

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

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.692.4(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Ефименко Алексей Михайлович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2023г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

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

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

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

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

ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Ефименко Алексей Михайлович

Тема работы:

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 08.02.2023 №39-68/с

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	15.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Пакет геологической и геофизической информации по месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования,</i>	Провести литературный обзор механизмов развития коррозионных процессов, способов защиты от них, и характеристики наиболее применяемых трубных сталей. Сравнение характеристик новой марки стали 07ХНД с применяемыми аналогами. Анализ текущего

<i>проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	состояния промышленных трубопроводов объекта испытаний. Расчет прочностных характеристик трубопровода из нового материала и сравнение полученных результатов с применяемыми аналогами.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Ефименко Алексей Михайлович		09.02.2023

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

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Ефименко Алексей Михайлович

Тема работы:

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	15.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
13.03.2023	Особенности эксплуатации промысловых трубопроводов на месторождениях Западной Сибири	30
03.04.2023	Повышение эффективности эксплуатации промысловых трубопроводов с помощью существующих технологий	30
24.04.2023	Обоснование эффективности применения новой марки стали	20
22.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Ефименко Алексей Михайлович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 105 страниц, 10 рисунков, 15 таблиц, 88 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: промышленный трубопровод, эффективность, сталь, аварийность, коррозия, скорость коррозии.

Объектом исследования являются технологические показатели промышленного трубопровода месторождения X.

Цель работы – повышение эффективности эксплуатации промышленного трубопровода месторождения X.

В ходе работы проанализированы особенности эксплуатации промышленных трубопроводов, влияющие на добычу и транспортировку скважинной продукции. Выполнен анализ технологических процессов добычи и транспортировки нефти с кустовых площадок на нефтяном месторождении. оценка текущего состояния трубопроводного парка предприятия. Приведены рациональные варианты мероприятий по оптимизации технологических показателей промышленного трубопровода, для его безаварийной работы.

Проведен расчет прочностных характеристик трубопровода из новой марки стали; рассчитан экономический эффект. Область применения: системы нефтепромышленных трубопроводов. Экономическая эффективность/значимость работы: Применение нового материала для строительства трубопроводов позволит снизить капитальные и эксплуатационные затраты.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ	12
1. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	13
1.1. Промысловый трубопровод. Нормативный контроль эксплуатации промышленного трубопровода.....	15
1.2. Основные технологические показатели эксплуатации промышленных трубопроводов.....	22
1.3. Анализ объектов, оснащенных системой промышленных трубопроводов.....	26
1.4. Осложнения в процессе эксплуатации промышленного трубопровода.....	32
2. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	37
2.1. Анализ методов повышения эффективности эксплуатации промышленных трубопроводов.....	37
2.2. Текущее состояние промышленных трубопроводов компании ООО «Х».....	41
3. ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НОВОЙ МАРКИ СТАЛИ.....	51
3.1. Расчет прочностных характеристик стали 13ХФА.....	52
3.2. Расчет на прочность трубопровода из стали 13ХФА.....	52
3.3. Расчет на прочность трубопровода из стали 07ХНД.....	56
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	63
4.1. Экономическое обоснование работ по применению нового материала для строительства промышленных трубопроводов.....	63

4.1.1. SWOT-анализ.....	63
4.2. Сметная стоимость проведения опытно-промышленных испытаний.....	65
4.2.1. Расчет продолжительности проведения испытаний.....	66
4.2.2. Расчет сметной стоимости проведения испытаний.....	68
4.3. Экономическая эффективность применения нового материала.....	69
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	74
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	75
5.1.1. Производственная безопасность.....	78
5.1.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	80
5.1.3. Анализ опасных производственных факторов.....	85
5.2. Экологическая безопасность.....	87
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	93
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	95
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	105

ВВЕДЕНИЕ

Разработка месторождений углеводородов, на последней стадии разработки, претерпевает ряд изменений в техническом плане из-за возникающих проблем с добычей скважинной продукции и эксплуатацией трубопроводных систем. При изменении условий добычи в процессе разработки, вводятся новые установки, помогающие оптимизировать добычу и сбор нефти на месторождении. Так для месторождения X, на сегодняшний день, основной причиной повышенной аварийности нефтепромысловых трубопроводов являются их коррозионные разрушения с внутренней поверхности, вызванные высокоагрессивными условиями эксплуатации [6]. Существует большое количество методов защиты трубопроводов и повышения сроков их эксплуатации: увеличение толщины стенки, применение ингибиторов, использование стеклопластиковых материалов и т.д. Однако все они имеют ограниченное применение и экономическую целесообразность, что выводит данную проблему на более глобальный уровень. Наиболее остро данный вопрос стоит на труднодоступных месторождениях Западной Сибири, где ремонт и замена труб осложнены условиями их доставки, а состав углеводородного сырья обуславливает повышенный уровень коррозионного износа, в связи с которым срок безаварийной эксплуатации промысловых трубопроводов зачастую не достигает и 3-х лет. Учитывая тот факт, что порядка 90% всех порывов на промысловых трубопроводах обусловлены развитием коррозии [7], важность обеспечения оптимальной и бесперебойной работы внутрипромысловых трубопроводных систем не оставляет сомнений. А вопрос разработки современных и эффективных методов защиты от развития данных процессов является актуальным для всех нефтедобывающих предприятий как Сибирского региона, так и всей страны. Актуальным становится вопрос о поиске рациональных мероприятий для оптимизации технологических показателей трубопровода с целью обеспечения безаварийной эксплуатации трубопровода в имеющихся условиях.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение эффективности эксплуатации промышленного трубопровода.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. Изучить нормативные документы по эксплуатации промышленного трубопровода.
2. Проанализировать методы повышения технологических показателей трубопровода посредством существующих технологий.
3. Обосновать применение новой марки стали повышенной коррозионной стойкости.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ВТД – внутритрубная диагностика;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

КАНВ – коррозионно-активные неметаллические включения;

КС – компрессорная станция;

МСРТ – металлический сборно-разборный трубопровод;

ОПО – опасный производственный объект;

ОСК – образец-свидетель коррозии;

ПАТ – полимерно-армированные трубы;

ПТ – промысловый трубопровод;

ТЗ – техническое задание;

ТТ – технологический трубопровод;

СМР – строительно-монтажные работы;

УЗТ – ультразвуковая толщинометрия;

УКК – узел контроля коррозии;

УСГ – установка сепарации газа;

ЦПС – центральный пункт сбора.

1 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Многие авторы изучали вопросы, связанные с анализом технологических показателей эксплуатации промысловых трубопроводов. Следует привести авторов, вложивших наибольший вклад в исследование данной тематики.

Л. Г. Самойлов. «Оценка надежности и прочности трубопроводов под действием циклических нагрузок». Статья, опубликованная в журнале «Нефтегазовое дело» в 2016 году. [1] В статье рассматривается проблема оценки надежности и прочности трубопроводов при действии циклических нагрузок. Автор описывает основные факторы, которые влияют на надежность трубопроводов, такие как коррозия, усталость материала, а также различные виды механических нагрузок. В статье также описываются методы расчета напряжений и деформаций в трубопроводах, позволяющие определить их долговечность и прочность. При этом автор обращает внимание на необходимость учета особенностей эксплуатации трубопровода, таких как изменение температуры, давления и скорости потока.

В книге В. Н. Шевчука «Мониторинг и диагностика нефтепроводов и газопроводов» [2] описываются различные методы мониторинга и диагностики трубопроводных систем, которые позволяют обеспечить безопасную эксплуатацию нефтепроводов и газопроводов.

В книге рассматриваются такие методы, как визуальный осмотр, замеры температуры, давления и потока, анализ химического состава жидкости или газа, акустический контроль, магнитоскопия, ультразвуковой контроль и др.

Автор также описывает принципы работы систем мониторинга и диагностики трубопроводов, а также их достоинства и недостатки, что позволяет выбрать оптимальный метод для конкретной ситуации.

В учебном пособии Р. В. Михайловского «Расчеты параметров течения жидкостей и газов в трубопроводах» [3] автор подробно рассматривает технологические показатели эксплуатации трубопроводов и методы их расчета. Автор описывает основные физические законы, которые лежат в основе процессов переноса жидкостей и газов в трубопроводах, а также принципы работы различных элементов трубопроводной системы, таких как насосы, клапаны, фильтры и т.д.

В книге представлены методы расчета параметров течения жидкостей и газов в трубопроводах, такие как расчет давления, скорости, объемного расхода, полезной мощности насоса и других технологических параметров. Автор также рассматривает методы оптимизации технологических процессов, направленные на повышение эффективности работы трубопроводов.

В статье П.А. Быкова «Экспериментальное исследование потоков жидкости и газа в трубопроводах» [4], автор описывает результаты своих экспериментальных исследований потоков жидкости и газа в трубопроводах.

Автор провел серию экспериментов с использованием различных методов измерения параметров потоков, таких как ультразвуковой мониторинг, акустический контроль, измерение давления и температуры, а также визуальный осмотр.

Результаты исследований показали, что при течении через трубопроводы жидкости и газа возникают различные типы потоков, которые характеризуются своими особенностями, такие типы потоков, как ламинарный, переходный и турбулентный.

Кроме того, автор описывает факторы, которые влияют на характер потока, такие как: скорость потока, диаметр трубопровода, вязкость жидкости или газа.

В своей статье «Анализ причин возникновения аварий на нефтепроводах» [5] Д. Ю. Федотов рассматривает данные об авариях на нефтепроводах за период с 2005 по 2014 годы и выделяет основные причины их возникновения.

Основной причиной аварий на нефтепроводах, согласно автору, является нарушение требований техники безопасности при эксплуатации трубопроводов. Это может быть вызвано различными факторами, включая неправильную установку и монтаж оборудования, недостаточную подготовку персонала, отсутствие системы контроля состояния трубопроводов и др.

Другой важной причиной аварий на нефтепроводах является нарушение правил эксплуатации и технического обслуживания трубопроводов. Это может включать в себя недостаточное количество и качество производимых работ по техническому обслуживанию, устаревшее оборудование, неправильную выборку материалов и др. Помимо этого причиной аварий на нефтепроводах, выделенной автором, является старение и износ трубопроводов. Старые и изношенные трубы могут лопнуть или разрушиться под действием давления, что вызывает возникновение аварий. Автор отмечает важность регулярного обновления и создания новых методов контроля над состоянием трубопроводов, а также необходимость повышения квалификации персонала, работающего на нефтепроводах.

1.1 Промысловый трубопровод. Нормативный контроль эксплуатации промышленного трубопровода

Промысловые трубопроводы – это капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на длительный срок эксплуатации. Предназначены они для бесперебойной транспортировки природного газа, нефти, нефтепродуктов, воды и их смесей от мест добычи до установок комплексной подготовки и далее к местам врезки в магистральный трубопровод или для подачи на другой вид транспорта, например железнодорожный, морской, речной [6].

Основной составляющей промышленного трубопровода является линейная часть – непрерывная нить, сваренная из отдельных труб или секций и уложенная в траншею тем или иным способом.

Линейная часть – это промысловый трубопровод с переходами через естественные и искусственные преграды, резервные нитки при переходах через водные преграды, лупинги (параллельные нитки на отдельных участках для производства ремонтных работ без прекращения подачи транспортируемого продукта), крановые узлы, камеры запуска и приёма очистных устройств и диагностических приборов.

По способу прокладки промышленные трубопроводы классифицируют на подземную прокладку, наземную и надземную.

- Надземная прокладка трубопровода характерна на отдельных участках при неустойчивых грунтах, на переходах через водные переправы, овраги, балки, на участках с пересечением с подземными коммуникациями.

- Наземная прокладка трубопроводов должна применяться на участках трассы с резко пересеченным рельефом местности, в заболоченных местах, на участках, длительное время залитых вод.

- Подземная прокладка трубопроводов на болотах и заболоченных участках должна предусматриваться непосредственно в торфяном слое или на минеральном основании.

Промысловые трубопроводы подразделяются на виды:

- 1) Выкидная линия - промысловый нефтепровод, проходящий от скважины до замерной установки (АГЗУ, ГЗУ). Предназначается для транспорта добываемого продукта (нефти с попутной эмульсией и газом) или для транспортировки ремонтно-замерочного оборудования к устью скважины.

Протяженность выкидных линий зависит от плотности разработки месторождения, от нескольких метров в пределах одного куста до нескольких километров.

2) Нефтяные сборные коллекторы - (нефтегазосборный трубопровод) промысловый нефтепровод от замерной установки (АГЗУ, ГЗУ) до ЦСП (центрального пункта сбора), ДНС (дожимной насосной станции), установки по подготовке нефти. Также транспортировки продукта добычи от скважины к центральному пункту сбора нефти.

В зависимости от условного давления среды трубопроводы подразделяют на:

- Вакуумные, работающие при абсолютном давлении (P до 0,1 Мпа);
- Низкого давления (P от 0,1 до 1,5 Мпа);
- Среднего давления (P от 1,5 до 10 Мпа);
- Высокого давления (P от 10 Мпа);
- Безнапорные, работающие без избыточного давления.

В зависимости от диаметра промысловые трубопроводы для транспорта нефти, согласно [6] подразделяют на 3 класса:

1 класс – $D_y = 600$ мм и более;

2 класс – $D_y = 300$ мм до 600 мм;

3 класс – $D_y = 300$ мм и менее.

Нормативный контроль эксплуатации промыслового трубопровода является важным элементом обеспечения безопасности транспортировки газа, нефти и других жидкостей и газообразных веществ по трубопроводам. Он включает в себя комплекс мероприятий, направленных на поддержание работоспособности трубопровода в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

Основная задача нормативного контроля эксплуатации промышленного трубопровода заключается в своевременном выявлении и устранении возможных дефектов и повреждений трубопровода, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации. В рамках нормативного контроля проводится регулярный мониторинг технического состояния трубопровода, а также плановые и внеплановые проверки его элементов и систем.

Основные этапы нормативного контроля эксплуатации промышленного трубопровода включают:

- 1) Осмотр и диагностику трубопровода и его элементов;
- 2) Испытания трубопровода на прочность, герметичность и работоспособность;
- 3) Мониторинг параметров работы трубопровода (давление, температура, расход жидкости и газа);
- 4) Контроль качества технического обслуживания и ремонта трубопровода;
- 5) Анализ причин возникновения отказов и аварий на трубопроводе и разработка мер по их предотвращению.

Минимальные требования к промышленным стальным трубопроводам, а также проектирование, производство и приемка строительных работ при их сооружении, реконструкции и капитальном ремонте установлены в своде правил 284.1325800.2016 [18]. По данным правилам, промышленные трубопроводы, транспортирующие жидкие углеводороды, должны иметь системы постоянной проверки их герметичности. Допускается использование различных технологий обнаружения утечки, использующих физические параметры и дополнительные аппаратные средства, чтобы обеспечить более надежный уровень обнаружения утечек, равный уровню систем, основанных на анализе технологических параметров перекачки.

Расстояние между запорной арматурой на трубопроводах должно быть определено на основе расчета, который учитывает требования безопасности и защиты окружающей среды. Однако, данное расстояние не должно превышать определенного значения (не дальше друг от друга по оси трубопровода).

- 15 км – для трубопроводов, перекачивающих нефть, газ и нефтепродукты, за исключением сероводорода;

- 5 км – для перекачиваемого продукта, содержащего сероводород;

- 10 км – для трубопроводов, перекачивающих конденсат и метанол, а также трубопроводов, транспортирующих пластовые и сточные воды.

В дополнение, установка запорной арматуры должна быть предусмотрена в начале каждого ответвления на таком расстоянии, которое бы позволяло установить монтажный узел, отремонтировать и эксплуатировать его безопасно [6].

