

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 – 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промышленных трубопроводов

УДК 621.644:620.197-027.31

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Леонова Анастасия Александровна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		29.04.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД, ШБИП	Черемискина М. С.			29.04.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По Основной образовательной программе подготовки магистров по
направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: Надежность газонефтепроводов и хранилищ

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования объектов</i> нефтегазового комплекса для решения <i>инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6 ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22

<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
Шадрина А. В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Леоновой Анастасии Александровне

Тема работы:

«Повышение надежности ремонтных конструкций для подводных переходов магистральных нефтепроводов»
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.02.2019 г. № 877/с
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.05.2019 г.
--	---------------

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 особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объект исследования – проектируемый промышленный трубопровод со следующими исходными данными: наружный диаметр нефтегазосборного трубопровода 426 мм, толщина стенки нефтепровода 8 мм. Инженерный расчет на анализ скоростей потока. Сравнение сроков службы трубопроводов в малоагрессивной среде и в сильноагрессивной среде.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор технологических методов защиты от внутренней коррозии 2. Рассмотрение метода увеличения скорости потока жидкости, для уменьшения коррозионной активности. 3. Проведение гидравлического расчета в программном обеспечении и подбор параметров для проектируемого трубопровода. 4. Проведение анализа срока службы промышленных трубопроводов в разных коррозионных средах..
--	---

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Романюк В.Б., ассистент ОСГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М.С., ассистент ООД</p>
<p>«Иностранный язык»</p>	<p>Новикова В.С., доцент ОИЯ</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>«Введение», «Глава 1»</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>05.09.2017 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Рудаченко А. В.	к.т.н, доцент		05.09.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Леонова Анастасия Александровна		05.09.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Леоновой Анастасии Александровне

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет затрат и финансового результата реализации проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Организационная структура управления</i>
2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
3. <i>Графики динамики и сравнения показателей</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		29.04.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Леонова Анастасия Александровна		29.04.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Леонова Анастасия Александровна

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепровода в и хранилищ»</u>

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является промысловый трубопровод. Применяется для транспортировки нефти и газа.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1. Специальные правовые нормы трудового законодательства: – особенности трудового законодательства применительно к работе в условиях вредных и опасных факторов; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2. Производственная безопасность 2.1 Анализ вредных факторов при эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: - физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты. 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты).
3. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической	3. Экологическая безопасность на промысловых трубопроводах: – анализ воздействия объекта на атмосферу; – анализ воздействия объекта на гидросферу. 3.1 Изменение состояния окружающей среды под воздействием трубопровода. 3.2 Утечка токсичных и вредных веществ и их

безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	влияние на человеческие организмы.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	4. Чрезвычайные ситуации на трубопроводах: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД, ШБИП	Черемискина М. С.	-		29.04.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Леонова Анастасия Александровна		29.04.2019

Реферат

Выпускная магистерская диссертация содержит 125 страниц, 16 рисунков, 29 таблиц, 32 источников литературы.

Ключевые слова: промышленный трубопровод, внутренняя коррозия, антикоррозионная защита, защита от коррозии.

Цели данной работы: найти оптимальные виды защиты промышленных трубопроводов от коррозии.

Для достижения данной цели необходимо выполнить задачи:

- 1) Рассмотреть коррозионные процессы, действующие на промышленном трубопроводе.
- 2) Провести анализ способов защиты от коррозии.
- 3) Провести расчет требуемых параметров для промышленного трубопровода для обеспечения защиты от коррозионных процессов.

В процессе исследования был произведен анализ факторов и причин коррозионных процессов, различных способов защиты от коррозионного разрушения.

В результате исследования был произведен анализ воздействия увеличения скорости потока на скорость коррозии, были рассчитаны требуемые параметры промышленного трубопровода на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождение.

					Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промышленных трубопроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Леонова А.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				8	134
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					

Оглавление

Реферат	8
Глоссарий	11
Сокращение	12
Введение.....	13
Цели и задачи исследования	16
Литературный обзор	17
1 Факторы коррозионного разрушения промышленных трубопроводов.....	20
1.1 Температура и pH воды	21
1.2 Содержание кислорода в воде	22
1.3 Влияние парциальных давлений CO ₂	23
1.4 Минерализация воды	24
1.5 Структурная форма потока	25
1.6 Коррозия под действием микроорганизмов	26
2 Коррозия промышленных трубопроводов.....	27
2.1 Внутренняя коррозия промышленных трубопроводов.....	29
3 Защита трубопроводов от коррозии.....	31
3.1 Защита от внутренней коррозии	32
3.2 Применения защитных покрытий.....	34
3.3 Применение ингибиторов	38
4 Технологические методы	40
4.1. Регулирование скорости потока	41
5 Метод изменения сечения трубопровода	44
5.1 Подготовка соединения труб к установке активатора вращения.....	49
5.2 Анализ скоростей при изменении сечения трубопровода.....	50
6 Моделирование потока жидкости в программном обеспечении «Pipesim»	54

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промышленных трубопроводов</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						
<i>Разраб.</i>		<i>Леонова А.А.</i>			Оглавление		<i>Лит.</i>	<i>Ли</i>	<i>Листов</i>	
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>							9	134
<i>Консульт.</i>							НИ ТПУ гр. 2БМ71			
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>								

6.3	Корреляция Беггса-Брилла	60
7	Характеристики проектируемого трубопровода	64
8	Гидравлический расчет промысловых трубопроводов	79
8.1	Расчет срока службы трубопровода	83
9	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	90
9.1	Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	90
9.2	Календарный план проекта.....	93
	SWOT-анализ.....	95
9.3	Затраты на проведение аварийно-восстановительных работ.....	96
9.4	Расчёт амортизационных отчислений.....	98
9.5	Расчет затрат на основные и вспомогательные материалы.....	99
9.5.1	Фонд оплаты труда специалистов	100
10	Социальная ответственность	103
10.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	103
10.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	105
10.3	Производственная безопасность.....	105
	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	105
10.4	Вредные производственные факторы	107
10.5	Опасные производственные факторы	110
10.6	Экологическая безопасность на промысловых трубопроводах	115
10.7	Изменение состояния окружающей среды под воздействием трубопровода	116
10.8	Чрезвычайные ситуации на промысловых трубопроводах	117
10.9	Пожары и взрывы на магистральном трубопроводе	118
10.10	Аварийные разливы нефти как чрезвычайные ситуации.....	119
10.11	Заключение	120
	Заключение	121
	Список литературы	123
	Приложение А	126

					Оглавление	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глоссарий

Промысловый трубопровод – это капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на длительный срок эксплуатации и предназначенные для бесперебойной транспортировки природного газа, нефти, нефтепродуктов, воды и их смесей от мест их добычи (начальная точка трубопровода до установок комплексной подготовки и далее к местам врезки в магистральный трубопровод или для подачи на другой вид транспорта — железнодорожный, речной, морской).

Внутренняя коррозия – это процесс, который происходит в результате химического воздействия перекачиваемых нефтепродуктов на стенки трубы. Такое воздействие имеет место при перекачке сырых нефтей, содержащих активные сернистые соединения и растворы различных солей.

Коррозия в растворах электролитов – коррозия металлов при контакте металлических изделий с речной и морской водой, растворами солей, кислот, щелочей.

Электрохимическая защита – предохранение металла от коррозии путем наложения внешнего постоянного электрического тока, при котором радикально меняется электродный потенциал материала и изменяется скорость его коррозии.

Коррозионное растрескивание металлов – это один из видов коррозионных разрушений (коррозии), при котором в металле зарождается и развивается множество трещин.

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промысловых трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Леонова А.А.</i>			Глоссарий	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					11	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Сокращение

Таблица 1

КР	Коррозионное растрескивание
ЭХЗ	Электрохимическая защита
ПТ	Промысловый трубопровод
ЛКМ	Лакокрасочные материалы
ГКК	Группа коррозионных контуров
ФХС	Физико-химические свойства
МУК	Методические указания компании
ИИ	Инженерные изыскания
УКЗ	Установка катодной защиты
ПДВК	Предельно допустимая взрывобезопасная концентрация
ПДК	Предельно допустимая концентрация

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промысловых трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Леонова А.А.</i>			Сокращение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					12	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Введение

Надежность – это главный критерий, обеспечивающий безопасную эксплуатацию трубопроводов и повышения их долговечности. Надежностью называется свойство объекта, позволяющее сохранить заданные функции в течение установленного времени. Основная проблема при обеспечении безопасной эксплуатации промысловых нефтегазопроводов – это проблема повышения их надежности и долговечности. Данная проблема является сложной комплексной задачей, включающей решения следующих аспектов: организационных, технических, экономических и технологических. Повышение надежности и долговечности промысловых трубопроводов на сегодняшний день является главной задачей для многих иностранных и отечественных авторов, но при этом многие вопросы в данной сфере еще открыты и нет конкретного решения этой проблемы.

В настоящее время большинство промысловых трубопроводов уже достигла конца установленного срока службы, из-за этого увеличивается поток отказов на них. Одной из главных проблем, из-за которой происходят отказы и аварии на промысловых трубопроводах, является проявление коррозионной активности. В научной литературе определено, что 30% от числа аварий приходится именно на коррозионные повреждения трубопроводов. Кроме коррозионных процессов на промысловый трубопровод при его эксплуатации воздействуют механические нагрузки, которые вызывают износ трубопровода. При таких процессах ускоряется разрушение трубопроводов, оно проявляется в виде коррозионного растрескивания, механохимической коррозии и коррозионной усталости, которая зависит от влияния полей блуждающих токов.

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промысловых трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Леонова А.А.</i>			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					13	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

В связи с этим проблема обеспечения безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов в основном является проблемой повышения коррозионно-механической прочности и стойкости, усовершенствование и поиск новых методов защиты от коррозии. Это вызывает большой интерес в данной сфере и толкает на разработки новых методов и технических средств для обеспечения прочности и стойкости к коррозионной активности.

Внутренняя коррозия является главной проблемой промышленных трубопроводов, на нее приходится более 90% от всего числа отказов, даже при использовании различных мероприятий по её устранению. Более 70 % аварий на промысле возникает из-за «канавочного» износа. Большинство промышленных трубопроводов, на которых выявлены повреждения и внутренний износ, не имеют наружную изоляцию и электрохимическую защиту. Из-за частых отказов, вызванных «канавочным» износом, необходимы поиски новых решений, чтобы обеспечить безопасную эксплуатацию трубопроводов, повысить долговечность и стабильность его функционирования. В связи с этим данная проблема всегда своевременна и актуальна.

При проектировании и строительстве трубопроводов необходимо применять новые технологические и конструктивные решения, чтобы обеспечить безопасную эксплуатацию и повысить их долговечность. Для этого совершенствуют технологии и приемы эксплуатации, а также технического обслуживания.

Выход трубопроводов из строя по причине коррозионных повреждений является важной проблемой при эксплуатации. Средний срок службы промышленных трубопроводов расположен в диапазоне от пары месяцев до пятнадцати лет. Но при этом из-за коррозионных процессов снижается механическая прочность труб, что ведет к отказу на трубопроводе. Отказы на промышленных трубопроводах ведут не только к снижению добычи нефти и

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

газа, а также несут вред окружающей среде, загрязняют её. С экономической точки зрения отказы на трубопроводах приводят к повышению затрат на капитальный ремонт. Интенсивность коррозии на поверхности трубопроводов влияет на безопасную эксплуатацию промышленных трубопроводов. В данной работе будут рассматриваться усовершенствование и поиск новых методов защиты трубопроводов от внутренней коррозии.

При эксплуатации промышленных трубопроводов большое внимание уделяется именно исследованию внутренней коррозии, так как в таких трубопроводах транспортируется скважинная продукция, обладающая высокой обводненностью и засоленностью, а также имеющая в своем составе свободный кислород, сероводородные соединения, углекислый газ и механические примеси. Мероприятия по предотвращению преждевременного разрушения промышленных трубопроводов возможно разработать более эффективно, если знать, как происходит коррозионный процесс. Актуальная задача для предприятий по добыче нефти и газа – это понятие коррозионных процессов и разработка эффективных методов защиты от нее.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

Цели и задачи исследования

Актуальность исследований заключается в том, что в промышленных трубопроводах транспортируется высокообводненная нефть с большим содержанием солей и других примесей. Для того, чтобы организовать непрерывную транспортировку нефти со скважин, нужно следить за состоянием трубопровода: от его укладки и во время периода эксплуатации. Такая агрессивная среда, как высокообводненная нефть, сильно влияет на состояние промышленных трубопроводов изнутри, присутствует большая возможность возникновения процесса внутренней коррозии. Коррозионное воздействие приводит к утонению материала и образованию трещин на промышленных трубопроводах. Данные трещины способны привести к разрушению трубопровода, что повлечет за собой аварии, загрязнение окружающей среды.

Цели данной работы: найти оптимальные виды защиты промышленных трубопроводов от коррозии.

Для достижения данной цели необходимо выполнить задачи:

- 1) Рассмотреть коррозионные процессы, действующие на промышленном трубопроводе;
- 2) Провести анализ способов защиты от коррозии;
- 3) Провести расчет требуемых параметров для промышленного трубопровода для обеспечения защиты от коррозионных процессов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промышленных трубопроводов			
Разраб.		Леонова А.А.			Цели и задачи исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					16	134
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Литературный обзор

Одной из важнейших проблем при эксплуатации трубопроводов на сегодняшний день является коррозионное разрушение его поверхности. Из-за коррозии происходит безвозвратная потеря металла и ущерб от этого состоит из затрат на ремонт оборудования, которое преждевременно вышло из строя, а также из затрат на ликвидацию последствий аварии. Аварийность нефтепроводов имеет экологические проблемы, которые напрямую связаны с загрязнением окружающей среды. Данные факторы влияют на повышение себестоимости нефти. Коррозионные потери можно сократить за счет применения на практике накопленных знаний о коррозионных процессах и методов защиты, уже внедряющиеся в нефтяную отрасль.

Большое количество работ посвящено рассмотрению понятия коррозии трубопроводов. Коррозией металлов называется самопроизвольное разрушение металлических материалов из-за их химического или электрохимического взаимодействия с окружающей средой. Коррозия является гетерогенным процессом из-за того, что протекает на границе двух фаз металл – агрессивная среда.

При коррозионном процессе металл разрушается либо частично, либо полностью. При длительной эксплуатации трубопровода коррозия может достичь критических размеров, несмотря на то, что скорость ее развития незначительна, а это может привести к потере механической прочности, герметичности и функциональных характеристик металла. Продукты коррозии, которые образуются в результате процесса взаимодействия металла и агрессивной среды, остаются на поверхности металла.

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промысловых трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Леонова А.А.</i>			Литературный обзор	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					17	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

В литературе различают внутреннюю и наружную коррозию трубопроводов. Наиболее эффективными методами защиты внутренней поверхности является применение различных покрытий, которые наносятся на внутреннюю поверхность, а также введение ингибиторов в перекачиваемую смесь. Покрытия на полимерной основе, такие как полиуретановые, новолачные, эпоксидные, наиболее распространены, меньшее распространение имеют силикатно-эмалевые покрытия. Антикоррозионные покрытия необходимы для предотвращения контакта между металлом и транспортируемым флюидом. Антикоррозионные покрытия имеют целый ряд плюсов:

- снижение шероховатости внутренней поверхности трубы, а следовательно, уменьшение гидравлического сопротивления и увеличение производительности трубопровода;
- снижение количества асфальтосмолопарафиновых отложений;
- снижение эксплуатационных расходов, по сравнению с ингибиторной защитой.

В статье «Совершенствование методов и технических средств защиты промышленных трубопроводов от внутренней коррозии» автором А.Н. Блябляс предложено провести модернизацию стандартной протекторной защиты за счет размещения электрода не в грунте, а внутри самого трубопровода. Жидкость в трубе выступает в роли электролита, а восстановление металла проходит на внутренней стенке трубы. Опыты проводились на электроде из алюминиевого сплава с 45%ным содержанием магния. После проведения испытаний с использованием агрессивной среды контрольный участок трубопровода был тщательно исследован. На образце без защиты наблюдается активное развитие коррозии. На поверхности защищенного металла образуется тончайшая пленка оксидного слоя, препятствующая дальнейшему окислению.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						18
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Я считаю, что применение электрохимической защиты на промышленных трубопроводах – это дорогостоящая бесполезная защита. Во-первых, для систем нефтегазопромысловых трубопроводов характерно наличие большого количества параллельных и пересекающихся объектов. Такое разветвленное строение трубопроводной системы приводит к существенному усложнению наиболее энергетически выгодного маршрута движения защитного тока в цепи электрохимической защиты, и как следствие, к тому, что часть участков трубопроводов не получают необходимой защиты, а некоторые участки даже могут подвергаться разрушению вследствие действия токов ЭХЗ в качестве блуждающих токов.

Во-вторых, отсутствует полноценное изоляционное покрытие на промышленных объектах. Все расчетные формулы систем ЭХЗ для трубопроводов содержат различные показатели, связанные с сопротивлением изоляционного покрытия, и все они подразумевают, что изоляционное покрытие на трубопроводе по меньшей мере есть, и его значение составляет 5-10 КОм·м². Если же изоляционного покрытия нет, то формулы лишаются важного буферного элемента и становятся слишком чувствительными к незначительным изменениям других исходных данных. Поэтому в данной работе исследоваться будут только технологические мероприятия по защите от внутренней коррозии.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 Факторы коррозионного разрушения промышленных трубопроводов

Защита промышленного трубопроводного транспорта скважинной продукции от коррозии – одна из ключевых задач, с которыми ежедневно сталкивается нефтедобывающая отрасль. Экстремальные условия, постоянное воздействие агрессивных сред, предоставляют массу возможностей для появления коррозии.

Промысловые трубопроводы при отсутствии защитного покрытия на внутренней поверхности контактируют с подтоварными водами, газожидкостными смесями степень агрессивности которых определяется физико-химическими свойствами их составляющих.

Основными факторами, влияющими на степень коррозионной активности перекачиваемого продукта, являются соотношение объемов воды и нефти в газожидкостной смеси, содержание сероводорода, кислорода, углекислого газа, общей минерализации, кислотности, температуры и скорости движения пластовых и сточных вод.

В зависимости от обводненности добываемой продукции и скорости потока возможны образования различных структур течения, таких как эмульсионная или расслоенная на нефть и воду форма течения, которая может быть при любой обводненности и считается наиболее опасной. При увеличении скорости потока при высокой обводненности переход расслоенной формы течения в эмульсионную структуру «нефть в воде» скорость коррозии трубопровода возрастает.

Рассмотрим подробнее следующие факторы:

- влияние температуры и рН воды;
- содержание кислорода в воде;

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промышленных трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Леонова А.А.</i>			Коррозия промышленных трубопроводов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					20	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

- влияние парциального давления CO₂;
- влияние минерализации воды;
- влияние давления;
- влияние структурной формы потока.

1.1 Температура и pH воды

По pH воды можно разделить на три зоны:

1) Сильнокислая среда при $pH < 4,3$. В таких средах скорость коррозии с понижением pH чрезвычайно быстро возрастает.

2) При pH в диапазоне от 4,3 до 9-10 скорость коррозии почти не зависит от pH.

3) Сильнощелочная среда при pH, находящейся в диапазоне от 9-10 до 13. В таких средах с увеличением pH скорость коррозии уменьшается. При $pH=13$ коррозионный процесс прекращается.

На катоде на катоде происходит реакция разряда ионов водорода и образование молекулярного водорода в первой зоне, реакция образования ионов гидроксила OH⁻ происходит во второй и третьей зоне.

Температура влияет на коррозию следующим способом: она ускоряет анодные и катодные процессы при её повышении, из-за увеличения скорости движения ионов, вследствие чего, и скорость коррозионного процесса. На рисунке 1.1 показана как интенсивность коррозии зависит от pH среды и температуры воды.

					Факторы коррозионного разрушения промышленных трубопроводов	Лист 21
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

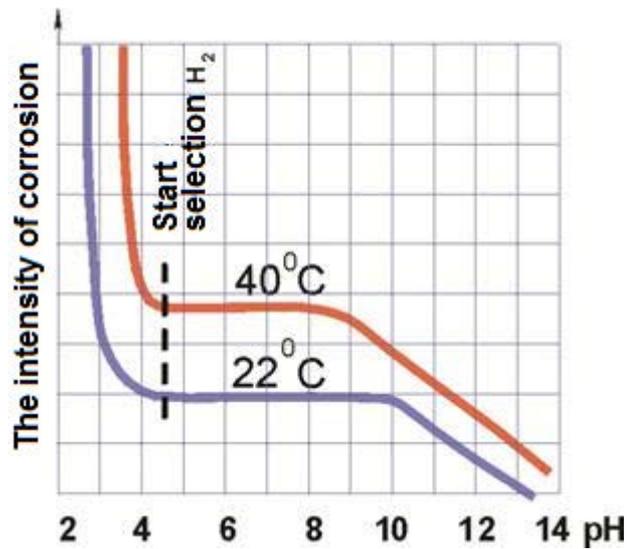


Рисунок 1.1 – Зависимость интенсивности коррозии от рН и температуры воды

1.2 Содержание кислорода в воде

Железо труб в кислой среде, когда $pH < 4,3$, подвергается сильной коррозии, но при рН среды большей чем 4,3, практически не подвержено коррозионным процессам. Это показано на рисунке 1.2 на кривой 4. На рисунке 1.2 показана зависимость коррозии от содержания кислорода в воде.

При наличии растворенного в воде кислорода, коррозионные процессы железа могут идти как в кислой, так и в щелочной среде, что показано на рисунке 1.2 на кривых 1 – 3.

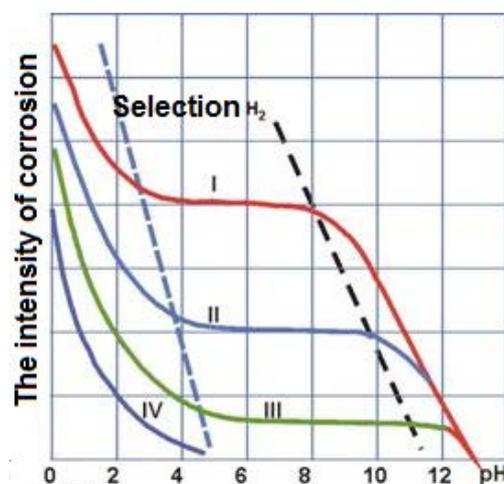


Рисунок 1.2 – Зависимость интенсивности коррозии от содержания кислорода в воде

Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата

1.3 Влияние парциальных давлений CO₂

Углекислый газ, который содержится в пластовых водах, оказывает большое влияние на коррозионное разрушение металла трубопроводов. В углекислой среде при одной и той же pH коррозионный процесс проявляется интенсивней чем в растворах сильных кислот.

