном времени мониторить показания о скорости коррозии, которая позволит оптимизировать применение химических реагентов.

Необходимо также сказать, что борьба с проявлениями коррозионной агрессивности в нефтедобыче должна вестись комплексно. Только в этом случае удастся исключить вредоносное воздействие, сохранить промышленное оборудование и увеличить срок его службы. Именно поэтому к подбору основного материала скважинного оборудования необходимо подходить после тщательного анализа. Данные методы борьбы могут быть использованы для месторождений с такими же характеристиками.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Салманов В.Н. «Борьба с коррозией в нефтяной промышленности» // Научное сообщество студентов XXI столетия. технические науки: сб. ст. по мат. LIX междунар. студ. науч.-практ. конф. № 11(58). URL: [https://sibac.info/archive/technic/11\(58\).pdf](https://sibac.info/archive/technic/11(58).pdf) (дата обращения: 01.02.2020)
- 2 Учебное пособие «Коррозия металлов и средства защиты от коррозии Н.М. Хохлачева, Е.В. Ряховская, Т.Г. Романова рассматриваются способы защиты от коррозии
- 3 Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: ООО Изд-во научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302с.
- 4 Производственно-технический нефтегазовый журнал. info@glavteh.ru Начальник лаборатории ингибиторной защиты центра технологий строительства, ремонта и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.х.н. Вагапов Р.К.
- 5 Единый Стандарт <https://1cert.ru/stati/korroziya-skvazhinnogo-oborudovaniya-kak-vazhneyshaya-problema-pri-dobyche-nefti-2017>
- 6 Малахов А.И., Жуков А.П. Основы металловедения и теории коррозии: учеб. для машиностр. техникумов. - М.: Высшая школа, 1978. - 192 с. Розенфельд И. Л. Коррозия и защита металлов. - М.: Металлургия, 1969. - 448 с.
- 7 Коррозия и защита металлов. - Ч. 1. Химическая коррозия металлов: учеб. пособие / Н.А. Азаренков, С.В. Литовченко, И.М. Неклюдов, П.И. Стоев. - Харьков, 2007. - 187 с.
- 8 Каландаров Н. О. Защита от коррозии оборудования первичной подготовки нефти // Молодой ученый. — 2016. — №9. — С. 173-175. — URL <https://moluch.ru/archive/113/28513/> (дата обращения: 02.02.2020).
- 9 Тюсенков А.С., Черепашкин С.Е. Причины коррозии насосно-компрессорных труб нефтепромыслов и технологическое повышение их долговечности // Научные технологии в машиностроении – 2016. - №6. – с.11-16.
- 10 Биозараженность нефтяных месторождений // В.Н. Глущенко, С.А.Зеленая, М.Ц. Зеленый, О.А. Пташко. – Уфа: Белая река, 2012. -680 с.
- 11 Саматов Р.Р. Осторожно, биокоррозия! Риски, мифы и решения // Нефть.Газ.Новации. – 2013. - №10. – с.51-57.
- 12 <https://www.ngpedia.ru> «Большая энциклопедия нефти и газа»
- 13 Низамов Р. Э. Маркин А. Н., СО2 коррозия нефтепромыслового оборудования 2003. – 187 с.
- 14 РД 39–0147103–362–86. руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции нефтяных месторождений. – Уфа: вНиисПтнефть, 1987.
- 15 Учебное пособие «Коррозия и защита материалов» А.С. Неверов, Д.А. Родченко, М.И. Цырлин говорится о способах борьбы с коррозией металлов.