Приказ № 444 от 21.12.2021 года, который был утвержден Ростехнадзором, устанавливает требования для безопасной эксплуатации технологических трубопроводов на опасных производственных объектах. Цели этих требований – обеспечить безопасность на производстве и предотвратить аварии и производственную травматизацию. Требования направлены на выполнение промышленной безопасности при работе с технологическими трубопроводами [19].

Согласно документу, при проектировании технологических трубопроводов, необходимо проводить анализ рисков, для определения необходимых мер безопасности при эксплуатации, таких как:

- Монтаж предохранительных устройств;
- Установка средств измерения температуры и давления;
- Установка запорной и регулирующей арматуры;
- Устройств для компенсации и контроля тепловых расширений;
- Устройств для очистки, промывки и продувки, дренирования среды и удаления воздуха;

- Средства защиты от коррозии.

Особое внимание уделяется рабочему давлению трубопровода.

За расчетное давление в технологическом трубопроводе принимают:

- Расчетное (допустимое) давления сосудов и оборудования, которые соединены с трубопроводом;

- Максимальное давление, развиваемое машинами динамического действия (например, компрессорами) для напорных трубопроводов с закрытыми задвижками на стороне нагнетания;

- Давление срабатывания предохранительного клапана для машин объемного действия;

- Максимально возможное рабочее давления для трубопроводов, защищенных предохранительными клапанами.

Автоматизированные системы контроля фиксируют рабочее давление в различных точках систем после достижения ими установившегося режима. Для нормальной эксплуатации системы необходимо следить за тем, чтобы рабочее давление не выходило за пределы установленных значений, описанных в регламенте работы системы.

Если рабочее давление выходит за эти пределы, это может свидетельствовать о неполадках в работе системы. А значит, необходимо проводить непрерывный контроль за давлением и в случае его повышения, принимать соответствующие меры.

Для измерения давления требуется использовать датчики давления и/или манометры, имеющие паспорт и опломбированные, которые должны быть поверены и откалиброваны.

Класс точности используемых манометров должен быть не менее:

- 2,5 – для рабочего давления до 2,5 МПа (включительно);

- 1,5 – для рабочего давления более 2,5 до 14 МПа (включительно);

- 1,0 – для рабочего давления более 14 МПа.

При выборе шкалы манометра следует учитывать, что стрелка должна находиться в средней трети шкалы при рабочем давлении. Для определения расчетных нагрузок и возможных воздействий, должны соблюдаться требования СП 20.13330.2016 [20].

Нагрузки и воздействия, влияющие на трубопроводы, могут быть разделены на две группы:

- Силовые нагрузки, включающие в себя внутреннее давление в среде, вес трубопровода, оборудования и транспортируемой среды, грунтовое давление (вес), гидростатическое давление воды, нагрузки от снега, ветра и гололеда.

- Деформационные нагрузки, включают в себя термические воздействия, воздействия напряжения в трубопроводе, неравномерные деформации грунта и сейсмические воздействия.

Проектная документация устанавливает стандартное значение давления, подлежащего транспортировке продукции через трубопровод.

Нагрузка, вызываемая весом транспортируемой среды на единицу длины трубопровода, должна быть рассчитана по соответствующим формулам.

Для жидкой среды:

$$v = 10^{-4} \frac{\pi}{4} \gamma_1 (d_e - 2t_{\text{nom}})^2 \quad (1)$$

Для газообразной среды:

$$v = 10^{-2} \frac{\pi}{4} p_n (d_e - 2t_{\text{nom}})^2 \quad (2)$$

где p_n – рабочее (нормативное) давление транспортируемой среды, МПа;

d_e – наружный диаметр труб и соединительных деталей, м;

t_{nom} – номинальная толщина стенки труб и соединительных деталей, м;

γ_1 – объемный вес жидкой среды, Н/м³.

Температурные воздействия обуславливаются разностью между максимальной (минимальной) температурой стенки трубопровода во время эксплуатации и минимальной (максимальной) температурой, при которой фиксируется расчетная схема.

1.2 Основные технологические показатели эксплуатации промышленных трубопроводов

Основными технологическими показателями эксплуатации промышленных трубопроводов являются:

- Пропускная способность;
- Давление в трубопроводе;
- Температура транспортируемой среды;
- Скорость потока в трубопроводе.

Пропускная способность промышленного трубопровода - максимальное количество жидкости или газа, которое может пройти через трубопровод за единицу времени.

Пропускная способность зависит от диаметра трубопровода, материала, из которого он изготовлен, и скорости потока.

Расчет пропускной способности включает оценку гидравлических потерь (сопротивления) на всем протяжении трубопровода и выбор оптимальных параметров для достижения требуемой производительности. Корректный расчет пропускной способности является важным аспектом проектирования и эксплуатации промышленных трубопроводов.

Формула расчета пропускной способности промышленного трубопровода зависит от нескольких факторов, таких как диаметр трубы, материал изготовления трубы, длина трубопровода, температура и давление в системе, а также характеристики перекачиваемой жидкости или газа.

Общая формула расчета пропускной способности (Q) промышленного трубопровода представляется следующим образом:

$$Q = f \cdot D^2 \left(\frac{P}{\rho}\right)^{0,5} \quad (3)$$

где f – коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от режима движения жидкости в трубе;

D – внутренний диаметр трубопровода;

P – разность давлений между начальной и конечной точками трубопровода;

ρ – плотность жидкости.

Расчет коэффициента гидравлического сопротивления зависит от многих факторов, включая диаметр трубы, материал изготовления трубы, скорость потока жидкости, вязкость и плотность жидкости, а также характеристики поверхности внутри трубы.

Один из наиболее распространенных методов расчета коэффициента гидравлического сопротивления – это использование уравнения Дарси-Вейсбаха:

$$f = (\lambda \cdot L) / (D \cdot 2 \cdot g) \quad (4)$$

где f – коэффициент гидравлического сопротивления;

λ – коэффициент трения;

L – длина трубы, м;

D – диаметр трубы, м;

g – ускорение свободного падения, м/с^2 .

Эксплуатационное давление промышленного трубопровода – это давление, которое поддерживается внутри трубопровода в процессе его эксплуатации. Давление определяется несколькими факторами, такими как тип перекачиваемой жидкости или газа, требуемая скорость потока жидкости или газа, а также параметры трубопровода, такие как диаметр, толщина стенки и материал изготовления.

Эксплуатационное давление должно быть достаточным для обеспечения нормальной работы трубопровода и максимальной производительности. Одновременно с этим, оно не должно превышать предельных значений, установленных для конкретного типа трубопровода и используемых материалов. Превышение эксплуатационного давления может привести к повреждению трубопровода и нарушению целостности системы, что может повлечь за собой серьезные последствия

Температура транспортируемой среды может оказывать значительное влияние на работу трубопровода. При переносе нефти и газа температурный режим должен быть контролируемым и не допускаться перегрев или переохлаждение транспортируемой жидкости или газа.

В зависимости от типа транспортируемой среды и условий эксплуатации, температура может повлиять на следующие аспекты работы трубопровода:

- Термическое расширения труб: при изменении температуры происходит соответствующее изменение длины трубопровода, что может привести к напряжению стенок труб и деформации конструкции. Поэтому необходимо учитывать этот фактор при проектировании и эксплуатации трубопровода.

- Изменение температуры может влиять на характеристики транспортируемой среды, такие как плотность, вязкость и скорость потока. Эти изменения, в свою очередь, могут отразиться на эффективности и безопасности эксплуатации трубопровода.

- Коррозия. Наличие высоких или низких температур может способствовать развитию коррозии, что может привести к повреждению трубопровода и утечкам транспортируемой среды.

Для определения скорости потока в промышленном трубопроводе необходимо знать следующие параметры:

- диаметр трубопровода (D);
- расход жидкости (Q);

- плотность жидкости (ρ);
- вязкость жидкости (μ);
- коэффициент трения (λ);
- длина трубопровода (L);
- перепад давления (ΔP).

Скорость потока в промышленном трубопроводе можно рассчитать по формуле Пуазейля:

$$v = \left(\frac{Q}{\pi} \cdot \frac{D^2}{4} \right) \cdot \left(\frac{1}{1 - \beta^4} \right) \cdot \left(\frac{2 \cdot \Delta P}{\rho \cdot L \cdot \lambda} \right)^{0,5} \quad (5)$$

где $\beta = d/D$, d – диаметр частицы или механических примесей, которые могут содержаться в перекачиваемой среде.

Коэффициент трения (λ) зависит от режима движения жидкости в трубе. Для ламинарного потока коэффициент трения может быть рассчитан по формуле:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (6)$$

где Re – число Рейнольдса, вычисляемое как:

$$Re = \rho \cdot v \cdot \frac{D}{\mu} \quad (7)$$

Для турбулентного потока коэффициент трения может быть рассчитан по формуле Колбрука-Уайта:

$$\frac{1}{\lambda^{0,5}} = -2 \log_{10} \left(\left(\frac{\varepsilon}{D} \right) / 3,7 \right) + 2,51 / Re \cdot \lambda^{0,5} \quad (8)$$

где ε – абсолютная шероховатость внутренней поверхности трубы.

Таким образом, для расчета скорости потока в промышленном трубопроводе необходимо сначала определить режим движения жидкости (ламинарный или турбулентный), после чего можно вычислить коэффициент трения и применить формулу Пуазейля для расчета скорости потока.

Помимо этой формулы, скорость потока возможно рассчитать, используя диаметр трубопровода (D), расход жидкости или газа (Q) и плотность продукта (ρ) следующим образом:

$$V = \frac{4Q}{(\pi D^2 \cdot \rho)} \quad (9)$$

где V – скорость продукта потока;

Q – расход жидкости или газа;

D – диаметр трубопровода;

ρ – плотность продукта.

Эта формула основывается на уравнении непрерывности, которое утверждает, что объем потока через любое сечение трубы должен оставаться постоянным. Таким образом, скорость продукта потока обратно пропорциональна площади поперечного сечения трубы. С другой стороны, скорость прямо пропорциональна расходу жидкости или газа и обратно пропорциональна плотности продукта.

Используя данную формулу, можно легко рассчитать скорость продукта потока, если известны диаметр трубопровода, расход жидкости или газа и плотность продукта.

1.3 Анализ объектов, оснащенных системой промышленных трубопроводов

Под объектами, оснащенными системой промышленных трубопроводов, подразумеваются кустовые площадки № 2,9,7 месторождения X.

Промысловые трубопроводы месторождения X включают в себя:

- промысловые нефтесборные коллекторы 3 порядка;
- промысловые напорные трубопроводы;
- водоводы высокого давления (ВВД);

Переходы через автомобильные дороги выполнены с помощью подземных работ и с установкой защитного кожуха.

Скважинный экспорт продукции поступает в герметизированную систему сбора и транспортировки нефти на кустовых площадках месторождений. Далее, углеводородная смесь направляется на установочную площадку УПН, где осуществляется разделение фаз и подготовка нефти, воды и газа. Подготовленная нефть транспортируется на Y месторождение через напорный нефтепровод. Газ направляется на подготовку на УСГ. Система промысловых трубопроводов представляет собой сеть нефтегазосборных трубопроводов, условно разбитых на участки.

Для обеспечения производства, обслуживания и ремонта трубопроводов, переключения потоков и защиты окружающей среды в случае аварии, установлена запорная арматура.

При разработке технологического проекта установлены следующие параметры:

- Проектное (расчетное) рабочее давление нефтегазосборных трубопроводов составляет 4,0 МПа.
- Рабочее давление нефтегазосборных трубопроводов составляет 1,2 МПа.
- Температура транспортировки нефтегазовой смеси равна 20°C.

Давление в пункте сбора (УПН месторождения X) находится в диапазоне от 0,95 до 1,02 МПа.

Таблицы №1 и №2 содержат конструктивно-технические характеристики промысловых трубопроводов, Схема расположения промысловых трубопроводов месторождения X приведена на рисунке 11 (приложение А).

Таблица 1 – Характеристика проектных нефтесборных трубопроводов

Участок	Длина труб, м	Материал труб	Рабочие условия	Параметры трубы, мм	Тип прокладки трубы
Нефтесборные трубопроводы					
к.9т.вр.14	1056	09Г2С	нефть, газ, вода	159х8	Подземная
к.11т.вр.14	2137	13ХФА	нефть, газ, вода	159х8	Подземная
т.вр.14 - т.вр.10	3770	13ХФА	нефть, газ, вода	219х6	Подземная
т.вр.10 - УДР ДНС X м/р	1131	13ХФА	нефть, газ, вода	273х6	Подземная
к.1 - т.вр.2	2044	13ХФА	нефть, газ, вода	159х8	Подземная
т.вр.2 - т.вр.10	3316	13ХФА	нефть, газ, вода	219х6	Подземная
к.5 - т.вр.4	744	13ХФА	нефть, газ, вода	159х8	Подземная
к.15-т.вр.15	3917	09ГСФ	нефть, газ, вода	114х6	Подземная
к.2 т.вр.26	1567	13ХФА	нефть, газ, вода	159х8	Подземная
т.вр.20 к.7	729	09ГСФ	нефть, газ, вода	168х11	Подземная

Таблица 2 – Характеристика проектных водоводов высокого давления

Участок	Длина труб, м	Материал труб	Рабочие условия	Параметры трубы, мм	Тип прокладки трубы
Водоводы высокого давления					
КНС - т.вр.в/в 22	940	Ст.20А	смешанная вода	273x20	Подземная
т.вр.в/в 22 - т.вр.в/в 22/1	90	Ст.20А	смешанная вода	219x16	Подземная
КНС - т.вр.в/в 21	790	13ХФА	смешанная вода	273x20	Подземная
т.вр.в/в 23 - к.9	1108	13ХФА	смешанная вода	114x11	Подземная
т.вр.в/в 23 - к.11	1721	13ХФА	смешанная вода	168x16	Подземная
т.вр.в/в 21 - т.вр.в/в 22/1	180	13ХФА	смешанная вода	219x16	Подземная
т.вр.в/в 22/1 - т.вр.в/в 25	2225	13ХФА	смешанная вода	219x16	Подземная
т.вр.в/в 25 - т.вр.в/в 23	1489	13ХФА	смешанная вода	219x16	Подземная
т.вр.в/в 21 - т.вр.в/в 20	787	13ХФА	смешанная вода	273x20	Подземная
т.вр.в/в 20 - к.7	703	13ХФА	смешанная вода	114x11	Подземная

Система сбора продукции из скважин имеет телескопическую конструкцию, обеспечивающую использование труб с различными диаметрами в соответствии с объемом собираемой продукции.

Для обслуживания, ремонта и переключения потоков, а также минимизации негативного воздействия на окружающую среду в случае аварий, установлена запорная арматура, включая клиновую задвижку, серии 4,0 МПа. Диаметр запорной арматуры выбирается в соответствии с диаметром трубопровода [61].

Запорная арматура установлена на свайных основаниях с подвижной опорой, крепящейся к трубопроводу анкерными болтами в соответствии с проектом.

Сбор продукции месторождения X осуществляется на установку подготовки нефти X месторождения, где нефть подготавливается до товарного качества.

Товарная нефть проходит систему измерения количества и качества нефти и направляется в трубопроводную систему «ПСП X месторождения – ЦПС Y месторождения».

Поддержание пластового давления осуществляется закачкой рабочего агента в пласт блочной кустовой насосной станцией БКНС-1 через систему высоконапорных водоводов в нагнетательные скважины. БКНС, находится в составе УПН месторождения X. В качестве источника воды для нужд ППД, используется очищенная подтоварная вода с УПН и очищенные подземные воды сеноманского комплекса.

