

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
Кафедра теоретической и прикладной механики

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ СПОСОБОВ ПАССИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

УДК 622.692.4:620.197 – 047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Журба Вадим Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Лунёв Алексей Геннадьевич	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент каф. ЭБЖ	Кырмакова Ольга Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПМ	Пашков Евгений Николаевич	к.т.н, доцент		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования магистр

Кафедра теоретической и прикладной механики

Период выполнения осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.17
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
29.09.2016	Введение	5
30.10.2016	Обзор литературы по теме ВКР	10
28.11.2016	Аналитический обзор по проблемному вопросу	10
15.12.2016	Постановка задачи исследования	5
26.12.2016	Методическая часть: методика моделирования	5
	Методика расчета	
6.02.2017	Технологическая часть: характеристика технологии изоляционных работ, виды и способы изоляции, технологические нормы изоляционных работ	5
27.03.2017	Исследование методики расчета изоляционных покрытий	20
10.04.2017	Анализ и обсуждение результатов	10
15.04.2017	Оценка эффективности предложения	5
30.04.2017	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	
8.05.2017	Заключение	3
8.05.2017	Реферат	2
	Предварительная защита	–
15.05.2017	Написание пояснительной записки	3
21.05.2017	Подготовка доклада	5
28.05.2017	Оформление презентации	2
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Лунёв Алексей Геннадьевич	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПМ	Пашков Евгений Николаевич	к.т.н, доцент		

Запланированные результаты обучения ООП

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
Р1	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
Р2	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
Р3	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</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения 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
Р4	<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;
Р5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> 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;
Р6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .	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

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
Р7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	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
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
Кафедра теоретической и прикладной механики

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ТПМ

(Подпись) _____ (Дата) Пашков Е.Н.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Е	Журба Вадиму Сергеевичу

Тема работы:

«Анализ современных способов пассивной изоляции нефтегазопроводов от коррозии»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 23.03.2017 г. № 2067/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.17
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><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></p>	<p>Объектами исследования являются различные виды изоляционных покрытий труб, наносимых в заводских и трассовых условиях. Каждое изоляционное покрытие должно проходить контроль качества, как в заводских, так и в трассовых условиях.</p> <p>Изоляционное покрытие должно обеспечивать надежную защиту на весь расчетный эксплуатационный период нефтегазопровода, принимать установленные нормативными документами значения по толщине и адгезии.</p>
---	--

<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. Рассмотреть способы и особенности изоляции нефтегазопроводов в заводских условиях. 2. Рассмотреть способы и особенности изоляции нефтегазопроводов в трассовых условиях. 3. Провести анализ применяемого оборудования и способов контроля качества изоляционного покрытия. 4. Провести расчет остаточного ресурса изоляционного покрытия, гидравлический расчет и расчет толщины стенки нефтепровода. 5. Рассчитать затраты на переизоляцию участка нефтепровода, оценить эффективность технологического решения. 6. Рассмотреть вопросы безопасности персонала и окружающей среды при проведении изоляции в заводских условиях.
--	--

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Технологическая схема нанесения изоляции в заводских условиях. 2. Технологические схемы нанесения одно, двух и трёхслойного изоляционного покрытия. 3. Схемы приборов для контроля качества изоляционного покрытия. 4. Структурные схемы работы используемого программного обеспечения для расчетов.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(если необходимо, с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна, к.э.н., доцент кафедры ЭПР
«Социальная ответственность»	Кырмакова Ольга Сергеевна, ассистент кафедры ЭБЖ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.02.2017 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Лунёв Алексей Геннадьевич	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Журба Вадим Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 109 с., 29 рис., 13 табл., 49 источников.

Ключевые слова: изоляция, расчет, коррозия, остаточный ресурс, трубопровод, адгезия

Объектом исследования является участок магистрального нефтепровода «Александровская – Анжеро–Судженск»

Цель работы – анализ современных пассивных методов защиты нефтегазопроводов от коррозии

В процессе исследования проводился анализ способов пассивной изоляции нефтегазопроводов, представлены характеристики различных способов изоляции. Выполнен сравнительный анализ современных способов изоляции нефтегазопроводов от коррозии. Рассмотрены основные технологии нанесения изоляции в заводских и трассовых условиях. В разделе технологического расчета была определена толщина стенки нефтепровода, выполнен гидравлический расчет, а также определен остаточный ресурс изоляционного покрытия. Приведены технико – экономические расчеты затрат материальных средств на переизоляцию участка магистрального нефтепровода «Александровская – Анжеро–Судженск», определены мероприятия по охране труда, обеспечению безопасности при проведении изоляционных работ, а также охране окружающей среды

В результате исследования был произведен сравнительный анализ методов пассивной изоляции магистральных нефтепроводов, который показал, что наиболее эффективным способом изоляции является заводская трехслойная изоляция при прокладке нового нефтепровода. При переизоляции уже действующего, оптимальным решением является трассовая переизоляция с использованием полимерных ленточных покрытий, что обусловлено ее меньшей стоимостью

Основные конструктивные, технологические и технико – эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, расчистка трассы, удаление старой изоляции и анализ состояния нефтепровода, нанесение новой изоляции, засыпка и рекультивация

Степень внедрения: автором предложены рекомендации по применению наиболее эффективных методов изоляции нефтегазопроводов в заводских и трассовых условиях

Область применения: нефтегазопроводы

Экономическая эффективность/значимость работы: стоимость переизоляции участка магистрального нефтепровода «Александровская – Анжеро–Судженск» от КПП СОД (686 км) до «НПС Орловка» (690км) с использованием ленты Полилен 40–ЛИ–45 составляет 14700572 рублей, из них 4386372 рублей – это стоимость материалов.

Средняя стоимость замены дефектного участка трубопровода диаметром 1220 мм и длиной 1 км, с использованием труб с заводской изоляцией составляет – 29 725 675 рублей, что уже больше стоимости переизоляции в трассовых условиях на 15025103 рублей. Таким образом, экономическая эффективность данного мероприятия составляет 50,5%.

В будущем планируется применять наиболее эффективные пассивные методы изоляции нефтегазопроводов

ОГЛАВЛЕНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	9
ВВЕДЕНИЕ	11
1 ПОНЯТИЕ О КОРРОЗИИ, ВИДЫ КОРРОЗИИ И ПРОТИВОКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА	13
1.1 Понятие о коррозии.....	13
1.2 Химическая коррозия.....	14
1.3 Электрохимическая коррозия.....	16
1.4 Защита нефтегазопроводов от коррозии	19
2 ЗАВОДСКАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ТРУБ.....	21
2.1 Заводское полиэтиленовое покрытие	22
2.2 Заводское полипропиленовое покрытие	30
2.3 Заводское комбинированное ленточно – полиэтиленовое покрытие.....	33
2.4 Заводские эпоксидные покрытия труб	36
2.5 Внутренние покрытия трубопроводов	40
2.6 Изоляция внутренней поверхности в зонах сварных швов.....	45
2.7 Изоляционные материалы для защиты стыков трубопроводов с полиэтиленовым покрытием	45
2.8 Технология нанесения защитных покрытий в заводских условиях	49
3 ИЗОЛЯЦИЯ ТРУБ В ТРАССОВЫХ УСЛОВИЯХ	53
3.1 Битумно–мастичные покрытия	53
3.2 Полимерные ленточные покрытия	55
3.3 Комбинированное мастично – ленточное покрытие.....	57
4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	60
4.1 Определение толщины стенки трубопровода.....	60
4.2 Гидравлический расчет трубопровода.	63
4.3 Расчет скорости коррозии и прогнозирование инспекции изоляции трубопровода с помощью программного обеспечения Risk Based Inspection	65
5 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	74
5.1 Расчет времени на проведение мероприятия.....	75
5.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования	77
5.3 Затраты на амортизационные отчисления	78
5.4 Затраты на материалы	79
5.5 Расчет затрат на оплату труда	79
5.6 Затраты на страховые взносы.....	82
5.7 Затраты на проведение мероприятия.....	83
5.8 Определение ресурсоэффективности проекта.....	83
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	87
6.1 Описание рабочей зоны	88
6.2 Анализ вредных выявленных факторов на производстве	88
6.3 Анализ опасных выявленных факторов на производстве	96
6.4 Правовые и организационные вопросы безопасности.....	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	105
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	107
Приложение А.....	112

АННОТАЦИЯ

По мере того как мировая экономика продолжает расти, рынки нефтепродуктов продолжают расширяться. Для удовлетворения растущего спроса строится все больше нефтегазовой инфраструктуры. Коррозия представляет собой угрозу для всего нефтегазового сектора, поскольку её негативное влияние на такие элементы как нефтяные и газовые трубопроводы, НПЗ и НПС, резервуарные парки, запорно – регулирующая арматура и т.д. ежегодно оценивается в десятки миллионов долларов для промышленности.

Трубопроводы варьируются от простых стальных труб до самых современных спирально намотанных гибких линий диаметром от 50 до 2 мм. Трубопроводы являются неотъемлемой частью нефтегазовой отрасли, где они образуют системы сбора, соединяющие скважины с технологическими объектами, и систему распределения, поставляющую продукцию на нефтеперерабатывающие заводы. В то время как более экономически выгодные материалы, такие как стекловолокно и полипропилен, можно использовать в особых случаях с низким давлением, подавляющее большинство нефтепроводов построено из металла. Независимо от того, подземный трубопровод или находится на поверхности, все металлические трубопроводы подвергаются воздействию различных физических, климатических и химических факторов, которые могут вызвать коррозию.

Старение или повреждение инфраструктуры создает многочисленные проблемы для нефтегазовой промышленности и регулирующих органов во всем мире. Существуют тысячи километров трубопроводов, связанных с нефтяными и газовыми скважинами и платформами, работающими в более чем пятидесяти странах мира. Все они различаются по размеру, форме и степени сложности.

Большая часть нефтегазового сектора была построена в 1950–х годах и была спроектирована в соответствии с более низкими стандартами, чем в настоящее время предписано. Некоторые объекты работают далеко за пределами их предполагаемого срока службы, а другие пострадали в результате штормов или аварий или из – за отсутствия программ активного обслуживания и ремонта, что на данный момент подтверждает актуальность их предстоящего анализа, и как следствие ремонта, отбраковки или замены на новые, более износостойкие и производительные.

Коррозия нефтегазопроводов не только снижает эксплуатационный срок службы трубопроводов, но и может являться основной причиной аварий и инцидентов на производстве. Поэтому исследование механизма коррозии и модернизация технологий защиты имеет решающее значение. В данной работе исследован механизм коррозии, рассмотрены основные виды и причины возникновения коррозии. Представлены современные способы защиты нефтегазопроводов от коррозии, с учетом преимуществ и недостатков каждого из них.