По проведенным исследованиям можно сделать вывод, что системы, в которых парциальные давления CO₂ меньше либо равны 0,02 МПа являются коррозионно-неопасными, а в диапазоне от 0,2 до 0,02 вероятны небольшие скорости коррозии. Среда будет высококоррозионной при парциальных давлениях CO₂ больше 0,2 МПа.

По формам, в которых находится CO₂ в водных растворах, можно объяснить его влияние на проявление коррозионных процессов. Формы могут быть следующими:

- растворенный газ CO₂;
- недиссоциированные молекулы H₂CO₃;
- бикарбонат ионы HCO₃⁻;
- карбонат-ионы CO₃²⁻.

При равновесных условиях должен соблюдаться баланс между всеми формами:



CO₂ может влиять по двум причинам:

1. Молекулы H₂CO₃ непосредственно участвуют в катодном процессе :
2. Катодному восстановлению подвергается бикарбонат-ион:
3. H₂CO₃ играет роль буфера и поставляет ионы водорода H⁺ по мере их расходования в катодной реакции.

При взаимодействии Fe²⁺ с HCO₃⁻ или H₂CO₃ образуется осадок карбоната железа FeCO₃.

					Факторы коррозионного разрушения промышленных трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		23

Все исследователи обращают внимание на огромное влияние продуктов коррозии железа на скорость процесса коррозии.

Эти осадки являются полупроницаемыми для коррозионно-агрессивных компонентов среды и замедляют скорость разрушения металла.

Таким образом, можно выделить две характерные особенности действия диоксида углерода:

- увеличение выделения водорода на катоде.
- образование карбонатно-оксидных пленок на поверхности металла.

1.4 Минерализация воды

Растворенные в воде соли являются электролитами, поэтому увеличение их концентрации до определенного предела повысит электропроводность среды и, следовательно, ускорит процесс коррозии.

Уменьшение скорости коррозии связано с тем, что:

- уменьшается растворимость газов, CO_2 и O_2 , в воде;
- возрастает вязкость воды, а, следовательно, затрудняется диффузия, подвод кислорода к поверхности труб.

На рисунке 1.3 показана зависимость скорости коррозии от минерализации воды.

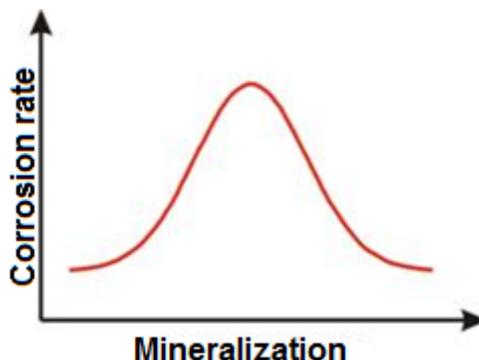


Рисунок 1.3 – Зависимость скорости коррозии от минерализации воды

					Факторы коррозионного разрушения промышленных трубопроводов	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

1.5 Структурная форма потока

Структуры многофазных потоков определяются по относительной скорости течения фаз в ГЖС с учетом их физических свойств, положением в пространстве и размерами.

Основные структуры, которые обычно выделяются: пробковая, пузырьковая, расслоенная, кольцевая, волновая, снарядная, и дисперсная (рисунок 1.4).

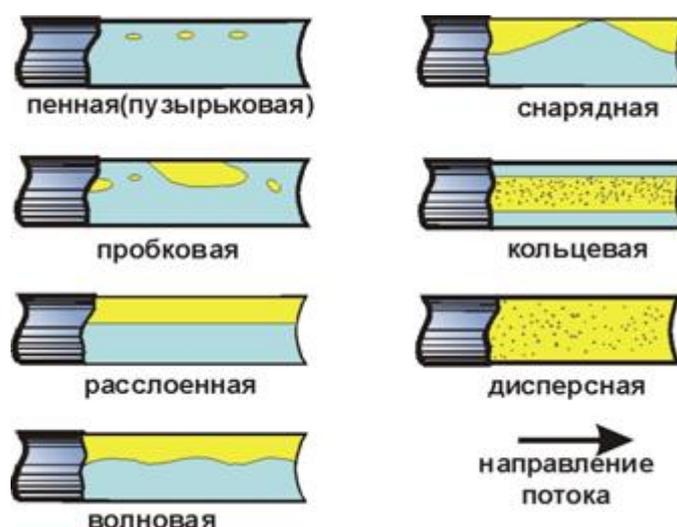


Рисунок 1.4 – Структуры ГЖС в горизонтальном трубопроводе

На характер коррозии влияет каждая структура газожидкостной смеси.

Специалистов, занимающихся вопросами по коррозии, интересует связь коррозионных процессов и структурного потока газожидкостных смесей. Информация, имеющаяся на данный момент, о том, как связаны структуры течения газожидкостной смеси с коррозионными процессами

является недостаточной и неполной.

На данный момент известно, что коррозия снижается при кольцевой структуре газожидкостных смесей. Коррозионному износу по нижней образующей может способствовать снарядная структура. Питтинговая и общая коррозия на нижней образующей трубы развивается при расслоенной структуре. Такая же коррозия образуется в так называемых «ловушках»

жидкости, во время вытеснения соленой воды в отдельную фазу.

					Факторы коррозионного разрушения промышленных трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		25

1.6 Коррозия под действием микроорганизмов

Коррозия под действием микроорганизмов происходит из-за анаэробных бактерий, которые обычно обитают в нефтяных скважинах.

Сероводород, хорошо растворяющийся в нефти и взаимодействующий с железом, при котором в осадок выпадает сульфид железа, образуется из-за деятельности сульфат-восстанавливающих микроорганизмов.

Под влиянием H_2S изменяется смачиваемость поверхности металла, поверхность становится гидрофильной, то есть легко смачивается водой, и на поверхности трубопровода образуется тонкий слой электролита, в котором и происходит накопление осадка сульфида железа FeS .

Сульфид железа является стимулятором коррозии, так как участвует в образовании гальванической микропары $Fe - FeS$, в которой является катодом (то есть разрушаться будет Fe как анод).

Некоторые ионы, например ионы хлора, активируют металлы. Причиной активирующей способности ионов хлора является его высокая адсорбируемость на металле. Хлор-ионы вытесняют пассиваторы с поверхности металла, способствуют растворению пассивирующих пленок и облегчают переход ионов металла в раствор. Особенно большое влияние ионы хлора оказывают на растворение железа, хрома, никеля, нержавеющей стали, алюминия.

Итак, коррозионную агрессивность воды характеризуют природа и количество растворенных солей, pH, жесткость воды, содержание кислых газов.

Степень влияния этих факторов зависит от температуры, давления, структуры потока и количественного соотношения воды и углеводородов в системе.

					Факторы коррозионного разрушения промышленных трубопроводов	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

2 Коррозия промышленных трубопроводов

Коррозией называется окислительно-восстановительный гетерогенный процесс, который происходит на поверхности раздела фаз. При коррозии происходит разрушение металла из-за химического или электрохимического воздействия окружающей среды.

По виду разрушения металла коррозия может быть равномерной (общей), местной (локальной), межкристаллитной, избирательной, но их механизмы различны и зависят от условий.

При равномерной или общей коррозии процесс распределяется равномерно по всей поверхности металла.

Местная (локальная) коррозия сосредоточена на определенном участке поверхности. Она может быть в виде пятен, язв и точек.

Коррозия в виде пятен занимает достаточно большой участок поверхности и распространяется не очень глубоко.

Поражение от коррозии в виде язв являются глубокими, локализируются на не-больших участках поверхности.

Поражение от коррозии в виде точек или питтинговой коррозии имеет размеры, которые меньше, чем от язвенной коррозии.

Межкристаллитная коррозия – это коррозия, при которой металл разрушается по границам кристаллов. Данный процесс достаточно быстр, глубок и имеет катастрофическое разрушение.

При избирательной коррозии один или несколько компонентов сплава растворяется, оставляя пористый остаток, сохраняющий изначальную форму и кажущийся неповрежденным.

Металл, который в коррозионной среде постоянно подвергается растягивающему напряжению, подвержен коррозионному растрескиванию.

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промышленных трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Леонова А.А.</i>				Коррозия промышленных трубопроводов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Рудаченко А.В.</i>						27	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

Коррозионное растрескивание вызывает абсорбция водорода, который образуется при коррозии.

По механизму протекания коррозия делится на химическую, которая происходит в средах, не проводящих электрический ток, и электрохимическую, сопровождающуюся наличием электрического тока.

Из-за протекания электрохимических реакций, которая сопровождается наличием электрического тока, в водной среде происходит коррозия стали, при этом возрастает скорость коррозии.

Данный вид коррозии происходит из-за работы большого количества макро- или микрогальванопар в металле, которые находятся в контакте с электролитом.

Гальванические пары возникают в металле при соприкосновении двух разнородных металлов, если в металле содержатся примеси, имеются участки с разным кристаллическим строением. Образование пор в окисной пленке и наличие участков с разной механической нагрузкой тоже являются причинами образования гальванической пары. При наличии участков с неравномерным доступом активных компонентов внешней среды, таких как воздуха, возникают гальванические элементы, то есть образуются катодные и анодные участки. Между анодом и катодом возникает электрический ток, анод имеет более отрицательный потенциал, а катод – это металл с меньшим потенциалом.

Внутреннюю коррозию трубопровода предупреждают тремя способами: техническими (механическими), химическими и технологическими.

Причины коррозии всегда определяются свойствами коррозионно-опасной среды, с которой внутренняя и наружная поверхность трубопровода контактирует. Коррозия внутренней поверхности трубопроводов имеет место в основном при перекачке жидкой среды, если в ней растворены коррозионно-опасные вещества: соли, кислоты и щелочи.

					Коррозия промышленных трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Коррозия наружной поверхности зависит от способа прокладки трубопровода и примененных конструктивных решений.

В данной работе упор делается на рассмотрение внутренней коррозии и способов защиты от нее, поэтому рассмотрим более обширно внутреннюю коррозию.

2.1 Внутренняя коррозия промышленных трубопроводов

Следует указать и на возможность внутренней коррозии трубопровода под действием агрессивного перекачиваемого продукта (нефть с содержанием серы, особенно гидросерной кислоты). Если относительная влажность газа при максимальной температуре трубопровода меньше 80%, при этом точка росы не менее чем на 5 °С ниже температуры трубопровода при минимальной рабочей температуре и максимальном рабочем давлении, то газ не является коррозионным.

Когда выбирают сталь для трубопровода, должны учитывать её химический состав. В морской среде существенного влияния не оказывают на развитие коррозии такие вещества, как фосфор, марганец и углерод, а вот сера, наоборот, способствует образованию коррозии. Улучшению антикоррозионных свойств стали способствуют медь, хром и никель. Однако, когда выбирают сталь, склонность ее к коррозии следует принимать во внимание только в определенных пределах из-за важности других показателей, в первую очередь механических свойств стали [2].

Внутренняя коррозия очень часто появляется на таких участках трубопровода, где имеется застойная зона с медленными потоками жидкости. В таких случаях вода оседает на нижнюю образующую трубы и со временем в данных местах появляется ручейковая коррозия.

Нужно отметить, что отложения углеводородов, воды и песка на перегибах трубопровода располагаются слоями (рис.5.2.1). Твердые вещества оседают на дне, создавая среду размещения бактерий. Данные отложения

					Коррозия промышленных трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

выступают в качестве щита, который прикрывает поверхность трубы и таким образом позволяет функционирование коррозионных элементов, приводящих в прикрытой зоне к потере металла [2].

Слой сильно засоленной воды часто располагается сверху слоя твердых отложений. Над слоем засоленной воды расположен слой углеводородов, а природный газ течет в самом верху над всеми слоями. В суженном сечении скорость газа начинает достигать определенного значения, при котором на поверхности слоя углеводородов появляется рябь, которая переходит в волны. Начинается «соскальзывание» углеводородов со слоя воды, тем самым вызывая явление, при котором создается большой слой углеводородов на восходящих участках за перегибом трубопровода, в данном случае происходит смещение слоя воды в направлении потока газа.

Далее при возрастании скорости газа вода и слой жидких углеводородов ведет себя одинаково. На заднем конце слоя воды при этом возникают волны, которые промывают стенки трубы. Данная зона очень неблагоприятна в изогнутом участке трубопровода, из-за промывки стенок труб могут образовываться гальванические пары между промытым участком и непромытым. Такие зона отличают по площади, которая подверглась эрозии в месте контакта участков [2].

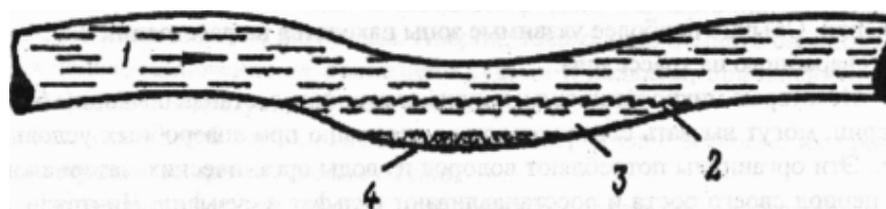


Рисунок 2.1 – Расслоение отложений в изогнутых участках трубопроводов: 1 – газ; 2 – жидкие углеводороды; 3 – вода; 4 – песок [2]

Способы предупреждения внутренней коррозии трубопроводов подразделяются на технические (механические), химические и технологические.

3 Защита трубопроводов от коррозии

Противокоррозионную защиту нужно выполнять комплексно, следует проводить изоляцию наружной и внутренней поверхности трубопровода вместе с катодной поляризацией, протекторной защитой или электрохимической защиты, с помощью наложения тока.

По всей площади снаружи и внутри промышленный трубопровод защищается антикоррозионным покрытием. Покрытие должно обладать достаточной прочностью для исключения повреждений о грунт.

Нужно учитывать условия, при которых строится и эксплуатируется трубопровод (температуру, заглубление в грунт), когда выбирают покрытие для изоляции. Высокие требования такие, как хорошая адгезия, пластичность, малая влагопоглощаемость, малая проницаемость (для водяных паров), совместимость с электрохимической защитой, высокое электрическое сопротивление и достаточная прочность при транспортировке и укладке, эксплуатации трубопровода, предъявляются к наружным покрытиям. Эти требования должны сочетаться с умеренной стоимостью изоляции и технологичностью ее нанесения на трубопроводы [3].

Изоляционные покрытия для фасонных частей, арматуры и сварных соединений по характеристикам не должны уступать требованиям изоляционных покрытий для труб.

Изоляционные покрытия на местах подключения контрольно-измерительной аппаратуры и устройств электрохимической защиты, и восстановленные изоляционные покрытия на поврежденных участках, должны быть надежными.

При транспортировке, погрузо-разгрузочных работах и складировании труб нужно продумать специальные меры, которые исключают механические

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промышленных трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Леонова А.А.</i>			Защита трубопроводов от коррозии	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					31	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрин А.В.</i>						

повреждения защитной изоляции.

3.1 Защита от внутренней коррозии

Необходимо обеспечивать защиту от коррозии внутренней поверхности трубопровода для промышленных трубопроводов и соединительных концевых фитингов, каркасов, которые транспортируют рабочие среды с высокой коррозионной активностью. К данным мерам можно отнести:

- применение коррозионно-стойких материалов для стальных труб и металлических компонентов гибких труб, которые удовлетворяют требованиям стойкости к сульфидному растрескиванию под напряжением и стойкости к водородо-индуцированному/ступенчатому растрескиванию;
- производить увеличение толщины стенки трубы, учитывая прибавку на коррозионный износ;
- перед транспортировкой предварительно обрабатывать углеводороды, чтобы удалить воду или другие вещества из них, которые способствуют коррозии;
- нанесение антикоррозионного покрытия на внутреннюю поверхность труб;
- ингибирование углеводородов [18].

Чтобы осуществить компенсацию потерь прочности трубы из-за воздействия на стенки равномерной внутренней коррозии, нужно увеличивать толщину стенки подводного трубопровода, учитывая коррозионный износ.

Величина прибавки на износ и необходимость ее введения определяют после рассмотрения таких факторов, как:

- расчетный срок службы трубопровода, условия эксплуатации и коррозионная агрессивность рабочей среды;
- предполагаемый вид коррозии;

					Защита трубопроводов от коррозии	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- эффективность дополнительных мер для защиты трубопровода, которые снижают интенсивность процессов коррозии, к примеру, с помощью химической обработки покрытий и рабочих сред;
- чувствительность приборов контроля внутренней коррозии, с какой частотой проводят проверки и осмотры;
- последствия случайных утечек транспортируемых рабочих сред, требования безопасности и надежности;
- эффективность системы контроля рабочего давления в трубопроводе.

На коррозионный износ трубопровода, который изготовлен из углеродистой стали и транспортирует неагрессивные среды, минимальная прибавка составляет 1 мм и более. Для трубопровода, который транспортирует коррозионно-агрессивные рабочие среды такие, как жидкие и газообразные углеводороды, также содержащие в составе воду, прибавка на коррозионный износ составляет не менее 3 мм.

Когда используют нержавеющую сталь, учитывают коррозионную стойкость, включая межкристаллитную коррозию, технологичность изготовления, в том числе свариваемость, прочностные свойства [18].

Когда выбирают внутреннее антикоррозионное защитное покрытие, учитывают такие факторы, как:

- сопротивляемость эрозионным воздействиям рабочих сред и механическим повреждениям при очистке внутренней поверхности трубопроводов с использованием скребков;
- химическая совместимость с углеводородами и другими веществами, которые транспортируют, не исключая вероятности введения ингибиторов, контакт с ними может быть возможен в процессе укладки, монтажа и эксплуатации;
- наличие надежных систем контроля качества основного покрытия труб и покрытия в районе монтажного соединения;

		–			Защита трубопроводов от коррозии	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- сопротивляемость быстрой декомпрессии.

Для временной защиты используют заглушки в виде муфт и пробок во время хранения труб, транспортировки и до их заполнения, также для защиты внутренней поверхности от коррозии наносят консервационный состав, вводят ингибиторы в трубопровод [18]. В таблице 3.1 представлены методы снижения коррозионной активности.

Таблица 3.1 – Методы снижения коррозионной активности

Технологические мероприятия	Применение ингибиторов	Применение коррозионностойких труб	Применение защитных покрытий
Применение ЭХЗ; Предварительная подготовка к очистке продукции скважин; Повышение скорости потока и производительности	Непрерывное дозирование; Периодическая подача; Пробковая обработка; Закачка в пласт	Силикатные; Полимерные; Металлические; Комбинированные	Титановые сплавы; Алюминиевые сплавы; Неметаллические трубы; Комбинированные и многослойные трубы

3.2 Применения защитных покрытий

Качественные защитные покрытия не только изолируют поверхность металла от контакта с коррозионной средой, но также предотвращают отложение солей и парафина, защищают трубы от абразивного износа, уменьшают гидравлическое сопротивление трубопроводов и, следовательно, энергетические затраты на транспортировку продукции скважин.

В нефтяной и газовой промышленности наибольшее применение в качестве защитных покрытий получили силикатные (стекло, стеклоэмаль) и полимерные (эпоксидные смолы, полиэтилен) материалы.

Для того что бы защитное покрытие справлялось с задачами, которые возлагаются на него, оно должно обладать целым рядом особых качеств:

- быть износостойким и максимально твердым;

- характеризоваться высоким показателем прочности сцепления с поверхностью обрабатываемого изделия (то есть обладать повышенной адгезией);
- иметь такую величину теплового расширения, которая бы незначительно отличалась от расширения защищаемой конструкции;
- быть максимально недоступным для вредных факторов окружающей среды.

Силикатные покрытия наносят либо путем непосредственного контакта поверхности трубы с расплавом стекломассы, либо напыляют в виде порошка-шликера. Полимерные покрытия получают нанесением на трубы лакокрасочных материалов, порошковых материалов, находящихся в состоянии расплава и методом футерования.

Лакокрасочный материал, это материал, который применяют для получения покрытия, представляет собой раствор, дисперсию и порошок. Главной частью лакокрасочного материала являются олигомеры и полимеры. В составе есть прочие элементы, которые воздействуют на непрерывность, долговечность, липучесть.

Лакокрасочные материалы классифицируются по виду, химическому составу, назначению. Разделить ЛКМ можно по назначению и составу на шпатлевки, грунтовки, краски, лаки. Растворы пленкообразователей в органических растворителях являются лаками. Материал, которые представляют собой растворы пленкообразующих веществ (смола и полимеров) в воде или органических растворителях, являются лаками. Пигментированные составы, которые изготавливаются из разных пленкообразователей называются шпатлевками, грунтовками и красками. Эмали – лакокрасочный материал, состоящий из высокодисперсных пигментов пленкообразующей основе (лаков), масляные краски изготавливают на основе растительных масел или олифы.

Во многих случаях покрытие из лакокрасочных материалов являются

					Защита трубопроводов от коррозии	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

многослойной системой, которая состоит из грунтовочного и покрывного слоя. Первым делом необходимо выполнить зачистку поверхности. Затем на нее нанести грунтовку, для улучшения антикоррозионных свойств покрытия. Также это позволяет увеличить прилипаемость покрытия. После грунтовки необходимо нанести шпатлевку, для выравнивания поверхности. Шпатлевку наносят на грунтовку, так как к металлу она имеет низкую прилипаемость. Затем наносят эмали и лаки – они являются покрывным слоем. Данный слой обеспечивает стойкость для всей системы и непроницаемость.

Лакокрасочный материал, который имеет летучие растворители, нужно наносить не в один слой, а в несколько, так как происходят испарения растворителя в полимерной пленке, что способствует образованию пор на поверхности трубы. Образование пор считается основным недостатком ЛКМ. Второй недостаток – сушка каждого слоя при повышенной или комнатной температуре. Во время испарений растворителя наносится ущерб окружающей среде, увеличивается уровень пожаровзрывоопасности, а также становятся хуже санитарно-гигиенические условия.

Чтобы получить защитное покрытие применяют порошкообразные материалы. Данные материалы – это смесь пленкообразователей с необходимыми компонентами, таких как пигменты, пластификаторы, стабилизаторы, отвердители и прочее. Из-за того, что на поверхности изделия может происходить оплавление порошкообразных материалов, появляется пленкообразование.