Для определения физико-химических свойств нефти на месторождении X была взята усредненная проба с кустовых площадок №2 и №9. Ряд показателей был рассчитан на образцах нефти из разных тар и с разных уровней.

В таблицах 3 и 4 содержится информация о физико-химических свойствах нефти на месторождении X, а также средний состав нефти на основе полученных проб.

Таблица 3 – Физико-химические свойства нефти месторождения X

Показатель	Значение
Содержание воды в пробе, %	6
Плотность нефти (кг/м ³), при температуре:	
15 °С	824,0
20 °С	821,7
45 °С	803,9
60 °С	795,5
Вязкость кинематическая (сСт), при температуре:	
15 °С	7,4
20 °С	6,6
45 °С	3,8
60 °С	2,9
Вязкость динамическая (МПа·с), при температуре:	
15 °С	6,1
20 °С	5,4
45 °С	3,0
60 °С	2,3
Температуры застывания, °С	От -2 до -3
Температуры текучести, °С	-1
Температуры насыщения нефти парафином (расчетная), °С	19,3
Температуры плавления парафин, °С	54

Таблица 4 – Состав нефти месторождения X

Массовое содержание в нефти, %	
Парафинов (твердых)	2,83
Смол (силикагелевых)	5,03
Асфальтеновых	0,24
Механических примесей	0,0121
Содержание хлористых солей, мг/дм ³	Отсутствуют

Анализ пробы нефти с месторождения X показал, что она содержит парафины, низкое количество смол и асфальтенов.

Нефть из месторождения X соответствует ГОСТ Р 51858-2022 в плане содержания парафинов, воды, механических примесей, концентрации хлористых солей. Ее плотность и фракционный состав позволяют отнести ее к 1-му типу. [51].

1.4 Осложнения в процессе эксплуатации промышленного трубопровода

Нефть, транспортируемая по нефтепромышленным трубопроводам, содержит от 2,5% до 5% парафина в составе, что не оказывает существенного влияния на процесс транспортировки при температурах 25...35 °С и выше. Однако при более низких температурах выделяющиеся из нефти парафиновые кристаллы могут откладываться на стенках трубопровода.

Химический состав асфальтосмолопарафиновых отложений зависит от нефтяного состава и условий, при которых они образовались.

Основными осложнениями, которые могут возникнуть при образовании АСПО в трубопроводе, являются:

1) Снижение производительности трубопровода. АСПО сужает диаметр трубы, увеличивает ее шероховатость, что приводит к уменьшению пропускной способности трубопровода и ухудшению эффективности его работы.

2) Повышение энергозатрат. Так как АСПО повышает сопротивление течению нефти в трубе, для ее транспортировки требуется больше энергии. Это может приводить к повышенной эксплуатационной стоимости трубопровода.

3) Возможность аварийных ситуаций. В случае образования толстых АСПО в трубе может возникнуть риск прорыва трубы и утечки нефти, что может привести к аварийной ситуации и серьезным экологическим последствиям.

4) Негативное влияние на качество нефти. Наличие АСПО в нефти может повлиять на ее физические и химические свойства.

На рисунке 1 приведен пример парафиновых отложений.

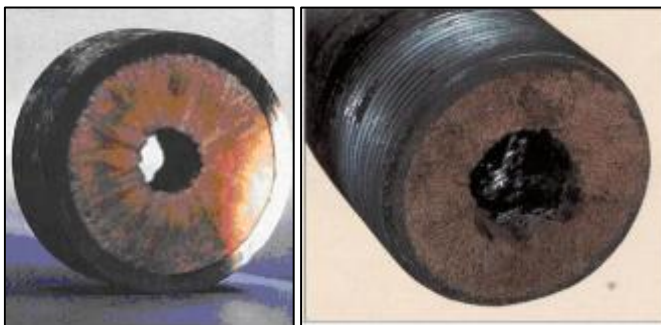


Рисунок 1 – Парафиновые отложения на периферии трубопровода

При добыче нефти, оборудование контактирует с газожидкостной смесью, которая содержит различные компоненты. Воздействие этой смеси на нефтедобывающее оборудование зависит от метода добычи и эксплуатации месторождений, используемых технологий и техники, режима работы и химических свойств трех основных составляющих смеси: нефти, минерализованной воды и газа.

Коррозия может приводить к различным проблемам, включая:

- Снижение пропускной способности трубопровода;
- Уменьшение толщины стенок труб;
- Повреждение трубопровода и возможность его прорыва;
- Увеличение эксплуатационных расходов на ремонт и замену труб.

Подземные и сточные воды являются главной причиной электрохимической коррозии оборудования в нефтедобывающей отрасли.

Есть два типа коррозии: сплошная и местная.

Сплошная коррозия может быть равномерной или неравномерной, в зависимости от скорости распространения.

Местная коррозия может иметь различные формы, такие как точечная коррозия, коррозионные пятна, язвы, межкристаллитную, избирательную, подповерхностную формы, а также коррозионное растрескивание.

Рисунок 2 демонстрирует примеры коррозионного повреждения промышленных трубопроводов.



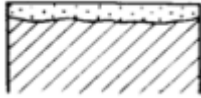

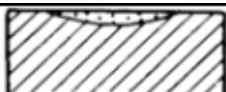
Рисунок 2 – Коррозия нефтесборного промышленного трубопровода

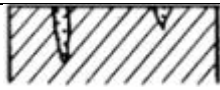



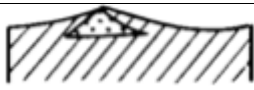
Знание механизмов коррозии позволяет эффективно разрабатывать меры по предотвращению преждевременного разрушения трубопроводных систем в промышленности добычи углеводородов.

Основная причина образования коррозии – наличие механических примесей в трехфазном потоке нефти, которые стекают на дно трубы, вызывая абразивный износ нижней части трубы и усиливая коррозию в этой зоне. На восходящих участках можно наблюдать концентрацию частиц и образование отложений в точках перегиба (рисунок 3).

Решение этой задачи является ключевой для предприятий нефтедобычи.

Таблица 5 – Основные типы коррозионных повреждений

Название	Рисунок
Сплошная коррозия	
Равномерная	
Неравномерная	
Местная	
Коррозия пятнами	

Коррозия язвами	
Точечная	
Избирательная	
Межкристаллитная	
Коррозионное растрескивание	
Подповерхностная	

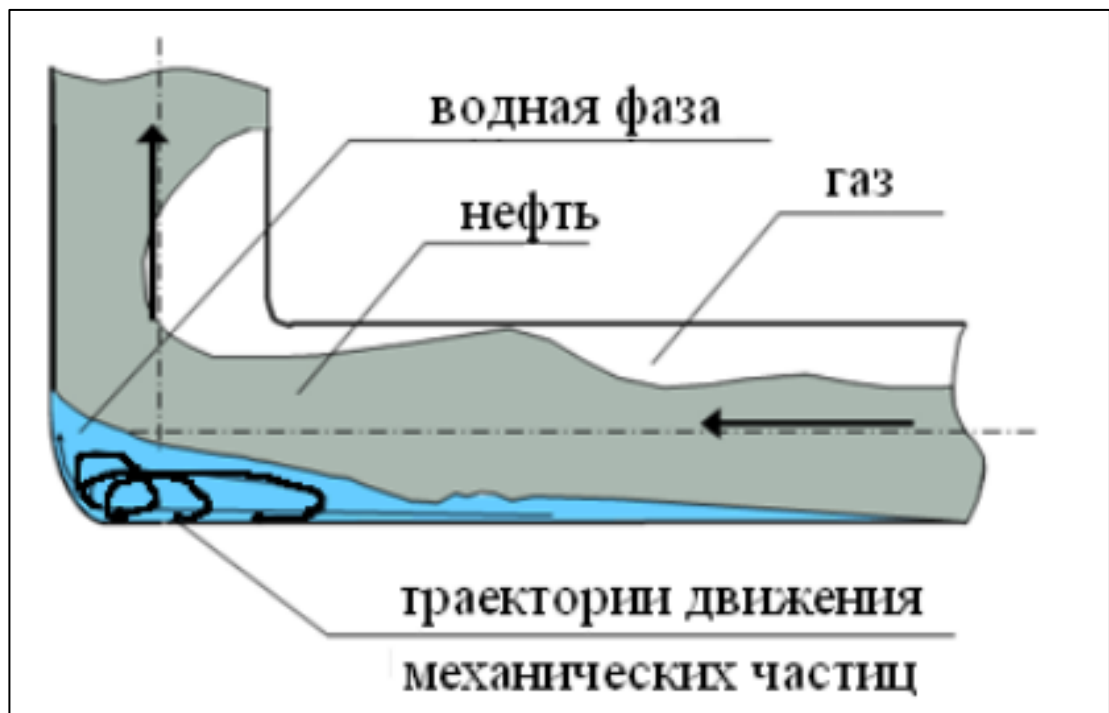


Рисунок 3 – Принципиальная схема образования коррозионных разрушений в точках перегиба

Анализ факторов, влияющих на внутреннюю коррозию нефтепроводов, показал, что разрушение трубопроводов вследствие коррозионного износа с последующими аварийными разливами начинают проявляться, когда обводненность нефти возрастает до 50%. Тогда нефтяные эмульсии становятся неустойчивыми и из них начинает выделяться вода в виде отдельных капель [15].

Еще полвека назад изучение коррозионных процессов привело к пониманию того, что наибольшую опасность представляет наличие в потоке жидкости таких элементов как кислород, сероводород и углекислый газ. Наибольшие проблемы были замечены в тех нефтегазоносных районах, где при транспортировке все 3 элемента имелись в составе. Такое содержание вызывало быстрые разрушения трубопроводов вследствие развития коррозионных процессов.

Оценку типа коррозии можно провести по соотношению парциальных давлений CO_2 и H_2S в газовой среде $p_{\text{CO}_2}/p_{\text{H}_2\text{S}}$:

- если соотношение >200 , то это углекислотная коррозия;
- если от 10 до 200, то преимущественно углекислотная коррозия;
- если менее 10, то сероводородная коррозия.

Основным коррозионным агентом является углекислый газ. С увеличением его концентрации скорость разрушения трубопровода будет возрастать. Также будет возрастать и температура транспортируемой среды [16].

Как показывает практика, для большинства месторождений Российской Федерации характерна именно углекислотная коррозия. Особенно ей подвержены нефтяные и газовые месторождения Западносибирского нефтегазоносного бассейна. Здесь, зачастую, H_2S в продукции скважин практически отсутствует, а концентрация CO_2 в нефти и попутном газе имеется и очень преобладает.

2 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

2.1 Анализ методов повышения эффективности эксплуатации промышленных трубопроводов

Для решения проблемы коррозионного разрушения промышленных трубопроводов применяются различные способы их защиты. Основным и повсеместно применяемым способом является нанесение на внешнюю поверхность противокоррозионного полиэтиленового покрытия. Это изолирует поверхность сооружения от контакта с внешней агрессивной средой.

Есть 3 варианта решения проблемы коррозионных процессов внутренней поверхности ПТ:

1. применение ингибиторной защиты;
2. применение внутреннего антикоррозионного покрытия с применением технологии защиты сварного стыка;
3. применение сталей без дополнительной антикоррозионной защиты (ингибирования и внутреннего покрытия).

Ингибирование является одним из самых популярных видов антикоррозионных мероприятий, суть которого основана на торможении (снижении скорости) коррозии ПТ. Данный метод основан на применении химических реагентов ингибиторов коррозии, которые способны образовывать на поверхности металла трубопроводов защитную «пленку», или «слой», тем самым препятствуя контакту с коррозионной средой и снижая скорость его коррозии. Обилие различных факторов, вызывающих коррозионные процессы; большое количество марок ингибиторов, классифицирующихся по принципам действия и эффективности применения в тех или иных средах; необходимость проведения промышленных испытаний и проведения лабораторных и промышленных экспериментов - все это является отрицательными сторонами применения такого метода защиты, как ингибирование.

Наружные покрытия трубопроводов, которые в свою очередь являются первостепенной и необходимой защитой для безаварийной эксплуатации, классифицируются по признаку места изготовления (нанесения):

трассовое - нанесенное в трассовых условиях непосредственно на готовую нитку трубопровода;

заводское - нанесенное непосредственно в цехах завода-изготовителя трубной продукции;

базовое - нанесенное на специализированной линии, установленной в цехе или на базе потребителя конечной продукции.

Последние 5-7 лет стало очень распространено применение трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием. Согласно заявлениям заводов-изготовителей, такое исполнение повышает срок эксплуатации в 2-3 раза, при этом улучшая гидравлические характеристики и сохраняя чистоту транспортируемого продукта. А увеличение срока службы всего на 1 % полностью окупает затраты на нанесение внутреннего покрытия [22].

Основой внутренних покрытий являются жидкие эпоксидные краски, которые наносятся путем распыления и дальнейшей их полимеризацией при температуре 50-70 °С. Если применяется порошковый эпоксид, то необходим нагрев до 200-210 °С.

Однако, у вышеописанного метода есть существенный недостаток, – это проблема монтажа. При соединении труб путем сварки, в зоне сварного стыка защитное покрытие повреждается (выгорает) и сводит на нет весь положительный эффект. Данную проблему решают по частям и различными методами.

Самым популярным решением, на данный момент, является установка защитной втулки. Она устанавливается внутри трубы в зоне сварного шва и прихватывается сваркой по упорам (рис. 2). Более чем десятилетний опыт применения защитных втулок на ПТ и ТТ с внутренним антикоррозионным покрытием позволяет оценить их достоинства и недостатки [23].
 Достоинства: простота, технологичность установки, надежность защиты внутренней поверхности сварного шва. К недостаткам можно отнести сужение проходного сечения, что особенно заметно на трубопроводах малого диаметра; возможную потерю герметичности; сложность диагностики в процессе эксплуатации трубопроводов.

Потеря герметичности между втулкой и трубопроводом является очень серьезной проблемой, так как в связи с образованием застойной зоны, происходит стремительный рост коррозионных процессов с дальнейших разрушением стали.