ВВЕДЕНИЕ

Стальные трубопроводы являются основным устройством для транспортировки природного газа и сырой нефти по всему миру, что в свою очередь связано с постоянными финансовыми затратами. Популярность и эффективность трубопроводного транспорта можно объяснить рядом факторов:

- 1) малые временные затраты при транспортировке углеводородного сырья на большие расстояния;
- 2) требуется относительно короткий период времени для запуска новых сегментов рынка;
- 3) высокая эффективность;
- 4) высокая безопасность и экологичность;
- 5) возможность поставок больших объемов;
- 6) высокая рентабельность;
- 7) инновационные методы проектирования, прокладки, ремонта и обслуживания;
- 8) возможность задействования районов со сложными климатическими и географическими характеристиками;
- 9) возможность выступать как в роли импортера так и в роли экспортера ресурсов.

Часто трубопровод находится в сложных климатических условиях или условиях агрессивной коррозионной среды, как пример – трубопровод, проходящий по морскому дну, что накладывает определенные трудности для проведения его ремонта, реконструкции или замены. Решение данной проблемы очень трудоемкий и ресурсоемкий процесс. В соответствии с этим защита от коррозии нефтегазопроводов является первостепенной задачей при

прокладке новых трубопроводов и эксплуатации уже существующих.

В настоящее время имеются различные типы защитных покрытий для защиты нефтегазопроводов от коррозии, каждое из которых имеет свои преимущества и недостатки.

В данной работе были проанализированы уже существующие пассивные методы защиты нефтегазопроводов от коррозии, дана их сравнительная характеристика, разобраны основные преимущества и недостатки.

Коррозия, как явление представляет собой химический процесс разрушения металла в результате его взаимодействия с сухими газами, жидкими неэлектролитами или электролитами. В обоих случаях коррозия будет наблюдаться на всем участке контакта агрессивной среды и металла.

На сегодняшний день после укладки трубопровода в грунт и его запуска в эксплуатацию сквозные коррозионные повреждения его покрытия можно будет наблюдать уже через 5–9 лет, это связано с тем что изоляционное покрытие со временем начинает терять свои прочностные характеристики и в его трещинах что ведет к активному протеканию процессов наружной электрохимической коррозии.

Исходя из выше сказанного, стоит отметить, что не только изоляционное покрытие должно обладать необходимым набором качеств, для обеспечения бесперебойной работы нефтегазопровода, но и сами трубы, используемые в трубопроводном транспорте должны иметь определенные свойства, а именно:

- 1) устойчивость к механическим повреждениям;
- 2) термостойкость;
- 3) легкость;
- 4) простая конструкция установки;
- 5) определенная гибкость;
- 6) приемлемая ценовая политика;
- 7) унификация и соответствие всем мировым стандартам качества.

1 ПОНЯТИЕ О КОРРОЗИИ, ВИДЫ КОРРОЗИИ И ПРОТИВОКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

1. 1 Понятие о коррозии

Помимо золота, платины и некоторых других металлы не встречаются в природе в чистом виде. Они обычно химически связаны с другими веществами. Чистые металлы содержат более связанную энергию, представляющую более высокое энергетическое состояние. Поскольку весь материал во Вселенной стремится вернуться в свое низшее энергетическое состояние, чистые металлы также стремятся вернуться в свое низшее энергетическое состояние, которое они имели в виде сульфидов или оксидов. Одним из способов возврата металлов к низкому уровню энергии является коррозия.

Несмотря на то, что существуют различные определения термина "коррозия", определение, используемое международной ассоциацией инженеров–коррозионистов NACE («National Association of Corrosion Engineers», штаб–квартира – Хьюстон, США) имеет наиболее простую и понятную формулировку, коррозия – это самопроизвольное разрушение металла, которое проявляется в результате его химического, электрохимического или физико – химического взаимодействия с окружающей средой. Процесс протекания коррозии носит название «коррозионный процесс», а для результатом процесса коррозии является – «коррозионное разрушение». Под коррозионным разрушением понимается электрохимический или химический процесс разрушения металлического материала, происходящий на поверхности.

В результате протекания процесса коррозии часто происходит окисление металла, в результате чего образуются ионы металла, которые благодаря дальнейшим превращениям могут выделять разнообразные продукты коррозии. Коррозия, по своей сути может быть вызвана химическим либо электрохимическим процессом. Таким образом, существует два основных вида коррозии металлов – химическая коррозия и электрохимическая коррозия.

1.2 Химическая коррозия

Химическая коррозия может рассматриваться как окисление металла не сопровождающееся электрохимическими процессами и возникает под действием агрессивных реагентов в виде сухих газов (CO_2 , SO_2 , Cl_2) или жидкостей (не схожих по характеру с электролитами). В качестве примера таких жидкостей могут быть различные органические соединения или растворы неорганических веществ в органических растворителях. Часто процесс химической коррозии протекает при высоких температурах. Для химической коррозии обычно характерно равномерное распределение по всей поверхности металла. По своей природе химическая коррозия является менее опасной, чем электрохимическая и не сопровождается возникновением электрического тока.

Все металлы, находящиеся в сухом воздухе покрыты очень тонким слоем оксида. Этот слой создан химической коррозией с кислородом в воздухе. При очень высоких температурах реакция с кислородом в воздухе может продолжаться без ограничений, и металл быстро превращается в оксид.

При комнатной температуре реакция прекращается, слой оксида остается тонкий. Эти тонкие слои оксида могут защищать металл от продолжительной коррозии, например в водном растворе. Фактически, именно эти слои оксида и (или) продукты коррозии, образующиеся на поверхности металла, защищают металл от продолжительной атаки в гораздо большей степени, чем коррозионная стойкость самого металла.

Эти слои оксида могут быть более или менее долговечными в воде, например. Мы знаем, что простая углеродистая сталь корродирует быстрее в воде, чем нержавеющая сталь.

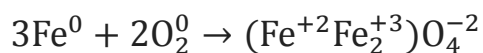
Разница зависит от состава и проницаемости их оксидных слоев.

Оксидные пленки могут проявлять или не проявлять защитные свойства, главным фактором защиты является сплошность.

Сплошность такой пленки оценивают величине фактора Пиллинга – Бэдвордса: ($\alpha = V_{\text{ок}}/V_{\text{Ме}}$). Этот фактор определяется как отношение объема

оксида или другого соединения к объему потраченного на образование этого оксида металла.

В качестве примеров химической коррозии можно привести образование окалина в результате взаимодействия материалов в основе которых лежит железо при повышенной температуре с кислородом:



Пример коррозии металла на влажном воздухе представлен на рисунке 1.

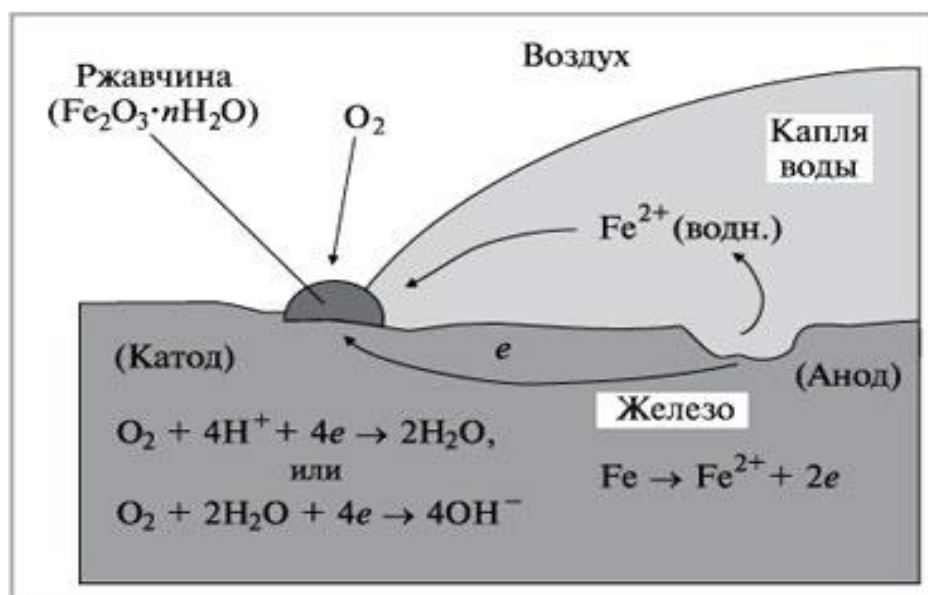
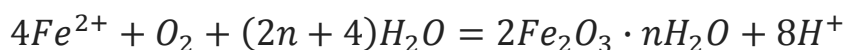


Рисунок 1 – Пример коррозии металла на влажном воздухе

Из иллюстрации следует, что ионы Fe^{2+} , образующиеся на аноде окисляются в результате реакции до Fe^{3+} :



Пример коррозии металлической трубы представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Пример коррозии на поверхности металлической трубы

Наиболее часто на практике можно наблюдать газовую коррозию стали, которая образуется благодаря воздействию следующих компонентов: O_2 , SO_2 , H_2S , Cl , HCl , NO_3 , CO_2 , CO и H_2 .

1.3 Электрохимическая коррозия

Электрохимическая коррозия металлов – это процесс разрушения металлов в среде различных электролитов (растворы солей, оснований и кислот), который сопровождается возникновением внутри системы электрического тока. Механизм протекания коррозии зависит от типа электролита и структуры металла. Электрохимическая коррозия является основной причиной разрушения нефтегазопроводов и оборудования. [2]

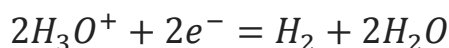
При электрохимическом типе коррозии атом удаляется из кристаллической решетки в результате двух сопряженных процессов:

- 1) Анодного – металл в виде ионов переходит в раствор;
- 2) Катодного – образовавшиеся при анодном процессе электроны, связываются депполяризатором (вещество — окислитель).

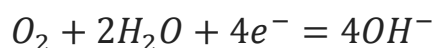
Сам процесс отвода электронов с катодных участков называется депполяризацией, а вещества способствующие отводу – депполяризаторами.

Наибольшее распространение имеет коррозия металлов с водородной и кислородной деполяризацией.