Лакокрасочные составы имеют совсем небольшой коэффициент термической стойкости, малую стойкость в воде и относительно низкую механическую прочность. По этой причине в соответствии с существующими СНиП их рекомендовано применять в тех случаях, когда на изделия действует коррозия со скоростью не более 0,05 миллиметров в год, а запланированный срок их эксплуатации не превышает десяти лет.

Лакокрасочные соединения выбирают с учетом того, в каких условиях

					Защита трубопроводов от коррозии	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

эксплуатируется обрабатываемое изделие. Составы на базе эпоксидных элементов рекомендованы для использования в атмосферах, где постоянно присутствуют испарения хлороформа, двухвалентного хлора, а также для обработки конструкций, находящихся в различных кислотах (азотная, фосфорная, соляная и т. п.).

К кислотам также устойчивы и лакокрасочные составы с полихровинилом. Они, кроме того, применяются для предохранения металла от воздействия масел и щелочей. А вот для защиты конструкций от газов чаще применяются составы на базе полимеров (эпоксидных, фторорганических и иных).

При применении порошков можно достичь однослойных достаточно тонких беспористых антикоррозионных покрытий, которые будут устойчивы к повреждениям. Это позволяет снизить цикл окраски, также положительно влияет на процент брака, он снижает в отличии от применения материалов, в составе которых содержатся органические растворители. Также благодаря этому можно уменьшить расход энергии и материалов, что соответственно ведет к уменьшению стоимости покрытия, кроме этого снижается отрицательное воздействие на окружающую среду.

Возможно также применение гранулированных полимерных материалов, наносящиеся как расплав на поверхность трубопровода. Метод футеровки труб представляет собой предварительное протаскивание оболочек сквозь обжимающую фильеру, из-за чего уменьшается диаметр. Обеспечение плотного прилегания оболочки к металлу происходит из-за эффекта «памяти», благодаря чему она восстанавливает форму после свободного введения деформированной оболочки внутрь трубы.

Оболочку к трубе крепят с двух сторон специальными наконечниками, при этом обеспечивая сварку труб без вреда для полиэтиленового покрытия, не нарушая его целостность.

Срок службы трубопроводов увеличивается при использовании труб,

					Защита трубопроводов от коррозии	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

футерованных полиэтиленом, так как в них есть химическая стойкость полиэтилена и механическая прочность стали. Футеровка проводится без подготовки трубы и она очень высокопроизводительная.

3.3 Применение ингибиторов

Ингибиторами коррозии называют вещества, введение которых в агрессивную среду тормозит процесс коррозионного разрушения и изменения механических свойств металлов и сплавов.

Механизм защитного действия ингибиторов заключается либо в образовании на поверхности металлов защитных пленок, либо в подавлении электродных реакций, протекающих в процессе электрохимической коррозии.

К ингибиторам коррозии в нефтяной и газовой промышленности предъявляются следующие требования:

- высокая эффективность защиты;
- нетоксичность;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- небольшая (по сравнению с получаемой экономией) стоимость;
- отсутствие отрицательного влияния на основной технологический процесс и др.

Эффект от применения ингибиторов характеризует параметр, называемый степенью защиты, численно равный отношению уменьшения скорости коррозии к ее первоначальной величине.

Различают однократную и регулярную обработки промышленных объектов ингибиторами. В первом случае внутреннюю поверхность трубопроводов и аппаратов подвергают воздействию концентрированного раствора ингибитора (например, его прокачкой между двух поршней); какое-то время эффект последствия сохраняется. При регулярной обработке ингибиторы вводятся в коррозионно-активную среду с помощью дозирующих устройств: в газе - распыливаются форсунками, в жидкость -

					Защита трубопроводов от коррозии	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вводятся в виде растворов. При этом ингибиторы бывают водорастворимые и угле-водородорастворимые - действующие только соответственно в воде и в жидком углеводороде.

Сведения о некоторых типах ингибиторов, применяемых в условиях промыслов, приведены в табл. 7.8. Видно, что при относительно небольших дозировках их использование позволяет уменьшить скорость коррозии в несколько раз.

Применение ингибиторов – один из универсальных, технологически и экономически целесообразных методов защиты металлов от коррозии. При небольших капитальных затратах замедляется коррозионное разрушение конструкций, даже если они длительное время находились в эксплуатации.

Положительной отличительной чертой применения ингибиторов является также то, что их введение в любой точке технологического процесса оказывает защитное действие и на оборудование последующих технологических этапов.

					Защита трубопроводов от коррозии	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Технологические методы

Для возникновения процесса электрохимической коррозии необходимо чтобы металл контактировал с водой.

На промысле, при перекачивании влажного газа или сильно обводненной нефти контактирование воды с металлом можно исключить несколькими способами:

- предотвращать выпадения воды из потока;
- удалять получившиеся скопления воды;
- уменьшать количество воды в потоке.

При одновременном перекачивании нефти, газа и воды в трубопроводе структурная форма потока может быть разной, и зависит от скорости перекачки. При низкой скорости перекачки вдоль верхней образующей трубопровода протекает газ, под ним – нефть, а вдоль нижней образующей трубопровода движется вода. В нижней образующей трубопровода появляются благоприятные условия, для начала электрохимической коррозии, так как там металл контактирует с водой. При уменьшении диаметра трубопровода – увеличивается скорость потока, из-за чего вода находится в потоке в виде капель, благодаря чему исключается коррозия.

Конденсат или капля воды при транспортировании газа появляются в потоке при понижении температуры ниже точки росы. Необходимо поддерживать высокие скорости в трубопроводах, для предотвращения оседания конденсата в нижней части образующей трубопровода. Этого можно достигнуть на этапе проектирования путём уменьшения диаметра.

Для того чтобы в нижней образующей трубопровода не скапливалась вода, её необходимо удалять. Удаление воды производят двумя вариантами, либо при помощи самого потока, либо при применении специальных

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промысловых трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Леонова А.А.</i>			Технологические методы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					40	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

очистных поршней.

В первом случае необходимо временно увеличить расход перекачиваемой среды. Тогда сначала от скоплений воды будут отрываться, и уноситься отдельные капли, а при дальнейшем увеличении расхода все скопление начнет движение в виде пробки. Во втором могут быть использованы либо механические скребки, либо специальные гелевые пробки. Однако для запуска механических средств нужны специальные камеры, которые на промысловых трубопроводах не сооружаются. Гелевые же очистные пробки можно формировать в самих трубопроводах. Кроме того, они отличаются лучшей проходимостью через местные сужения и крутые повороты.

Чем меньше содержание воды в нефтегазоводяном потоке, тем меньшая скорость потока необходима, чтобы перевести воду во взвешенное состояние. Поэтому предварительный сброс воды в системе промышленного сбора является одним из способов предотвращения внутренней коррозии трубопроводов.

К технологическим мероприятиям относятся следующие методы:

- применение электрохимической защиты;
- предварительная подготовка к очистке продукции скважин;
- повышение скорости потока и производительности.

В данной работе рассмотрим подробнее методы повышения скорости потока такими способами как лупингирование, применение вставок, регулирование скорости потока с помощью сечения трубопровода.

4.1. Регулирование скорости потока

Регулирование скорости потока жидкости относится к технологическим мероприятиям. Данный метод можно осуществлять несколькими способами, а именно:

					Технологические методы	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- за счет применения лупингов;
- за счет применения вставок;
- за счет увеличения количества насосных станций на трубопроводе;
- за счет изменения сечения трубопровода.

Лупинг – это дополнительный трубопровод, который применяется для увеличения пропускной способности нефтепровода. Его прокладывают параллельно основной магистрали и соединяют с ней в двух сечениях: начальном x_1 и конечном – x_2 .

Вставкой называется трубопроводный сегмент, как правило, большего диаметра, чем основная магистраль. Вставка подключается последовательно к магистрали с целью снижения гидравлического сопротивления и увеличения пропускной способности.

На практике в ряде случаев трубопроводы оборудуются параллельными участками (лупингами), а также участками другого диаметра (вставками). В этом случае гидравлический уклон на таких участках будет отличаться от гидравлического уклона основной магистрали. Согласно уравнению неразрывности для трубопроводов без сбросов и подкачек

$$Q = w_1 \cdot F_1 = w_2 \cdot F_2 = w_n \cdot F_n,$$

где $w_1 \dots w_n$ – скорость течения жидкости в сечениях $F_1 \dots F_n$.

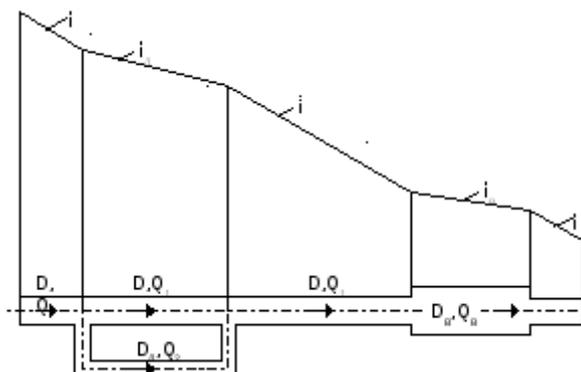


Рисунок 3.4.1.1 – Соотношение гидравлических уклонов

Таким образом, чем больше площадь сечения трубопровода F , тем

										Лист
										42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

меньше скорость течения, следовательно, меньше и значение гидравлического уклона на различных участках трубопровода (рисунок 3.4.1.1).

Далее более детально рассмотрим методы увеличения скорости потока путем изменения проходного сечения.

					Технологические методы	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 Метод изменения сечения трубопровода

Представленный способ транспортировки газообразных и жидких продуктов по трубопроводу может быть использован в различных областях техники при транспортировании вязких структурированных жидкостей, в частности газа, нефти и нефтегазожидкостных смесей, содержащих песок и другие механические примеси, по трубопроводам.

Способ формирования транспортирующего потока в магистральном трубопроводе, включающий придание вращательного движения потоку в трубопроводе и увеличение скорости вдоль его продольной оси, причем для закручивания и придания потоку вращательного движения вдоль продольной оси промыслового трубопровода изменяют сечение на участке трубопровода, путем поворота единичной секции на 10° , таким образом, что через девять секций прямоугольный участок трубопровода будет развернут на 90° .

У данного способа отсутствуют значительные потери напора при работе активаторов вращения и сущность его заключается в увеличении скорости потока вдоль продольной оси путем плавного закручивания транспортирующего продукта вдоль внешней и внутренней винтовой поверхности активатора вращения. Такое движение обеспечивает минимальные потери напора, так как транспортируемый продукт концентрируется вокруг продольной оси активатора вращения и не контактирует с внутренней поверхностью трубопровода. Увеличение продольной скорости позволяет увеличить расход транспортируемого продукта и производительность трубопровода.

Транспортируемому продукту придают вращательное движение в активаторе вращения при помощи отрезка винтовой трубы прямоугольного поперечного сечения, причем угол закрутки стенки вдоль продольной оси

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промысловых трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Леонова А.А.</i>			Метод изменения сечения трубопровода	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					44	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрин А.В.</i>						

составляет $\varphi = n \times 90^\circ$, где $n = 1, 2, 3, \dots$. При этом происходит увеличение скорости потока вдоль продольной оси активатора вращения, что позволяет увеличить расход транспортируемых продуктов и тем самым повысить производительность трубопровода.

Заявляемый способ показан на рисунках 3.4.2.1, 3.4.2.2. и 3.4.2.3.

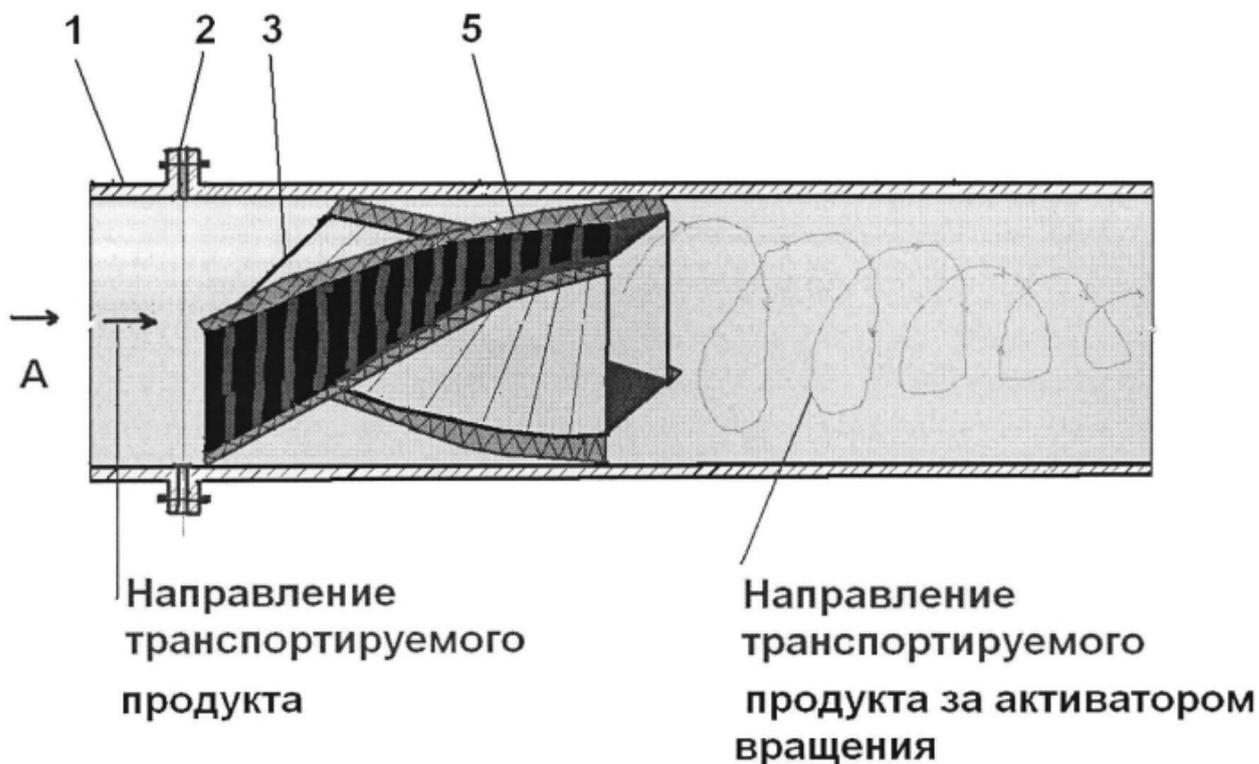


Рисунок 3.4.2.1 – Продольный разрез трубопровода с активатором

На рисунке 3.4.2.1 показан продольный разрез трубопровода с активатором вращения и углом закрутки стенки $\varphi = 90^\circ$.

Вид А

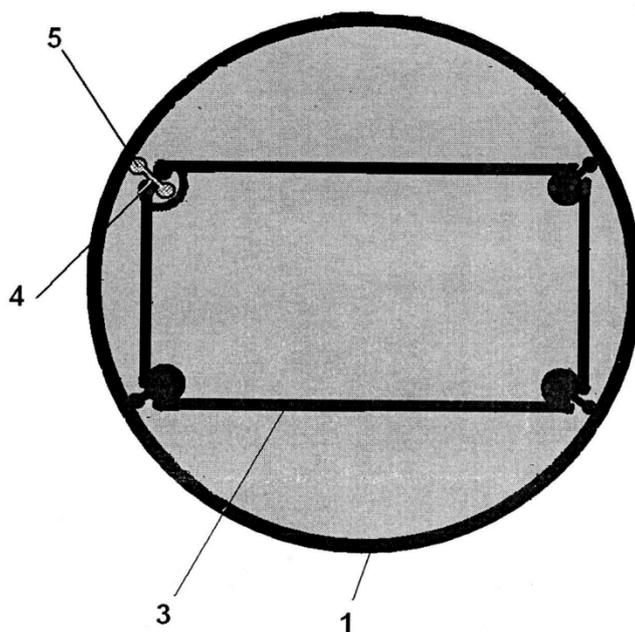


Рисунок 3.4.2.2 – Вид А с верховой стороны активатора вращения

На рисунке 3.4.2.2 – вид А с верховой стороны активатора вращения с углом закрутки стенки $\varphi=90^\circ$.

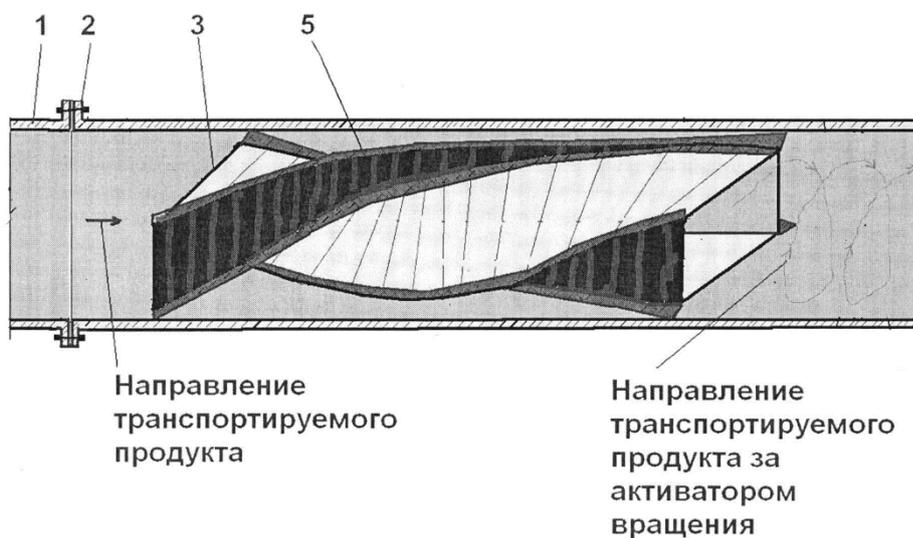


Рисунок 3.4.2.3 – Продольный разрез трубопровода с активатором вращения

					Метод изменения сечения трубопровода	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На рисунке 3.4.2.3 показан продольный разрез трубопровода с активатором вращения и углом закрутки стенки $\varphi=180^\circ$.

На рисунках 3.4.2.1, 3.4.2.2 и 3.4.2.3 показаны:

- 1 – трубопровод;
- 2 – стык труб;
- 3 – активатор вращения;
- 4 – паз вдоль винтовых линий активатора вращения;
- 5 – гибкое уплотнение.

Активатор вращения 3 изготавливается из прочных и легких композиционных материалов, а гибкое уплотнение 5 - из резиноканевого материала.

Резиноканевые материалы обладают стойкостью к воздействию ароматических углеводородов, прочностью, высокой эластичностью и амортизационной способностью. Резиноканевые материалы, используемые в конструкциях, подвергаются воздействию ряда факторов. Таких как истирание, растяжение, сжатие и сдвиг.

Чаще всего композитные трубы производятся из специального волокна, которое пропитывается специфической смолой. Выбор волокна зависит от целей использования. Оно может быть базальтовым, стеклянным, углеродным, а смолы — полиэфирными, эпоксидными или фенольными.

Чаще всего используется стекловолокно — оно самое дешевое и доступное. Преимущество стеклопластика в том, что его механические характеристики зависят от метода армирования (изготовление с укладкой волокон вдоль оси и вокруг нее).

					Метод изменения сечения трубопровода	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 3.4.2.4 – Виды композитных волокон.

В зависимости от толщины накладываемого волокна и метода укладки можно получать трубы с разными механическими характеристиками.

Применение композиционных материалов позволяет не только обеспечить защиту от коррозионного разрушения в агрессивных средах, но и предотвратить образование отложений парафинов и солей, снизить гидравлическое сопротивление трубопроводов за счет уменьшения шероховатости и налипания, защитить оборудование от эрозионного и механического износа, обеспечить чистоту перекачиваемого продукта, повысить герметичность разъемных неподвижных соединений, уменьшить металлоемкость конструкций.

Способ осуществляется следующим образом: транспортируемый продукт движется по трубопроводу 1 проходит стык 2 и плавно натекает на активатор вращения 3, который стационарно закреплен к внутренней поверхности трубопровода 1 при помощи гибких уплотнений 5, размещенных в пазах 4 активатора вращения 3. Далее транспортируемый продукт плавно закручивается вдоль стенки активатора вращения 3 на величину, равную углу закрутки стенок $\varphi = n \times 90^\circ$, где $n = 1, 2, 3, \dots$ (рисунок 3.4.2.1 – угол закрутки стенки $\varphi = 90^\circ$; рисунок 3.4.2.3 - угол закрутки стенки $\varphi = 180^\circ$). Интенсивность закрутки зависит от величины угла φ , при увеличении угла возрастает интенсивность закрутки транспортируемого продукта.

Таким образом, в предлагаемом способе, без изменения конструкций существующих трубопроводов, транспортирующих газообразные и жидкие продукты, внутрь трубопровода при его монтаже вставляется и закрепляется при помощи гибкого уплотнения активатор вращения, который закручивает транспортируемый продукт, концентрирует его в зоне продольной оси трубопровода и увеличивает скорость его движения и производительность трубопровода.

5.1 Подготовка соединения труб к установке активатора вращения

Подготовить наружную поверхность трубы в зоне ремонта. Вырезать из трубопровода участок трубы для установки, обеспечивая сварочные зазоры торцами труб.

Подготовить фаску под сварку

Удалить с внутренней поверхности трубы: грязь, металлическую абразивную пыль и т.д. Внутреннюю поверхность трубы и вытереть насухо, и обезжирить.

Установка активатора в месте соединения труб

Установить активатор внутрь вырезанной секции трубы.

Установить вкладыши из резинотканевого материала (Далее – вкладыши) с одной стороны соединения вплотную к торцам катушки прихватить их ручной дуговой сваркой между собой в месте разреза.

Установить вкладыши с другой стороны соединения вплотную к торцам второй катушки, и прихватить их ручной дуговой сваркой между собой в месте разреза.

Намотать поверх установленных вкладышей теплоизолирующий материал (стеклолента) в 3 слоя. Концы теплоизолирующего материала скрепить степлером.

Плавнo без рывков и ударов соединяем с одной стороны собираемые стыки с вкладышем.

					Метод изменения сечения трубопровода	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Прихватываем в двух точках у каждого вкладыша ручной дуговой сваркой, обеспечив необходимые сварочные зазоры.

Плавно без рывков и ударов соединяем на второй стороне собираемые стыки вплотную к вкладышам.