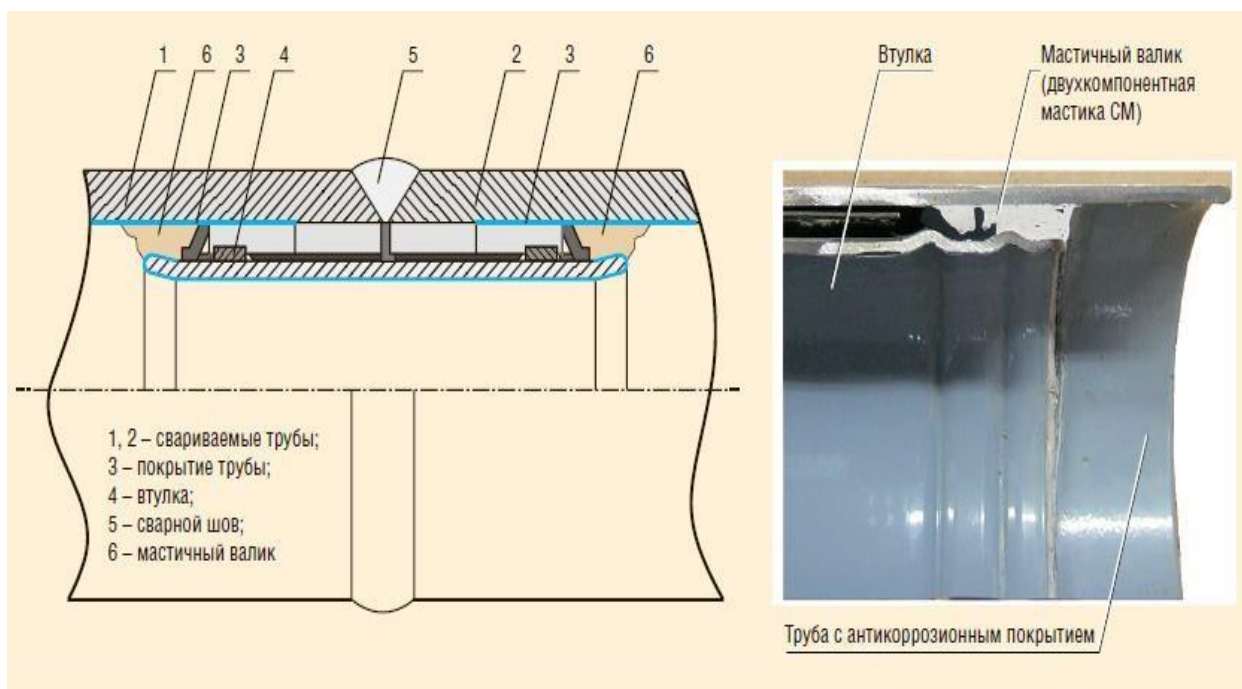


Рисунок 4 - Установленная втулка в разрезе

Также в наше время распространено применение такого метода, как металлизация концов трубопровода. Суть метода заключается в том, что используются трубы с внутренним антикоррозионным покрытием и металлизацией на краях секции. При сварке секция металлизация не разрушается, как это происходит во всех других способах, а лишь подплавляется, тем самым надежно защищая внутреннюю поверхность стыка от контакта с окружающей средой. В данный момент технология является новой, и проходит испытания в ряде предприятий, по результатам которых будет рассматриваться эффективность данного метода и возможность его повсеместного применения.

В наше время есть и еще одна технология, направленная на повышение эффективности ПТ, а именно применение полимерно-армированных труб (ПАТ) в нефтедобывающих предприятиях. Однако к их проектированию необходимы высокие требования, так как условия их эксплуатации могут очень сильно влиять на их устойчивость и термический коэффициент расширения, что является факторами первого учета при прокладке в сложных горно-геологических условиях. Их невозможно диагностировать, осуществлять качественный мониторинг происходящих внутри процессов, имеются трудности с монтажом. Все это обуславливает скептическое отношение к данному виду продукции и не очень активно применяется, как минимум, на территории Западной Сибири.

Поиск оптимального решения заключается в применении материала: более прочному, чем ПАТ; более простому в монтаже, чем применение защитных втулок; достаточно прочному, вызывающем уверенность в данной технологии; более коррозионностойкому, чем применяемые марки сталей.

2.2 Текущее состояние промысловых трубопроводов компании ООО «Х»

Промысловые трубопроводы являются связующим звеном между кустовыми площадками и установками подготовки нефти, откуда углеводородное сырье уже направляется на дополнительную переработку для производства продукции. Поэтому, поддержание исправного технического состояние объекта, которое определяется как, – состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации, необходимо и крайне важно.

В течении последних несколько лет в ПАО «Х1» применяется комплексный подход к защите ПТ, включающий реализацию проекта «Чистая территория», а также создание центров компетенций по таким направлениям, как диагностика, ингибиторная защита, эксплуатация, мониторинг коррозии и замена участков трубопроводов. Наряду с этим проводятся масштабные стендовые и опытно-промышленные испытания (ОПИ) новых видов оборудования и материалов. В период с 2009-2014 года оптимизация уже позволила снизить удельную аварийность трубопроводов Компании до 0,17 отказов на километр, или 59%.

В данной работе рассматривается эффективность применения новой марки стали для строительства ПТ на объектах одного из дочерних обществ ПАО «Х1» – ООО «Х».

Основными видами деятельности предприятия является добыча и подготовка углеводородного сырья на территории Томской и Омской областей. На сегодняшний день, данная организация является ведущим экспертом в области добычи трудноизвлекаемых запасов нефти, что, несомненно, сказывается и на процессе транспортировки такого вида сырья. Производственная деятельность ведется на территории 12 месторождений, рассмотрим более подробно текущее состояние трубопроводного комплекса Компании.

Для разработки эффективных научных и инженерно-технологических решений необходим регулярный сбор и анализ статистических данных, способных наиболее полно отражать условия сооружения и эксплуатации ПТ. Для определения скорости коррозии применяется гравиметрический метод. Суть данного метода заключается в подготовке специальных образцов (шайб) из определенной марки стали с заданными параметрами и весом. Вес каждой шайбы и геометрические показатели фиксируются, одеваются на небольшой шт.ок, вся эта композиция называется образец свидетель коррозии (ОСК) (рис. 5).

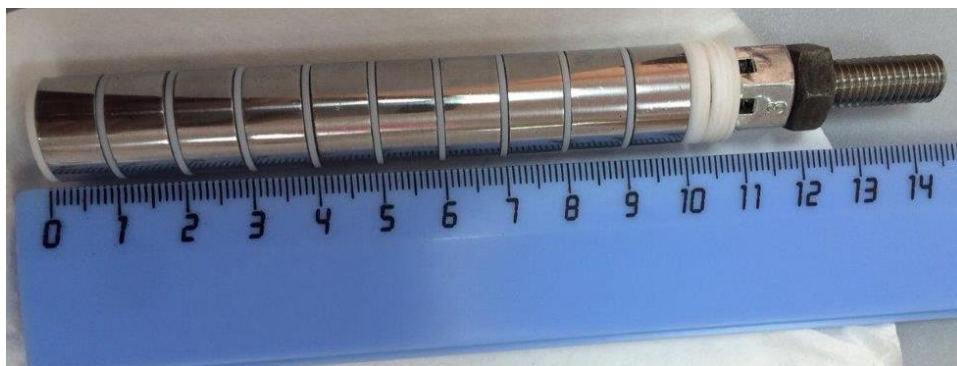


Рисунок 5 – Образец свидетель коррозии (ОСК)

Представленный на рисунке 5 шт.ок необходимо поместить в перекачиваемую по трубопроводу жидкость. Для осуществления этой операции применяется узел контроля коррозии (УКК) – специальное оборудование, установленное непосредственно на трубопроводе и предназначенное для ввода ОСК в рабочую жидкость и последующее его извлечение. Далее извлеченные образцы направляются в лабораторию, где производится взвешивание и замер колец ОСК. После всех проведенных замеров полученные данные фиксируются протоколами (таблица 6) и заносятся в электронную таблицу EXEL, где с помощью введенных формул высчитывается скорость коррозии (мм/в год) (таблица 7).

Таблица 6 - Протокол испытаний ОСК

<p align="center"> ХИМИКО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЛАБОРАТОРИЯ №1 Цеха химического анализа ООО "X" ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № 25 <u>26.05. 2023 г.</u> </p>						
Объект испытаний		Образец свидетель коррозии № 2/2				
Категория испытаний (цель проведения испытаний)		Подготовка к исследованию скорости коррозии				
Подразделение-Заказчик		УЭТ и РНПО НГДП-1				
Место отбора проб		Куст № 2 - точка врезки 26 (24.0				
Дата и время отбора проб (период накопления)		24.05.2023		4.2023- 24.05.2023 0:00 г.)		
Пробы предоставил						
Дата проведения испытаний		25.05.2023				
<u>Результаты испытаний:</u>						
Наименование показателя	Номер элемента	Результат испытания до установки	Обозначение единицы физической величины	Результат испытания после установки	Приписанная характеристика погрешности метода испытаний $\pm\Delta$ при $P=0,95$	Принятая скорость коррозии мм/год.
Масса элемента	1	3,7877	г	3,7777		
Масса элемента	2	3,8128	г	3,8003		

Масса элемента	3	3,8527	г	3,8431		0,0554
Масса элемента	4	3,7988	г	3,7859		
Масса элемента	5	3,7983	г	3,7862		
Масса элемента	6	3,8168	г	3,8012		
Масса элемента	7	3,7827	г	3,7697		
Масса элемента	8	3,7590	г	3,7456		
Масса элемента	9	3,7917	г	3,7819		
Масса элемента	10	3,8320	г	3,8256		
Масса элемента		38,0325	г	37,9172		

Исполнитель:

лаборант ХАЛ №1

Цеха химического анализа

Мастер РНПО НГДП-1

Лаборатория не несет ответственности за отбор проб.

Таблица 7 – Расчет скорости коррозии

Таблица 7 – Расчет скорости коррозииМестор ожение	Место устано вки	№ УК К	№ ОСК	№ кольца	Время замера				Размеры колец после извлечения			Масса			Скор ость корро зии колец	Прин ятая скорос ть корроз ии
					Порядк овый	Дата установ ки	Дата извлече ния	Сут ки	Ча сы	Шир ина (мм)	Диам етр (мм)	Площ адь (м2)	До устано вки	Посл е	Пот еря масс ы	мм/го д
X	НС Куст 2 - т.врез ки 26	№ 2	2/2	1	<u>24.04.2 023</u>	<u>24.05.2 023</u>	30	72 0	9,00	16,0	0,000 45	3,787 7	3,77 77	0,01 00	0,035 3	0,055 4
				2					8,60	15,9	0,000 43	3,812 8	3,80 03	0,01 25	0,046 5	
				3					8,90	15,8	0,000 44	3,852 7	3,84 31	0,00 96	0,034 7	
				4					9,10	15,8	0,000 45	3,798 8	3,78 59	0,01 29	0,045 6	
				5					8,90	15,9	0,000 44	3,798 3	3,78 62	0,01 21	0,043 5	
				6					9,00	15,9	0,000 45	3,816 8	3,80 12	0,01 56	0,055 4	
				7					8,90	15,9	0,000 44	3,782 7	3,76 97	0,01 3	0,046 7	
				8					9,10	16,0	0,000 46	3,759 0	3,74 56	0,01 34	0,046 8	
				9					8,80	15,8	0,000 44	3,791 7	3,78 19	0,00 98	0,035 8	
				10					9,20	16,0	0,000 46	3,832 0	3,82 56	0,00 64	0,022 1	
										0,004 47	38,03 25	37,9 172	0,11 53	0,041		

Месторождение	Место установки	№ УК К	№ ОСК	№ кольца	Время замера				Размеры колец после извлечения			Масса			Скорость коррозии колец	Принятая скорость коррозии
					Порядковый	Дата установки	Дата извлечения	Сутки	Часы	Ширина (мм)	Диаметр (мм)	Площадь (м2)	До установки	После	Потеря массы	мм/год
X	НС Куст 7 - т.врезки 9	№ 7	7/7	1	24.04.2023	24.05.2023	30	720	8,80	15,9	0,00044	3,7386	3,7379	0,0007	0,0025	2,6096
				2					8,80	16,0	0,00044	3,7912	3,7846	0,0066	0,0238	
				3					9,00	16,0	0,00045	3,8047	3,7966	0,0081	0,0286	
				4					9,10	15,8	0,00045	3,7886	3,7599	0,0287	0,1015	
				5					9,10	15,8	0,00045	3,7918	3,7350	0,0568	0,2008	
				6					9,00	16,0	0,00045	3,8138	3,6076	0,2062	0,7280	
				7					9,00	15,8	0,00045	3,8496	3,1197	0,7299	2,6096	
				8					9,20	15,8	0,00046	3,8221	3,3339	0,4882	1,7075	
				9					9,00	15,9	0,00045	3,8263	3,3755	0,4508	1,6016	
				10					9,20	16,0	0,00046	3,8185	3,3089	0,5096	1,7601	
										0,00451	38,0452	35,5596	2,4856	0,881		

Месторождение	Место установки	№ УК К	№ ОСК	№ кольца	Время замера				Размеры колец после извлечения			Масса			Скорость коррозии колец	Принятая скорость коррозии
					Порядковый	Дата установки	Дата извлечения	Сутки	Часы	Ширина (мм)	Диаметр (мм)	Площадь (м2)	До установки	После	Потеря массы	мм/год
X	НС Култ №9 - г.врезки 14	№ 9	9/9	1	24.04.2023	24.05.2023	30	720	9,10	16,0	0,00046	3,8118	3,8050	0,0068	0,0237	2,9049
				2					8,80	15,9	0,00044	3,7999	3,7918	0,0081	0,0294	
				3					8,80	16,0	0,00044	3,8449	3,8384	0,0065	0,0235	
				4					9,10	15,9	0,00045	3,8050	3,7932	0,0118	0,0415	
				5					8,90	15,9	0,00044	3,8017	3,7954	0,0063	0,0226	
				6					8,90	16,0	0,00045	3,8600	3,4137	0,4463	1,5934	
				7					9,20	15,8	0,00046	3,7674	3,1689	0,5985	2,0933	
				8					9,00	16,0	0,00045	3,7875	3,2158	0,5717	2,0185	
				9					9,10	16,0	0,00046	3,8538	3,0219	0,8319	2,9049	
				10					9,00	15,9	0,00045	3,8056	3,2689	0,5367	1,9068	
										0,00450	38,1376	35,1130	3,0246	1,073		

В соответствии с политикой организации ежегодно предпринимается большое количество мероприятий по повышению надежности ПТ, о чем свидетельствует ежегодный рост ингибируемых и очищаемых трубопроводов. Это основные методы защиты от коррозии, которые помогают поддерживать эксплуатационные характеристики парка на высоком уровне. На данный момент, 53% всех промышленных трубопроводов регулярно защищаются подачей ингибитора и очисткой внутренней полости согласно графику. Оставшиеся 47% выполнены с применением защиты внутренней полости трубопровода антикоррозионным покрытием и не нуждаются в дополнительной обработке и очистке.

Но даже применяемые методы защиты не способны обеспечить 100% надежность трубопроводной системы. Также, стоит учитывать, что на обеспечение ингибирования ПТ тратится достаточно больше количество операционных затрат, которые могли бы минимизироваться при применении более технологичных и стойких к коррозии материалов.

Оценка надежности трубопроводной системы в зависимости от принадлежности места возникновения порыва к одной из марок сталей представлена на рисунке 6.

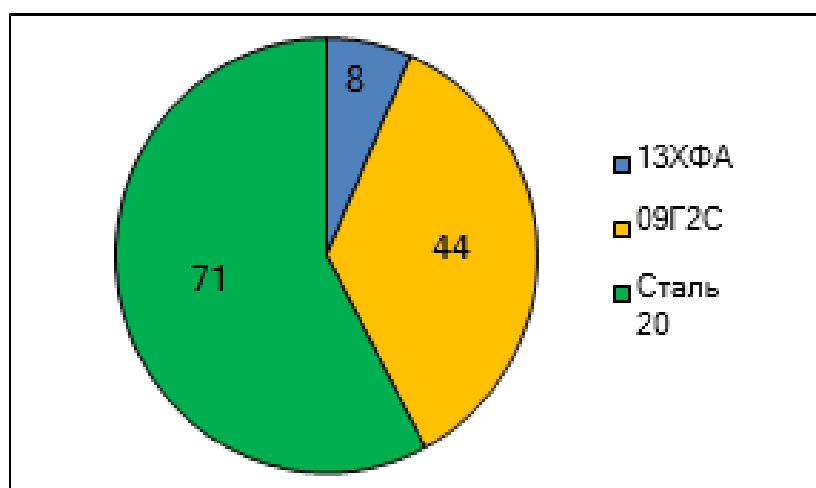


Рисунок 6 – Распределение отказов по материалу ПТ

Как видно из приведенных данных, наибольшее число отказов, за весь период эксплуатации месторождения, пришлось на Сталь 20, наименьшее количество порывов возникло на трубах из 13ХФА, что подтверждает опыт их применения в других организациях и теоретические выкладки. Стали 09Г2С и Сталь 20 показали себя очень ненадежными материалами, малопригодными для применения без дополнительных мероприятий. Трубопроводы из стали 13ХФА показали приемлемые результаты.