Водородная деполяризация осуществляется на катоде при электрохимической коррозии в кислой среде



Кислородная деполяризация осуществляется на катоде при электрохимической коррозии в нейтральной среде



Все металлы, по их отношению к электрохимической коррозии, можно разбить на 4 группы, которые определяются величинами их стандартных электродных потенциалов:

Активные металлы (высокая термодинамическая нестабильность) – это все металлы, находящиеся в интервале щелочные металлы — кадмий ($E^0 = -0,4 \text{ В}$). Их коррозия возможна даже в нейтральных водных средах, в которых отсутствуют кислород или другие окислители.

Металлы средней активности (термодинамическая нестабильность) – располагаются между кадмием и водородом. В нейтральных средах, в отсутствие кислорода, не корродируют, но подвергаются коррозии в кислых средах.

Малоактивные металлы (промежуточная термодинамическая стабильность) – находятся между водородом и родием ($E^0 = +0,8 \text{ В}$). Они устойчивы к коррозии в нейтральных и кислых средах, в которых

отсутствует кислород или другие окислители.

Благородные металлы (высокая термодинамическая стабильность) – золото, платина, иридий, палладий. Могут подвергаться коррозии лишь в кислых средах при наличии в них сильных окислителей.

Металлы по своей природе обладают хорошей электропроводностью, это связано с тем, что они имеют свободные электроны, движение которых создает электрический ток.

Если на концах металлического стержня возникнет разность потенциалов, то движение электронов будет происходить от полюса с более высоким потенциалом к полюсу с более низким. Металлы, для которых характерна электропроводность, называются проводниками первого рода, проводниками второго рода являются электролиты, имеющие ионную проводимость.

Часто электрохимическую коррозию можно спутать с коррозией однородного материала, например ржавление железа, однако это абсолютно разные процессы, поскольку при электрохимической коррозии требуется наличие электролита с которым соприкасаются электроды.

В роли электролита может быть вода, конденсат и т.д, а в роли электрода выступают два различных соприкасающихся материала с разными потенциалами. Электропроводность повышается и скорость процесса увеличивается, если в воде растворены ионы кислот, солей и т.п.

1.4 Защита нефтегазопроводов от коррозии

Пассивная изоляция подразумевает под собой применение полимерных покрытий и на основе битумных изоляционных мастик.

Пассивная изоляция может наноситься в базовых, трассовых или заводских условиях. Наряду с антикоррозионными покрытиями применяются оберточные материалы, для защиты первых от механических повреждений.

Каждое антикоррозионное покрытие, применяемое для пассивной изоляции нефтегазопроводов обязано иметь сертификат в котором указывается марка изоляционного покрытия, время выпуска, предельная температура эксплуатации и производственный номер партии, в которой было выпущено покрытие. Для труб, изолируемых в трассовых условиях дополнительно указывается схема нанесения покрытия.[17]

Все эти данные должны храниться в ЛПУМГ и требуются для анализа изменения свойств изоляционного покрытия в процессе эксплуатации нефтегазопровода, а также для проведения ТО и ремонтов.

Активная защита магистральных нефтегазопроводов от коррозии представляет собой непрерывную катодную поляризацию всей поверхности трубопровода по технологической системе ЭХЗ.

Система ЭХЗ состоит из УКЗ, УПЗ и УДЗ и контрольно-измерительных пунктов.

Одной из основных задач катодной поляризации является исключение вредного воздействия на близлежащие металлические конструкции.

Под вредным воздействием катодной поляризации защищаемого сооружения на соседние конструкции обычно подразумевается –

- 1) уменьшение по абсолютным величинам минимального или увеличение максимального защитного потенциала на рядом расположенных металлических конструкциях, которые имеют катодную поляризацию;
- 2) возможность электрохимической коррозии на соседних конструкциях, которые раньше не нуждались в защите.

Для определения минимальных и максимальных величин защитных потенциалов применимых к конструкциям из металлов необходимо руководствоваться ГОСТ 9.015 – 74. [9]

Все установки катодной защиты и устройства дуговой защиты должны быть оборудованы необходимыми опознавательными и предупреждающими знаками, выполненными в соответствии с установленными нормами, а также специальными ограждениями. Тенденция развития защитных изоляционных покрытий представлена на рисунке 3.

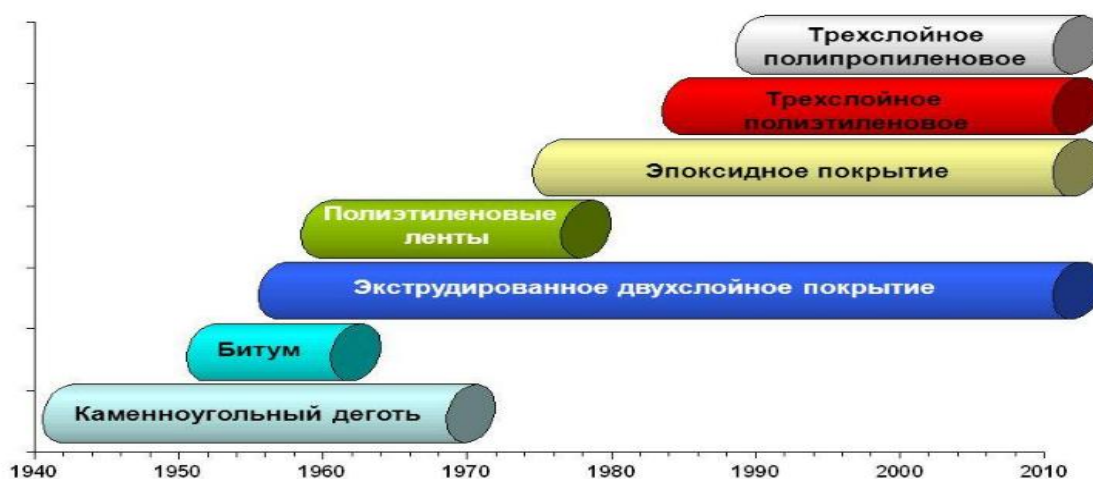


Рисунок 3 – Тенденция развития защитных покрытий труб

Диаграмма причин аварий на магистральных газопроводах России представлена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Диаграмма причин аварий на магистральных газопроводах России

2 ЗАВОДСКАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ТРУБ

На сегодняшний день основными заводскими защитными покрытиями трубопроводов от коррозии являются:

- 1) эпоксидное покрытие;
- 2) полиэтиленовое покрытие;
- 3) полипропиленовое покрытие;
- 4) комбинированное ленточно – полиэтиленовое покрытие.

Каждый тип изоляционного покрытия соответствует современным техническим требованиям и обеспечивает долговременную, надежную защиту трубопроводов от коррозии.[15]

В каждой стране наибольшей популярностью пользуется свой тип изоляционного покрытия. Это зависит от климатических условий, режимов работы, требуемой проектной мощности и технологической схемы каждого отдельно взятого трубопровода. В Англии и Америке наиболее популярны эпоксидные изоляционные покрытия. В России и Японии чаще остальных используют заводские покрытия из экструдированного полиэтилена.[14]

Полипропиленовые покрытия используются для изоляции морских трубопроводов или отдельных участков трубопроводов, на которых повышенная температура эксплуатации, от плюс 80 до плюс 110 °С.

Для труб, которые обладают малыми и средними диаметрами преимущественно используют комбинированные ленточно–полиэтиленовые покрытия. Пример завода по нанесению изоляционного покрытия представлен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Завод по нанесению изоляционного покрытия

2.1 Заводское полиэтиленовое покрытие

Для строительства Российских магистральных, а также промышленных трубопроводов широко используются заводские покрытия на основе экструдированного полиэтилена.

Основными параметрами определяющими качество защитного покрытия являются конструкции защитных покрытий и изоляционных материалов.

Заводская полиэтиленовая изоляция по своей конструкции может быть в четырех исполнениях:

- 1) заводское изоляционное полиэтиленовое покрытие, наносимое по битумно–мастичному подслою. Нормативным документом для данного типа конструкции является ГОСТ Р 51164–98, конструкция № 6; [7]
- 2) заводское изоляционное полиэтиленовое покрытие, наносимое на изоляционный подслоу, основой которого служит липкая полимерная лента. Нормативным документом для данного типа конструкции является ГОСТ Р 51164–98, конструкция № 7; [7]
- 3) заводское изоляционное двухслойное полиэтиленовое покрытие, в состав которого входят адгезионный подслоу на основе термоплавкой полимерной ленты и наружный полиэтиленовый слой. Нормативными документами для данных типов конструкций являются ГОСТ Р 51164–98, конструкция № 2 в первом случае, и ГОСТ Р 52568–2006, конструкция № 2 во втором случае; [8]
- 4) заводское изоляционное трехслойное полиэтиленовое покрытие, в состав которого входят эпоксидный праймер, адгезионный полимерного подслоу и наружный полиэтиленовый слой. Нормативными документами для данных типов конструкций являются ГОСТ Р 51164–98, конструкция № 1 в первом случае, и ГОСТ Р 52568–2006, конструкция № 1–3 во втором случае. [8]

Первые два исполнения заводского изоляционного покрытия используются только для защитной изоляции труб малых (57 мм) и средних (530 мм включительно) диаметров. Также температура эксплуатации трубопроводов при таких изоляционных покрытиях не должна превышать +40°C. Данные типы изоляции применяются при строительстве газопроводов низкого давления (межпоселковые) или промысловых трубопроводов.

Комбинированные мастично–полиэтиленовые и ленточно–полиэтиленовых покрытия можно наносить на стационарных трубоизоляционных базах. Технология нанесения покрытия происходит по упрощенной схеме, в которой отсутствуют предварительный нагрев труб и абразивная очистка. Такая схема позволяет существенно снизить затраты на изоляцию.

Главные операции при такой схеме остаются неизменными: щеточная очистка, нанесения праймера на поверхность труб, нанесение подслоя мастичного или ленточного, а также завершающего наружного экструдированного полиэтиленового слоя.

Чтобы обеспечить хорошую адгезию к полиэтилену и стойкость покрытия при низких температурах при нанесении мастичного подслоя необходимо использовать битумные мастики.

Для обеспечения необходимых требований к механической стойкости (продавливание, удар) изоляционного покрытия при транспортировке или длительном хранении трубы оболочку из экструдированного полиэтилена выполняют толщиной 2,0–2,5 мм.

Для нанесения ленточного подслоя применяются полиэтиленовые ленты с номинальной толщиной 0,45 мм например: «НК ПЭЛ», «Полилен», «Поликен» и др.)

В зависимости от условий эксплуатации применяются различные конструкции изоляции.