Прихватить в двух точках у каждого вкладыша ручной дуговой сваркой, обеспечив необходимые сварочные зазоры. Прихватить стыки между собой в двух - трех точках.

Выпилить продольные и поперечные упоры и зачистить места их подварки находящиеся в зонах сварочных швов.

Сварку корневого, заполняющего и облицовочного швов производить не по всему периметру, а оставляя зазор 10-15 мм в верхней части стыка полуокружности для выхода сварочных газов. После остывания сварного шва до температуры +40°C, заварить не проваренный участок шва.

После остывания можно проводить наружную изоляцию стыка.

5.2 Анализ скоростей при изменении сечения трубопровода

В расчете будут сравниваться скорости потока жидкости при движении в трубопроводе с простым круглым сечением и в трубопроводе с активатором вращения. По результатам расчетов проведены сравнение скоростей в двух трубопроводах

					Метод изменения сечения трубопровода	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Исходные данные для расчета

Расчет будем проводить для участка трубопровода длиной 11930 м. диаметром 426 мм, толщиной стенки 8 мм. Трубопровод с активатором вращения имеет ту же длину и диаметр, как и без вставки. Размеры прямоугольного сечения 390 x 300 мм.

Площадь трубопровода без активатора вращения равна $S=0,13 \text{ м}^2$.

Площадь с активатором вращения $S_1=0,117 \text{ м}^2$.

Оставшаяся площадь трубопровода равна $S_2=0,013 \text{ м}^2$. Расход жидкости в трубопроводе равен $Q=842 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Скорость в трубопроводе равна v :

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,0097}{3,14 \cdot 0,41^2} = 0,074 \text{ м/с}$$

В трубопроводе с активатором вращения через прямоугольное сечение будет проходить в 9 раз больше жидкости, чем через оставшее сечение, т.е.

$$\frac{S_{\text{пр}}}{S_{\text{ост.кр}}} = 9$$

Q_1 — расход жидкости через активатор вращения;

Q_2 — расход жидкости через оставшуюся площадь круглого сечения.

$$S_{\text{пр}}=S_1=0,117 \text{ м}^2$$

$$S_{\text{ост.кр}}=S_2=0,013 \text{ м}^2$$

$$Q_1=757,8 \text{ м}^3/\text{сут}= 0,0877 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_2=84,2 \text{ м}^3/\text{сут}= 0,0097 \text{ м}^3/\text{с}$$

Рассчитываем скорость потока через оставшееся круглое сечение v_2 :

$$v_2 = \frac{Q_2}{S_2} = \frac{0,0097}{0,013} = 0,746 \text{ м/с}$$

Скорость потока через активатор вращения рассчитываем, как угловую скорость.

Найдем угловую скорость ω :

					Метод изменения сечения трубопровода	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\omega = \frac{2\pi}{T}, \text{ где } T = \frac{1}{n},$$

где n-число оборотов.

Примем $n=1$, так как поток жидкости делает только один полный оборот, проходя через все секции активатора вращения.

$$\omega = \frac{2\pi}{T} = 2\pi = 6,28 \text{ М/с}$$

Рассчитаем линейную скорость v_1 на активаторе вращения.

$$v_1 = \omega R,$$

где R – эквивалентный радиус для активатора вращения.

$$R = \frac{2ab}{a+b} = \frac{2 \cdot 0,39 \cdot 0,3}{0,39 + 0,3} = 0,339 \text{ м}$$

Следовательно, линейная скорость v_1 равна:

$$v_1 = \omega R = \frac{2ab}{a+b} \cdot \omega = 6,28 \cdot 0,339 = 2,13 \text{ М/с}$$

Рассчитаем суммарную скорость v' на участке трубопровода с активатором вращения по принципу сложения скоростей:

$$v' = 2,13 - 0,074 = 2,056 \text{ М/с}$$

Проведём сравнительный анализ полученных скоростей в трубопроводе круглого сечения v и в трубопроводе с активатором вращения v' .

$$v = 0,074 \text{ М/с}$$

$$v' = 2,056 \text{ М/с}$$

$$v'/v = \frac{2,056}{0,074} = 27,78 \approx 28$$

По проведенному анализу скоростей на двух участках трубопровода можно сделать вывод, что в трубопроводе с активатором вращения скорость выше в 28 раз, чем в трубопроводе с обычным сечением. Данная скорость, равная 2,056 м/с, расположена в допустимом диапазоне скорости по МУК №П1-01.05 М-0133 до 3 м/с в проектируемых трубопроводах.

					Метод изменения сечения трубопровода	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При данной скорости потока жидкости в трубопроводе не образуются застойные, вся вода выносится из трубопровода, позволяет избежать образования ручейковой коррозии.

					Метод изменения сечения трубопровода	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 Моделирование потока жидкости в программном обеспечении «Pipesim»

6.1 Основа для анализа многофазного установившегося потока

Проектирование скважин и трубопроводов с целью обеспечения безопасной и экономически эффективной транспортировки добываемого флюида до пунктов сбора является приоритетной задачей инженеров. Основа для точного моделирования таких систем лежит в трех основных областях науки: многофазный поток; теплообмен и поведение флюида.

Симулятор PIPESIM предлагает самые передовые средства моделирования установившегося режима в отрасли, которые позволяют рассмотреть эти важнейшие аспекты.

Улучшенное моделирование сетей для анализа и оптимизации систем сбора и ППД.

PIPESIM, симулятор многофазного установившегося потока, предлагает комплексный анализ сетей сбора и систем ППД. Для расчетов в скважине, трубопроводах и всей системы в целом, используется вычислительное ядро на базе улучшенных алгоритмов. Данный механизм справляется с моделированием системы любого размера и топологии, включая сложные кольцевые структуры. Благодаря моделированию всей добывающей и нагнетательной системы как одной сети можно учитывать взаимовлияние скважин и поверхностного оборудования, а также рассчитывать пропускную способность системы.

Возможности PIPESIM по моделированию и оптимизации сетей сбора позволяют:

– оптимально спроектировать скважину, трубопровод и поверхностное оборудование;

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промысловых трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Леонова А.А.</i>			Моделирование потока жидкости в программном обеспечении «Pipesim»	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					54	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

- идентифицировать узкие места и ограничивающие систему факторы;
- оптимизировать добычу в сложных разветвленных сетях;
- работать с несколькими граничными условиями;
- быстро определить места наиболее подверженные таким негативным факторам как эрозии, коррозии, гидратообразованию;
- определить преимущества от ввода новых скважин, трубопроводов, компрессирования и т.д.;
- определить оптимальные места расположения магистральных насосов и компрессоров;
- спроектировать и рассчитывать системы ППД с закачкой газа и воды;
- анализировать большое количество данных таких как: давление, температура, параметры негативных явлений;
- оценить преимущества кольцевых систем в контексте снижения противодавления;
- рассчитывать общую пропускную способность системы и анализировать на предмет соответствия изначально заявленным характеристикам.

PIPESIM – программный пакет для моделирования, проектирования и анализа работ наземной инфраструктуры и трубопроводных систем.

Модули PIPESIM используются для аналитических исследований, таких как моделирование скважины, оптимизация механизированной добычи, моделирование трубопроводов и технологического оборудования, планирование разработки месторождения.

Данная программа позволяет выполнять следующие действия:

- Рассчитывать сложные сети сбора и транспортировки добычи, включая лупинги, параллельные трубопроводы, учитывать взаимовлияние скважин, трубопроводов и технологического оборудования;

					Моделирование потока жидкости в программном обеспечении «Pipesim»	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Выполнять комплексный анализ чувствительности с использованием нескольких параметров в любой точке гидравлической системы;
- Находить и прогнозировать «узкие места» системы сбора и транспортировки добычи, разрабатывать варианты «расширения узких мест»;
- Управлять гидратообразованием в системе сбора/транспортировки добычи (расчет изоляционного покрытия, определение оптимального количества закачиваемого химического ингибитора гидратообразования);
- Сохранять целостность трубопроводов с помощью прогнозирования эрозии и коррозии;
- Определять толщину отложений парафина на стенках трубопровода и НКТ с течением времени;
- Прогнозировать накопление жидкости;
- Прогнозировать появление жидкостной пробки и определять ее размеры.

6.2 Уравнение неразрывности и уравнение Бернулли.

6.2.1 Уравнение неразрывности (сплошности потока) для жидкости

При рассмотрении движения жидкости считают, что в потоке жидкость сплошь заполняет занимаемое ею пространство без образования пустот, т.е. движение жидкости происходит неразрывно. В этом случае справедливо уравнение неразрывности. Дифференциальное уравнение неразрывности – это закон сохранения массы, записанный для элементарного объема жидкости.

Пусть имеем элементарную струйку. Возьмем сечение 1-1 с площадью ds_1 и скоростью движения частиц жидкости u_1 . Элементарный расход через сечение 1-1 равен:

$$dQ_1 = u_1 \cdot ds_1 \quad (6.2.1.1)$$

					Моделирование потока жидкости в программном обеспечении «Pipesim»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Затем возьмем сечение 2-2 в этой же струйке с площадью сечения ds_2 и скоростью u_2 . Элементарный расход через сечение 2-2 равен:

$$dQ_2 = u_2 \cdot ds_2 \quad (6.2.1.2)$$

Но по свойству элементарной струйки приток и отток жидкости через ее боковую поверхность невозможен, кроме того, в отсеке 1-2, который сохраняет неизменные размеры, не образуется пустот и не происходит переуплотнений; значит количества жидкости, протекающей в единицу времени через сечения 1-1 и 2-2, должны быть одинаковы, т.е.

$$dQ_1 = dQ_2 \quad (6.2.1.3)$$

Принимая во внимание, что сечения 1-1 и 2-2 приняты произвольно, можно в общем случае для элементарной струйки написать:

$$dQ_1 = dQ_2 = \dots = dQ_n \quad (6.2.1.4)$$

Или

$$u_1 \cdot ds_1 = u_2 \cdot ds_2 = \dots = u_n \cdot ds_n = dQ = \text{const} \quad (6.2.1.5)$$

Это и есть уравнение неразрывности (сплошности) для элементарной струйки, которое читается так: элементарный расход жидкости при установившемся движении есть величина постоянная для всей элементарной струйки.

Пусть имеем поток жидкости (рис. 6.2.1.1 б). Взяв в потоке два произвольных сечения 1-1 и 2-2 и представив живые сечения их состоящими из суммы элементарных струек, можно написать:

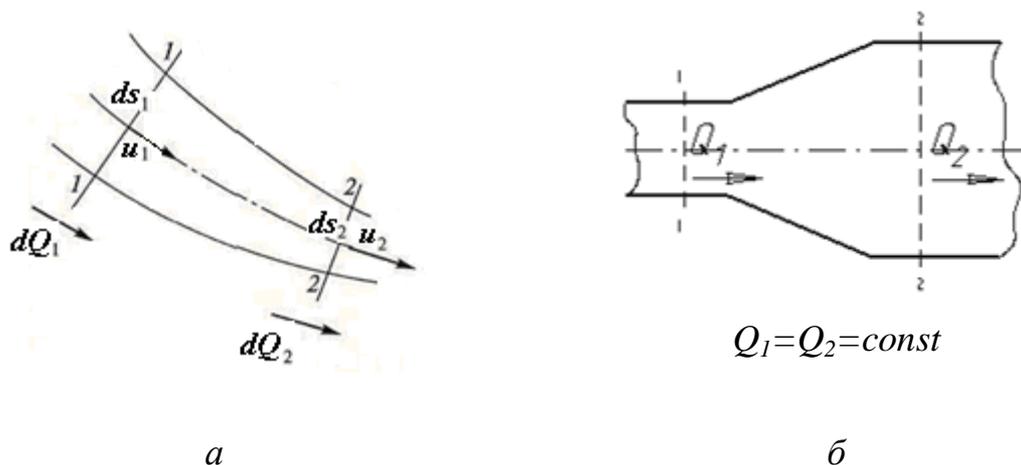
$$Q_1 = \int_{S_1} u_1 \cdot ds_1; \quad (6.2.1.6)$$

– расход жидкости в сечении 1-1;

$$Q_2 = \int_{S_2} u_2 \cdot ds_2; \quad (6.2.1.7)$$

– расход жидкости в сечении 2-2.

					Моделирование потока жидкости в программном обеспечении «Pipesim»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57



a – элементарная струйка жидкости, *б* – поток жидкости

Рисунок 6.2.1.1 – К уравнению неразрывности или сплошности потока

Но поскольку скорости касательны к боковой поверхности потока, то в отсек между сечениями 1-1 и 2-2 через боковую поверхность движения жидкости не происходит; не изменяется и объем отсека. Следовательно, в отсек через сечение 1-1 поступает столько же жидкости, сколько за то же время выходит, таким образом $Q_1 = Q_2$. Но так как сечения 1-1 и 2-2 взяты произвольно, то можно написать, что $Q_1 = Q_2 = \dots = Q_n = Q = \text{const}$ или, выражая расход жидкости в сечениях через среднюю скорость v получим:

$$v_1 s_1 = v_2 s_2 = \dots = v_n s_n = Q_{\text{const}}; \quad (6.2.1.7)$$

Это и есть уравнение неразрывности (сплошности) для потока жидкости которое читается так: объемный расход жидкости через любое сечение потока при установившемся движении есть величина постоянная.

Из последнего уравнения для двух сечений можно написать:

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{S_2}{S_1} \quad (6.2.1.8)$$

т.е. средние скорости потока обратно пропорциональны площадям соответствующих живых сечений.

Применение уравнения Бернулли для расчета трубопроводных систем.

					Моделирование потока жидкости в программном обеспечении «Pipesim»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Общим методом решения задач является составление уравнения Бернулли для двух сечений трубопровода, расположенных последовательно по направлению движения потока:

$$z_1 + \frac{p_1}{\rho g} + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\rho g} + \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} + h_{n1-2} \quad (6.2.1.9)$$

В этом уравнении:

z – геометрический напор, т.е. расстояние по вертикали от центра тяжести сечения до произвольно выбранной горизонтальной плоскости, взятой в качестве плоскости сравнения;

$\frac{p}{\rho g}$ – пьезометрический напор, т.е. отношение давления в данном сечении к удельному весу жидкости $g = \rho g$;

$\frac{\alpha v^2}{2g}$ – скоростной напор в данном сечении;

v – средняя скорость жидкости в указанном сечении;

α - коэффициент неравномерности распределения местных скоростей по сечению потока, выбираемый в зависимости от режима движения жидкости;

h_{n1-2} – потери напора между выбранными сечениями.

Расчеты с использованием уравнения Бернулли делятся на ряд характерных этапов:

1) Выбор положения плоскости сравнения.

Обязательным требованием при выборе положения плоскости сравнения является ее горизонтальность, т.е. она должна быть перпендикулярна линии действия сил тяжести. Для упрощения расчетов и исключения возможных ошибок при определении геометрических напоров плоскость сравнения 0-0 выбирают таким образом, чтобы $z_2 = 0$. Но иногда целесообразно выбирать и другие положения плоскости сравнения, например, вдоль оси горизонтальной части трубопровода.

2) Выбор расчетных сечений.

					Моделирование потока жидкости в программном обеспечении «Pipesim»	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Часто уравнение Бернулли применяют для определения разности пьезометрических напоров, под действием которых жидкость с заданным расходом Q движется в напорных трубопроводных системах. Если же напор известен, то по уравнению определяют расход жидкости или необходимый диаметр трубопровода. Для сокращения числа неизвестных величин, входящих в уравнение (6.2.1.9), целесообразно сечения 1-1 и 2-2 выбирать таким образом, чтобы наибольшее количество членов уравнения было известно, или же легко определялось. Величины давлений выбирают как в абсолютных, так и в относительных значениях, но в идентичных значениях для обоих сечений. Если в сечении 1-1 выбрана величина избыточного давления, то и в сечении 2-2 тоже должно быть указано избыточное давление. В тех случаях, когда в одном из сечений давление равно атмосферному, давления удобно выбирать в избыточных значениях.

6.3 Корреляция Беггса-Брилла

Модель Беггса-Брилла использует различные корреляции в зависимости от режима потока. Поэтому необходимо идентифицировать картину течения при заданных условиях. Для этой цели используется карта потока для горизонтальной трубы, построенная на основе числа Фруда Fr смеси и объемного содержания жидкости без учета эффекта скольжения C_1 .

					Моделирование потока жидкости в программном обеспечении «Pipesim»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60



Рисунок 6.3.1 – Карта потока

Здесь $L^*_1, L^*_2, L^*_3, L^*_4$ линии, равные:

$$L^*_1 = 316 \cdot C_L^{0,302} \quad (6.3.1)$$

$$L^*_2 = 0,0009252 \cdot C_L^{-2,4684} \quad (6.3.2)$$

$$L^*_3 = 0,1 \cdot C_L^{-1,4516} \quad (6.3.3)$$

$$L^*_4 = 0,5 C_L^{-6,738} \quad (6.3.4)$$

Число Фруда Fr является безразмерным параметром, который характеризует соотношение инерции к гравитационным силам. Оно рассчитывается по формуле (6.3.5):

$$Fr = \frac{v_l^2}{gD} \quad (6.3.5)$$

После определения объемного содержания жидкости и числа Фруда, режим потока определяется следующим образом:

- 1) Кольцевой, если $C_1 < 0,01$ и $Fr < L_1^*$ или $C_1 \geq 0,01$ и $Fr < L_2^*$;
- 2) Пробковый, если $0,01 < C_1 < 0,4$ и $L_3^* < Fr < L_1^*$ или $C_1 \geq 0,4$ и $L_3^* < Fr < L_4^*$;

3) Пузырьковый, если $C_1 < 0,4$ и $Fr > L_1^*$ или $C_1 \geq 0,4$ и $Fr > L_4^*$;

4) Эмульсионный, если $C_1 > 0,01$ и $L_2^* < Fr < L_3^*$

После определения режима потока, рассчитывается объемное содержание жидкости H_l . В модели Беггса-Брилла этот расчет разделен на две части:

1) Определение объемного содержания жидкости для горизонтального потока ($H_l(0)$).

2) Корректирование полученного значения поправкой на угол наклона.

$$\text{Для кольцевого режима: } H_l(0) = \frac{0,09 \cdot C_L^{0,4846}}{Fr_m^{0,0868}} \quad (6.3.6)$$

$$\text{Для пробкового режима: } H_l(0) = \frac{0,845 \cdot C_L^{0,53516}}{Fr_m^{0,0173}} \quad (6.3.7)$$

$$\text{Для пузырькового режима: } H_l(0) = \frac{1,065 \cdot C_L^{0,5824}}{Fr_m^{0,0609}} \quad (6.3.8)$$

$$\text{Для эмульсионного режима: } H_l(0) = A \cdot H_l(0)_1 + B \cdot H_l(0)_2 \quad (6.3.9)$$

где $A = \frac{L_3^* - Fr}{L_3^* - L_2^*}$, $B = 1 - A$, $H_l(0)_1$ – объемное содержание жидкости, рассчитанное по формуле для пробкового режима, $H_l(0)_2$ – объемное содержание жидкости, рассчитанное по формуле для пузырькового режима.

В случае, если $H_l(0) < C_1$, принимается, что $H_l(0) = C_1$.

Объемное содержание жидкости для потока с углом наклона θ рассчитывается по формуле (6.1.10):

$$H_l(\theta) = V(\theta) \cdot H_l(0) \quad (6.3.10)$$

где $V(\theta)$ – корреляционная поправка на угол, вычисляемая по формуле:

$$V(\theta) = 1 + \beta \cdot \left[\sin(1,8 \cdot \theta) - \frac{1}{3} \cdot \sin(1,8 \cdot \theta) \right] \quad (6.3.11)$$

где β – величина, зависящая от режима потока.

Для кольцевого режима:

$$\beta = (1 - C_L) \ln \left[\frac{0,011 \cdot N_w^{3,539}}{C_L^{3,768} \cdot Fr_m^{1,614}} \right] \quad (6.3.12)$$

Для пробкового режима:

					Моделирование потока жидкости в программном обеспечении «Pipesim»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$\beta = (1 - C_L) \ln \left[\frac{2,96 \cdot C_L^{0,305} \cdot Fr_m^{0,0978}}{N_w^{3,539}} \right] \quad (6.3.13)$$

Для пузырькового режима: $\beta=0$.

Для эмульсионного режима:

$$\beta = (1 - C_L) \ln \left[\frac{2,96 \cdot C_L^{0,305} \cdot Fr_m^{0,0978}}{N_w^{0,4473}} \right] \quad (6.3.14)$$

где N_w – число равное:

$$N_w = 1,938 V_l^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma}} \quad (6.3.15)$$

После определение объемного содержания жидкости, рассчитывается перепад давления, связанный с потерями давления на трении, по формулам:

$$\rho_{NS} = \rho_l \cdot \frac{V_l}{V_g + V_l} + \rho_g \cdot \frac{V_g}{V_g + V_l} \quad (6.3.16)$$

$$\Delta P_f = \frac{f \rho_f \left(\frac{V_g + V_l}{s} \right)}{2 \cdot g \cdot D_r} \quad (6.3.17)$$

$$\rho_f = \frac{\rho_{NS}^2}{\rho_l \cdot H_l + \rho_g (1 - H_l)} \quad (6.3.18)$$

где f – коэффициент гидравлического трения, L – длина участка трубы, на котором происходит данный перепад давления, м.

Расчет гидростатического давления, которое образуется посредством силы тяжести столба жидкости и газа производится формулой:

$$\Delta P_{ГТС} = (\rho_l H_l + \rho_g \cdot (1 - H_L)) \cdot g \cdot L \cdot \sin(\theta) \quad (6.3.19)$$

где θ – угол наклона между горизонталью и осью трубы.

Итоговый перепад давления является суммой гидростатического перепада, и перепада за счет гидростатического трения:

$$\Delta P = -\Delta P_{ГТС} - \Delta P_f \quad (6.3.20)$$

7 Характеристики проектируемого трубопровода

Проектируемый трубопровод расположен на территории Иркутской области Катангского района.

В географическом отношении территория проектирования расположена на Ербогаченской равнине в пределах Среднесибирского плоскогорья.

В геоморфологическом отношении территория Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения находится вблизи крупнейшего водораздела Сибири – между бассейнами рек Лены и Енисея (Нижней Тунгуски).