Для более детального анализа эффективности применяемых для строительства ПТ материалов был проведен более детальный статистический анализ данных, представленный на рисунке 7.

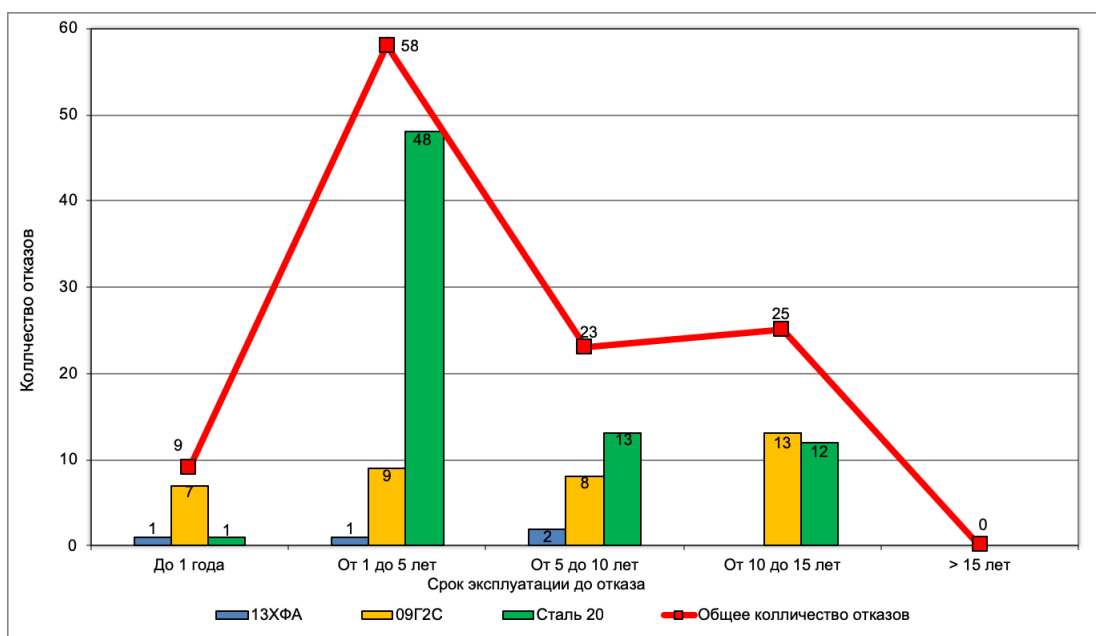


Рисунок 7 – График срока безаварийной эксплуатации ПТ

График, представленный на рисунке 7, в полной мере характеризует текущее положение дел на рынке применяемых материалов для строительства промышленных трубопроводов. Огромное количество участков не может выдержать безаварийной эксплуатации в течении 5-10 лет.

Из 4 отказов стали 13ХФА, выявленных на территории месторождения, один был вызван браком строительно-монтажных работ (СМР), а три в связи с коррозионным разрушением. Даже применяемые методы защиты не способны обеспечить 100% надежность трубопроводной системы. Также, стоит учитывать, что на обеспечение ингибирования ПТ. тратится достаточно больше количество операционных затрат, которые могли бы минимизироваться при применении более технологичных и стойких к коррозии материалов.

Из проведенного статистического анализа состояния промышленных трубопроводов ООО «Х» было выявлено, что применяемые на данный момент материалы изготовления труб не способны обеспечить нормативный срок эксплуатации. Применение более коррозионностойкой стали помогло бы существенно сократить затраты на использование ИК, а в некоторых ситуациях, когда скорость коррозии составляет менее 0,1 мм/год, совсем отказаться от ингибирования.

В этой работе предлагается иной подход к повышению коррозионной стойкости ПТ – применение новой марки стали коррозионно- и хладостойкого исполнения с микролегированием различными элементами, способными повысить срок службы трубопровода.

3 ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НОВОЙ МАРКИ СТАЛИ

Самой востребованной сталью для производства трубопроводов, на данный момент, является марка 13ХФА. Сталь 07ХНД является прямым ее аналогом, соответственно, рассмотрим сравнение их технических характеристик.

Таблица 8 – Сравнение химического состава 07ХНД и 13ХФА

Элемент	13ХФА	07ХНД
C	0,15	0,06
Si	0,24	0,25
Mn	0,56	0,57
P	0,008	0,006
S	0,002	0,001
Cr	0,68	0,67
Mo	-	0,002
Ni	0,12	0,19
Cu	0,17	0,43
Al	0,02	0,030
N	0,005	0,004
V	0,07	0,003
Nb	-	0,019
Ti	-	0,016
B	-	0,0003
As	-	0,001
Ca	-	0,0014

Как можно заметить, показания большинства концентраций примесей очень близки, за исключением содержаний основных легирующих элементов, фигурирующих в названии. Содержание хрома (Cr) практически одинаковое, никеля тоже очень близки (Ni), а вот медь (Cu) существенно отличается.

Процесс создания проката рассматривается на основе одного и того же ТУ, применяемого для изготовления обоих сплавов.

Самыми важными сравнительными характеристиками для труб, применяемых в Западной Сибири, являются коррозионные и прочностные показатели стойкости труб.

3.1 Расчет прочностных характеристик стали 13ХФА

Расчет прочностных характеристик трубопровода является неотъемлемой частью любого проекта по строительству нового участка. На данный момент имеется два руководящих документа, позволяющие выполнять расчет на прочность и устойчивость: СП 284.1325800.2016[37], ГОСТ Р 55990-2014 [56]. Оба документа, касаемо вопроса прочностных расчетов, достаточно идентичны, однако, большинство предприятий предпочитают прием расчетов от проектных институтов согласно ГОСТ Р 55990-2014 [56].

Проведение расчета на прочность позволяет проверить принятые в проекте конструкционные особенности трубопровода и оценить запас прочности.

В данной работе проверка принятых проектным институтом решений была проведена на основании ГОСТ Р 55990-2014[56], так как предприятие ООО «Газпромнефть-Восток» принимает расчеты, выполненные по данному нормативному документу.

3.2 Расчет на прочность трубопровода из стали 13ХФА

Необходимо определить нормативные и расчетные сопротивления материала труб. При определении напряжений, и в расчетах трубопроводов на прочность, и устойчивость, будем принимать значения физических характеристик материала следующими:

- модуль упругости $E_0=206000$ МПа;
- коэффициент Пуассона $\mu_0 = 0,3$;
- коэффициент линейного расширения $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}(\text{°C})^{-1}$.

- предел прочности (временное сопротивление) 13ХФА $\sigma_u = 520$ МПа;
- нормативный предел текучести 13ХФА $\sigma_y = 430$ МПа.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) по прочности R_u и по текучести R_y материала труб для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, следует определять по формулам:

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} * \sigma_u \quad (10)$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} * \sigma_y \quad (11)$$

где γ_d – коэффициент условий работы;

γ_{mu} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности;

γ_{my} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести (1,15);

γ_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода (1,10).

Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности γ_{mu} следует принимать в зависимости от характеристик труб.

Значение коэффициента условий работы γ_d для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, определяется в зависимости от категории участка.

Так как рассматриваемые трубы из стали 13ХФА являются трубам стальными бесшовными нефтегазопроводными повышенной эксплуатационной надежности, то значения коэффициентов γ_{mu} и γ_d принимаем равными 1,4 и 0,921 соответственно.

Выполним расчет сопротивлений R_u и R_y по формулам 10 и 11.

$$R_u = \frac{0.921}{1.4 \cdot 1.1} * 520 = 311 \text{ МПа.}$$

$$R_u = \frac{0.921}{1.15 \cdot 1.1} * 430 = 313 \text{ МПа.}$$

Далее выполним проверку условий прочности, состоящих в выполнении проверок кольцевых, продольных и эквивалентных напряжений.

Условие прочности для кольцевых напряжений, на трубопроводах, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, проверяется по условию 12.

$$\sigma_h \leq \min\{R_u, R_y\} \quad (12)$$

где R_u – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по прочности, МПа;

R_y – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по текучести, МПа;

Расчет кольцевых напряжений осуществляется по формуле 13.

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n} \quad (13)$$

где σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

p – рабочее давление, МПа;

γ_{fp} – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);

D – наружный диаметр трубы, мм;

t_n – толщина стенки трубы номинальная, мм.

Коэффициент надежности по внутреннему давлению согласно табличного значения [56] равен $\gamma_{fp}=1,15$. Нефтеборный трубопровод имеет следующие параметры: диаметр - 219; толщина стенки - 8; рабочее давление - 4 МПа.

Выполним расчет кольцевых напряжений по формуле 13 и проверку условия прочности по 12.

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fP} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n} = \frac{1,15 \cdot 4,0 \cdot 219}{2 \cdot 8} = 63 \text{ МПа},$$

$$\sigma_h \leq \min \{R_u, R_y\}; 63 \text{ МПа} \leq 311 \text{ МПа}.$$

Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется. Далее выполняется проверка условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений по формулам:

$$\sigma_l \leq f_l \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0; \quad (14)$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l < 0; \quad (15)$$

где σ_l – продольное напряжение, МПа;

σ – эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

σ_y – нормативный предел текучести материала труб, МПа.

f_l, f_{eq} – расчетные коэффициенты для проверки соответственно продольных и эквивалентных напряжений, принимаются в зависимости от стадии «жизни» трубопровода.

Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса σ_{eq} , вычисляем по формуле:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_1 + \sigma_1^2} \quad (16)$$

где σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

σ_1 – продольное напряжение, МПа.

Продольные напряжения σ_l для подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений вычисляют по формуле:

$$\sigma_1 = \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R} \quad (17)$$

где μ – коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);

σ_h – кольцевое напряжение, МПа;

E – модуль деформации материала труб (переменный), МПа;

D – наружный диаметр трубы, номинальный, м;

R – радиус упругого изгиба, 200 м;

α – коэффициент линейного температурного расширения, $(^{\circ}\text{C})^{-1}$;

ΔT – температурный перепад, 30 $^{\circ}\text{C}$.

Рассчитаем продольные напряжения согласно формуле 17:

$$\sigma_1 = \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R} = 0,3 \cdot 63 - 206000 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 30$$

$$\pm \frac{206000 \cdot 0,219}{2 \cdot 200} = 1,8 - 74,16 \pm 112,8 = -72,36 \pm 112,8;$$

$$\sigma_1^- = -185,16 \text{ МПа};$$

$$\sigma_1^+ = 40,44 \text{ МПа}.$$

Для дальнейших расчетов принимаем наибольшее по модулю значение. По формуле 16 рассчитаем эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_1 + \sigma_1^2} = \sqrt{63^2 - 63 \cdot 185,16 + 185,16^2} = 163 \text{ МПа},$$

По условиям 14 и 15 выполним проверку трубопровода на прочность для продольных и эквивалентных напряжений:

$$\sigma_1 \leq f_l \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_1 \geq 0; \quad 40,44 \text{ МПа} \leq 0,6 \cdot 430 = 258 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_1 < 0; \quad 163 \text{ МПа} \leq 0,9 \cdot 430 = 387 \text{ МПа}.$$

Оба условия прочности выполнены с большим запасом. Соответственно, все три условия прочности, согласно ГОСТ Р 55990 [56], выполнены. На этом расчет на прочность нефтесборного трубопровода «к.4 – УПН м/р Х» из стали 13ХФА можно считать завершенным.

3.3 Расчет на прочность трубопровода из стали 07ХНД

Так как марка стали 07ХНД является экспериментальной, то количество ее численных характеристик ограничено, в связи с этим, для расчета трубопровода на прочность будем использовать некоторые значения, аналогичные предыдущему расчету:

- модуль упругости $E_0=206000$ МПа;
- коэффициент Пуассона $\mu_0 = 0,3$;
- коэффициент линейного расширения $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}(\text{°C})^{-1}$.
- предел прочности (временное сопротивление) 07ХНД $\sigma_u = 571$ МПа;
- нормативный предел текучести 07ХНД $\sigma_y = 518$ МПа.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) по прочности R_u и по текучести R_y материала труб определяем по формулам 10 и 11:

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{tu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u = \frac{0,921}{1,34 \cdot 1,1} \cdot 571 = 357 \text{ МПа,}$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{ty} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y = \frac{0,921}{1,15 \cdot 1,1} \cdot 518 = 377 \text{ МПа,}$$

где γ_d – коэффициент условий работы (0,921);

γ_{tu} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности (1,34);

γ_{ty} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести (1,15);

γ_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода (1,10).

Согласно табл. 3 ГОСТ Р 55990-2014 [56] нефтесборный трубопровод «к.4 – УПН м/р Х» относится к категории Н (нормальная). Так как рассматриваемые трубы из стали 07ХНД являются трубам горячекатанного проката изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, то значения коэффициентов γ_{tu} и γ_d принимаем равными 1,34 и 0,921 соответственно.

Далее выполним проверку условий прочности, состоящих в выполнении проверок кольцевых, продольных и эквивалентных напряжений.

Расчет кольцевых напряжений осуществим по формуле 13:

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fP} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n} = \frac{1,15 \cdot 4,0 \cdot 219}{2 \cdot 8} = 63 \text{ МПа,}$$

где σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

p – рабочее давление, МПа;

γ_{fp} – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);

D – наружный диаметр трубы, мм;

t_n – толщина стенки трубы номинальная, мм.

Так как параметры нефтесборного трубопровода аналогичны рассчитываемым в пункте 3.1, то коэффициент надежности по внутреннему давлению остается неизменным и равным 1,15.

Условие прочности для кольцевых напряжений, на трубопроводах, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, проверим по условию 12:

$$\sigma_h \leq \min\{R_u, R_y\} ; 63 \text{ МПа} \leq 357 \text{ МПа.}$$

Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется. Далее выполняется проверка условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений.

Выполним расчет продольных напряжений σ_l для подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений по формуле 17:

$$\begin{aligned} \sigma_l &= \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R} = 0,3 \cdot 63 - 206000 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 30 \\ &\pm \frac{206000 \cdot 0,219}{2 \cdot 200} = 1,8 - 74,16 \pm 112,8 = -72,36 \pm 112,8; \end{aligned}$$

$$\sigma_l^- = -185,16 \text{ МПа};$$

$$\sigma_l^+ = 40,44 \text{ МПа.}$$

где μ – коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);

σ_h – кольцевое напряжение, МПа;

E – модуль деформации материала труб (переменный), МПа;

D – наружный диаметр трубы, номинальный, м;

R – радиус упругого изгиба, 200 м;

α – коэффициент линейного температурного расширения, $(^{\circ}\text{C})^{-1}$;

ΔT – температурный перепад, 30 $^{\circ}\text{C}$.