Усиленный тип (У). Толщина покрытия – от 2,0 мм. Весьма усиленный тип (ВУ). Толщина покрытия – от 2,5 мм. Весьма усиленный тип изоляции труб состоит из двух или трех слоев, которые способствуют тому, что труба не

подвергается ржавчине и механическим повреждениям, такие трубы часто используют в условиях агрессивных сред.

Двухслойное заводское полиэтиленовое покрытие используется в основном для трубопроводов, проложенных под землей и осуществляющих транспортировку продукта, температура которого не превышает плюс 60°C. Температурный диапазон варьируется от минус 20 до плюс 60 °С.

Адгезия к стали при двухслойном полиэтиленовом покрытии составляет от 100 до 150 Н/см.

Все заводские покрытия на основе полиэтилена обязаны соответствовать требованиям требованиям ГОСТ Р 51164–98 «Трубопроводы стальные магистральные», а также «общим требованиям к защите от коррозии» и «техническим условиям на трубы с наружным полиэтиленовым покрытием» которые существуют на самих заводах по производству труб с полиэтиленовым покрытием. Конструкция заводского двухслойного покрытия на основе полиэтилена представлена на рисунке 6. [7]

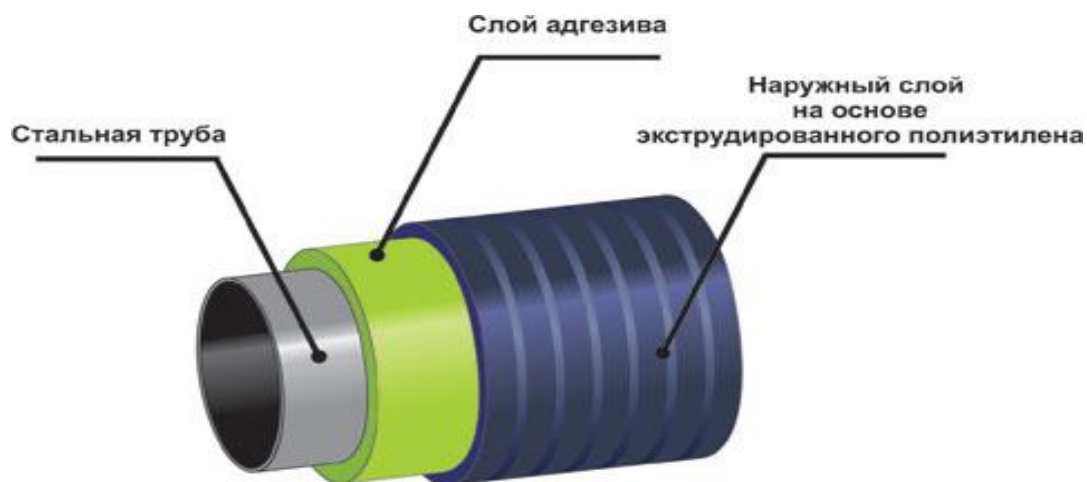


Рисунок 6 – Заводское двухслойное исполнение изоляции на основе полиэтилена

Порядка двадцати российских предприятий предлагают услуги по нанесению заводской двухслойной изоляции. Технология нанесения покрытия довольно проста и состоит из следующих процессов:

- 1) первостепенный нагрев поверхности трубы;

- 2) абразивная очистка трубы. Может быть как дробеметная так и дробеструйная;
- 3) повторный нагрев до температур от плюс 180 до плюс 200 °С;
- 4) нанесение расплавов адгезива и полиэтилена. Осуществляется способами кольцевой или боковой «плоскощелевой» экструзии;
- 5) прикатка нанесенного изоляционного покрытия к поверхности трубы специальными роликами;
- 6) финишное охлаждение труб.

Также при определенных температурных условиях для повышения качества двухслойного изоляционного покрытия производится процесс пассивации хроматным составом очищенной поверхности трубы.

При двухслойном полиэтиленовом покрытии наиболее широкое распространение получили материалы на основе сэвилена, а также полиэтилена не высокой плотности.

На рынке Российских производителей предоставляющих материалы для заводской двухслойной изоляции можно выделить следующие компании: ООО «Антикор Полимер» г. Котельники, ЗАО НПК «Полимер–Компаунд», г. Томск, ООО «Дита–Пласт», г. Селятино. Импортные поставщики: «Trisolen 190» поставки «Leuna Eurokommerz» (Германия).

Основными документами регламентирующими требования к заводским полиэтиленовым покрытиям являются:

- 1) общие технические требования ОТТ–04.00–27.22.00–КТН–005–1–03. Данные требования были разработаны ОАО ВНИИСТ по заказу ОАО «АК «Транснефть». Согласно данным требованиями двухслойные изоляционные полиэтиленовые покрытия необходимо применять только для изоляции труб с диаметром не более 820 мм включительно. Двухслойный тип покрытия представляет собой защитное покрытие усиленного типа нормального исполнения; [18]
- 2) ТУ 1390–020–35349408–2016 Трубы стальные с наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием.

ТУ согласовано с ПДК ПАО «Газпром». Максимально допустимый диаметр труб с двухслойным полиэтиленовым покрытием составляет 530 мм.[41]

Двухслойное покрытие труб должно иметь конструкцию:

- 1) адгезионный слой на основе термостабилизированной термоплавкой полиолефиновой композиции толщиной не меньше чем 250 мкм;
- 2) наружный слой на основе термо- и светостабилизированной полиэтиленовой композиции, толщина которого должна быть достаточной для получения покрытия общей толщиной в соответствии с требованиями.

Температурные ограничения ограничения по отношению к двухслойным полиэтиленовым покрытиям обусловлены тем что при температурах выше плюс 50 °С происходит размягчение адгезионного подслоя, это приводит к снижению адгезии покрытия к стали до значений от 10 до 30 Н/см. Также при высоких температурах эксплуатации защитное покрытие снижает стойкость к катодному отслаиванию.

Заводская трехслойная изоляция.

Впервые конструкция трехслойного полиэтиленового покрытия была разработана и запатентована специалистами фирмы "BASF" и "Mannesmann" (Германия) в начале 80-х годов.

Заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие является наиболее эффективным и экономически выгодным наружным защитным покрытием труб. Данный тип покрытия получил широкое применение на магистральный нефтегазопроводах, трубопроводных коммуникациях, продуктопроводах, прокладка сетей в условиях повышенного содержания влаги на орошаемых и заболоченных участках. Характерной особенностью данного типа покрытия является то, что при должном соблюдении технологических процессов по подготовке труб и нанесению защитного покрытия, эксплуатационный срок службы трубы может достигать 50 лет, а температура эксплуатации может

доходить до плюс 60 °С. Отличительной особенностью заводской трехслойной изоляции от двухслойной является наличие дополнительного слоя—эпоксидного праймера.

В качестве праймирующего элемента могут использоваться как жидкие эпоксидные краски, так и эпоксидные краски порошкового типа. При использовании порошковых эпоксидных красок толщина слоя праймера составляет от 100 до 200 мкм. При использовании жидких эпоксидных красок толщина слоя праймера составляет от 50 до 60 мкм. Эпоксидный праймер существенно увеличивает адгезию полиэтиленового покрытия к стали и увеличивает стойкость к катодному отслаиванию, что позволяет использование данного типа покрытия совместно с ЭХЗ трубопроводов.[18]

Адгезионный промежуточный слой между наружным слоем на основе экструдированного полиэтилена и грунтовочным слоем на основе эпоксидного праймера выполняет "связующую" функцию и увеличивает адгезию между этими покрытиями. Внешний полиэтиленовый слой характеризуется низкой влагопроницаемостью и обладает высокой механической и ударной прочностью.

Конструкция заводского трехслойного покрытия на основе полиэтилена представлена на рисунке 7.

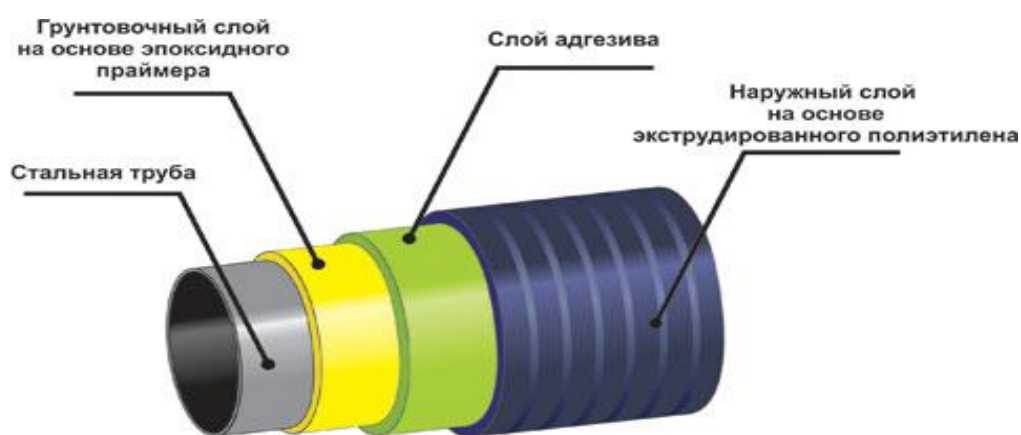


Рисунок 7 – Заводское трехслойное исполнение изоляции на основе полиэтилена

Адгезия полиэтиленового покрытия составляет не менее 35 Н/см, диэлектрические параметры составляют более 5 кВ.

Нанесение трехслойной изоляции происходит методом боковой экструзии.

Обеспечению необходимых адгезионных свойств изоляционного покрытия также способствует дробеструйная очистка поверхности трубы и промежуточный клеящий слой. Толщина слоя составляет от 300 до 400 мкм.

Завершающим этапом является нанесение наружного защитного покрытия в виде термосветостабилизированного полиэтилена.

Экструдированный полиэтилен в качестве защитного покрытия имеет следующие достоинства:

- 1) покрытие является экологически безопасным;
- 2) покрытие увеличивает эксплуатационный период работы трубопровода без проведения ТО и ремонтов;
- 3) покрытие обладает повышенными прочностными характеристиками;
- 4) температура окружающей среды не влияет на качество изоляционного покрытия и т.д.

Основными документами регламентирующими требования к заводским полиэтиленовым трехслойным покрытиям являются –

- 1) ГОСТ 9.602–2005 «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»; [9]
- 2) ГОСТ 51164–98 «Газопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии». [7]

Схема нанесения трехслойного полиэтиленового покрытия представлена на рисунке 8.