Гидрографическая сеть рассматриваемого района проектирования относится к бассейну реки Лена, водохозяйственный участок: Вилюй от в/п Усть-Амбардах до Вилюйской ГЭС и представлена рекой Чона, рекой Марикта, рекой Бирами, ручьем Дагалдын, ручьями без названия, болотами и заболоченными участками.

Ближайшим населенным пунктом является с. Преображенка, наименьшее и наибольшее расстояние до которого от проектируемых объектов составляет 51 км (кустовая площадка № 84) и 70 км (кустовая площадка № 38) на запад соответственно. Административный центр Катангского района – с. Ербогачен расположено в 139 км северо-западнее территории проектирования. Наиболее крупные населенные пункты: г. Киренск – 270 км на юг; г. Усть-Кут – 425 км на юго-запад; г. Ленск в 320 км на северо-восток.

Транспортное сообщение осуществляется речным транспортом в летний период и через автозимник регионального значения «г. Усть-Кут – г. Мирный» в зимний период. Имеется автодорога Витим – Талакан – В. Чона, которая связывает проектируемый район с речными портами Витим,

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промысловых трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Леонова А.А.</i>			Характеристики проектируемого трубопровода	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					64	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Пеледуй, расположенными на реке Лена. Основной транспорт – воздушный (вертолет) через аэропорты Киренск, Ленск и Усть-Кут. Пассажирская транспортная связь с центральными районами России осуществляется авиатранспортом через аэропорт «Талакан», построенный ОАО «Сургутнефтегаз» и введенный в эксплуатацию в апреле 2013 г. Аэропорт «Талакан», расположенный в Республике Саха, обеспечивает обслуживание, приём и отправку гражданских пассажирских воздушных судов по региональным маршрутам. По состоянию на ноябрь 2015 года из аэропорта «Талакан» регулярно совершаются авиарейсы в направлении Иркутска, Сургута и Новосибирска.

Трасса проходит по суходольной местности. Абсолютные отметки высот по трассе изменяются от 386,41 до 413,16 м БС.

С поверхности распространён почвенно-растительный слой (Слой 1) мощностью 0,1-0,2 м. Техногенных отложений не встречено.

Проектируемая трасса нефтегазосборного трубопровода проложена в одном коридоре с трассой высоконапорного водовода на расстоянии 8,0-15,0 м от неё.

Многолетнемерзлые грунты, вскрытые на период полевых работ, имеют островное распространение. В основном вся проектируемая трасса проходит по местности, которую слагают многолетнемерзлые грунты. Талые грунты встречены на участках ПК 0 – ПК 1+61,87, ПК 31+62,59 – ПК 34+89,08.

На ПК 26+76,19 проектируемая трасса пересекает пересыхающий ручей без названия. Минеральное дно ручья сложено супесью пластичномерзлой льдистой.

Делювиальные отложения (dQIII) представлены тальми и многолетнемерзлыми грунтами. Распространены повсеместно. Делювиальные отложения представлены суглинками тугопластичными (ИГЭ-4), суглинками полутвердыми (ИГЭ-7), суглинками твердыми (ИГЭ-8),

					Характеристики проектируемого трубопровода	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

супесями пластичными (ИГЭ-9), суглинками пластичномерзлыми слабольдистыми (ИГЭ-4м), суглинками пластичномерзлыми льдистыми (ИГЭ-5м), супесями пластичномерзлыми слабольдистыми (ИГЭ-14м), супесями пластичномерзлыми льдистыми (ИГЭ-15м).

ИГЭ-4 – суглинок тугопластичный встречен в приповерхностной части с глубин 0,1 м. Подстилают и перекрывают отложения супесчаные грунты. Мощность слоя составила 4,9-5,4 м.

ИГЭ-8 - суглинок твердый встречен в начале по ходу проектируемой трассы с глубин 4,5-6,0 м. Вскрытая мощность слоя составила 4,0-7,5 м.

ИГЭ-7 – суглинок полутвердый вскрыт локально скважиной скв.443 с глубины 11,0 м. Вскрытая мощность отложений составила 2,0 м.

- ИГЭ-9 - супесь пластичная вскрыта по пройденным выработкам с глубин 1,5-9,4 м. Вскрытая мощность отложений составила 1,3-5,6 м.

- ИГЭ-4м - суглинок пластичномерзлый слабольдистый встречен с глубин 0,2-8,5 м. Вскрытая мощность слоя составила 1,8-9,8 м.

- ИГЭ-5м – суглинок пластичномерзлый льдистый встречен скважиной скв.480 с глубины 2,3 м, локально. Мощность слоя составила 1,9 м.

- ИГЭ-14м - супесь пластичномерзлая слабольдистая встречена по пробуренным скважинам с глубин 1,5-9,4 м во всех частях разреза в местах распространения многолетнемерзлых грунтов. Вскрытая мощность слоя составила 0,6-8,5 м.

- ИГЭ-15м - супесь пластичномерзлая льдистая встречена локально скважиной скв.521 с глубины 0,2 м, подстилается многолетнемерзлыми супесчаными грунтами. Мощность слоя составила 2,1 м.

Элювиально-делювиальные отложения (dQIII) представлены многолетнемерзлыми и тальными крупнообломочными грунтами: дресвяным грунтом с суглинистым пластичномерзлым слабольдистым заполнителем (ИГЭ-564м), щебенистым грунтом с суглинистым слабольдистым пластичномерзлым заполнителем (ИГЭ-684м), дресвяным грунтом с

					Характеристики проектируемого трубопровода	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

суглинистым тугопластичным заполнителем (ИГЭ-514), суглинками пластичномерзлыми слабольдистыми с дресвой (ИГЭ-4м.1).

- ИГЭ-564м - дресвяный грунт с суглинистым пластичномерзлым слабольдистым заполнителем вскрыт скважинами скв.530 с глубины 3,2 м. Мощность отложений составила 2,3 м.

- ИГЭ-514 - дресвяный грунт с суглинистым тугопластичным заполнителем вскрыт с глубин 0,2-3,5 м. Вскрытая мощность слоя составила 1,0-12,8 м.

- ИГЭ-684м – щебенистый грунт с суглинистым слабольдистым пластичномерзлым заполнителем вскрыт локально скважиной скв.475 с глубины 8,3 м. Мощность отложений составила 1,1 м.

- ИГЭ-4м.1 – суглинок пластичномерзлый слабольдистый с дресвой встречен повсеместно с глубин 3,5-6,0 м. Вскрытая мощность слоя составила 1,0-4,0 м.

Гидрогеологические условия

На период производства полевых работ (август 2015 г.) подземные воды встречены в скважинах 500, 534 в интервале глубин 2,0-5,8 м. Вмещающая порода - прослой торфа погребенного. Абсолютная отметка появившегося и установившегося уровня грунтовых вод соответствует 392,75-402,04м БС.

Трасса нефтегазосборного трубопровода

Трасса проходит по суходольной местности. Абсолютные отметки высот по трассе изменяются от 340,14 до 390,98 м БС.

С поверхности распространен почвенно-растительный слой (Слой 1) мощностью 0,1-0,2 м.

Техногенные отложения встречены локально на участках ПК 45+70,74 – ПК 45+86,89, ПК 103+13,69 – ПК 103+24,87, ПК 108+22,57 – ПК 108+27,08, ПК 108+69,67 – ПК 108+76,23, ПК 114+47,12 – ПК 114+51,38, ПК 125+06,54 – ПК 125+10,36, ПК 125+66,70 – ПК 125+77,27,

					Характеристики проектируемого трубопровода	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПК 126+17,47 – ПК 126+20,04, ПК 126+48,54 – ПК 126+92,85. Техногенные отложения представлены насыпным щебенистым грунтом, мощностью 0,8-1,9 м.

Многолетнемерзлые грунты, вскрытые на период полевых работ, по проектируемой трассе имеют повсеместное распространение.

Четвертичная система

Озерно-болотные отложения (IbQIII)

Водонасыщенный прослой органического вещества (погребенный торф) встречен с глубин 0,5-2,0 м. Прослой ограничен отложениями суглинков и супесей различной консистенции. В инженерно-геологический элемент прослой не выделялся, ввиду весьма ограниченной мощности распространения. Мощность прослойки составила 0,1-0,2 м.

Делювиальные отложения (dQIII) представлены тальми и многолетнемерзлыми грунтами. Распространены повсеместно. Делювиальные отложения представлены суглинком мягкопластичным (ИГЭ-3), суглинком тугопластичным (ИГЭ-4), суглинком полутвердым (ИГЭ-7), супесями пластичными (ИГЭ-9), суглинками пластичномерзлыми слабльдистыми (ИГЭ-4м), суглинками пластичномерзлыми льдистыми (ИГЭ-5м), суглинками твердомерзлыми слабльдистыми (ИГЭ-9м), супесями пластичномерзлыми слабльдистыми (ИГЭ-14м), супесями пластичномерзлыми льдистыми (ИГЭ-15м), песками мелкими твердомерзлыми слабльдистыми (ИГЭ-23м).

ИГЭ-3 – суглинок мягкопластичный встречен в конце проектируемой трассы с глубин 1,9-2,2 м. Мощность слоя составила 1,7-2,4 м.

ИГЭ-4 – суглинок тугопластичный вскрыт в приповерхностной части разреза под почвенно-растительным слоем с глубины 0,1-0,2 м. Мощность отложений суглинка составила 0,3-4,3 м.

ИГЭ-7 – суглинок полутвердый встречен в начале проектируемой трассы с глубин 4,0-4,5 м. Перекрыт сверху суглинками тугопластичными,

					Характеристики проектируемого трубопровода	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

подстиляется суглинками пластичномерзлыми слабольдистыми. Мощность слоя составила 1,7-1,9 м.

ИГЭ-9 – супесь пластичная встречена по пройденным выработкам с глубины 0,2 м непосредственно под почвенно-растительным слоем. Подстиляется в основном супесчаными и суглинистыми пластичномерзлыми грунтами, а также местами – водонасыщенным слоем погребенного торфа. Мощность отложений составила 0,3-4,0 м.

ИГЭ-4м – суглинок пластичномерзлый слабольдистый встречен повсеместно всеми выработками с глубин 0,2-7,5 м. Вскрытая мощность отложений составила 0,4-9,2 м.

ИГЭ-5м – суглинок пластичномерзлый льдистый вскрыт с глубин 0,1-0,5 м в приповерхностной части разреза. Подстиляется суглинистыми и супесчаными пластичномерзлыми отложениями. Мощность слоя составила 0,4-3,7 м.

ИГЭ-9м – суглинок твердомерзлый слабольдистый встречен в начале проектируемой трассы с глубин 6,2 м, локально скважиной скв.262. Вскрытая мощность отложений составила 6,8 м.

ИГЭ-14м – супесь пластичномерзлая слабольдистая встречена повсеместно с глубин 0,1-8,5 м. Вскрытая мощность слоя составила 0,4-8,5 м.

ИГЭ-15м – супесь пластичномерзлая льдистая вскрыта с глубины 0,1 м под почвенно-растительным слоем, локально скважиной скв.605. Мощность отложений составила 0,7 м.

ИГЭ-23м – песок мелкий твердомерзлый слабольдистый вскрыт небольшими линзами, врезающихся в суглинки пластичномерзлые слабольдистые с глубины 3,2 м. Мощность отложений песка составила 1,1-1,2 м.

Элювиально-делювиальные отложения (dQIII) представлены многолетнемерзлыми грунтами: дресвяными грунтами с суглинистым пластичномерзлым слабольдистым заполнителем (ИГЭ-564м), щебенистым

					Характеристики проектируемого трубопровода	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

грунтом с суглинистым слабольдистым пластичномерзлым заполнителем (ИГЭ-684м), суглинками пластичномерзлыми слабольдистыми с дресвой (ИГЭ-4м.1).

ИГЭ-4м.1 – суглинок пластичномерзлый слабольдистый с дресвой встречен повсеместно с глубин 2,5-8,8 м. Вскрытая мощность слоя составила 0,7-5,0 м.

ИГЭ-564 - дресвяный грунт с суглинистым пластичномерзлым слабольдистым заполнителем вскрыт с глубин 3,8-5,6 м. Перекрывается суглинистыми и супесчаными пластичномерзлыми грунтами, подстиляется чаще щебенистыми грунтами. Мощность отложений составила 0,6-5,6 м.

ИГЭ-684м – щебенистый грунт с суглинистым слабольдистым пластичномерзлым заполнителем вскрыта с глубин 8,5-9,4 м в нижней части разреза. Сверху перекрывается дресвяными грунтами. Вскрытая мощность слоя составила 0,6-5,2 м.

Гидрогеологические условия

На период производства полевых работ (сентябрь 2015 г.) подземные воды грунтового типа встречены в скважинах 661, 656, 654, 649 в интервалах глубин 0,5-2,2м. Вмещающая порода – прослой торфа погребенного. Абсолютная отметка появившегося и установившегося уровня грунтовых вод соответствует 392,75-402,04м БС. В скважине 596 грунтовая вода вскрыта в интервале глубин 1,9-2,1м. Водовмещающий слой представлен суглинком мягкопластичным с прослоями текучепластичного. Абсолютные отметки появившегося и установившего уровня соответствуют 364,88 – 396,69м БС.

Характеристика линейного объекта

Выбор трасс проектируемых трубопроводов выполнен в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ. Основными критериями при выборе трасс являются: минимальное нанесение ущерба окружающей природной среде, коридорная прокладка линейных коммуникаций. Инженерные сети проложены по кратчайшему

					Характеристики проектируемого трубопровода	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

расстоянию. Расстояние принимается из условий безопасности строительства и эксплуатации объекта, определено нормами ГОСТ Р 55990-2014.

Сведения о проектируемых трубопроводах с указанием назначения, протяженности, месторасположения начального и конечного пунктов представлены в таблице 7.1.

					Характеристики проектируемого трубопровода	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.1– Сведения о проектируемых промышленных трубопроводах

Наименование трубопровода, диаметр, толщина стенки, протяженность	Назначение объекта, месторасположение начала и конца трассы	Наличие на трассе проектируемых линейных сооружений
1	2	3
<i>Нефтегазосборные трубопроводы</i>		
2 «т.вр.КП41 – УПН», 426x8 мм, 12729 м	Транспорт сырой нефти и свободного нефтяного газа от врезки в проектируемый нефтегазосборный трубопровод «КП – т.вр.КП» до ограждения площадки УПН	Узел (совмещенный узел приема СОД – запуска СОД); узел (узел приема СОД)

Классификация проектируемых промышленных трубопроводов в зависимости от характера транспортируемой среды согласно действующим нормативным документам приведена в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Классификация проектируемых промышленных трубопроводов в зависимости от характера транспортируемой среды

Назначение трубопровода	В соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 55990-2014
Нефтегазосборные трубопроводы	7-ая категория продукта

В зависимости от диаметра проектируемые трубопроводы согласно ГОСТ Р 55990-2014 отнесены: при номинальном диаметре DN150 и менее – к III классу, при номинальном диаметре свыше DN150 до DN300 включительно – к II классу, при номинальном диаметре свыше DN300 – к I классу.

Проектная мощность проектируемых промышленных трубопроводов представлена в таблице 7.3, приведена на период максимальной суммарной добычи и закачки:

– нефтегазосборных трубопроводов от КП – на 2018 г.;
нефтегазосборных трубопроводов от КП – на 2019 г.

Таблица 7.3 – Проектная мощность проектируемых промышленных трубопроводов

Наименование трубопровода	Проектная мощность трубопровода по жидкости/ нефти/ газу, м3/ сут
<i>Нефтегазосборные трубопроводы</i>	
«т.вр.КП41 – УПН»	1652/ 1536,36/ 1280205

					Характеристики проектируемого трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Для строительства нефтегазосборных трубопроводов в проектной документации рассмотрены трубы стальные прямошовные, выполненные контактной сваркой токами высокой частоты, повышенной коррозионной стойкости для обустройства месторождений из стали 13ХФА класса прочности К52.

Основные механические свойства металла труб, соответствующие Положению Компании № П1-01.05-0107 и принятые для расчетов, представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4– Основные механические свойства металла примененных труб

Сталь, диаметр и толщина стенки труб	Временное сопротивление разрыву кгс/мм ²	Предел текучести кгс/мм ²	Ударная вязкость на продольных образцах КСУ при t испытания минус 60 ОС не менее, Дж/см ² (кгс·м/ см ²)	Относительное удлинение, не менее, %
Сталь 13ХФА, 426x8 мм	52	36	39,2 (4,0) при t = минус 60 °С	23

Материал фасонных деталей трубопроводов выполнен аналогично трубам – из стали 13ХФА, т.е. механические свойства металла готовых деталей, соответствуют требованиям основного металла труб.

В качестве альтернативной марки стали для труб и фасонных деталей может быть использована коррозионностойкая и хладостойкая сталь 08ХМФЧА класса прочности не ниже К52.

Механические характеристики трубопроводов обеспечивают установленный срок службы при условии соблюдения проектного режима эксплуатации и отсутствия нерегламентированного воздействия (строительного брака, наездов техники и др.). Расчет срока службы трубопроводов приведен в главе 8.

Срок эксплуатации нефтегазосборных трубопроводов, определенный на основе обобщения статистических данных по Западной Сибири согласно

					Характеристики проектируемого трубопровода	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

«Временной инструкции по выбору трубной продукции с учетом физико-химических свойств транспортируемых сред» составляет 10 лет. Уточнение фактического срока службы будет проводиться в процессе эксплуатации по наблюдениям за состоянием трубопроводов диагностическими приборами.

В проектной документации предусмотрены трубы, фасонные детали с заводским наружным покрытием. Внешнее заводское покрытие труб соответствует конструкции покрытия усиленного типа № 1 таблицы 1 ГОСТ Р 51164-98, внешнее заводское покрытие фасонных деталей соответствует конструкции покрытия усиленного типа № 3 таблицы 1 ГОСТ Р 51164-98.

Применяемое покрытие должно выдерживать внешние воздействия температуры окружающей среды при хранении, транспортировке, погрузочно – разгрузочных работах, проведении строительно – монтажных и укладочных работ, эксплуатации без отслаивания, расслаивания и растрескивания.

Трубопроводы, проложенные по участкам многолетнемерзлых грунтов (ММГ), дополнительно предусмотрены в теплоизоляционном слое из пенополиуретана с полиэтиленовым покрытием. Допускаемые температуры окружающей среды при проведении технологического процесса с трубами и соединительными деталями трубопровода с теплогидроизоляционным покрытием должны соответствовать требованиям, указанным в таблице 6 Положения Компании № П1-01.05-0107.

Для наружной защиты зоны сварных швов соединений подземно монтируемых труб применены термоусаживающиеся манжеты в комплекте с замковыми пластинами и двухкомпонентным эпоксидным праймером.

На основании требования компании монтаж трубных секций с продольным швом по нижней образующей запрещен. Данное требование

					Характеристики проектируемого трубопровода	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

должно учитываться при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте трубопроводов.

Надземные участки трубопроводов и соединительные детали теплоизолированы согласно СП 61.13330.2012. Состав тепловой изоляции:

- маты прошивные толщиной изоляции в конструкции 60 мм;
- покровный слой поверх теплоизоляции – сталь тонколистовая оцинкованная толщиной 0,5 мм.

Толщина теплоизоляционного покрытия обеспечивает предотвращение охлаждения транспортируемого продукта.

При переходе от надземной прокладки к подземной теплоизоляция нанесена на 0,5 м ниже поверхности земли.

Для теплоизоляции арматуры предусмотрены разъемные короба, состоящие из оболочки (оцинкованной стали) и слоя заводской теплоизоляции.

Прокладка трубопроводов

Способ прокладки трубопроводов подземный, за исключением надземных участков на линейных сооружениях (узлах запорной арматуры, узлах запуска – приема средств очистки и диагностики [СОД], очистных устройств [ОУ]).

Трассы проектируемых промышленных трубопроводов проходят в общем коридоре с линейными коммуникациями: автодорогами, промышленными трубопроводами, линиями электропередачи. Так же имеются пересечения с промышленными трубопроводами, линиями электропередачи, автодорогами, водными преградами.

					Характеристики проектируемого трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Расстояния между коммуникациями принимаются из условий безопасности обслуживания, возможностей производства монтажных и ремонтных работ, определены нормами ПУЭ, СП 34-116-97,

ГОСТ Р 55990-2014. Проектируемые трубопроводы проложены от своей оси до оси соседнего параллельного трубопровода на расстоянии не менее пяти метров при диаметре трубопроводов до 150 мм, не менее восьми метров при диаметре трубопроводов свыше 150 до 300 мм, не менее 11 м при диаметре трубопроводов свыше 300 до 600 мм; проектируемые нефтегазосборные трубопроводы проложены от своей оси до подошвы насыпи земляного полотна автомобильной дороги не менее 10 м, проектируемые водоводы – не менее пяти метров (в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014); проектируемые нефтегазосборные трубопроводы проложены от своей оси до ВЛ до 20 кВ не менее 10 м, до заземления опор ВЛ до 35 кВ не менее шести метров, проектируемые водоводы – до заземления опор ВЛ до 35 кВ не менее двух метров (в соответствии с требованиями ПУЭ). Пересечение проектируемых трубопроводов с инженерными коммуникациями (трубопроводы, ЛЭП) выполнено под углом не менее 60°, с автомобильными дорогами – как правило, под углом 90°, но не менее 60° в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014. Расстояние между поверхностями трубопроводов в свету принято не менее 350 мм в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

Повороты линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях выполнены упругим изгибом сваренных ниток трубопровода, гнутыми отводами радиусом 5 DN и крутоизогнутыми отводами радиусом 1,5 DN. Допустимые радиусы упругого изгиба трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях определены расчетом, исходя из условия прочности, устойчивости положения трубопроводов под воздействием давления, собственного веса, продольных

					Характеристики проектируемого трубопровода	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сжимающих усилий. Радиусы и углы поворота трасс проектируемых трубопроводов, высотные отметки земли показаны на планах и профилях в томе 2.2.2.

Ширина траншеи по трассам проектируемых трубопроводов понизу принята согласно п. 9.3.5 ГОСТ Р 55990-2014: для трубопроводов диаметром 426 мм – не менее 0,8 м. Ширина траншеи понизу на криволинейных участках из отводов принудительного гнуща должна быть равной двукратной величине по отношению к прямым участкам.