По формуле 16 рассчитываем эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_1 + \sigma_1^2} = \sqrt{63^2 - 63 \cdot 185,16 + 185,16^2} = 163 \text{ МПа},$$

По условиям 14 и 15 выполним проверку трубопровода на прочность для продольных и эквивалентных напряжений:

$$\sigma_l \leq f_l \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0; \quad 40,44 \text{ МПа} \leq 0,6 \cdot 518 = 311 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l < 0; \quad 163 \text{ МПа} \leq 0,9 \cdot 518 = 466 \text{ МПа}.$$

Оба условия прочности выполнены с большим запасом. Соответственно, все три условия прочности, согласно ГОСТ Р 55990 [56], выполнены. На этом расчет на прочность нефтесборного трубопровода «к.4 – УПН м/р Х» из стали 07ХНД можно считать завершенным.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) по прочности и текучести составили:

Таблица 9 – Сопротивления растяжению (сжатию) 13ХФА, 07ХНД

Параметр	13ХФА	07ХНД
Сопротивление растяжению(сжатию) по прочности R_u , МПа	311	571
Сопротивление растяжению(сжатию) по текучести R_y , МПа	313	518

Так как, на данный момент, данных по стали 13ХФА недостаточно, при расчете значения модуля упругости, коэффициента Пуассона и линейного расширения принимались согласно стали 13ХФА, указанные в [56].

Все 3 условия прочности были выполнены как в первом расчете, так и во втором. В связи с большими значениями сопротивлений растяжению (сжатию) запас прочности немного больше у стали 07ХНД. Для более объективного расчета и сравнения расчетных прочностных характеристик необходимо больше информации о стали 07ХНД.

Стоит учитывать, что расчеты на прочность никак не учитывают коррозионные воздействия, которые являются очень важным аспектом и основным разрушающим воздействием на промышленных трубопроводах. По результатам проведенных испытаний можно сделать вывод о большей стойкости стали 07ХНД к коррозионному разрушению, при котором прочность ПТ падает в связи с уменьшением остаточной толщины стенки.

Так как по полученным расчетам прочностных характеристик сталь 07ХНД продемонстрировала больший запас прочности и имеет более высокую коррозионную стойкость, можно сделать вывод о том, что трубопровод из данной стали будет обеспечивать более высокий уровень прочности и надежности.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Ефименко Алексею Михайловичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление /специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»/ «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	Стоимость работ по проведению опытно-промышленных испытаний новой марки стали в реальных условиях.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	Опытные образцы были предоставлена на безвозмездной основе. Нормы времени и тарифные ставки установлены согласно внутренним документам ПАО «Газпром нефть».
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	На основании п. 1 ст. 58 закона No 212-ФЗ ставка для расчета отчислений во внебюджетные фонды составляет 30 % от фонда оплаты труда.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	Сравнительный анализ эксплуатационных и капитальных затрат по отношению к применяемому аналогу. Оценка экономического потенциала применения нового материала.
2. Планирование и формирование бюджетанаучных исследований	Составление сводного сметного расчета на проведение опытно-промышленных испытаний.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.	Оценка экономической эффективности эксплуатации трубопровода в течении нормативного срока применяемого аналога.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Ефименко Алексей Михайлович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Экономическое обоснование работ по применению нового материала для строительства промышленных трубопроводов

На сегодняшний день основной причиной аварийности нефтепромысловых трубопроводов являются коррозионные поражения с внутренней поверхности труб, вызванные высокоагрессивными условиями эксплуатации. Для решения данной проблемы, как правило, применяются различные методы химической обработки. В этой работе предлагается иной подход к повышению коррозионной стойкости ПТ – применение новой марки стали коррозионно- и хладостойкого исполнения с микролегированием различными элементами, способными повысить срок службы трубопровода.

Так как трубопроводы являются важнейшей составляющей нефтедобывающих и транспортирующих компаний, критично влияющей на надежность и безопасность производства, то возможность массового применения новой марки стали предусматривается только после продолжительных испытаний. Экономический аспект является очень важным, так как сокращение издержек и минимизация затрат являются одной из важнейших целей любого крупного производства.

В связи с вышесказанным, необходима оценка возможности применения нового материала, путем применения стандартных методов.

4.1.1 SWOT-анализ

Так как марка стали 07ХНД является продуктом, ранее не применяемым на производстве, то и оценку его эффективности необходимо осуществлять способами, применяемыми для вывода новых продуктов на рынок. Одним из них является SWOT-анализ.

SWOT-анализ является одним из самых распространенных методов, оценивающих в комплексе внешние и внутренние факторы, способные повлиять на развитие проекта или компании в целом. SWOT-анализ для данного проекта представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Матрица SWOT

	Возможности и угрозы (факторы внешней среды)	
	Возможности:	Угрозы:
Сильные и слабые стороны (факторы внутренней среды)	<p>В1 - Высокая репутация партнеров проекта;</p> <p>В2 - Отсутствие аналогов стали 13ХФА и возможности выбора материала у заказчика;</p> <p>В3 - Интерес к разработке стороны зарубежных партнеров.</p>	<p>У1 - Скептическое отношение в отрасли к новым технологиям;</p> <p>У2 - Необходимость доказывать каждому покупателю эффективность технологии;</p>
<p>Сильные стороны:</p> <p>С1 - Эксплуатационные характеристики выше конкурентных товаров;</p> <p>С2 - Более низкая стоимость, чем у аналогов;</p> <p>С3 - Производство на высокотехнологичном заводе;</p> <p>С4 - Участие в проекте ведущих научных и производственных представителей отрасли.</p>	<p>Участие в проекте партнеров с высокой репутацией позволит ускорить процесс вывода продукта на рынок и позволит увеличить объемы заказов.</p> <p>Появление аналога с более высокими характеристиками и более низкой стоимостью обязательно привлечет к себе внимание нефтяных компаний.</p> <p>При наличии поставок иностранным государствам вырастет инте-</p>	<p>В связи с недостаточным доверием к новым технологиям возможны мелкие заказы для проведения внутренних испытаний.</p> <p>Долгий процесс согласования и подтверждения заказов.</p>

	рес к продукту на внутреннем рынке.	
<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1 - Большая продолжительность проведения опытно-промышленных испытаний;</p> <p>Сл2 - Съём промежуточных результатов недостаточно высококвалифицированным персоналом;</p> <p>Сл3 - Необходимо время для перенастройки имеющегося оборудования на производство новой стали.</p>	<p>Большая продолжительность испытаний и участие крупных партнеров повышает уверенность клиента в товаре.</p> <p>Возможность привлечения дополнительных средств для увеличения масштабов производства с сохранением качества и технологичности.</p>	<p>Нежелание применять новый продукт с связи с отсутствием личного опыта эксплуатации.</p> <p>В случае крупного заказа невозможность его выполнения в установленные сроки.</p>

4.2 Сметная стоимость проведения опытно-промышленных испытаний

На данный момент утверждена и не подлежит корректировке программа проведения первых двух этапов ОПИ. В данном разделе рассчитана стоимость проведения работ по монтажу и эксплуатации испытательного стенда. Все операции выполнялись на территории X месторождения ООО «Газпромнефть-Восток» внутренними сотрудниками предприятия. Объемы проведения работ регламентированы программой проведения ОПИ, а стоимость внутренними документами предприятия, согласно установленным тарифным ставкам оплаты труда.

4.2.1 Расчет продолжительности проведения испытаний

Нормативную продолжительность цикла работ определяют по отдельным составляющим его производственных процессов. В данном случае, продолжительность работ по подготовительным и монтажным работам представлена согласно наряду-допуску, а эксплуатационных согласно программе ОПИ (таблица 11).

Таблица 11 – Нормы времени выполнения технологических операций

№ п/п	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность, ч	Состав бригады, чел
		Ед.изм	Кол-во		
1-этап					
1.	Ограждение места проведения работ, выставление предупредительных знаков	М ²	200	1	2
2.	Установка на стенд гравиметрических кассет через узлы контроля коррозии	шт	2	2	2
3.	Переключение задвижек на работу через байпасный стенд	шт	3	1	2
4.	Приведение рабочего места в порядок	М ²	200	1	2
5.	Ежемесячные работы по извлечению/ установке гравиметрических кассет	шт	3	3	2
6.	Ежедневный осмотр стенда на наличие неисправностей	дней	92	92	2
7.	Работы по последнему изъятию кассет и перевод байпасного стенда на работу по основной линии через переключение задвижек	шт	3	1	2
2-этап					
8.	Приварка фланцев к испытательным и контрольным катушкам сварным соеди-	шт	8	4	2

	нением				
9.	Дефектоскопия сварных швов и выдача заключений	шт	8	4	2
10.	Вырезка катушек на байпасном стенде и приварка ответных фланцев	шт	8	4	2
11.	Монтаж катушек в соответствии со схемой	шт	4	4	2
12.	Переключение задвижек на работу через байпасный стенд и проведение гидравлических испытаний	шт	3	12	2
13.	Проведение визуального осмотра и установка пломб на задвижки	шт	3	1	2
14.	Приведение рабочего места в порядок	М ²	200	1	2
15.	Ежедневный осмотр стенда на наличие неисправностей	дней	365	365	2
16.	Ежемесячное проведение ультразвуковой толщинометрии	шт	12	24	2
17.	Работы по демонтажу катушек и перевод байпасного стенда на работу по основной линии через переключение задвижек	шт	3	10	2
18.	Общая продолжительность производственных работ по проведению испытаний	х		534	

4.2.2 Расчет сметной стоимости проведения испытаний

При проведении испытаний основные экспериментальные образцы, а именно, гравиметрические кассеты и катушки, были предоставлены на безвозмездной основе, так как в проведении ОПИ заинтересованы обе участвующие стороны – как ООО «Газпромнефть-Восток», так и НИТУ «МИСиС» совместно с ПАО «Северсталь». Соответственно, на первых двух этапах имеются только затраты на оплату труда сотрудникам ООО «Х», осуществлявшим монтажные работы, и обслуживающему персоналу. Расчет заработной платы персонала по проведению ОПИ представлен в таблице 12, согласно установленным тарифным ставкам.

Таблица 12 – Расчет заработной платы персонала

Должность	Кол-во	Разряд	Тарифная ставка, руб/ч	Норма времени на проведение ОПИ, ч	Заработная плата за проведение ОПИ, руб
Сварщик	2	6	163	60	9780
Слесарь-ремонтник	2	5	142	32	4544
Трубопроводчик линейный	2	5	140	494	69160
Итого					83484

4.3 Экономическая эффективность применения нового материала

Расчет экономической эффективности является неотъемлемой частью любого инженерного проекта. Как и во многих других отраслях, в добыче углеводородов самым важным эффектом является экономический, так напрямую сказывается на финансовых показателях предприятия.

В данной работе, коммерческая экономическая эффективность измеряется путем сопоставления суммарных затрат на строительство и эксплуатацию объекта из традиционно применяющихся материалов и предлагаемого нового материала.

Более точно рассчитать экономическую эффективность будет возможно при подготовке и проведении третьего этапа испытаний, представляющего собой строительство протяженного участка из стали 07ХНД, и его эксплуатация в течении 2-х лет.

Все трубопроводы, не имеющие, внутренней антикоррозионной защиты должны быть оборудованы ингибиторной защитой. Она представляет собой регулярную подачу химического реагента в транспортируемую среду.

Рассмотрим приближенный расчет экономической эффективности от применения стали 07ХНД на примере строительства трубопровода, протяженностью 5000 метров и оборудованного ингибиторной защитой с регулярной дозировкой 30 л/сутки. Согласно предварительной оценке, учитывая уже полученные результаты первого этапа и промежуточные результаты второго, возможно будет сократить объем дозировки химического реагента втрое, т.е. до 10л/сутки.

Совокупная стоимость строительства одного километра трубопровода 219 диаметра на X месторождении составляет порядка 4 млн.рублей, 2,5 из которых составляет закупочная стоимость непосредственно трубопровода. Дать более точные цифры на данный момент не представляется возможным, в связи отсутствием реального проекта в текущее время.

Согласно стоимостной оценке производства трубопровода из новой марки стали, закупочная цена будет на 10% ниже прямого аналога, – стали 13ХФА. В рамках осуществления производственных процессов монтажа, пуско-наладки и других строительных работ изменения стоимости не запланировано.

В связи с вышесказанным, в таблице 13 представлен расчет экономического эффекта за этап строительства и три года эксплуатации трубопровода.

Таблица 13 – Расчет экономической эффективности

Вариант строительства		Сталь 13ХФА	Сталь 07ХНД
Капитальные затраты	Протяженность, км	5	
	Стоимость 1 км трубопровода, руб./км	2500000	2250000
	Стоимость монтажа 1 км трубопровода, руб./км	1500000	
	Совокупная стоимость 1 км трубопровода, руб./км	4000000	3750000
	Совокупная стоимость строительства участка, руб.	20000000	18750000
Эксплуатационные затраты	Суточный расход ингибитора, л/сут.	30	10
	Период эксплуатации, дней	1095	
	Стоимость ингибитора, руб./л	60	
	Совокупные затраты на ингибирование, руб.	1971000	657000
Итого, руб		21971000	19407000

Таким образом, согласно таблице 13 экономический эффект от применения новой марки стали для строительства рассматриваемого трубопровода и его эксплуатации в течении трех лет составил 2564000 рублей. На рисунке 10, продемонстрировано распределение экономического эффекта, за нормативный срок эксплуатации промышленных испытаний, составляющий 10 лет. Однако стоит учитывать, что эксплуатационные характеристики стали 07ХНД существенно выше, что по предварительным оценкам дает увеличение срока эксплуатации в два раза. В таком случае экономический эффект может вырасти многократно.

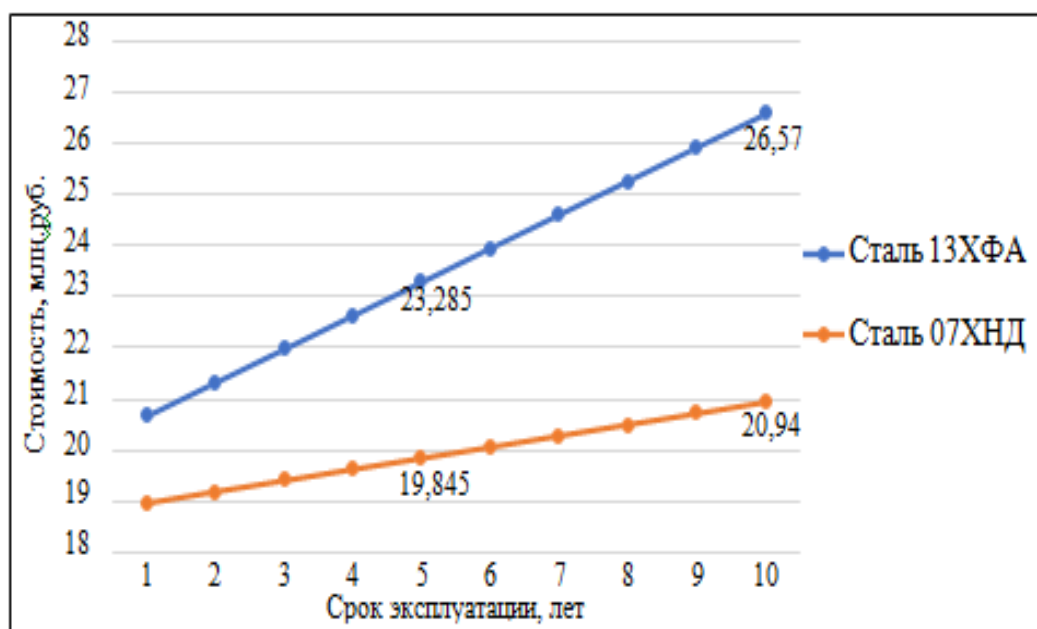


Рисунок 10 – Экономическая эффективность

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Ефименко Алексею Михайловичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление /специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело». /«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Определение оптимальных параметров работы промысловых трубопроводов в процессе эксплуатации месторождений Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> - Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. - Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации. 	<p>Объект исследования: технологические показатели промыслового трубопровода месторождения X. Область применения: нефтяные месторождения. Рабочая зона: полевые условия – кустовая площадка Размеры кустовой площадки – 150*60 м. Количество и наименование оборудования рабочей зоны: добывающие и нагнетательные скважины, нефтесборные и нагнетательные трубопроводы Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: ведение технологического процесса добычи нефти, обслуживание промысловых коммуникаций и оборудования.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 19.12.2022); ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем; ГОСТ 23000-78. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования; Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</p>
<p>2. Производственная безопасность.</p> <p>2.1. Анализ вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p> <p>2.2. Анализ опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p> <p>2.3. Обоснование мероприятий по снижению воздействия ОВПФ.</p>	<p>Рассмотрение источников опасных и вредных факторов.</p> <p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Шум и вибрация; – Запыленность и загазованность рабочей зоны; – Освещение рабочей зоны. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Аппараты и сосуды под давлением; – Опасности при монтаже (демонтаже)

	<p>производственного оборудования. Подвижные части производственного оборудования.</p> <p>Средства коллективной и индивидуальной защиты: каска, спецодежда, спецобувь, защитные очки, перчатки, противогаз, оградительные устройства, заземление, предупредительные таблички.</p> <p>Расчет: расчет воздухообмена в пункте контроля и управления.</p>
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации.	<p>Воздействие на селитебную зону: загазованность территории в следствии разгерметизации узлов трубопровода.</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы нефтью, при проведении технических или технологических мероприятий, протечки трубопроводов.</p> <p>Воздействие на гидросферу: разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью, аварийные утечки из нефтепроводов и водопроводов.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выделение в атмосферу вредных веществ (углеводорода, метана, оксида углерода, диоксида серы).</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации.	<p>Возможные ЧС: нарушение целостности установок и коммуникаций, разрушение корпусов запорных устройств, разгерметизация фланцевых соединений, разрыв сварного шва, прокладки.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разгерметизация узла трубопровода.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Ефименко Алексей Михайлович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность направлена на поддержание оптимальных параметров работы нефтепромыслового оборудования с учетом требований действующего законодательства в сфере социальных, правовых и экологических вопросов, а также вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.