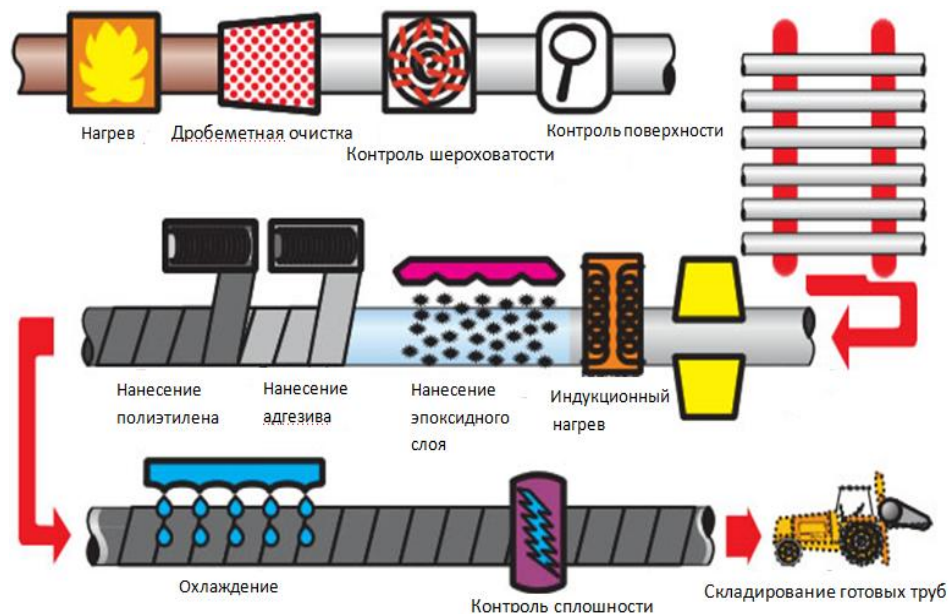


Рисунок 8 – Схема нанесения трехслойного полиэтиленового покрытия

Одним из наиболее важных качеств трехслойного полиэтиленового покрытия является высокая теплостойкость. Совместное использование эпоксидного праймера и адгезионных композиций позволило увеличить температурный диапазон полиэтиленовых покрытий от максимальных ранее плюс 60 до плюс 80 °С.

Хорошо зарекомендовавшими себя изоляционными материалами, композициями адгезива и эпоксидными красками считаются продукция импортных компаний, таких как:

«DuPont», «LeunaEurokommerz», «3M», «TotalPetrochemicals», «BSCoatings», «KoreaPetrochemicalInd.Co», и др.

Из Российских материалов хорошо зарекомендовали себя порошковые эпоксидные грунты «PRIMATEK INNOPIPE 68» (для труб диаметром до 1420 мм включительно) компания Primatek coating innovation, Ленинградская область, г. Гатчина, эпоксидная краска EP 8024-06 компании «Текнос», г. Москва, эпоксидная порошковая краска «П-ЭП 0130» ООО «Ярославский завод порошковых красок».

В таблице 1 представлены требования к толщине изоляционного покрытия усиленного типа на примере ЗАО «Техноком» в зависимости от диаметра труб.

Таблица 1– Зависимость толщины покрытия от диаметра

Наружный диаметр труб, мм	Толщина покрытия усиленного типа, мм, не менее
от 57 до 273	2.0
от 325 до 820	2.5
от 920 и более	3.0

2.2 Заводское полипропиленовое покрытие

Заводское полипропиленовое покрытие используется при прокладке морских и шельфовых трубопроводов, при прокладке трубопроводов в скальных грунтах, строительстве трубопроводов способом бестраншейной прокладки и при прокладке участков трубопровода методом горизонтально направленного бурения. Основными преимуществами заводского полипропиленового покрытия являются:

- 1) высокая ударная стойкость, благодаря которой толщина полипропиленового покрытия может быть меньше на 25 % в сравнении с полиэтиленовыми покрытиями трубопроводов;
- 2) высокая стойкость к продавливанию;
- 3) высокая стойкость к срезу и механическому истиранию;
- 4) повышенная теплостойкость, значения которой могут быть от плюс 110 до плюс 140 °С.

Благодаря своей высокой ударной прочности и низкому влагопоглощению заводское полипропиленовое покрытие имеет высокую популярность у зарубежных компаний при прокладке морских и шельфовых трубопроводов.

В России заводское полипропиленовое покрытие нашло свое применение при строительстве газопровода между Россией и Турцией "Голубой поток" и строительстве нефтепромысла на Балтийском море. Так же полипропиленовое покрытие использовалось при прокладке определенных участков Северо – Европейского газопровода.

Компания ЛУКОЙЛ нашла широкое применение заводскому полипропиленовому покрытию при сооружении подводных переходов.

Полипропиленовое покрытие используется совместно с различными композициями на основе полимеров, порошковыми эпоксидными красками и термосветостабилизированными термопластичными композициями на основе полиэтилена.

Крупнейшими заводами по производству трехслойного полипропиленового покрытия считаются: Волжский трубный завод, ПАО «Челябинский трубопрокатный завод» и Выксунский трубный завод. В рамках производства заводского полипропиленового покрытия необходимо проводить испытания покрытия на соответствие всем стандартам качества, эта обязанность возложена на центр по исследованию коррозии.

Несмотря на наличие большого количества очевидных преимуществ, заводское полипропиленовое покрытие имеет один важный недостаток – низкая морозостойкость. Эта особенность является ограничительным барьером для хранения изолированных труб, при температуре ниже отметки минус 20 °С, а также при строительстве новых трубопроводов при температуре ниже минус 10 °С.

Однако существуют особые полипропиленовые покрытия с повышенной морозостойкостью и расширенными эксплуатационными температурными значениями: до минус 30 °С при строительстве и до минус 40 °С при хранении.

Основным документом регламентирующим требования к заводским полипропиленовым покрытиям является ОТТ–04.00–27.22.00–КТН–003–1–03, разработанный ОАО «АК «Транснефть». За рубежом заводское полипропиленовое покрытие составляет не более 10% от общего объема труб с заводской полиэтиленовой изоляцией. Схема нанесения заводского полипропиленового покрытия представлена на рисунке 9.[28]

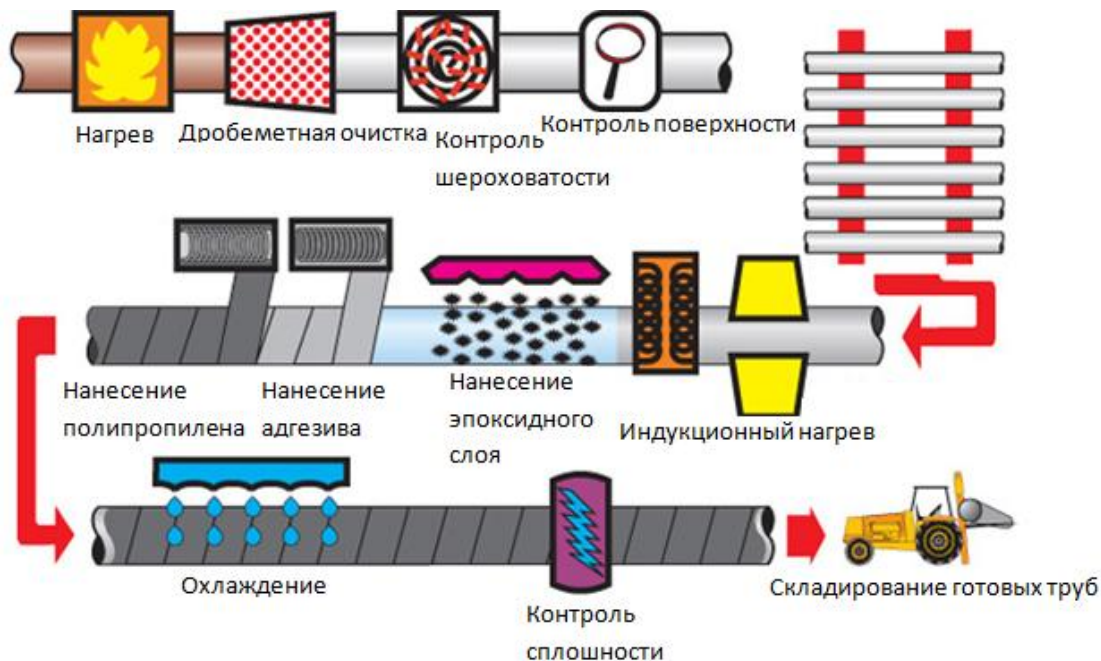


Рисунок 9 – Схема нанесения заводского полипропиленового покрытия

Как правило толщина полипропиленовых покрытий составляет не менее 1,8 и не более 2,5 мм. Благодаря наличию в своем составе двуокиси титана заводское полипропиленовое покрытие имеет чаще всего белый цвет.

Ударная прочность покрытия составляет от 80 до 11 Дж, при средней температуре 20 °С. Технология нанесения заводского полипропиленового покрытия схожа с технологией нанесения заводского полиэтиленового покрытия, это позволяет не производить модернизацию или дооснащение производственных технологических линий.

При нанесении заводского полипропиленового покрытия используются эпоксидные порошковые краски ведущих мировых и отечественных производителей: "Hexion Specialty Chemicals", "BASF Coatings", "The Dow Chemical Company", "Волжский трубный завод", "Челябинский трубопрокатный завод". Полипропилен и адгезив таких производителей как: "Basell Polyolefins", "Borealis".

Возможно использование жидкого эпоксидного праймера совместно с заводским полипропиленовым покрытием.

Крупнейшими фирмами по производству и поставке материалов для заводского полипропиленового покрытия являются: «BASF Coatings», «Basell Poliolefins», "3M", "The Dow Chemical Company" и др.

2.3 Заводское комбинированное ленточно – полиэтиленовое покрытие

Комбинированно ленточно–полиэтиленовое изоляционное покрытие рекомендуется использовать для трубопроводов со средними (до 530 мм включительно) и малыми диаметрами. Нанесения комбинированного ленточно–полиэтиленового покрытия может происходить как в базовых так и в заводских условиях. Суммарная толщина комбинированного покрытия составляет не менее 2,2 и не более 3,0 мм. Конструкция комбинированного покрытия подразумевает наличие следующих элементов:

- 1) слой адгезионной грунтовки, расход которой составляет от 80 до 100 г/м²;
- 2) слой полиэтиленовой ленты, толщина которой составляет не менее 0,45 и не более 0,63 мм;
- 3) наружный слой из экструдированного полиэтилена, толщина которого составляет не менее 1,5 и не более 2,5 мм.