Глубина заложения проектируемых трубопроводов (с учетом теплоизоляции отдельных участков трубопроводов) от поверхности земли до верхней образующей трубы принята в соответствии с п. 9.3.1, таблицей 8 ГОСТ Р 55990-2014 и отражена в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Глубина заложения проектируемых трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Глубина заложения трубопровода на прямолинейных участках, не менее, м	Глубина заложения трубопровода на упругоизогнутых участках, не менее, м	Температура сварки замыкающего стыка, ОС
426x8	0,8	0,8	До минус 20

Электрохимическую защиту в соответствии с п. 10.2 НТД допускается не применять, если защитные покрытия обеспечивают надежную эксплуатацию в течение всего срока службы. По п. 3.7 ГОСТ Р 51164-98 также допускается не применять электрохимзащиту при обеспечении безопасной эксплуатации и исключения экологического ущерба. Технические решения, представленные в проектной документации, обеспечивают уровень приемлемого риска и достаточную безопасность производства.

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам на территории строительства относится морозное пучение. Согласно СНиП 22-01-95 по степени опасности морозного пучения территория относится к «опасным».

					Характеристики проектируемого трубопровода	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Температура транспортируемого по трубопроводам продукта приведена в гидравлическом расчете, см. приложение А. Выполнен расчет определения зоны оттаивания грунта вокруг трубопроводов согласно методике, представленной в книге «Справочник по строительству на вечномерзлых грунтах» Стройиздат 1977 г., под ред. Ю.Я. Вели, подтверждающий, что в околотрубной зоне находится грунт с положительной температурой. В связи с этим явления морозного пучения грунта в зоне прокладки трубопроводов происходить не будет. Расчет представлен в приложении Ж. Дополнительно промысловые трубопроводы, проложенные по участкам многолетнемерзлых грунтов, предусмотрены в теплогидроизоляционном слое из пенополиуретана с полиэтиленовым покрытием. На участках, прокладываемых в чрезмерно-, сильно- и среднепучинистых грунтах, предусматривается укладка трубопроводов с устройством постели (высотой не менее 0,2 м) из непучинистого грунта (привозного из карьера песка).

В главе 8 представлен расчет выбора оптимальных диаметров для проектируемых трубопроводов, а также представлен расчет срока службы трубопровода с увеличением скорости потока жидкости и без него.

					Характеристики проектируемого трубопровода	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8 Гидравлический расчет промышленных трубопроводов

Цель расчета

Определение диаметров и рабочих параметров проектируемых нефтегазосборных трубопроводов (от КП41, КП42, КП44 до точки врезки).

Исходные данные

Расчет выполнен на основании исходных данных, предоставленных службами ПАО «Верхнечонскнефтегаз» (таблица 8.1 – 8.3).

Таблица 8.1 – Исходные данные по физико-химическим свойствам добываемой жидкости и параметры добычи

Параметр	Ед. изм.	Значение	Источник
1 Плотность нефти при 20 °С	кг/м ³	857	ДТСП ВЧНГКМ № ВЧН-0526/10/ТННЦ- 3961/10 от 10.08.2010 г.
2 Плотность газа	кг/м ³	1,02	
3 Плотность пластовой воды	кг/м ³	1290	
4 Кинематическая вязкость при 20 °С при 30 °С	мм ² /с	18,59 13,29	

Таблица 8.2 – Исходные данные по технологическим параметрам

Параметр	Значение	Источник
1 Давление на входе УПН-1 ВЧНГКМ, МПа	0,92	Реинжиниринг системы НСК Верхнечонского НГКМ
2 Температура на устьях скважин, °С	20	

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промышленных трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Леонова А.А.</i>				Гидравлический расчет промышленных трубопроводов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Рудаченко А.В.</i>						79	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

Таблица 8.3 – Исходные данные по добыче

КП	Показатель	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
41	Добыча жидкости	м ³ /сут	0	372	595	529	474
	Обводненность	мас. %	0	2	5	11	16
	Газовый фактор	м ³ /м ³	0	482	698	829	903
42	Добыча жидкости	м ³ /сут	0	0	218	593	425
	Обводненность	мас. %	0	0	1	3	7
	Газовый фактор	м ³ /м ³	0	0	698	829	903
44	Добыча жидкости	м ³ /сут	0	1	476	530	400
	Обводненность	мас. %	0	1	2	6	12
	Газовый фактор	м ³ /м ³	0	482	698	829	903
Σ	Добыча жидкости	м³/сут	0	373	1289	1652	1299

Расчет трубопроводов проведен на период максимальной суммарной добычи по ветке: нефтегазосборных трубопроводов –на 2019 г.

Технологические параметры прокладки и трубопроводов:

- прокладка трубопроводов предусмотрена подземно;
- температура грунта на глубине заложения принята 0 °С;
- шероховатость нефтегазосборных трубопроводов 0,1 мм;
- протяженности трасс, точки подключения, толщина стенки и диаметр проектируемых трубопроводов приняты в соответствии с эксплуатационными схемами.

Процедура расчета

Расчет проведен с использованием программного комплекса Pipesim 2010 (Schlumberger). В качестве корреляции для многофазного потока применена уточненная корреляция Беггс и Брилла (Beggs&Brill Revised).

Решения по проектируемым участкам трубопроводов принимаются с учетом нормативной документации, рекомендациям по проектированию нефтегазосборных трубопроводов, а так же ранее выполненных проектных решений.

					Гидравлический расчет промысловых трубопроводов	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Результаты расчета

Расчетная схема нефтегазосборных трубопроводов представлена на рисунке 8.1. Данные по участкам трубопроводов представлены в таблице 8.4.

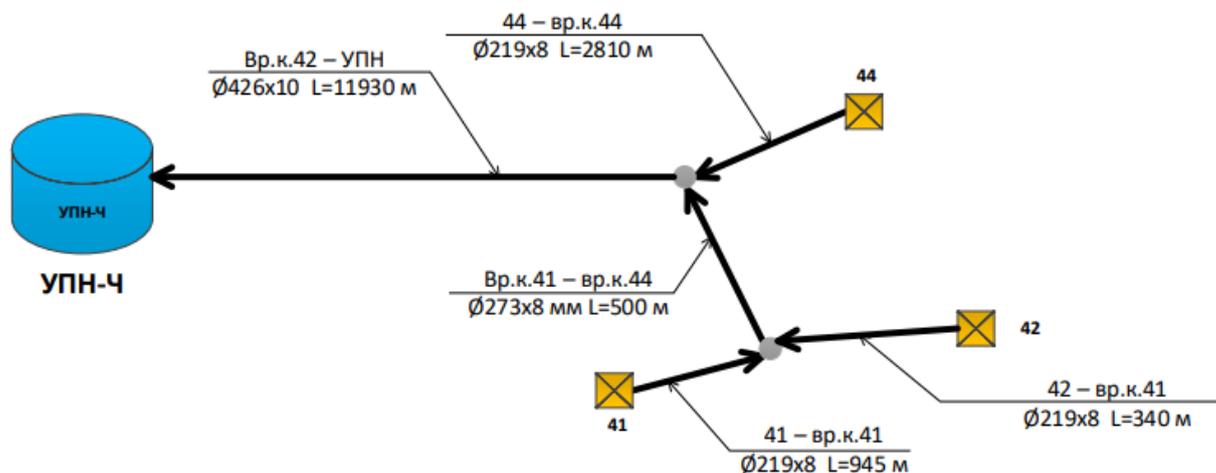


Рисунок 8.1 – Расчетная схема нефтегазосборных трубопроводов Верхнечонского месторождения

Таблица 8.4 – Характеристики нефтегазосборных трубопроводов ВЧНГКМ

Участок	Протяженность, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм
врк42 – УПН-1	11930	426	10
кп41 – врк41	945	219	8
кп42 – врк41	340	219	8
кп44 – врк42	2810	219	8

Примечание – Проектируемые участки трубопроводов здесь и далее выделены серой заливкой

Результаты гидравлического расчета нефтегазосборных трубопроводов приведены на рисунках 8.2 – 8.3 и таблице 8.5.

					Гидравлический расчет промысловых трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

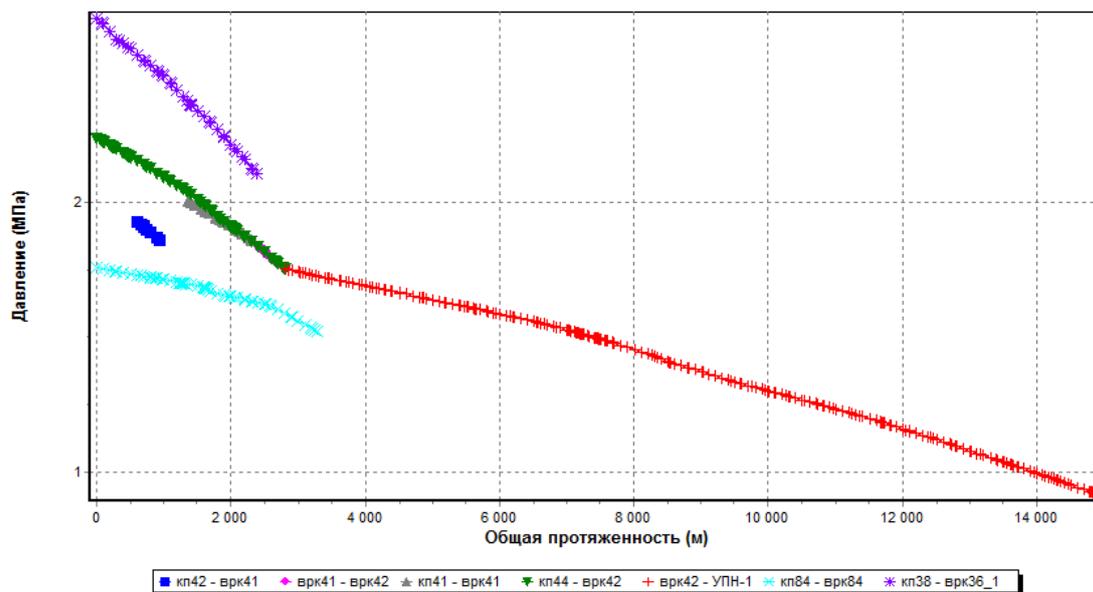


Рисунок 8.2 – Изменение давление по длине проектируемых нефтегазосборных трубопроводов

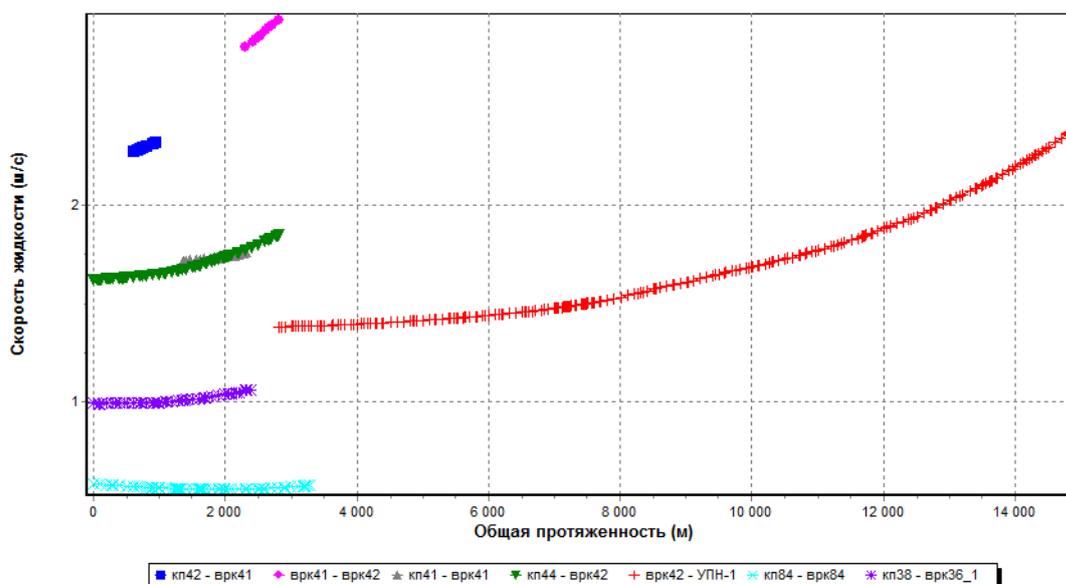


Рисунок 8.3 – Изменение скорости жидкости по длине проектируемых нефтегазосборных трубопроводов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 8.5 – Результаты гидравлического расчета нефтегазосборных трубопроводов

Наименование участка	Тип	Температура, С	Давление, МПа	Обводненность, %	Расход жидкости, м3/сут	Расход газа, м3/сут	Скорость жидкости, м/с	Перепад давления, МПа
кп41 - врк41	начало	20	2,01	11	529	390319	1,71	0,15
	конец	14,35	1,86	11	529	390319	1,76	
кп42 - врк41	начало	20	1,93	3	593	476856	2,27	0,07
	конец	17,88	1,86	3	593	476856	2,32	
кп44 - врк42	начало	20	2,24	6	530	413030	1,62	0,49
	конец	6,92	1,75	6	530	413030	1,85	
врк 44 - УПН	начало	6,92	1,75	90,7	1652	1280205	1,38	0,83
	конец	0,22	0,92	90,7	1652	1280205	2,39	

По результатам гидравлических расчетов рекомендуются следующие диаметры проектируемых нефтегазосборных трубопроводов:

- участок врк41 – врк42 – диаметр 273 мм;
- участок врк44 – УПН-1 – диаметр 426 мм;
- участок кп41 – врк41 – диаметр 219 мм;
- участок кп42 – врк41 – диаметр 219 мм;
- участок кп44 – врк44 – диаметр 219 мм.

8.1 Расчет срока службы трубопровода

В соответствии с БД ФХС нефтегазопромисловые среды по степени агрессивного воздействия подразделяются на следующие группы:

- 1) неагрессивные и слабоагрессивные (кодировка «0.А» модификационного (модельного) ряда по МУК № П4-06 М-0111:

					Гидравлический расчет промысловых трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

- водные среды с минерализацией менее 5 г/л;
- водо-нефтяные среды с концентрацией кислорода менее 0,1 мг/л;
- 2) среднеагрессивные и сильноагрессивные (кодировка «0.Б» модификационного (модельного) ряда по МУК № П4-06 М-0111:
 - водные среды: минерализация от 5 г/л и более;
 - водо-нефтяные среды с концентрацией кислорода от 0,1 мг/л и более;
- 3) вызывающие коррозионное растрескивание с содержанием компонентов $P(H_2S) > 0,0003$ МПа и $P(CO_2) > 0,05$ МПа.

Трубопроводы, эксплуатируемые на нефтяных месторождениях Компании, систематизированы по технологическим, эксплуатационным параметрам и коррозионно-активным компонентам, присутствующим в технологических средах, и объединены в ГКК. ГКК характеризуется одинаковыми механизмами и скоростями коррозии.

КК объединены в 5 групп в соответствии с группами сред по степени агрессивного воздействия с учетом БД ФХС.

Описание групп коррозионных контуров

ГКК 1 – включает в себя КК, рабочая среда которых способна вызывать коррозионное растрескивание:

- нефтяной и природный газ $P(H_2S) > 0,0003$ МПа, $P(CO_2) > 0,05$ МПа;
- газоздушная среда $P(H_2S) > 0,0003$ МПа;
- газоводонефтяные смеси $P(H_2S) > 0,0003$ МПа, $P(CO_2) > 0,05$ МПа.

ГКК 2 – включает в себя КК с сильноагрессивным характером рабочей среды:

					Гидравлический расчет промысловых трубопроводов	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- воды подземных горизонтов, промышленные сточные воды (в том числе пластовая вода) аэрированные и неаэрированные: минерализация > 5 г/л;
- растворы минеральных кислот;
- неустойчивые водонефтяные эмульсии, содержащие: $O_2 > 0,1$ мг/л (в водной фазе).

ГКК 3 – включает в себя КК со среднеагрессивным характером рабочей среды:

- газовоздушная среда $P(H_2S) < 0,0003$ МПа, $O_2 > 1\%$;
- воды подземных горизонтов неаэрированные: $O_2 < 0,1$ мг/л;
- устойчивые водонефтяные эмульсии, содержащие: $O_2 > 0,1$ мг/л (в водной фазе);
- газоводонефтяные смеси, содержащие: $P(H_2S) < 0,0003$ МПа, $O_2 > 0,1$ мг/л (в водной фазе).

ГКК 4 – включает в себя объекты со слабоагрессивным характером рабочей среды:

- нефтяной и природный газ, подготовленный к магистральному транспорту: $H_2S < 0,0003$ МПа, $CO_2 < 0,05$ МПа, $O_2 < 1\%$;
- газовоздушная среда $P(H_2S) < 0,0003$ МПа, $O_2 < 1\%$;
- вода пресная (техническая) аэрированная и неаэрированная – минерализация < 5 г/л;
- неустойчивые водонефтяные эмульсии, не содержащие агрессивные компоненты – $O_2 < 0,1$ мг/л в водной фазе, содержание хлористых солей < 1800 мг/л, pH водной фазы ≥ 7 ;
- газоводонефтяные смеси, содержащие: $P(H_2S) < 0,0003$ МПа, $O_2 < 0,1$ мг/л (в водной фазе).

					Гидравлический расчет промышленных трубопроводов	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГКК 5 – включает в себя объекты с неагрессивным характером рабочей среды:

– устойчивые водонефтяные эмульсии, не содержащие агрессивные компоненты – $O_2 < 0,1$ мг/л в водной фазе, содержание хлористых солей < 1800 мг/л, рН водной фазы < 7 .

Характеристика транспортируемой среды в соответствии с БД ФХС представлены в таблице 8.1.1.

Таблица 8.1.1 – Обозначения ГКК

НОМЕР ГКК	ХАРАКТЕРИСТИКА ТРАНСПОРТИРУЕМОЙ СРЕДЫ В СООТВЕТСТВИИ С БД ФХС
1	Вызывает коррозионное растрескивание
2	Сильноагрессивная
3	Среднеагрессивная
4	Слабоагрессивная

В таблице 8.1.2 представлены скорости коррозионных процессов в зависимости от степени агрессивности воздействия среды.

Таблица 8.1.2 – Степень агрессивности коррозионной среды

КОРРОЗИОННОЕ ПРОНИКНОВЕНИЕ, ММ/ГОД	СТЕПЕНЬ АГРЕССИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ СРЕДЫ
$< 0,01$	Неагрессивные
0,01 - 0,1	Слабоагрессивные
0,1- 0,5	Среднеагрессивная
$> 0,5$	Сильноагрессивная
$P(H_2S) > 0,0003$ МПа	Вызывающее коррозионное растрескивание
$P(CO_2) > 0,05$ МПа	

Допустимое уменьшение толщины стенки трубопровода из-за коррозии рассчитывается по нахождению отбраковочной толщины $\delta_{отбр.}$

					Гидравлический расчет промышленных трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

$$\Delta\delta = \delta - \delta_{отбр.}$$

(Г.1)

δ – минимально допустимая толщина стенки трубопроводов;

$\delta_{отбр.}$ – минимально допустимая (отбраковочная величина) толщина стенки трубопровода, принимается по МУК №П1-01.05 М-0133;

$\Delta\delta$ – допустимое уменьшение толщины стенки на коррозию (разность между проектной толщиной стенки трубопровода и отбраковочной).

Согласно таблице 1 Федеральным норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов" наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода диаметром 426 мм равна 4,0 мм. В таблице 8.1.3 представлены наименьшие допустимые толщины стенок трубопровода в зависимости от диаметра.

Таблица 8.1.3 – Отбраковочные параметры участка трубопровода

Наружный диаметр ДН, мм	≤ 114	≤ 219	≤ 325	≤ 377	≥ 426
Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, ММ	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

Рассчитаем срок службы трубопровода без увеличения скорости потока жидкости с учетом образования застойных мест в трубе. Перекачиваемая среда в трубопроводе относится к сильноагрессивной (ГКК =4) из-за высокой обводненности и большого содержания соли (сеноманская вода). Следовательно, скорость коррозии в таком трубопроводе равна 0,5 мм/год. Толщина стенки равна 10 мм. Допустимая отбраковочная величина – 4 мм. По «Временной инструкции по выбору трубной продукции с учетом физико-химических свойств транспортируемых сред» срок службы нефтегазосборного трубопровода без внутреннего покрытия равен 10 лет, с внутренним покрытием равен 17 лет. По выбору оптимальных решений при проектировании трубопровод принят с внутренним покрытием,

					Гидравлический расчет промысловых трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

следовательно, гарантированный срок службы принят 17 лет.

В таблице 8.1.4 представлены расчетные данные срока службы проектируемого трубопровода

Таблица 8.1.4 – Расчетные данные срока службы проектируемого трубопровода без увеличения скорости потока жидкости

Диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки, δ , мм	Рабочее давление, МПа	Допустимая отбраковочная величина, $\delta_{отбр.}$	Расчетная скорость коррозии V , мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, с учетом 17 лет гарантии, год
426	10	4,0	4,0	0,5	29

Для трубопровода, в котором применяется увеличение скорости потока жидкости, степень агрессивности среды принята как слабоагрессивная. Скорость коррозии равна 0,1 мм/год. В таблице 8.1.5 представлены расчетные данные срока службы проектируемого трубопровода с учетом увеличения скорости потока жидкости.

Таблица 8.1.5 – Расчетные данные срока службы проектируемого трубопровода без увеличения скорости потока жидкости

Диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки, δ , мм	Рабочее давление, МПа	Допустимая отбраковочная величина, $\delta_{отбр.}$	Расчетная скорость коррозии V , мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, с учетом 17 лет гарантии, год
426	10	4,0	4,0	0,1	77

Для трубопровода без использования метода увеличения скоростей потока срок службы равен 29 лет, когда для трубопровода с увеличением скорости потока жидкости срок службы равен 77 лет. Анализ сроков службы трубопроводов показал, что при использовании метода увеличения скорости

потока жидкости срок службы трубопровода увеличится в 2,7 раза.

					Гидравлический расчет промышленных трубопроводов	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

При транспортировке нефти и газа особое внимание следует уделять целостности трубопровода. При разрыве трубопровода причиняется огромный ущерб окружающей среде и материальным потерям на ликвидацию аварии. В данном разделе представлена смета затрат на ликвидацию аварии. Основные затраты разделяют на материальные, затраты на оплату труда, то есть заработная плата, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и прочие расходы.

В данном разделе также рассматривается готовность проекта к коммерциализации. Составлен календарный план выполнения проекта и составлен SWOT – анализ данного проекта.

9.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Научная разработка оценивается степенью ее готовности к коммерциализации, и выяснить уровень собственных знаний для проведения данного проекта. Для этого необходимо заполнить таблицу 9.1, содержащую степень проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика проекта.