Промысловые трубопроводы (ПТ) являются потенциально опасными объектами, эксплуатация которых всегда сопряжена с риском возникновения аварийных ситуаций. При этом, основным источником опасности является потенциальная возможность нарушения герметичности ПТ в процессе перекачки нефти и выходом в окружающую среду нефтегазосодержащей смеси.

В рамках данной работы проводятся опытно-промышленные испытания новой марки стали с повышенной коррозионной стойкостью. Так как на территории Западной Сибири коррозионная активность добываемой жидкости достаточно высокая, то рассматриваемого материала способно оказать прямое воздействие на повышение промышленной безопасности такого опасного производственного объекта (ОПО), как – система нефтепромысловых трубопроводов.

В данном разделе рассмотрены вопросы безопасной организации работ по эксплуатации ПТ, деятельность работников, выполняющих эти работы, мероприятия по снижению воздействия выявленных опасных и вредных факторов на сотрудников, а также экологические аспекты эксплуатации ПТ.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Существует большое количество нормативной документации, регулирующей различные аспекты производственной безопасности. При эксплуатации ОПО, к которым относится система ПТ, основной нормативной документацией является Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Данный документ определяет правовые, экономические и социальные основы обеспечения безопасной эксплуатации ОПО.

На производственный объектах, к которым относится месторождение Х, специалистом, которого является ООО «Х», имеются такие документы, как технологический регламент и план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПМЛА).

Так как в данной работе присутствует как исследовательская часть, так и испытательная, то и вопросы правового обеспечения рассматриваются с двух позиций.

Производственный контроль является составной частью системы управления производственной безопасностью и осуществляется путем проведения комплекса мероприятий.

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала.

Сидячие рабочие места сотрудников оборудованы согласно ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Конструкцией рабочего места обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля. При проектировании оборудования и организации рабочего места учтены антропометрические показатели мужчин (работают только мужчины).

Для обеспечения безопасности организационными мерами предусмотрено: наличие собственного подразделения для ликвидации аварии; проведение аттестации работников в соответствии с законодательством РФ; оснащение специальными техническими средствами; разработка планов ликвидации аварии и другие.

В соответствии с трудовым кодексом РФ, работникам, занятым на работах с вредными и опасными условиями труда, полагается:

- ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск, минимальная продолжительность которого составляет 7 дней. При работе в районах Крайнего Севера и приравненных к ним - 24 календарных дня.

- оплата в повышенном размере, в зависимости от условий труда, но не менее 4% от тарифной ставки. Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются работодателем с учетом мнения представительного органа;

- ежегодное бесплатное лечение и оздоровление.

Согласно статьям 315, 316, 317 Трудового кодекса РФ оплата труда работников в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате, утверждаемых нормативными актами правительства РФ, а также нормативными актами субъектов РФ.

Выполнение всех работ возможно только мужчинами в возрасте от 18 лет, женщины на место проведения огневых работ не допускаются.

На работах с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты. Выдача работникам, по установленным нормам, молока или других равноценных пищевых продуктов, по письменным заявлениям работников, может быть заменена компенсационной выплатой в размере, эквивалентном стоимости молока или других равноценных пищевых продуктов.

Перевозка в медицинские организации или к месту жительства работников, пострадавших от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, а также по иным медицинским показаниям производится транспортными средствами работодателя либо за его счет.

При причинении сотруднику производственной травмы по вине производства, организация обязана осуществить выплаты в размере, указанном в коллективном договоре.

Нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю, но работодатель, в соответствии с 103 статьей Трудового кодекса РФ, может устанавливать сменный график работы. Продолжительность рабочего времени при суммированном учете рабочего времени должна быть не более 12 часов в сутки при условии, что продолжительность рабочего времени за учетный период не превышает нормального числа рабочих часов.

Основными нормативно-техническими документами, регламентирующими производственные процессы ОПО в нефтедобывающей промышленности, являются:

- «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» (приказ от 30 ноября 2017 года N 515) ".
- «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» приказ №116 от 25 марта 2014 года.
- СП 284.1325800.2016 свод правил «Трубопроводы промышленные для нефти и газа «Правила проектирования и производства работ»».
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ).
- Нормы пожарной безопасности. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности НПБ 105-03.

5.1.1 Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015, производственные факторы по результирующему воздействию на организм работающего человека подразделяют на:

- вредные производственные факторы, то есть факторы, приводящие кзаболеванию, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания;
- опасные производственные факторы, то есть факторы, приводящие ктравме, в том числе смертельной.

По природе опасные и вредные производственные факторы подразделяют на следующие группы:

- физические;
- химические;
- биологические;
- психофизиологические.

Определим опасные и вредные производственные факторы при выполнении работ по проведению опытно-промышленных испытаний новой марки стали, включающие в себя подготовительные и строительно-монтажные работы, а также дальнейшее обслуживание испытательного стенда на участке X месторождения, относящегося к ОПО «Система промысловых трубопроводов X месторождения». Факторы определены в соответствии и представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
<i>Физические</i>		
	Движущиеся машины и механизмы	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ [61]
	Повышенный уровень статического электричества и напряжения	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ [63] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [64] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [65] ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ [66]
	Пожаровзрыво-безопасность на	ГОСТ 12.1.010-76 [67] НПБ 105-03 [68]

	рабочем месте	СНиП 21-01-97* [69]
Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96 [70] ГОСТ Р 12.4.236-2011 [71]
Недостаточная		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [72]
Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [76] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [77]
<i>Химические</i>		
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [78] ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [79]
<i>Биологические</i>		
Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми		ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ [62]
<i>Психофизиологические</i>		
Физические нагрузки		ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ [61]
Освещенность рабочей зоны Превышение уровней шума		СП 52.13330.2016 [73] СП 51.13330.2011 [74] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [75]

5.1.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

При проведении опытно-промышленных испытаний (ОПИ) новой марки стали сотрудники подвергаются воздействию вредных производственных факторов, представленных в таблице 1. Рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на минимизацию их воздействия.

Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны

Микроклиматические условия окружающей среды оказывают существенное влияние на здоровье человека. Они складываются из:

- температуры воздуха;
- температуры поверхностей;
- относительной влажности воздуха;
- скорости движения воздуха;
- интенсивности теплового облучения.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -30 до -35 °С [79].

Для контроля соответствия гигиенических требований измерения показателей микроклимата необходимо проводить не менее 3 раз за смену, однако частота измерения определяется стабильностью производственного процесса, функционированием технологического и санитарно-технического оборудования.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру $+25$ °С.

Работники должны быть обучены мерам защиты и оказания первой помощи при обморожениях и перегревах тела.

Основными правилами, позволяющими защитить сотрудника от обморожения, являются: использование свободной одежды, не сковывающей движений и не мешающая кровообращению; непромокаемая утепленная обувь; использование рукавиц, шарфов и шапок из непродуваемого материала.

При работе на открытом воздухе все сотрудники должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для освещения рабочей площадки в дневное время используются естественные источники света, а в вечернее – искусственные.

При использовании искусственного освещения необходимо пользоваться лампами накаливания и люминесцентными лампами в взрывобезопасных плафонах.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную, и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

Требования к освещению строительных площадок следует принимать по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 и СП 52.13330.2011 Оптимальные параметры освещения открытых площадок установлены на уровне 2-50 лк в зависимости от рода выполняемых работ.

Для обеспечения необходимого уровня освещенности рабочей зоны необходимо соблюдать график работы и выполнять их, по возможности, в дневное время при естественном освещении.

Превышение уровней шума

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

На рабочей площадке основными источниками шума будут являться: грузовые автомобили, бульдозер, экскаватор, шлифовальные машинки, снегоочистители и др.

Максимальные эквивалентные уровни звука используемых транспортных средств составят:

- бульдозер – 90 дБА;
- автомобиль грузовой грузоподъемностью более 10 т – 90 дБА.

Рабочие, обслуживающие данную технику, должны быть обеспечены индивидуальными шумозащитными средствами.

Шум рассматривается с точки зрения возможного вредного влияния на здоровье работника, в первую очередь, на его орган слуха, и развития, в связи с этим профессионального заболевания (нарушение слуха, вызванное воздействием шума). Предельно допустимый уровень шума, согласно СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [77], составляет 80 дБА.

Согласно ГОСТ 12.1.029-80 для обеспечения нормального уровня шума необходимо:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи);
- использование средств звукопоглощения.

Каждого сотрудника необходимо обеспечивать средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

- противοшумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи;

- противошумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход или прилегающие к нему;
- противошумные шлемы и каски;
- противошумные костюмы.

Превышение уровней вибрации

Воздействие вибрации на организм человека может приводить к ухудшению состояния здоровья работников, в том числе к профессиональным заболеваниям, а также к значительному снижению комфортности условий труда.

Вибрация, создаваемая машинами, механизированным инструментом и оборудованием, способна привести как к нарушениям в работе и выходу из строя самих машин, так и служить причиной повреждения других технических и строительных объектов.

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

-применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;

-организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³.

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества).

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать изолирующими или фильтрующими противогазами (ГП-7, ИП-4М).

Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми

В летнее время года, работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия средствами индивидуальной защиты от гнуса и энцефалитного клеща:

- костюм для защиты от вредных биологических факторов;
 - костюм для защиты от гнуса;
 - накомарник;
 - жидкие мази, крема и аэрозоли для защиты от кровососущих насекомых. Для предотвращения нападения на работающих диких животных, необходимо соблюдать ряд правил:
- избегать нахождения на участках, заросших высокой травой и кустарником;

- при необходимости передвижения в лесу, передвигаться группой и издавать как можно больше звуков;
- при обнаружении детенышей животных, не приближаться к ним и немедленно покинуть место.

Физические нагрузки

Физические перегрузки могут вызывать гиподинамию (нарушение функций организма), напряженность внимания, эмоциональное напряжение, эстетический и физиологический дискомфорт.

Все сотрудники каждый год проходят медицинский осмотр в медицинском учреждении. В соответствии с Приказом Минздравсоцразвития России №83 от 16.08.2004 «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и порядка проведения этих осмотров (обследований)», медицинская организация, на основании полученных результатов осмотра, составляет поименный список работников, подлежащих периодическим медицинским осмотрам, и утверждает совместно с работодателем календарный план проведения медицинских осмотров (обследований).

Для предотвращения физической перегрузок на производственных площадках, при приезде на место работ, перед выполнением опасных производственных работ, после выполнения опасных производственных работ, а также при отъезде проводится осмотр сотрудников доктором, для установления его физического состояния. Так же, по усмотрению доктора, возможно проведение внеплановых медицинских осмотров.

Для обеспечения безопасности рабочего необходимо соблюдать нормы рабочего времени, составляющие 12 часов при вахтовом методе работы, согласно Трудовому кодексу РФ. Непосредственный начальник должен адекватно оценивать объем выполняемой работы и давать указания в соответствии с физическими возможностями сотрудника.

5.1.3 Анализ опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право и допуск.

Повышенный уровень статического электричества и напряжения

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т. п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках.

Защитное заземление или зануление, в соответствии с, должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

В соответствии с наружные производственные площадки, на территории которых находятся горючие и легковоспламеняющиеся жидкости и газы, относятся к категории А_н.

Для обеспечения безопасности, на месте выполнения работ должны находиться: порошковые огнетушители, ящик с песком, кошма (асбестовое одеяло), лопаты. Территория работ должна быть ограждена и контролироваться от попадания на нее посторонних людей. При проведении сварочных работ отделительные перегородки должны быть выполнены из негорючего материала.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

5.2 Экологическая безопасность

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении ОПШ новой марки стали.

Воздействие на атмосферу и мероприятия по ее охране.

Уровень загрязнения атмосферы в период проведения работ характеризуется объемом, температурой и скоростью выброса, концентрацией загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Оценка состояния воздушного бассейна проводится методом сравнения реальных (прогнозируемых) концентраций загрязняющих веществ, создаваемых выбросами источников их выделения, с предельно допустимыми концентрациями. Основным загрязняющим веществом является природный газ, ПДК которого 300 мг/м³.

В период проведения работ основными процессами, во время которых выделяются в атмосферу загрязняющие вещества, являются погрузо-разгрузочные операции при складировании сыпучих строительных материалов, работа двигателей строительных машин, механизмов и автотранспорта, сварочные и окрасочные работы, заправка строительной техники.

Степень воздействия объекта на атмосферный воздух во многом зависит от полноты реализации комплекса мероприятий технологического характера.

Для снижения суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период проведения работ предусмотрены следующие мероприятия:

- исключение применения в процессе производства работ веществ и строительных материалов, не имеющих сертификатов качества;
- запрещение разведения костров и сжигания любых видов материалов и отходов;
- контроль соблюдения технологических процессов с целью обеспечения минимальных выбросов загрязняющих веществ;
- запрещение использования оборудования, выбросы которого превышают нормативно-допустимые;
- исключение использования материалов и веществ на рабочей площадке, выделяющих в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества, неприятные запахи и т.п.;

– исключения вероятности использования на стройплощадке машин и механизмов в неисправном состоянии.

Воздействие на гидросферу и мероприятия по ее охране

Воздействие на гидросферу в рамках проведения ОПИ возможно только на стадии проведения гидроиспытаний. Забор воды для гидроиспытаний и приготовления раствора осуществляется БКНС месторождения X и доставляется на место производства работ специальным автотранспортом. Вывоз воды после гидроиспытаний осуществляется на очистные сооружения.

Работы проводятся без вскрытия водоносных горизонтов, что исключает загрязнение подземных вод в процессе производства работ. На близлежащей территории водоемы и иные источники воды отсутствуют.