Комбинированное ленточно–полиэтиленовое покрытие может быть усиленного и весьма усиленного типа, при выборе типа покрытия необходимо операться на тип трубопровода, его диаметр и режим работы.

Комбинированное ленточно–полиэтиленовое покрытие пришло на смену полимерному ленточному покрытию, которое конструктивно состояло из следующих элементов:

- 1) адгезионная грунтовка;
- 2) слой полимерной ленты толщиной не менее 0,6 мм;
- 3) защитный слой из полимерной обертки толщина которой составляет не менее 0,6 мм.

Суммарная толщина ленточного покрытия составляла 1,2 мм и более.

Для того чтоб обеспечить необходимую прочность и стойкость к механическим воздействиям, необходимую для транспортировки труб от

завода до места эксплуатации, при нанесении изоляционного покрытия в заводских условиях трубы дополнительно покрывают слоем полимерной

ленты и защитной оберткой. Однако, несмотря на это суммарная толщина ленточного покрытия должна составлять от 1,8 до 2,4 мм. Общие требования к толщине изоляционного покрытия представлены в ГОСТ Р 51164. Стоит отметить, что увеличение количества изоляционных материалов ведет к существенному увеличению общей стоимости покрытия.

Для того чтобы уменьшить общую стоимость 1 м² покрытия, несколько ленточных слоев заменяют на один слой экструдированного полиэтилена, увеличивая при этом общую толщину изоляционного покрытия и механическую прочность.

Полиэтиленовая изоляционная лента, которую наносят поверх адгезионной грунтовки, необходима для увеличения адгезии изоляционного покрытия к стали и стойкости к катодному отслаиванию. Наружный полиэтиленовый слой необходим для обеспечения высокой ударной прочности, стойкости к механическому истиранию, продавливанию.

Комбинированное покрытие нашло широкое применение для межпоселковых газопроводов низкого давления, магистральных нефтегазопроводов, промысловых трубопроводов, а также коммунальных трубопроводов и трубопроводов общего назначения.

Основными документами регламентирующими требования к комбинированным ленточно-полиэтиленовым покрытиям являются:

- 1) ГОСТ Р 51164–98 «Общие требования к защите от коррозии» ;
[7]
- 2) ГОСТ 9.602–2005 «Единая система защиты от коррозии и старения.». [9]

Чаще всего комбинированное покрытие применяют для нефтепромысловых труб диаметром от 109 до 429 мм, но в определенных случаях возможно применение на трубах диаметром до 1420 мм.

Хранение труб с комбинированным покрытием возможно при температурах от минус 50 до плюс 50 °С. Срок хранения на открытом пространстве может составлять не менее 1 года.

Эксплуатация трубопроводов с комбинированным покрытием возможна при температурах от минус 20 до плюс 40 °С. Срок службы трубопроводов с комбинированным покрытием составляет порядка 40 лет.

Широкое применение в составе комбинированного покрытия нашли российские производители изоляционных компонентов. Адгезионные грунтовки: "Транскор-Газ" компании ООО "ЗИАТ ПолимерКор", "НК-50", "ГРУНТ АК-069", "ТК-8007".

Полиэтиленовые дублированные ленты: ЛДП по ГОСТ Р 51164-98, «ПОЛИЛЕН 40-ЛИ-63», Литэп, Поликен 2036-25.

Импортные поставщики материалов: Poliken", "Nitto" и др.

Полиэтилен низкой плотности в качестве наружной оболочки: "10203-003", "10403-003", и др.

Комбинированные ленточно-полиэтиленовые покрытия часто используются совместно с полиэтиленовыми материалами различных зарубежных производителей: Leuna Eurokommerz", "Borealis" и др.

Каждое из покрытий отвечает требованиям ГОСТ Р 51164.

Основным нормативным документом для комбинированных ленточно-полиэтиленовых покрытий является ГОСТ Р 51164-98.

В заводских или базовых условиях технология нанесения комбинированного ленточно-полиэтиленового покрытия подразумевает такие операции как:

- 1) первостепенный нагрев труб и их сушка;
- 2) очистная обработка поверхности трубы от лишних включений и дефектов;
- 3) нанесения адгезионной грунтовки и ее последующая сушка;
- 4) нанесения полиэтиленовой ленты;
- 5) нанесения экструдированного;
- 6) охлаждение изоляционного покрытия;

7) проведения контроля качества изоляционного покрытия.

В сравнении с двухслойными и трехслойными полиэтиленовыми покрытиями труб, комбинированное ленточно–полиэтиленовое изоляционное покрытие имеет более низкие показатели качества (эксплуатационный срок, ударная стойкость). Однако существенно превосходит битумно–мастичные покрытия.

2.4 Заводские эпоксидные покрытия труб

Заводское эпоксидное покрытие трубопроводов применяется в качестве защитного противокоррозионного уже на протяжении 50 лет. В России данный тип покрытия имеет меньшую популярность чем заводское полиэтиленовое покрытие. Однослойное эпоксидное покрытие популярно в Америке, Канаде, Австралии и других странах имеющих более мягкие климатические условия и менее сложный рельеф.

По своему исполнению эпоксидное покрытие может быть однослойное и двухслойное.

Однослойное эпоксидное покрытие применяется для трубопроводов малых и средних диаметров (до 530 мм включительно).

Толщина однослойного эпоксидного покрытия составляет от 350 до 400 мкм.

К преимуществам однослойного эпоксидного покрытия относятся:

- 1) высокая теплостойкость, которая может достигать до температур от плюс 100 до плюс 110 °С;
- 2) высокая адгезия покрытия к стали;
- 3) высокая стойкость к катодному отслаиванию и продолжительному воздействию воды;
- 4) покрытие не экранирует токи катодной защиты.

К недостаткам заводского однослойного эпоксидного покрытия можно отнести низкую ударную прочность, которая составляет от 3 до 4 Дж при температурах от минус 20 до минус 25 °С. Этот фактор требует особого

внимания к трубам с однослойным эпоксидным покрытием при их монтаже и транспортировке.[19]

Характерной особенностью труб с эпоксидным покрытием является то, что они могут длительное время храниться на открытом пространстве, в отличие от труб с полиэтиленовым покрытием. Также эпоксидное покрытие исключает возможность образования стрессовой коррозии нефтегазопроводов. Благодаря тому, что состав эпоксидного изоляционного покрытия исключает наличие экструдеров и систем осушки, стоимость такого покрытия существенно ниже стоимости полиэтиленовых или пропиленовых покрытий. Конструкция заводского исполнения изоляции на основе однослойного эпоксидного покрытия представлена на рисунке 10.



1. Стальная труба 2. Эпоксидное покрытие

Рисунок 10 – Исполнение изоляции на основе однослойного эпоксидного покрытия

Двухслойное эпоксидное покрытие применяется для трубопроводов диаметром до 820 мм включительно. Толщина двухслойного эпоксидного покрытия составляет от 750 до 1000 мкм.

К преимуществам двухслойного эпоксидного покрытия относятся:

- 1) повышенная ударная прочность покрытия, за счет увеличения толщины слоя покрытия;
- 2) увеличенная стойкость к порезам;
- 3) увеличенная шероховатость покрытия, которая ведет к увеличению адгезии материала;

4) повышенная стойкость покрытия к ультрафиолетовому излучению.

Двухслойное покрытие широко применяется для защиты промышленных трубопроводов, надземных трубопроводов, надземной запорной арматуры трубопроводов, магистральных нефтегазопроводов диаметрами до 820мм. Особое значение эпоксидное покрытие имеет при прокладке морских трубопроводов или трубопроводов на шельфе, а также при прокладке труб на участках проколов по автодорогами.

Основными нормативными документами для эпоксидных покрытий являются: ГОСТ Р 51164–98 и ГОСТ Р 52568–2006. [8]

Применения эпоксидного покрытия подразумевает использование порошковых красок. Порошковая краска содержит смолы, пигмент, отвердитель и активатор. Конструкция заводского исполнения изоляции на основе двухслойного эпоксидного покрытия представлена на рисунке 11.



Рисунок 11 – Исполнение изоляции на основе двухслойного эпоксидного покрытия

Схема нанесения заводского эпоксидного покрытия представлена на рисунке 12.

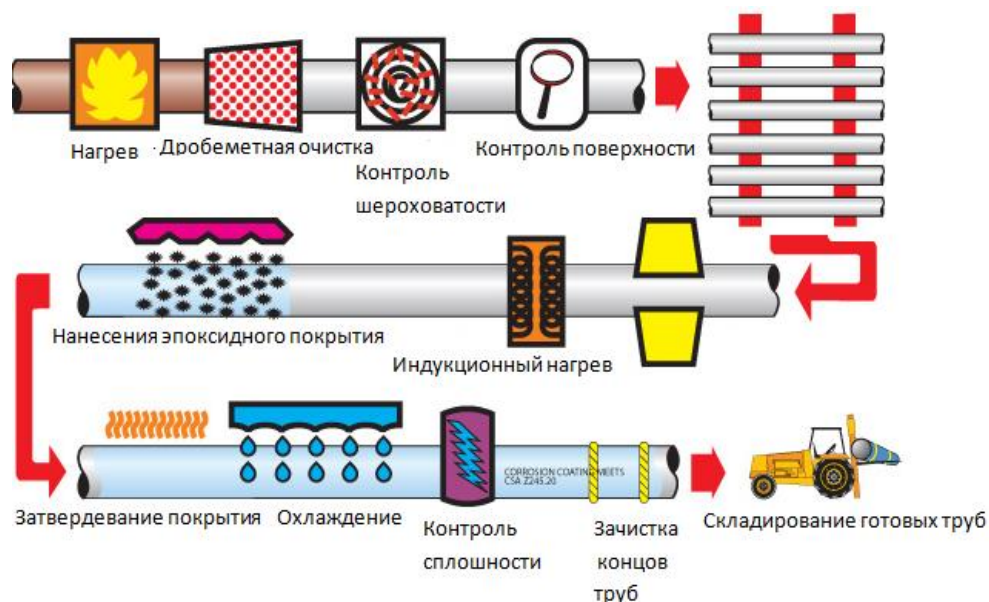


Рисунок 12 – Схема нанесения заводского эпоксидного покрытия. Нагрев трубы доходит до температур от плюс 220 до плюс 230 °С. Нанесения порошковой краски происходит с использованием двух последовательно установленных камер напыления, или одной камеры с двумя разными типами пистолетов – распылителей.

Основными иностранными поставщиками эпоксидных красок принято считать следующие компании:

“BSCoatings”, “Nantopaint”, “Sherwinwilliams”, “BASFCoatings”, “Master bond”, “3M”, “Akzo Nobel Powder Coatings GmbH”, “Epoxyoil”.