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промышленных трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Леонова А.А.</i>				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Рудаченко А.В.</i>						90	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

Таблица 9.1 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации.

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	4
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	4
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	2
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	2	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	41	45

Оценка готовности данного проекта к коммерциализации определяется по формуле 9.1:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (9.1)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 41, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 45 – перспективность выше среднего.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9.2 Календарный план проекта

В рамках планировании проекта был построен календарный и сетевой график проекта (таблицы 9.2.1 и 9.2.2).

Таблица 9.2.1 – Сетевой график проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Введение	2	14.12.18	16.12.19	специалист ведущий специалист
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	3	17.12.18	20.12.19	специалист ведущий специалист
3	Литературный обзор	35	21.12.18	28.01.19	специалист
4	Экспериментальная часть	56	29.01.18	24.03.19	специалист ведущий специалист
5	Результаты и обсуждения	34	25.03.18	27.04.19	специалист ведущий специалист
6	Оформление пояснительной записки	28	28.04.18	25.05.19	специалист
Итого		158			

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Таблица 9.2.2– Календарный план-график написание диплома

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ																	
			декабрь			январь			февраль			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Выдача задание диплома	Магистр руководитель	2																		
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Магистр Руководитель	3																		
Литературный обзор	Магистр	35																		
Экспериментальная часть	Магистр Руководитель	56																		
Результаты и обсуждения	Магистр	34																		
Оформление пояснительной записки	Магистр Руководитель	28																		

- Магистр
 - Руководитель

SWOT-анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта и указывает на сильные и слабые стороны данного проекта.

Таблица 9.2.3 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Возможность анализа сложных систем	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл2. Нет некоторых данных для достоверности методики
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ	1. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии	1. Поиск заинтересованных лиц 2. Разработка научного исследования
Угрозы: У3. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции	1. Отсутствие спроса на новые технологии производства.	1. Повышение квалификации кадров.

9.3 Затраты на проведение аварийно-восстановительных работ

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется последующим элементам:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления;
- прочие расходы.

Помимо затрат на материал, необходимо рассчитать затраты на топливо для используемой техники:

- экскаватор «DOOSAN-340» 1ед. – расход 25 л/час, время работы 45 часов;
- бульдозер «Shantui-SD16» 1ед. – расход 18 л/час, время работы 36 часов;
- бульдозер «Kamatsu-155» 1ед. – расход 32,7 л/час, время работы 42 часа;
- автобус вахтовый «УРАЛ-3255» 1ед. – расход 35,8 л/100км, пробег 1450км;
- автобус вахтовый «УРАЛ-3255» 1ед. – расход 35,8 л/100км, пробег 800км;
- тягач «КЗКТ» 1ед. – расход 188 л/100км, пробег 550км;
- К-703 Сварочный пост 1ед. – расход 22 л/час, время работы 108 часов;
- Самосвал «Татра-815» 1ед. – расход 36 л/100км, пробег 740км;
- УМП-350 «УРАЛ-4320» 1ед. – расход 47 л/100км, работа установки 50л/час (смесь 35дт/15бен) – пробег 450км, работа установки 36 часов;
- УАЗ «ПАТРИОТ» 1ед. – расход 20 л/100км, пробег 1250км.
- Баржа трубоукладчик 300000 руб./час, время работы 40 часов,

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

затраты 12000000 рублей.

Стоимость горюче-смазочных материалов приведена в таблице 9.3.1.

Таблица 9.3.1 – Стоимость горюче-смазочный материалов

Наименование, марка техники	Норма расхода, л/ч, л/100км		Потребность, л		Цена за единицу, руб.	Стоимость ГСМ, тыс. руб.
	АИ-92	Дизтоп ливо	АИ-92	Дизтоп ливо		
Экскаватор «DOOSAN-340»		25		1125	36,5	41
Бульдозер «Shantui-SD16»		18		648	36,5	24
Автобус вахтовый «УРАЛ-6522»		35.8		519,1	36,5	19
Тягач «КЗКТ»		188		1034	36,5	38
К-703 Сварочный пост		22		2376	36,5	87
Самосвал «Татра-815»		36		266,4	36,5	10
УМП-350 «УРАЛ-4320»	15	47/35	540	211,5/1260	32/36,5	71
УАЗ «ПАТРИОТ» 1ед.	20		250		32	8
ИТОГО						298

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9.4 Расчёт амортизационных отчислений

Таблица 9.4.1 – Амортизационные отчисления

Наименование объекта основных фондов	Кол-во	Время работы, час		Норма амортизации, час	Сумма амортизации, тыс. руб.
		Одного объекта	Всего		
Экскаватор «DOOSAN-340»	1	45	45	72,30	3
Автобус вахтовый «УРАЛ-6522»	1	144	144	9,20	2
Тягач «КЗКТ»	1	50	50	25,90	1
К-703 Сварочный пост	1	108	108	45,70	5
Сварочный выпрямитель для подводной сварки и резки ВД— 309 П.	2	108	108	48.0	5
Самосвал «Татра-815»	1	108	108	84,70	9
УМП-350 «УРАЛ-4320»	1	50	50	12,25	0,6
УАЗ «ПАТРИОТ» 1ед.	1	144	144	2,64	0,4
ИТОГО					26

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

9.5 Расчет затрат на основные и вспомогательные материалы

Таблица 9.5.1 – Определение затрат на основные и вспомогательные материалы

Наименование материала	Ед. измерения	Кол-во	Цена за ед., руб.	Стоимость всего, тыс. руб.
Основные материалы				
Труба стальная диаметр 1420мм	м	1	70 310	70
Баллон с воздухом	шт	10	44 519	445
Грунтовка «Транскор Газ»	т	1	33 535,87	34
Мастика «Транскор Газ»	т	1	19 877,63	20
Стеклосетка ССТ-Б	м	150	12,37	2
Лента ДРЛ-Л	кг	25	225	7
Итого затраты на основные материалы				578
Вспомогательные материалы				
Электроды	шт	50	96,85	5
Шлифовальный круг	шт	15	857	13
Термоусаживающаяся манжета	1 стык	2	6 672,3	13
Песок	т	5	6 500	33
Итого затраты на вспомогательные материалы				64
Итого				642

9.5.1 Фонд оплаты труда специалистов

Таблица 9.5.1.1

Наименование	Оклад за месяц, руб.	Районный коэффициент 40%, руб.	Общий фонд ЗП, тыс. руб.
Начальник участка	32 535,0	13014,0	46
Мастер	27 401,2	10960,48	38
Итого			84

Затраты на оплату труда рабочих (таблица 9.5.1.2.)

Таблица 9.5.1.2

Должность	Кол-во	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, час	Районный коэффициент 40%, руб.	ЗП с учётом надбавок, тыс. руб.
Линейный трубопроводчик	3	5	221,68	144	38306,3	134
Линейный трубопроводчик	6	3	190,00	144	65664	230
Монтёр ЭХЗ	2	5	205,85	144	23713,92	83
Эл.монтёр	1	4	190,00	144	10944	38
Водитель	3	5	187,68	108	24323,3	85
Водитель	1	6	237,52	50	4750,4	17
Машинист экскаватора	2	5	237,52	52	9880,83	35
Машинист бульдозера	2	5	221,68	48	8512,51	30
Эл.газосварщик	1	5	237,52	144	13681,15	48
Эл.газосварщик	4	6	253,35	144	58371,84	204
Стропальщик	1	-	170	144	9792	34
Дефектоскопист	1	4	162	144	9331,2	33
Крановщик	2	6	237,52	128	12161,02	74
ИТОГО						1045

Страховые взносы во внебюджетные фонды, обязательное страхование от несчастных случаев:

$$(1045+84) \cdot 30\% = 338,7 \text{ тыс. руб.}$$

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

балансовой стоимости основных производственных фондов, нематериальных активов и утверждённых в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда:

$$(1045+84) \cdot 2\% = 22,58 \text{ тыс. руб.}$$

Кроме перечисленных затрат в составе затрат на проведение организационно-технического мероприятия учитываются накладные расходы, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

Таблица 9.5.1.3 – Общие затраты на мероприятие

Состав затрат	Сумма затрат, тыс. руб.	Структура затрат, %
Затраты на оплату труда	1129	7,8
Отчисления на социальные нужды	338,7	2,3
Материалы	642	4,4
Амортизационные отчисления	26	0,2
Расходы на эксплуатацию машин и оборудования	12298	85
Прочие затраты	22,58	0,3
Всего затраты на мероприятие	14470,28	100

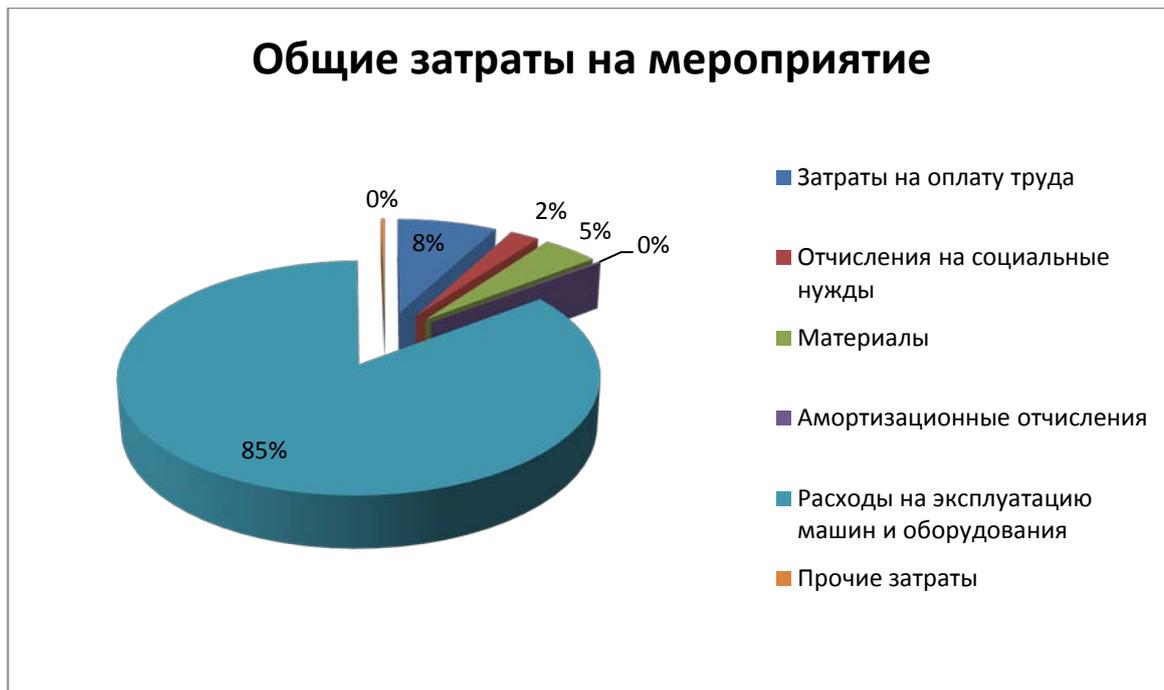


Рисунок 9.5.1 – Диаграмма общих затрат на мероприятие

В данном разделе была рассмотрена оценка готовности проекта к коммерциализации, которая показала, что данный проект является средним по перспективе, а знания разработчика достаточны для ее коммерциализации.

Был представлен календарный план разработки данного проекта, как магистра, так и его руководителя. Представлен SWOT - анализ, где были указаны сильные и слабые стороны проекта и возможные угрозы к коммерциализации проекта.

Был проведен расчет затрат на проведение мероприятий по ликвидации и ремонта разрыва трубопровода на подводном переходе. Вместе с этим рассчитали затраты на технику и топлива, амортизационные отчисления, затраты на материалы и затраты на оплату труда специалистов.

Подводя итоги, можно сделать вывод, что на проведение мероприятия по ликвидации и ремонту порыва магистрального трубопровода потребуется 14470,28 тысяч рублей. Наибольший удельный вес (85%) в структуре затрат на проведение ремонтных работ занимают расходы на эксплуатацию машин и оборудование.

10 Социальная ответственность

Введение

При проектировании и строительстве надежность и безопасность промышленных трубопроводов обеспечиваются по повышенным требованиям. Это вызвано особыми условиями, такими как, достаточно агрессивная среда (высокая обводненность), сложные геологические условия, воздействия грунтовых вод, сейсмичность, сложный рельеф.

Эффективная и надежная работа промышленных трубопроводов зависит от характеристик надежности, закладываемых на стадии проектирования и строительства и поддерживаемых на стадии эксплуатации, производя своевременное техническое обслуживание и ремонт.

В данном разделе работы анализируется влияние на человека и окружающую среду применяемого оборудования, энергии, продукции и сырья, а также техника безопасности при работе с определенным оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях. Объектом исследования является промышленный трубопровод.

10.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с **вредными условиями** труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в нефтяной и химической промышленности [1].

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями. Какие сферы

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промышленных трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Леонова А.А.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					103	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства [2].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.

Работодатель имеет право самостоятельно определять вид и размер компенсации за вредные условия труда, основываясь на Трудовом кодексе. Также он может инициировать повышение суммы. Все компенсации выплачиваются из страховых взносов работодателей по тарифам, установленными страховыми организациями. В ряде регионов установлен специальный тариф за неблагоприятные природные условия [3].

Компенсация дополнительного отпуска за вредные условия труда для работника предусмотрена только за те дни, которые дает работодатель сверх минимального значения (более 7).

Все разновидности компенсаций не облагаются налогами. В то же время, если на данном уровне технологического развития имеется возможность устранить вредные производственные факторы, то выплата денежной компенсации уже таковой не считается. Поэтому, если выплата

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

продолжается, то она подлежит налогообложению налог на доходы физических лиц на общих основаниях. Также из компенсационных выплат не удерживаются страховые взносы.

Кроме компенсаций, существует такое понятие как доплата за вредные условия труда, которая также может устанавливаться работодателем. Судебная практика указывает, что к такому роду доплат относится и так называемая компенсация морального ущерба сотрудникам, работающим в опасных условиях [3].

10.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Персонал допускается к работе только в спецодежде и в средствах индивидуальной защиты, после инструктажа. Производственный процесс должен быть организован так, чтобы не допускать выделения в воздух рабочей зоны газа и вредных веществ. Все эксплуатируемые электроустановки должны соответствовать требованиям «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», и других нормативных документов.

Все работники должны уметь пользоваться средствами пожаротушения и уметь оказывать первую помощь при несчастном случае. Не допускается загромождение рабочих мест, проходов, доступа к противопожарному оборудованию.

10.3 Производственная безопасность

Анализ опасных и вредных производственных факторов

В процессе трудовой деятельности на работающего человека могут воздействовать опасные и вредные производственные факторы.

Согласно ГОСТ 12.0.003-15 опасные и вредные факторы по природе действия подразделяются на химические, физические, биологические и психофизиологические. В данном случае биологический фактор можно

					Социальная ответственность	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

исключить. К химическому фактору относят воздействия на организм человека токсических веществ через органы дыхания [1].

Таблица 10.1.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ по замене поврежденного участка трубопровода [1].

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Подготовительные работы: 1. Обследование трубопровода внутритрунными магнитными и/или ультразвуковыми дефектоскопам; 2. Земляные работы; 3. Удаление грунта засыпки; 4. Организация связи ремонтной бригады; 5. Выравнивание трубопровода		1. Механические травмы при основных видах работ	ГОСТ 12.4.011-89[29] ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ[5] ПОТ РО 14000-002-98[30]
	1. Повышенный уровень шума		ГОСТ 12.1.003-2014[6] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ[32] СниП П-12-77[4]
	2. Воздействие на организм недостаточной освещённости рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[9] СП 52.13330.2011[33]
	3. Превышение уровня вибрации		ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ[11] СН 2.2.4/2.1.8.566-96[10]
Основные работы: 1. Сварочно-монтажные работы; 2. Гидроиспытание трубопровода;	1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды		ГОСТ 12.1.005-88[6]
	2. Воздействие на организм недостаточной освещённости рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[9] СП 52.13330.2011[33]
		1. Ожоги при сварке	ГОСТ 12.1.038-82 [35] ГОСТ 12.4.011-89[29] ГОСТ 5264-80[12]
		2. Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.019-79[37] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [13] ГОСТ 12.1.038-82[35] ГОСТ 12.4.011-89[29]
		3. Пожаро-и взрывоопасность	ГОСТ 12.1.004-91[14] ГОСТ 12.1.011-78[38]
Изоляционно-укладочные работы: 1. Укладка трубопровода на грунт и защита от внешнего воздействия	1. Повышенный уровень шума		ГОСТ 12.1.003-2014[6] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ[32] СниП П-12-77[4]
	2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды		ГОСТ 12.1.005-88[7]
	3. Превышение уровня вибрации		ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ[11] СН 2.2.4/2.1.8.566-96[10]

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Источник фактора,	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
		1.Механические травмы;	ГОСТ 12.4.011-89[29] ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ[5]
	2.Поражение электрическим током;	ГОСТ 12.1.019-79[37] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ[13] ГОСТ 12.1.038-82[35] ГОСТ 12.4.011-89[29]	
	3.Пожаро-и взрывоопасность	ГОСТ 12.1.004-91[14] ГОСТ 12.1.011-78[38]	

10.4 Вредные производственные факторы

1. Повышенный уровень шума на рабочем месте

С физиологической точки зрения шумом является всякий нежелательный, неприятный для восприятия человека шум. Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное воздействие на организм человека. При длительном воздействии шума на организм человека происходят нежелательные явления:

- снижается острота зрения, слуха;
- повышается кровяное давление;
- понижается внимание.

Сильный продолжительный шум может быть причиной функциональных изменений сердечно-сосудистой и нервной систем, что приводит к заболеваниям сердца и повышенной нервозности.

Длительное действие шума более 85 дБ в соответствии с нормативными документами и ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления [5].

Средства коллективной защиты разрабатываются согласно СНиП П-12-77: снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств), глушители.

Средства индивидуальной защиты: ушные вкладыши, противошумный шлем, наушники [4].

3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

					Социальная ответственность	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При ремонте перехода газопровода через водную преграду основным опасным производственным факторам является химический – испарение, утечка вредных веществ при выбросе газа, например, метана, одоранта, газоконденсата.

Для безопасности рабочего по санитарным нормам содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК). Для нефти данный параметр составляет 300 мг/м³. Концентрация паров углеводородов в воздухе рабочей зоны при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, допускается не выше предельно-допустимой взрывобезопасной концентрации (ПДВК), для паров нефти 2100 мг/ м³. Предельно допустимая концентрация (ПДК) содержания метана (СН₄) в воздухе рабочей зоны -7000 мг/м² [7].

Анализ воздушной среды проводится газоанализатором с периодичностью: при проведении газоопасных работ не реже чем через каждые 60 мин; при проведении огневых работ не реже чем через каждые 30 мин. Анализ воздушной среды проводится также перед началом работ, после окончания работ, после каждого перерыва в работе и по первому требованию работников [8].

В качестве коллективного средства защиты используются вентиляционные установки, автоматический контроль, сигнализация. В качестве индивидуальных средств защиты применяют респираторы и марлевые повязки [7].

4. Воздействие на организм недостаточной освещённости рабочей зоны

Режим работ запланирован круглосуточный, поэтому необходимо разработать мероприятия по обеспечению нормальной освещённости рабочей зоны. Для освещения места работ должны применяться только светильники во взрывозащищённом исполнении. Количество светильников должно обеспечивать равномерное достаточное освещение места производства работ. Переносные ручные электрические светильники должны

					Социальная ответственность	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

питаться от сети напряжением не выше 42 В [9].

Аварийное освещение предусматривается на случай отключения рабочего для продолжения работ или для эвакуации людей. Освещенность в первом случае должна составлять не менее 2лк, во втором – не менее 0,5лк.

Средства освещения (СО) должны сочетать простоту конструкции, минимально возможные габариты и массу с обеспечением необходимого доступа для осмотра и замены отдельных узлов в процессе эксплуатации. Конструкция узлов крепления светооптической части СО должна обеспечивать ее фиксированную установку в рабочем положении. Предельные температуры нагрева отдельных частей или деталей средств освещения должны соответствовать требованиям ТУ на изделия. Для защиты стационарных СО от механических повреждений должны быть предусмотрены защитные ограждения: сетки, выгородки и другие устройства. Изоляция токоведущих частей СО должна выдерживать без пробоя и поверхностного перекрытия в нормальных климатических условиях действие испытательного напряжения переменного тока синусоидальной формы частотой 50 Гц, равного 500 В. Сетевые СО не должны иметь резонансных частот в диапазоне 35—60 Гц [9].

5. Превышение уровня вибрации

Уровни вибрации по способу передачи на человека различают:

- общую вибрацию, передающуюся через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека;
- локальную вибрацию, передающуюся через руки человека.

По частотному составу вибрации выделяют:

- низкочастотные вибрации (с преобладанием максимальных уровней в октавных полосах частот 1 - 4 Гц для общих вибраций, 8 - 16 Гц - для локальных вибраций);
- среднечастотные вибрации (8 - 16 Гц - для общих вибраций, 31,5 - 63 Гц - для локальных вибраций);

										Социальная ответственность	Лист
											109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							

– высокочастотные вибрации (31,5 - 63 Гц - для общих вибраций, 125 - 1000 Гц - для локальных вибраций) [10].

Нормируемый диапазон частот устанавливается:

– для локальной вибрации в виде октавных полос со среднегеометрическими частотами: 8; 16; 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000 Гц;

– для общей вибрации в виде октавных или 1/3 октавных полос со среднегеометрическими частотами 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16,0; 20,0; 25,0; 31,5; 40,0; 50,0; 63,6; 80,0 Гц [10].

10.5 Опасные производственные факторы

1. Механические травмы при основных видах работ

При проведении земляных, погрузочно-разгрузочных работ возможность получения механических травм очень высока. Повреждения могут быть разной степени тяжести вплоть до летального исхода, так как работа ведется с высокогабаритной техникой. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности и соблюдать все требования к машинам, указанных в ГОСТ 12.03.033-84 ССБТ. Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации [2].

К использованию допускаются машины в работоспособном состоянии. Перечень неисправностей и предельных состояний, при котором запрещается эксплуатация машин, определяется эксплуатационной документацией.

При выборе типа машин для производства работ необходимо, чтобы техническая характеристика машины соответствовала параметрам технологического процесса и условиям работ.