Воздействие на литосферу и мероприятия по ее охране

В период проведения ремонтных работ основными факторами негативного воздействия на земельные ресурсы являются техногенные изменения сложившихся природных условий, которые возникают в результате проезда транспорта и строительной техники вне автодорог.

Характер изменения природных условий заключается, главным образом, в изменении условий теплообмена системы грунт – атмосфера в местах устройства защитных сооружений.

Воздействие на территорию может оказывать неорганизованный проезд техники, проведение ремонтных и других видов работ вне предназначенных для этих целей мест, а также неорганизованное размещение различных строительных отходов.

Охрана земель от негативного воздействия при проведении работ включает в себя исключение нарушений почвенного покрова вне отведенных территорий строительства, захламление зоны строительства мусором и отходами производства и потребления, а также загрязнение горюче-смазочными материалами.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – внешне неожиданная, внезапно возникающая обстановка, которая характеризуется резким изменением установившегося процесса, оказывающая значительное отрицательное влияние на жизнедеятельность людей и окружающую среду.

На основе статистических данных аварийности установлено, что опасности с возникновением ЧС в основном связаны:

- с качеством изготовления и монтажа;
- с коррозионными процессами;
- с внешними воздействиями;
- с природными воздействиями;
- с ошибками проекта;
- с эксплуатационными факторами.

Для каждого вида оборудования, процесса, операции наиболее вероятны некоторые характерные виды аварий. На этом основании необходимо осуществлять надзор за проявлением опасных факторов, могущих вызвать аварию, и принять меры к ее предотвращению и ликвидации.

Наиболее распространенной ЧС в нефтедобывающем производстве является порыв трубопровода, что представляет собой нарушение его герметичности с истечением нефтегазосодержащей жидкости наружу.

В таблице 15 приведены возможные причины технического и технологического характера, которые могут привести к аварии и которые можно предотвратить, а также указаны способы их устранения.

Если возникающие неполадки не приводят к расширению зоны аварийной ситуации, нарушению техники безопасности, то их необходимо устранять вахтовым персоналом.

Таблица 15 - Причины технического и технологического характера

Вид аварийного состояния производства	Причины возникновения неполадок	Действия персонала по предупреждению и устранению неполадок
Потеря герметичности в стыковочном узле ЗРА (корпус-трубопровод)	Пропуски в следствие деформации, нарушении целостности уплотнительной прокладки.	Проведение своевременных осмотров согласно утверждённого графика. Проведение планово- предупредительных работ согласно утверждённого графика.
Разгерметизация крышки корпуса.	Пропуски в следствие деформации, нарушении целостности уплотнительной прокладки	Проведение своевременных осмотров согласно утверждённого графика. Проведение планово- предупредительных работ согласно утверждённого графика.
Потеря герметичности в точке прохождения шпиндель-сальник (сальниковая камера)	Пропуски в следствие деформации, нарушении эластичности, износа сальника, сальниковой набивки.	Проведение своевременных осмотров согласно утверждённого графика. Проведение планово- предупредительных работ согласно утверждённого графика.
Потеря герметичности, внутренние пропуски в зоне заслонки.	Пропуски в следствие деформации, задиров, увеличения зазоров уплотнительных колец запора.	1. Проведение очистки внутренней полости трубопровода согласно утверждённого графика.

В результате выполнения раздела «Социальная ответственность» были установлены вредные и опасные производственные факторы, которые могут воздействовать на сотрудников в процессе проведения опытно-промышленных испытаний нового материала.

Приведены допустимые нормы воздействия каждого фактора, согласно руководящей документации, и определены мероприятия по снижению их воздействия на сотрудников.

Рассмотрены факторы, оказывающие влияние на окружающую среду, а также мероприятия по минимизации их воздействия.

Приведен перечень возможных неисправностей в процессе выполнения работ, которые могут привести к возникновению ЧС. Установлены их причины и порядок действий в случае возникновения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе:

1. Проведен аналитический обзор применяемых материалов для строительства промышленных трубопроводов. На основании изученных литературных источников, можно предположить, что уделяется недостаточно внимания к выбору применяемых материалов именно при капитальном ремонте промышленных трубопроводов. Зачастую при капитальном ремонте трубопроводов применяются те же марки стали, из которых были изготовлены предыдущие промышленные трубопроводы. На основании этого предположения, эта проблема была изучена на примере X месторождения.

2. Проанализировано текущее техническое состояние трубопроводного парка ООО «X», построены тренды аварийности и выявлены основные причины отказов. Согласно собранной статистике отказов, именно по причине неправильно выбранной марки стали, случались порывы на промышленных трубопроводах, которые в свою очередь наносили ущерб не только предприятию (в финансовых и правовых нормах), но и окружающей среде.

3. Выполнено сравнение технических характеристик новой марки стали с применяемым аналогом. В ходе расчетов были определены прочностные характеристики новой марки стали 07ХНД, которые показали впечатляющие результаты по сравнению с применяемым в настоящее время аналогом 13ХФА. Исходя из этих расчетов, изготовленные промышленные трубопроводы из стали 07ХНД, смогут увеличить эксплуатационные сроки на треть. Также по проведенным исследованиям, трубопроводы, изготовленные из данной стали способны противостоять коррозии даже без ингибирования. А это в свою очередь дает огромный экономический эффект.

4. Рассчитан экономический эффект от применения новой марки стали, составивший более 20% при равных сроках эксплуатации.

Вывод

Согласно проведенным в данной выпускной квалификационной работе аналитическим обзорам и расчетам, считаю, применение стали 07ХНД, для изготовления промышленных трубопроводов, экономически выгодным для компании решением при капитальном ремонте промышленных трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Самойлов, Л.Г. Оценка надежности и прочности трубопроводов под действием циклических нагрузок / Л.Г. Самойлов. – Журнал «Нефтегазовое дело». – 2016.
2. Шевчук, В.Н. Мониторинг и диагностика нефтепроводов и газопроводов / В.Н. Шевчук. – Издательство «Нефть и газ». – 2014.
3. Михайловский, Р.В. Расчеты параметров течения жидкостей и газов в трубопроводах / Р.В. Михайловский. – Издательство «Машиностроение». – 2018.
4. Быков, П.А. Экспериментальное исследование потоков жидкости и газа в трубопроводах / П.А. Быков. – Журнал «Нефтегазовое дело». – 2017.
4. Федотов, Д.Ю. Анализ причин возникновения аварий на нефтепроводах / Д.Ю. Федоров. – Журнал «Газовая промышленность». – 2015.
5. Лисин Ю.В., Махутов Н.А., Неганов Д.А. Идентификация трубных сталей отечественного и зарубежного производства // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №2. – С. 90-95.
6. Защита трубопроводов от коррозии учебное пособие / Ф. М. Мустафин [и др.]. –СПб.: Недра, 2007. – Т. 2. – 708 с.
7. Калачёв И.Ф., Швецов М.В. Покрытия для стальных труб - повышение долговечности работы трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – №2. – С. 37-39.
8. Калачёв И.Ф. Снижение износа трубопровода использованием защитных покрытий // Экспозиция Нефть Газ. – 2011. – №6. – С. 8–9.
9. Субхангулова Л.Р. Прогнозирование параметров эксплуатационной надежности промысловых нефтепроводов // Аллея науки. – 2017. –

10. №3. – С. 348-350.
11. Айдуганов В.М. Трубы для строительства промышленных трубопроводов и способы их соединения // Трубное производство. – 2015. – №2. – С. 73-78.
12. Хафизов И.Ф., Урманчиев С.Ф. Применение ингибитора коррозии для повышения безопасности промышленных трубопроводов // Технологии техносферной безопасности. – 2017. – №2. – С. 93-97.
13. Ромейко В.С. Защита трубопроводов от коррозии / В.С. Ромейко, В.Г. Баталов, В.И. Готовцев и др. – Москва: «ВНИИМП», 1998. – 208 с.
14. Плудек В. Защита от коррозии на стадии проектирования / Перевод на русский язык. – Москва: «Мир», 1980. – 424 с.
15. Мустафин Ф.М. Защита трубопроводов от коррозии. В 2-х книгах. Том 1 / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков и др. – М.: Недра, 2007. – 708 с.
16. Семенова И.В. Коррозия и защита от коррозии: Учебное пособие / И.В. Семенова, Г.М. Флорианович, А.В. Хорошилов. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2010. – 416 с.
17. Медведева М.Л., Мурадов А.В., Прыгаев А.К. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров: Учебное пособие для вузов нефтегазового профиля. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – 250 с.
18. СП 284.1325800.2016. Свод правил. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.

19. Приказ Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».
20. СП 20.13330.2016. «Свод правил. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85»
21. Кофанова Н.К. Коррозия и защита металлов: Учебное пособие для студентов технической специальности. – Алчевск, 2003. – 181 с.
22. Радин М.А., Михайлова И.С., Луканина Т.Л. Химическое сопротивление материалов и защита от коррозии. Учебное пособие.– СПб.: СПбГТУРП, 2014. –210 с.
23. Кац Н.Г., Васильев С.В., Парфенов С.Н., Живаема В.В., Доровских И.В. Контролирующий фактор коррозионного процесса и коэффициент полезного действия протекторных сплавов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2013. – №4. – С. 38- 41.
24. М-01.02.04-03 Методический документ «Методические указания по организации и исполнению программ мониторинга коррозии промысловых трубопроводов».
25. Хайдерсбах, Роберт. Защита от коррозии и металловедение оборудования для добычи нефти и газа.: пер. с англ. / Р. Хайдерсбах. – Санкт-Петербург: Профессия, 2015. – 476 с.
26. Коршак, Алексей Анатольевич. Основы нефтегазового дела.: учебник
27. / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – 2-е изд., доп. и испр. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 544 с.

28. Мустафин Ф.Х., Абзгильдин Р.Р. Методы противокоррозионной защиты магистральных и промышленных трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. –2012. – №4. – С. 102-104.
29. МУК № П1-01.05 М-0132 ПАО «НК «Роснефть» «Выбор метода антикоррозионной защиты промышленных трубопроводов и технологических трубопроводов и требования к трубной продукции».
30. М-01.02.04-04 Методический документ «Методические указания по организации и исполнению ингибиторной защиты от коррозии на промышленных трубопроводах»
31. Кононенко Р.В., Майзель И.Г. Диагностика нефтепромысловых трубопроводов с внутренним защитным покрытием на основе эпоксидной смолы // Вестник ИрГТУ. – 2012. – №12. – С. 50-53.
32. Новиков С.В. Использование изделий с антикоррозионным полимерным покрытием в системах нефтегазосбора // Территория Нефтегаз, 2006. – №11. – С. 18-20.
33. Останков Н.А., Кинчаров А.И. Испытания модернизированных втулок для внутренней защиты сварного соединения трубопроводов // Инженерная практика, 2017. – №7. – С. 50-63.
34. Рудаченко А.В. Эксплуатационная надежность трубопроводных систем: учебное пособие / А.В. Рудаченко, С.С. Байкин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 118 с.
35. Васильев Г.Г., Леонович И.А., Сальников А.П. Коэффициенты надежности в расчетах толщин стенки промышленных трубопроводов // Трубопроводный транспорт (теория и практика), 2017. – №6. – С. 49- 55.

36. СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов».
37. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы».
38. Лисин Ю.В., Неганов Д.А., Суриков И.В., Гумеров К.М. Исследования изменений свойств металла трубопроводов в процессе эксплуатации: обобщение результатов и перспективные разработки Уфимской научной школы // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2017. – Т.7 №2. – С. 22-29.
39. Ушаков А.С., Кондратов Л.А. «О производстве стальных труб» // СТАЛЬ, 2018. – №7. – С. 33-47.
40. Родионова И.Г., Бакланова О.Н. и др. Влияние неметаллических включений на коррозионную стойкость углеродистых и низколегированных сталей для нефтепромысловых трубопроводов //
41. «СТАЛЬ», Металловедение и термическая обработка, 2017. – №10. – С. 41-48.
42. Сталь на рубеже столетий. Колл. авторов. Под научной редакцией Ю.С. Карабасова. – М: МИСиС, – 2001 – 664 с.
43. ГОСТ 31443-2012 «Трубы стальные для промышленных трубопроводов. Технические условия».
44. СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ».
45. ТТТ-01.02.04-01 Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования «Трубная продукция с внутренней и внешней изоляцией».

46. М-01.06.06-05 Методический документ «Методические указания по качеству трубной продукции, проектированию и строительству промышленных трубопроводов Компании в целях обеспечения их целостности».

47. Тюсенков А.С. Коррозионная стойкость стали 13ХФА / СТАЛЬ, 2016 г. – №2. – С. 53-57.

48. Галеев А.Г., Максимов Г.Л. Комплексный подход к защите промышленных трубопроводов от коррозии в ПАО «Газпром нефть» / Инженерная практика, 2015. – №11. – С 21-28.

49. Комиссаров А.А., Тихонов С.М. Разработка оптимальной композиций микролегирования трубной стали для повышения коррозионной стойкости в высокоагрессивных условиях эксплуатации / Прочность неоднородных структур - Прост, 2018. – М.: ООО «Студио принт». – 202 с.

50. ТУ 1303-019-25955489-2016 Трубы стальные электросварные нефтегазопроводные, повышенной хладостойкости и коррозионной стойкости.

51. ГОСТ 3845-2017 Трубы металлические. Метод испытания внутренним гидростатическим давлением. ГОСТ 15150-69. Межгосударственный стандарт. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. (ред. от 27.11.2012)

52. ГОСТ 1497-84 (ИСО 6892-84, СТ СЭВ 471-88) Металлы. Методы испытаний на растяжение (с Изменениями №1, 2, 3).

53. ГОСТ 9454-78 Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах (с Изменениями №1, 2).

54. NACE Standard TM0177-2005. Стандартный метод испытания. (RUS) Лабораторные методы испытания металлов на сопротивление сульфидному растрескиванию под напряжением в H₂S-содержащих средах.

55. NACE Standard TM0284-2003. Стандартный метод испытаний. (RUS) Оценка сталей для трубопроводов и сосудов высокого давления на сопротивляемость водородному растрескиванию.

56. Кудашов Д.В. Новая трубная сталь 05ХГБ на страже надежности нефтегазопроводов / Территория нефтегаз, 2015. – № 11. – С. 126-127.

57. М-19.04-02 Методический документ «Требования к проведению опытно-промышленных испытаний/подконтрольной эксплуатации нефтегазопроводных труб и соединительных деталей трубопроводов на промысловых трубопроводах».

58. МБПИ-Р01-10-2014 «Методика проведения испытаний образцов нефтегазопроводных труб с использованием байпасных стендов.

59. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

60. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

61. Технологический регламент «Системы промысловых трубопроводов X месторождения».

62. План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий
63. «Системы промысловых трубопроводов X месторождения».
64. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».
65. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
66. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ Биологическая безопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
67. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
68. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
69. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
70. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ Взрывобезопасность. Общие требования.
71. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
72. СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений.

73. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
74. ГОСТ Р 12.4.236-2011 Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования.
75. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
76. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
77. СП 51.13330.2011 Защита от шума.
78. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТСредства и методы защиты от шума. Классификация.
79. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТВибрационная безопасность. Общие требования.
80. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.
81. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
82. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
83. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

84. ГОСТ Р 14.13-2007. Экологический менеджмент. Оценка интегрального воздействия объектов хозяйственной деятельности на окружающую среду в процессе производственного экологического контроля.

85. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

86. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

87. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 №197-ФЗ.

88. «Налоговый кодекс Российской Федерации» от 05.08.2000 №117-ФЗ.

Приложение А