В России крупнейшими производителями эпоксидных красок считаются: “Ярославский завод порошковых красок”, ООО “НПКФ КРОН”.

Для изоляции гнутых отводов, запорной арматуры и соединительных деталей могут применяться следующие защитные покрытия:

- 1) эпоксидно–полиуретановое «UP 1000 | FRUCS 1000 A»;
- 2) полиуретановое покрытие «PROTEGOL UR–Coating 32–55»;
- 3) полиуретановое покрытие «COPON HUCOTE 165» ;
- 4) полиуретановое покрытие «PUR STOP 2000» фирмы «Ernesto Stoppani» (Италия);
- 5) полиуретановое покрытие «SCOTCHKOTE 352 HT» фирмы «3 M» (США);

- 6) Эпоксидно – полиуретановое покрытие «БИУРС» ЗАО «Нефтегазизоляция», Россия;
- 7) Антикоррозионное покрытие на основе полимочевины типа «КАРБОФЛЕКС» разработки и поставки ООО «Полибент».

2.5 Внутренние покрытия трубопроводов

Внутренний контроль коррозии газопроводов включает снижение содержания воды в газе и добавление ингибиторов коррозии к потоку жидкости. Для нефтепроводов внутренняя коррозия смягчается снижением содержания воды, а затем добавлением ингибиторов коррозии, ингибиторов образования накипи и биологического контроля. Операторы трубопроводов должны постоянно следить за эффективностью выбранного ими контроля коррозии. Коррозия во внутренней стенке трубопровода может контролироваться путем удаления твердых частиц из потока и механической конструкцией компоновки, в то время как коррозия, вызванная влагой в потоке газа, может контролироваться путем снижения точки росы газа до температуры ниже минимальной Рабочая температура, которая может возникнуть в трубопроводе.

Основные задачи внутреннего покрытия труб схожи с задачами наружных покрытий, а именно: обеспечение целостности трубы при ее транспортировке до места установки или хранения, повышение эксплуатационного срока службы трубопровода.

Также внутреннее защитное покрытие трубопровода способствует снижению парафинообразований на стенках трубопроводов, увеличивает пропускную способность, повышает общую надежность эксплуатируемого нефтегазопровода, облегчает процессы очистки и контроля качества нефтегазопроводов.

Один из способов обеспечения коррозии – сделать стенку трубы более толстой, чтобы обеспечить дополнительный металл для коррозионных потерь. Припуск на коррозию должен предусматривать максимальные потери металла в течение всего срока службы трубопровода и обеспечивать

достаточную толщину стенки, чтобы обеспечить безопасную работу трубопровода. Припуск на коррозию не должен заменять другие меры защиты от коррозии, однако, поскольку фактические скорости коррозии на практике могут быть намного выше, чем те, которые используются при оценке припуска на коррозию.

Для того чтобы увеличить срок службы трубопровода необходимо делать правильный подбор изоляционных материалов, учитывая условия эксплуатации трубопровода, также важно соблюдать при этом все нормы технологического процесса по нанесению защитного покрытия. Увеличение срока службы трубопровода на 1% равносильно затратам по нанесению внутреннего изоляционного покрытия.

Технология нанесения внутреннего изоляционного покрытия включает в себя следующие процессы:

- 1) предварительный нагрев трубы;
- 2) сушка поверхности трубы;
- 3) очистка поверхности трубы с приданием ей определенной шероховатости;
- 4) нагрев трубы (при нанесении изоляционного покрытия определенного вида);
- 5) нанесение изоляционного покрытия с соблюдением технологии и требуемого количества слоев;
- 6) затвердевание защитного покрытия;
- 7) проведение контроля качества изоляционного покрытия.

По своему назначению внутренние покрытия могут быть антикоррозионными либо гладкостными.

Антикоррозионные покрытия требуются в случаях когда происходит транспортировка агрессивных сред. К агрессивным средам относятся пластовая вода, различные эмульсии и вода которая требуется для поддержания пластового давления. Агрессивные среды способствуют развитию локальной или общей коррозии. Воздействие коррозионных сред увеличивается если в составе продуктов скважины есть сероводород.

Скорость общей коррозии в таком случае составит от 0,01 до 0,4 мм/год, а локальной от 1,5 до 6 мм/год. В результате коррозионного воздействия происходит уменьшение срока службы трубопровода, разрушение его поверхности, остановка технологического процесса, и в итоге дорогостоящий ремонт или замена.

В качестве изоляционных материалов для внутренней защиты трубопровода используются порошковые полимеры либо лакокрасочные материалы.

Лакокрасочные материалы могут быть в жидком исполнении либо в высоковязком исполнении, и зависят от процентного содержания растворителей в своем составе. Также есть материалы в которых полностью отсутствует растворитель. Высоковязкие лакокрасочные материалы имеют в своем составе менее 30 % растворителей, а жидкие более 30 %.

Процесс нанесения внутреннего покрытия на основе жидких эпоксидных красок включает в себя следующие процессы –

- 1) нанесения защитного покрытия путем его распыления на подготовленную поверхность за один проход;
- 2) полимеризация при температурах от плюс 50 до плюс 70 °С.

Процесс нанесения внутреннего порошкового эпоксидного покрытия включает в себя дополнительные процессы: нанесения предварительного слоя из жидкого фенольного праймера для повышения стойкости изоляционного покрытия при транспортировке агрессивных сред. Затвердевание такого покрытия происходит при нагреве поверхности труб до температур от плюс 200 до плюс 210 °С. Также включает в себя дополнительный процесс сушки, который следует после нанесения на поверхность трубы праймера. Порошковое покрытие широко применяется при защите труб малых диаметров, например трубы НКТ.

Покрытия на жидкой основе применимы для труб диаметром не менее 114 мм.

Применение порошковых и различных лакокрасочных покрытий способствует получению более качественных защитных покрытий с

улучшенными защитными свойствами и минимальной пористостью, позволяет сократить использование материала и временной цикл нанесения защитного покрытия за счет использования технологии однослойного покрытия. Благодаря тому что в процессе нанесения покрытия отсутствует выброс паров производство является более экологически чистым и безопасным.

Основными параметрами определяющими выбор конкретного типа изоляционного покрытия являются защитные свойства покрытия, срок службы покрытия и технологические параметры и режимы эксплуатации трубопровода. Наиболее популярны в использовании считаются лакокрасочные материалы в основе которых находятся эпоксидные смолы, модифицированные эпоксидные смолы, а также фенолформальдегидные смолы. Также широко применяются эпоксидные порошковые материалы, нанесение которых происходит поверх фенольного праймера. Толщина изоляционного покрытия в таких случаях составляет от 300 до 500 мкм.

Гладкостные покрытия рекомендуется применять в случаях, когда происходит транспортировка неагрессивных сред.

К преимуществам гладкостных покрытий относятся:

- 1) малые временные затраты для ввода трубопровода (достигается за счет того, что труба с таким покрытием не подвержена коррозии во время хранения, также труба с таким покрытием быстро сушится после гидравлических испытаний);
- 2) отсутствует необходимость процесса очистки внутренней поверхности трубы перед вводом трубопровода в эксплуатацию;
- 3) снижение энергозатрат в период эксплуатации трубопровода;
- 4) увеличение срока службы запорной арматуры при транспортировке газа с продуктами коррозии;
- 5) уменьшение турбулентности потока, и как следствие уменьшение количества опасных состояний трубопровода во время эксплуатации.

Пример анализа внутренней изоляции в трассовых условиях представлен на рисунке 13.



Рисунок 13 – Анализ внутренней изоляции в трассовых условиях

Придание гладкости внутренней поверхности осуществляется за счет нанесения на внутреннюю поверхность трубопровода тонкопленочного покрытия, толщиной от 50 до 75 мкм. Такой способ рекомендуется при транспортировке не агрессивных сред. Процесс нанесения пленки осуществляется путем ее распыления по предварительно подготовленной поверхности.

Эффективность гладкостных покрытия определяет шероховатость поверхности.

Ключевые требования к защитному внутреннему тонкопленочному покрытию следующие:

- 1) высокий показатель эластичности;
- 2) высокая ударная прочность;
- 3) высокие показатели адгезии;
- 4) высокая влагостойкость;
- 5) стойкость к кислотным конденсатам;
- 6) стойкость к блистерингу;

Эпоксидные лакокрасочные материалы, которые имеют в своем составе растворитель могут использоваться в качестве гладкостных покрытий.

2.6 Изоляция внутренней поверхности в зонах сварных швов

Изоляция внутренней поверхности зон сварных швов является актуальным вопросом при использовании внутреннего защитного полимерного покрытия, поскольку при соединении труб в процессе сварки происходит обгорание концов труб на расстояние от 4 до 8мм. Для того чтобы защитить внутреннюю зону сварного шва от коррозии используют муфты со специальным защитным покрытием, либо без него.

Наиболее распространенными муфтами являются:

1) муфты толстостенные покрытые внутри антикоррозионным покрытием, а также с элементами муфты обработанными антикоррозионным покрытием (резиновые уплотнения, втулки, и т.д.). Данный тип муфт имеет термическую защиту от сварочных работ. Данный тип муфт требует калибровки концов трубопровода перед установкой;

3) муфты толстостенные заполненные внутри антикоррозионным материалом, а также элементами муфты (резиновые уплотнения, втулки, и т.д.) заполненными защитным изоляционным материалом аналогичным материалу для внутренней защиты труб. Данный тип муфт требует калибровки концов трубопровода перед установкой;

4) муфты тонкостенные заполненные внутри антикоррозионным материалом, а также элементами муфты (резиновые уплотнения, втулки, и т.д.) заполненными защитным изоляционным материалом аналогичным материалу для внутренней защиты труб.

2.7 Изоляционные материалы для защиты стыков трубопроводов с полиэтиленовым покрытием

Основным техническим документом регулиующим изоляцию стыков трубопроводов является ОТТ–04.00–45.21.30–КТН–002–1–03. Данный документ был разработан по заказу «АК «Транснефть». Полное название документа «Технические требования на наружные антикоррозионные покрытия на основе термоусаживающихся полимерных лент,

предназначенные для изоляции сварных стыков магистральных нефтепроводов и отводов от них».[27]

Защитные покрытия, наносимые на зону сварных стыков, по своим свойствам должны быть в максимальной степени тождественны качеству основного покрытия труб, обеспечивать совместимость с ним и, тем самым, достигать равнозначности противокоррозионной защиты всего трубопровода. Этим требованиям удовлетворяют термоусаживающиеся полимерные материалы, широко используемые в последние годы в нашей стране.