Использование машин следует осуществлять, если температура окружающего воздуха, скорость ветра и влажность соответствуют значениям, указанным в эксплуатационной документации на машину [2].

До начала работ с использованием машин необходимо определить рабочую зону машины, границы опасной зоны, средства связи машиниста с

					Социальная ответственность	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Меры безопасности при сварке:

– Электродуговая сварка происходит при очень высокой температуре, поэтому, во избежание ожогов, не прикасаться к неостывшим деталям голыми руками.

– Одежда во время работы обязательно должна быть сухой, иначе может произойти поражение электрическим током.

– Для защиты глаз используют только специальной маской с фильтрующими стеклами.

Никогда не производить сварку рядом с местами хранения горючих веществ [13].

2. Поражение электрическим током

Особое место на предприятиях занимают несчастные случаи в результате поражения электрическим током. Наиболее частыми причинами электротравматизма на производстве являются:

– неисправное электрооборудование (провода, рубильники, двигатели);

– отсутствие или недостаточность защитного заземления;

– прикосновение к металлическим конструкциям и частям оборудования, находящимся под током вследствие соприкосновения их с оголенными проводами, а также к самим оголенным проводам;

– отсутствие индивидуальных и коллективных средств защиты.

Основными факторами, определяющими опасность поражения электрическим током и исход поражения, являются: а) сила тока; б) продолжительность воздействия тока; в) частота тока; г) пути прохождения тока через организм; д) состояние организма [13].

При относительно слабом термическом воздействии будет повреждаться только верхний слой кожи (эпидермис) на глубину около 1 мм (ожог I степени – покраснение кожи). Увеличение плотности теплового потока или длительности излучения приводит к воздействию на нижний слой

					Социальная ответственность	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

кожи – дерму (ожог II степени – появление волдырей) и подкожный слой (ожог III степени). Здоровые взрослые люди и подростки выживают, если ожоги II и III степени охватывают менее 20% поверхности тела. Выживаемость пострадавших даже при интенсивной медицинской помощи резко снижается, если ожоги II и III степени составляют 50% и более от поверхности тела [13].

Защита от электрического тока делится на два типа: коллективная и индивидуальная.

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой [13].

3. *Пожаро-и взрывоопасность*

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями [14].

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач:

- исключать возникновение пожара;
- обеспечивать пожарную безопасность людей;
- обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных

		–			Социальная ответственность	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ценностей одновременно [14].

Объекты должны иметь системы пожарной безопасности, направленные на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений на требуемом уровне.

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются: пламя и искры; повышенная температура окружающей среды; токсичные продукты горения и термического разложения; дым; пониженная концентрация кислорода.

К вторичным проявлениям опасных факторов пожара, воздействующим на людей и материальные ценности, относятся:

- осколки, части разрушившихся аппаратов, агрегатов, установок, конструкций;
- радиоактивные и токсичные вещества и материалы, вышедшие из разрушенных аппаратов и установок;
- электрический ток, возникший в результате выноса высокого напряжения на токопроводящие части конструкций, аппаратов, агрегатов;
- опасные факторы взрыва по ГОСТ 12.1.010, происшедшего вследствие пожара;
- огнетушащие вещества [14].

Средства пожаротушения: огнетушители, ящики с песком, войлок (кошма), пожарные рукава, асбестовое полотно.

Для извещения о пожаре должна предусматриваться:

- а) автоматическая или кнопочная электрическая пожарная сигнализация;
- б) телефонная связь [15].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

10.7 Изменение состояния окружающей среды под воздействием трубопровода

Строительство, эксплуатация промысловых трубопроводов, а также попадания нефтепродуктов в почву и грунтовые воды может сильно повлиять на организмы, которые там обитают. При строительстве трубопроводов изменяется рельеф, следственно, это влияет на живые организмы, которые обитают в грунте [16].

Активизация экзогенных геологических процессов приводит к изменению существующего рельефа и нарушению его устойчивости. Косвенное воздействие связано с различными изменениями абиотических и биотических компонентов среды обитания животных, что в конечном итоге влияет на их распределение, численность и условия воспроизводства. Ведущие формы косвенного воздействия – изъятие и трансформация местообитаний, сокращение площади кормовых угодий, загрязнение окружающей среды, шумовое воздействие оборудования, нарушение привычных путей ежедневных и сезонных перемещений животных и птиц, а также само присутствие человека.

Определённое увеличение фонового шума при эксплуатации трубопровода может снизить способность животных определять звуки и сигналы, которыми они обмениваются между собой и которые им необходимы для биоиндикации. Основным видом реакции на такие шумы обычно бывает избегание животными привычных мест обитания на тот или иной срок [16].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

10.8 Чрезвычайные ситуации на промышленных трубопроводах

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [17].

По источнику возникновения (происхождению) ЧС делятся на пять групп:

- природные;
- техногенные;
- биолого-социальные;
- террористические;
- военные.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия [17].

Чрезвычайные ситуации на промышленных трубопроводах – это пожары, взрывы и аварийные разливы нефти.

					Социальная ответственность	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10.9 Пожары и взрывы на магистральном трубопроводе

Опасные факторы пожара: высокая температура, выброс в воздух ядовитых продуктов горения, выгорание в зоне пожара кислорода, разрушение зданий и сооружений, разрушение технологического оборудования [17].

Взрывом является воспламенение газовой смеси, распространяющейся с огромной скоростью и сопровождающееся большим выбросом энергии [18].

Источниками воспламенения:

- замыкание электрических цепей при неисправном электрооборудовании,
- искры от электродуговой сварки,
- искры от выхлопа двигателей внутреннего сгорания,
- искры от механической обработки металла,
- искры от статического электричества.

До начала работ должны быть разработаны мероприятия по пожарной безопасности, которые вносятся в план производства работ [18].

Мероприятия по предотвращению пожара:

Работы должны производиться с соблюдением правил пожарной безопасности.

Персонал должен быть обучен безопасным методам ведения ремонтных работ на объектах промышленного трубопровода, и пройти внеочередной инструктаж по пожарной безопасности.

Проведение периодического контроля состояния воздушной среды в рабочей зоне

Работники должны быть одеты в спецодежду, не накапливающую статическое электричество и иметь средства индивидуальной защиты.

Электрооборудование должно находиться в исправном состоянии и быть заземлено.

					Социальная ответственность	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рабочее место должно быть оснащено первичными средствами пожаротушения [19].

Автоматические установки пожаротушения и пожарной сигнализации, системы противодымной защиты, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре должны соответствовать проекту и находиться в исправном состоянии.

Установки пожаротушения эксплуатируют в режиме автоматического пуска. Перевод установок пожаротушения в режим дистанционного управления допускают на время проведения регламентных работ по ремонту и техническому обслуживанию технологического оборудования защищаемого объекта [20].

10.10 Аварийные разливы нефти как чрезвычайные ситуации

На промысловых нефтегазосборных трубопроводах к чрезвычайным ситуациям относят аварийные разливы нефти. Аварией на промысловом нефтепроводе считается внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате полного разрушения или повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- смертельным травматизмом людей;
- травмированием людей с потерей трудоспособности;
- воспламенением нефти или взрывом её паров;
- загрязнением рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом на качество воды;
- утечками нефти объемом 10 м³ и более [21].

Категории чрезвычайных ситуаций зависят от объема и площади разлива нефтепродуктов:

- Локального значения (разливы достигают 500 т от нижнего уровня разлива);

					Социальная ответственность	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– Регионального значения (разливы, которые находятся от 500 до 5000 т);

– Федерального значения (свыше 5000 т).

Для ликвидации аварий на промысловом трубопроводе (ПТ), с разгерметизацией нефтепровода и выходом нефти, необходимо:

– остановить перекачку нефти;

– закрыть береговые задвижки и отключить аварийный участок нефтепровода;

– установить ограждения, препятствующие распространению нефти в водном объекте и организовать сбор разлившейся нефти;

– определить место и характер повреждения промыслового нефтепровода;

– определить объемы ожидаемой утечки;

– организовать доставку людей и технических средств к месту аварии;

– организовать ремонт поврежденного (разрушенного) участка ПТ одним из способов, указанных ПЛА;

– испытать отремонтированный участок нефтепровода [21].

10.11 Заключение

При строительстве промысловых трубопроводов и технического обслуживания необходимо уделять большое внимание экологической и производственной безопасности.

Необходимо использовать исправное оборудование и соблюдать технику безопасности, чтобы обеспечить безопасную работу сотрудников и экологическую безопасность. Все линейные объекты необходимо содержать в состоянии, которое отвечает требованиям «Правил технической эксплуатации промысловых нефтепродуктопроводов».

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

Заключение

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены коррозионные процессы промышленных трубопроводов, их причины, а также факторы, влияющие на них.

Для защиты внутренней поверхности трубопровода можно увеличивать его стенку, исходя из расчетов на износ в течение его эксплуатации, применять изоляционные материалы, а также вводить ингибиторы в перекачиваемую углеводородную смесь для снижения её агрессивности.

В данной работе предложены методы по контролированию скорости коррозии, путем регулирования скорости потока.

Выполнен расчет скорости потока при использовании перехода от круглого сечения трубы к прямоугольному сечению с использованием активатора вращения. Произвели анализ скоростей в круглом сечении и в трубопроводе с активатором вращения. По данному анализу можно сделать вывод, что скорость увеличивается в 28 раз при использовании завихрителя, что позволяет выносить всю воду из трубопровода, избегать застойных зон, тем самым защищая его от коррозии.

В данной работе с помощью ПО Pipesim 2010 был подобран оптимальный диаметр проектируемого нефтегазосборного трубопровода, с учетом выполнения норм и требований нормативной технической документации. Оптимальный диаметр был подобран так, чтобы скорости были достаточными для выноса воды из трубопровода, для предотвращения образования коррозии. По результатам гидравлического расчета для проектируемых трубопроводов были определены следующие типоразмеры: участок врк41 – врк42 – диаметр 273 мм; участок врк44 – УПН-1 – диаметр

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промышленных трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Леонова А.А.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					121	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

426 мм; участок кп41 – врк41 – диаметр 219 мм; участок кп42 – врк41 – диаметр 219 мм; участок кп44 – врк44 – диаметр 219 мм.

При анализе сроков службы трубопроводов было выявлено, что срок службы трубопровода с увеличением скорости потока жидкости больше срока службы трубопровода без применения данного метода в 2,7 раз. Среда в трубопроводе с применением метода увеличения скорости потока малоагрессивная за счет выноса воды из трубы.

					Заключение	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список литературы

- 1) Булатов А.И., Проселков Ю.М. Морские нефтегазовые сооружения. Техника и технология разработки и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений. – Краснодар: Просвещение – Юг, 2006. – 412 с.
- 2) Мовсум-заде Э.М., Мастобаев Б.И. Морская нефть. Трубопроводный транспорт и переработка продукции скважин. – СПб.: Недра, 2006. – 192с.
- 3) ВСН 51-9-86. Проектирование морских подводных нефтегазопроводов. Ведомственные строительные нормы / Мингазпром. — М.: ВНИИЭ Газ пром, 1987. — 39 с.
- 4) Капустин К.Я., Камышев М.А. Строительство морских трубопроводов. – М.: Недра, 1982. – 207с.
- 5) Федоров А.С., Васильев Г.Г. Морские трубопроводы – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 131 с.
- 6) Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2001. – 459с
- 7) П.П. Поздеева, Б.И. Розенфельд, под ред. М. Шумахера Морская коррозия: справочник – Москва: Металлургия, 1983. – 512 с.
- 8) Р 412-81 Рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов.
- 9) СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы/Минстрой России.— М.: ГУП ЦПП, 1997. — 60 с.
- 10) ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промысловых трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Леонова А.А.</i>			Список литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					123	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

11) СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.

12) ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.

13) ГОСТ 9.602–2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

14) [СНиП III-42-80](#). Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ.

15) ВСН 31-82 Инструкция по применению отечественных полимерных изоляционных лент и оберточных материалов для изоляции трубопроводов - Миннефтегазстрой. – М.: ВНИИСТ, 1982.

16) Р 589-86 Рекомендации по балластировке трубопроводов на подводных переходах.

17) ВН 39-1.9-005-98 Проектирования и строительства морского газопровода.

18) НД №2-020301-002 Правила классификации и постройки трубопроводов.

19) Защита трубопровода от коррозии: Том 2: / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – СПб.: ООО «Недра», 2007. – 708 с.

20) Ткаченко В.Н. Электрохимическая защита трубопроводных сетей / Учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Стройиздат, 2004. - 320 с.

21) Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ с изменениями на 13.07.2015 г.;

22) Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ с изменениями на 13.07.2015 г.;

23) ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;

24) ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация»;

25) ГОСТ ISO 3183-2012 «Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия»;

					Список литературы	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

26) ГОСТ 9.602-2005 ЕСЗКС «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;

27) ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;

28) СНиП 3.04.03-85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии»;

29) РД 39-48124013-002-03 «Инструкция по сборке и сварке стыков труб повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности при строительстве промысловых трубопроводов»;

30) РД 39-0147323-339-89-Р «Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты трубопроводов систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири»;

31) «Критерии качества промысловых трубопроводов ОАО «НК Роснефть» и его дочерних обществ» № П1-01.05 Р-0107 версия 2.00 (с изменениями, внесенными приказом ОАО «НК «Роснефть» от 24.07.2014 № 350);

32) «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ОАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ»
№ П1-01.05 С-0038 версия 1.00.

					Список литературы	Лист
						125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Леоновой Анастасии Александровне

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Research and development of new methods of protecting pipelines against corrosion

Руководитель от кафедры ОНД ИШПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н.		20.05.2019

Консультант – лингвист ОИЯ ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Новикова В.С.			20.05.2019

Introduction

The decisive criterion for ensuring the safe operation of the facility and increasing its durability is its reliability - the property of the object to preserve the specified functions for an established resource. Ensuring the safe operation of field pipelines is in many ways a problem of increasing their reliability and durability and seems to be a complex and complex task, which includes solving technical, technological, economic and organizational aspects. In spite of the fact that numerous studies of native and foreign authors are devoted to this problem, at present it has not yet been completely resolved and many questions remain open.

The situation today is such that a significant part of pipeline systems (up to 50-65%) has exhausted the established resource and enters a period of intensification of the flow of failures. It should be noted that one of the main reasons for the high accident rate of technological pipeline systems are corrosion damage (according to literature data, up to 30% of the total number of accidents). The problem is aggravated by the fact that, according to the operating conditions, the pipeline, as a rule, perceives the simultaneous impact of mechanical loads (deformations), wear and corrosion-active media. Such a combined effect can cause accelerated corrosion - mechanical destruction of pipelines in the form of general mechano-chemical corrosion, corrosion cracking, and corrosion fatigue, which is significantly intensified under the influence of stray currents.

In this regard, the problem of ensuring the safe operation of technological pipeline systems in many ways becomes a problem of increasing their corrosion resistance and corrosion-mechanical strength, improving methods of corrosion protection and is an urgent task and requires the development of preventive methods and technical means to increase it.

					<i>Исследование и развитие новых методов коррозионной защиты промышленных трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Леонова А.А.</i>			Introduction	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					127	134
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

A study of the operating conditions of field pipelines and an analysis of existing methods to increase their durability under the prevailing effects of internal corrosion shows that, despite the use of various measures, the number of failures of field pipelines due to internal corrosion amounts to about 90% of their total number. Over 70% of accidents are attributed to specific destruction in the form of “groove” wear. It should be noted that the majority of pipelines exposed to intense internal wear are operated without external insulation and methods of the electrochemical protection system. Frequent impulses of pipelines caused by “groove” wear require a search for new technical solutions aimed at ensuring their safe operation, increasing durability and stability of operation. Therefore, the problem of ensuring safe operation and improving the durability of field pipelines undoubtedly remains relevant.

Ensuring safe operation and improving the durability of field pipelines can be achieved by improving the quality of pipeline design and construction, applying new, more advanced design and technological solutions, improving technologies and methods of maintenance and operation.

An important problem is the failure of field pipelines due to corrosion during operation. The average service life of field pipelines varies from several months to 15 years. However, corrosion processes lead to a decrease in the mechanical strength of pipes, and as a result - to pipe failures. As a result of failures, pollution of the environment, reduction of oil production, increase in costs for the overhaul of pipelines and environmental measures occur. Improving the reliability and durability of oilfield pipelines for their safe operation is a complex task, including technical, technological, economic and organizational aspects. The safe operation of pipelines is largely dependent on the intensity of the corrosive processes of the inner surface of the pipe. That is why the purpose of research is to identify the most effective ways to protect the pipeline from corrosion.

It should be noted that when transporting downhole products — a rather aggressive environment that includes not only hydrocarbon components, but also

					Introduction	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

water, mechanical impurities, salts, free oxygen, aggressive hydrogen sulfide and carbon dioxide — special attention is paid to issues related with studies of internal corrosion of pipelines. Knowing the mechanism of corrosion, that is, identifying the causes of internal corrosion, it is possible to more effectively develop a set of measures to prevent the premature destruction of the pipeline system of fields. This is an urgent task for hydrocarbon production enterprises.

1 Factors of corrosion destruction of field pipelines

Protection of field pipeline transport of well products from corrosion is one of the key tasks faced by the oil industry on a daily basis. Extreme conditions, constant exposure to aggressive media, provide a lot of opportunities for corrosion.

Field pipelines in the absence of a protective coating on the inner surface are in contact with the bottom water, gas-liquid mixtures the degree of aggressiveness of which is determined by the physical and chemical properties of their components.

The main factors affecting the degree of corrosion activity of the pumped product are the ratio of water and oil volumes in the gas-liquid mixture, the content of hydrogen sulfide, oxygen, carbon dioxide, total mineralization, acidity, temperature and velocity of formation and wastewater.

Depending on the water content of the extracted products and the flow rate, it is possible to form various flow structures, such as an emulsion or a flow form stratified into oil and water, which can be at any water content and is considered the most dangerous. With an increase in the flow rate at high water cut, the transition of the stratified flow form into the «oil-in-water» emulsion structure increases the corrosion rate of the pipeline.

Consider the following factors in more detail:

- influence of water temperature and pH;
- oxygen content in water;
- effect of CO₂ partial pressure;

					Introduction	Лист
						129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- the effect of salinity of water;
- pressure effect;
- influence of the structural form of the flow.

1.1 Temperature and pH of water

It can be divided into 3 zones:

1. $\text{pH} < 4.3$. A highly acidic medium in which the corrosion rate increases extremely rapidly with decreasing pH.
2. $4.3 < \text{pH} < 9-10$. In such an environment, the corrosion rate depends on pH.
3. $9-10 < \text{pH} < 13$. Strongly alkaline environment - the corrosion rate decreases with increasing pH and corrosion almost stops at $\text{pH} = 13$.

In the first zone, the hydrogen ion discharge reaction and the formation of molecular hydrogen take place at the cathode, in the second and third zones - the reaction of hydroxyl OH^- ions formation.

The temperature increase accelerates the anode and cathode processes, as it increases the speed of the ions, and, consequently, the corrosion rate. Figure 1.1 shows the dependence of corrosion intensity on water temperature and pH.

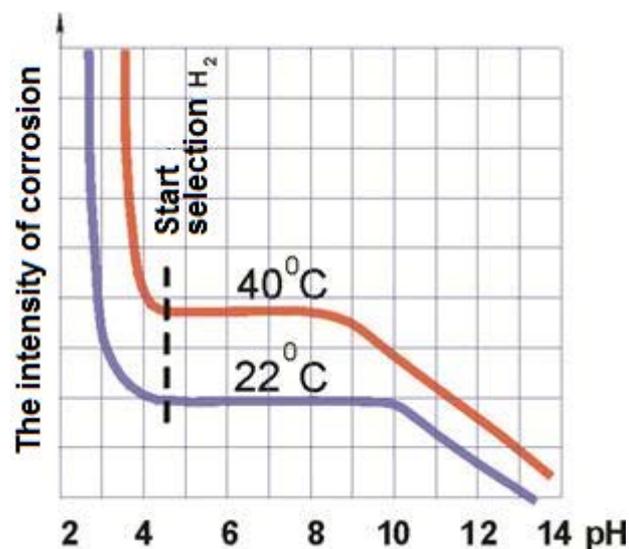


Figure 1.1 – Dependence of corrosion intensity on pH and water temperature

- undissociated H₂CO₃ molecules;
- bicarbonate ions of HCO₃⁻;
- carbonate ions CO₃²⁻.

In equilibrium conditions, a balance between all forms is observed:



CO₂ can affect for two reasons:

1. H₂CO₃ molecules are directly involved in the cathode process:
2. The cathodic reduction is subjected to bicarbonate ion:
3. H₂CO₃ plays a buffer role and delivers hydrogen ions H⁺ as their application in cathodic reaction.

In the interaction of Fe²⁺ c HCO₃⁻ or H₂CO₃, a precipitate of carbonate of iron FeCO₃.

All researchers pay attention to the huge impact of iron corrosion products on the rate of corrosion process.

These sediments are semi-permeable to corrosion-aggressive components of the environment and slow the rate of destruction of metal.

Thus, it is possible to distinguish two characteristic features of the action of carbon dioxide:

- increase of hydrogen emission at the cathode.
- formation of carbonate-oxide films on the metal surface.

1.4 Water mineralization

Salts dissolved in water are electrolytes, so increasing their concentration to a certain limit will increase the electrical conductivity of the medium and, consequently, accelerate the corrosion process.

The decrease in corrosion rate is due to the fact that:

- reduced solubility of gases, CO₂ and O₂, in water;
- increases the viscosity of water, and therefore difficult to diffusion, the supply of oxygen to the surface of the pipes.

					Introduction	Лист 132
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Figure 1.3 shows the dependence of corrosion rate on water mineralization.

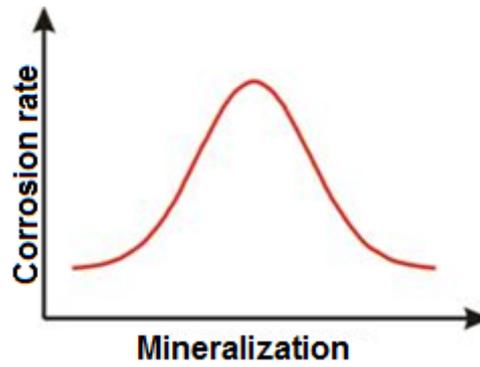


Figure 1.3 – Dependence of corrosion rate on water mineralization