- 16 "Ni-rezist тип 4" Авторы: Д.Б.Елисеев, А.В. Афанасьев (начальник Аналитического Отдела ОАО "Варьеганнефтегаз")<http://docplayer.ru/134585211-Vnedrenie-ecn-iznosokorrozionnostoykogo-ispolneniya-s-rabochimi-organami-iz-chuguna-ni-rezist-tip-4.html>
- 17 Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика»
<https://glavteh.ru/issue/2019-08/> info@glavteh.ru Окладников А.В.
- 18 Малыхина Л.В., Мутин И.И., Сахабутдинов К.Г. Опыт применения стеклопластиковых труб в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство, №4, 2009 г., С.
- 19 Статья с «научно-технический Вестнике» ОАО «НК «Роснефть» № 1, 2014 г., стр. 44; ISSN 2-74-2339.
- 20 Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Порожняков Д.В., Саранча А.В. ПРОТЕКТОРНАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ В СКВАЖИНАХ С УЭЦН // Современные проблемы науки и образования.– 2015.–№ 2-2.;URL: <http://science-education.ru/ru/article/view?id=21994>.
- 21 Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика» info@glavteh.ru
<https://glavteh.ru/issue/2019-05/>Еремеев А.В.
- 22 Томашов Н.Д., Чернова Г.П. Теория коррозии и коррозионно-стойкие сплавы. - М.: Металлургия, 1973. - 232 с. Андреев И.Н. Введение в коррозиологию: учеб. пособие. - Казань: Изд-во Казан. гос. технолог. ун-та, 2004. - 140 с. Лайнер В.И. Защитные покрытия металлов. - М.: Металлургия, 1974. - 559 с.
- 23 В учебнике «Технологические методы обеспечения надежности деталей машин», авторами которого являются И.М. Жарский, И.Л. Баршай, Н.А. Свидуневич, Н.В.
- 24 Иновации противокоррозионной защиты (ПКЗ) www.химсервис.com/assets/section/articles/sfera
- 25 Статья по технологиям материалов, авторы Меркутова А. В., Коноплева А. А., Архиреев В. П., Садова А. Н., Торсуев Д. М.
- 26 «Борьба с коррозией методом высокоскоростного газотермического напыления», автором которой является В.В. Микитянский.
- 27 «Антикоррозионные покрытия – смазки и мастики на основе низкомолекулярного полиэтилена» - автор Искандеров Р.А.
- 28 Научная статья по технологиям материалов, автор Шевченко Т. Ю., Соловьева Н. Д.
- 29 Гетьман А.В. Журнал «Инженерная практика» № 02/2014, <http://lib.glavteh.ru/materials/publication/effektivnaya-zashchita-trub-oslozhnennogo-fonda-skvazhin-vnutrennim-polimernym-pokrytiem-serii-ts300>
- 30 Статья от 3/2016 (53) СФЕРА. НЕФТЬ И ГАЗ [http://www.s-ng.ru/Математическое моделирование гидроудара в запорнорегулирующей арматуре с антикоррозионным покрытием](http://www.s-ng.ru/Математическое_моделирование_гидроудара_в_запорнорегулирующей_арматуре_с_антикоррозионным_покрытием) Р. Ф. Гаффанов – к.т.н., Докторант кафедры «управления качеством» Ижевского Государственного Технического Университета имени М. Т. Калашникова Д. Ю. Сериков – к.т.н., Доцент Российского Государственного Университета нефти и газа имени И. М. Губкина.
- 31 Химические технологии борьбы с коррозией, Алибеков Р.С., Дюсебеков Б.Д., Усенова С.О.

- 32 Научная статья номер: 1 (7) Год: 2016 Страницы: 172-176 УДК: 614.8 в журнале
Издательство: Ассоциация Башкирская Ассоциация Экспертов" (Уфа)
Турдыматов А.А., Абдрахманов Р.Н., Егоров А.М.
- 33 Габитов А.И. Итоги и перспективы в теории и практике борьбы с коррозией. – Уфа: Гос. изд-во науч.-техн. лит-ры «Реактив», 1998. – 124 с.
- 34 Федосова Н.Л. Антикоррозионная защита металлов. – Иваново, 2009. – 187 с
- 35 Рахманкулов Д.Л. Ингибиторы коррозии. Основы теории и практики применения / Д.Л. Рахманкулов, Д.Е. Бугай, А.И. Габитов, М.В. Голубев, А.Б. Лаптев, А.А. Калимуллин. – Уфа: Гос. изд-во науч.-техн. лит-ры «Реактив», 1997. – Т. 1. – 296 с. Розенфельд И.Л. Ингибиторы коррозии. – М.: Химия, 1977. – 352с. Саакян Л.С., Ефремов А.П. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии. – М.: Недра, 1982. – 227с.
- 36 Статья «НЕФТЕГАЗ» 2016 <https://www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/2016/ingibitory-korrozii/>
«Ингибиторы коррозии»
- 37 Комплексный подход к решению проблем коррозии промышленного оборудования в ООО «РОСНЕФТЬ-Юганскнефтегаз» с использованием ингибитора коррозии – бактерицида СНПХ-1004/С.Е. Здольник, О.М. Рожко, В.В. Филиппов (и др.)//Территория Нефтегаз.-2007.-№6 – С.62-65.
- 38 «Ингибиторы коррозии (обзор)» Л.С. Козлова, С.В. Сибилева, Д.В. Чесноков, А.Е. Кутырев <https://cyberleninka.ru/article/n/ingibitory-korrozii-obzor>
- 39 Copyright «Группа компаний Korsystem» 2020 г. <http://korroziya-trub.ru/stati/18-otsenka-korrozionnogo-iznosa-neftepromyslovogo-oborudovaniya-v-rezhime-realnogo-vremeni/>
- 40 Международная студенческая научная конференция «Студенческий научный форум – 2018» Балдина И.В. <https://scienceforum.ru/2018/article/2018003809>