Конструктивно термоусаживающая лента состоит из полиэтиленовой пленки и термоплавкого адгезива. Лента радиационно обработана, а адгезив обладает высоким показателем адгезии к покрытию трубы. Если термоусаживающая лента имеет высокую температуру размягчения, то ее следует использовать вместе с эпоксидным праймером, который состоит из смолы и отвердителя и поставляется заказчику совместно с термоусаживающей лентой.

В процессе усадки манжеты под действием тепла пропановой горелкой тепла адгезив расплавляется, при этом активизируются химические процессы образования адгезионной связи расплава с эпоксидным праймером. Расплавленный адгезив и не затвердевший эпоксидный праймер заполняют все неровности поверхности трубы.

Под воздействием высокой температуры которая получается благодаря подведенной тепловой энергии происходит «формирование» праймера и в результате образуется прочная адгезионная связь между металлом трубы и защитным покрытием. Результатом является надежное защитное антикоррозионное покрытие, которое может эксплуатироваться при высоких температурах

Конструктивно защита сварного стыка с помощью термоусаживающих лент напоминает заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие и состоит из следующих элементов:

- 1) эпоксидный праймер, толщина которого составляет от 100 до 200мкм;
- 2) термоплавкий адгезив, толщина которого составляет примерно 1мм;
- 3) радиоционно обработанный полиэтилен, толщина которого составляет от 1мм.

Технология по нанесению термоусаживающейся манжеты на зону сварного стыка включает в себя последовательно выполняемые операции: очистку зоны сварного стыка и прилегающих к нему участков заводского покрытия от загрязнений: снега, наледи, грязи, масляных пятен; сушку поверхности трубы для удаления адсорбированных слоев влаги; абразивную очистку поверхности стыка от продуктов коррозии; предварительный подогрев зоны сварного стыка; нанесение эпоксидного праймера; позиционирование (оборачивание) манжеты вокруг трубы и закрепление замковой пластины (ленты–замка) для замыкания манжеты в «кольцо»; усадку манжеты и контроль качества проведенных работ.

После завершения процесса термоусадки манжета обволакивает трубу и ее защитное заводское изоляционное покрытие, препятствуя почвенного проникновению почвенного электролита, тем самым снижая риск возникновения почвенной коррозии.

Крупнейшими Российскими производителями термоусадочных манжет являются: ЗАО «Терма», ОАО «ГефестРостов», ООО ПФК «Техпрок омплект». Широкое применение нашли манжеты типа: «ТЕРМА–СТМП», ДОНРАД–МСТ ЭП»; «ТИАЛ–М».

Термоусаживающие манжеты применимы к трубопроводам любых диаметров, соответствуют требованиям ГОСТ Р 51164–98, ОТТ ОАО «АК «Транснефть», и относятся к перечню разрешенных материалов для защиты стыков нефтегазопроводов в ОАО АК «Транснефть».[7]

Поскольку в трассовых условиях нанесение изоляции на зоны сварных стыков производится вручную, то особое внимание следует уделять человеческому фактору при производстве данного вида работ, поскольку от

этого будет зависеть надежность и продолжительность срока службы трубопровода. Одним из способов уменьшения влияния человеческого фактора является повышение качества типовых операционных карт и

нормативной базы, в которой закреплены все технологические особенности и нормативы по проведению усадки манжет. Нормативная база формируется за счет накопленного опыта в строительстве, рекомендаций производителей термоусадочных материалов.

Типовые операционные карты хранят информацию о качестве используемых абразивных материалов, требования к шероховатости поверхности и к степени очистки, рекомендации по нанесению эпоксидного покрытия, допустимые пределы толщин покрытия, информацию по расходу праймера. В операционных картах подробно описаны процессы нанесения термоусаживающихся манжет, представлены размеры и типы манжет, а также способы повышения качества проведения изоляционных работ.

У разных типов термоусаживающихся манжет перед нанесением эпоксидного праймера разные требования к температуре поверхности трубы. Наиболее высокие температуры требуются при использовании манжет типа «ТЕРМА–СТМП» и «ТИАЛ–М». Манжеты типа «GTS–65» и «ТВК–65», производителя «Canusa», нанесение эпоксидного праймера происходит при температуре трубы от 30 до 40°C, это связано с тем что после нанесения он дополнительно сушится при оемпературах от 85 до 95°C с использованием горелок.

Помимо различных температурных требований, существуют разнообразные варианты усадки манжет. Для манжет «ТЕРМА–СТМП» и «GTS–65» нанесение праймера необходимо исключительно на поверхность сварного стыка труб, в то время как для манжет «НТЛР–60», «ТИАЛ–М» нанесение праймера необходимо на зону сварного стыка и на расположенное рядом заводское защитное изоляционное покрытие.

2.8 Технология нанесения защитных покрытий в заводских условиях

Процесс нанесения защитного изоляционного покрытия в заводских условиях осуществляется благодаря использованию механизированных линий производства.

В состав механизированных линий производства входит следующее оборудование:

- 1) транспортные конвейеры роликового типа;
- 2) перекладчики труб;
- 3) дробеметная установка или дробеструйная установка;
- 4) печи для нагрева поверхности трубы, индукционного типа или газового;
- 5) установка для напыления эпоксидной краски;
- 6) экструдеры, необходимые для нанесения адгезионного и наружного слоев;
- 7) устройства для прикатки труб;
- 8) установки водяного охлаждения труб;
- 9) оборудование для проведения контроля качества.

На состав механизированных линий производства влияют диаметры используемых труб и тип используемого заводского покрытия

После прохождения процесса абразивной очистки происходит нагрев поверхности трубы до температур от плюс 200 до плюс 240 °С и наносится наружное эпоксидное покрытие. Следующим этапом идет напыление эпоксидной краски в специальной камере и при наличии электростатического поля. Эпоксидная краска сначала затвердевает при соприкосании с нагретой поверхностью трубы, а затем остывает и затвердевает, образуется защитное покрытие.

В заводских условиях двух и трех слойные полиэтиленовые покрытия могут наноситься способом "кольцевой" экструзии или способом боковой "плоскощелевой" экструзии расплавов композиций адгезива и полиэтилена.

Способ "кольцевой" экструзии как правило применяется для изоляции труб, которые имеют малые и средние диаметры.

Способ "кольцевой" экструзии подразумевает следующие технологические процессы:

- 1) предварительный нагрев до температур от плюс 180 до плюс 220 °С и очистка поверхности трубы;
- 2) нанесение расплава термопластичной композиции (адгезионного слоя) через двойную кольцевую головку экструдера;
- 3) нанесение расплава полиэтилена через двойную кольцевую головку экструдера;
- 4) создание "вакуумирования", между кольцевой головкой экструдера и изолируемыми трубами. В результате "вакуумирования", двухслойное покрытие плотно обволакивает поверхность трубы на по всей ее длине.

Отличительной особенностью способа "кольцевой" экструзии является высокая производительность, которая при определенных условиях может достигать до 20 пог. м/мин.

Способ боковой "плоскощелевой" экструзии подразумевает нанесение двухслойного защитного полиэтиленового покрытия с одновременным использованием двух экструдеров. Экструдер для нанесения адгезива и экструдер для нанесения полиэтилена. Трубы при этом совершают вращательно – поступательные движения.

Оба экструдера имеют "плоскощелевые" экструзионные головки.

Способ боковой "плоскощелевой" экструзии подразумевает следующие технологические процессы:

- 1) предварительный нагрев до температур и очистка поверхности трубы;
- 2) намотка адгезионного и полиэтиленового слоев виде экструдированных лент по спирали с перехлестом в один слой (для адгезионного слоя) или в несколько слоев (для полиэтилена);
- 3) прикатка изоляционного покрытия;
- 4) охлаждение изоляционного покрытия;

- 5) перекладка труб с использованием перекладчиков на стеллаэ готовой продукции;
- 6) контроль качества изоляционного покрытия.

Способ боковой "плоскощелевой" экструзии используется для изоляции труб диаметрами от 57 до 1420 мм. Производительность при способе боковой "плоскощелевой" экструзии составляет 5–7 пог. м/мин.

Процесс нанесения трехслойных покрытий следует аналогичной схеме, которая используется для нанесения двухслойных покрытий, однако имеют добавленную операцию по нанесению эпоксидного праймера.

Основные этапы технологии процесса нанесения трехслойного полиэтиленового покрытия:

- 1) поступающие с раскатывателя трубы автоматически укладываются на рольганг и стыкуются в единую плетть (т.е. с помощью специальных коннекторов каждая последующая труба стыкуется с предыдущей), что обеспечивает непрерывность технологического процесса;

- 2) после предварительного подогрева в газовой печи трубы поступают на дробеметную установку очистки труб от окалины и ржавчины;

- 3) затем, очищенные от окалины и ржавчины трубы поступают на стол, оборудованный вращателем и площадкой осмотра, где производится визуальный осмотр труб на предмет наличия дефектов. Далее, трубы, состыкованные в плетть, поступают в проходную газовую нагревательную печь, где прогреваются до температуры более 200 °С, что необходимо для нанесения порошковой окраски;

- 4) затем прогретые трубы поступают в автоматическую камеру порошковой окраски, где в условиях электростатического поля производится окраска трубы равномерным слоем толщиной от 100 до 600 мкр, в зависимости от требований заказчика;

- 5) сразу после камеры окраски на трубу наносится слой адгезива, а затем слой полиэтилена. Нанесение покрытий производится с помощью экструдеров с щелевыми головками;

б) затем изолированные трубы поступают в водяную ванну охлаждения, где происходит их охлаждение. После охлаждения труба, прошедшая все этапы на конвейере автоматически отстыковывается от плети, перекладывается на накопитель, где происходит ее контроль качества, который осуществляется в соответствии с требованиями заказчика и включает в себя контроль толщины покрытия толщиномером и контроль сплошности покрытия электроискровым дефектоскопом.

3 ИЗОЛЯЦИЯ ТРУБ В ТРАССОВЫХ УСЛОВИЯХ

Изоляция труб в трассовых условиях подразумевает использование следующих типов защитных покрытий:

- 1) защитное изоляционное битумно–мастичное покрытие;
- 2) защитное изоляционное полимерное ленточное покрытие;
- 3) защитное изоляционное комбинированное мастично–ленточное покрытие.

Пример нанесения изоляционного покрытия в трассовых условиях представлен на рисунке 14.



Рисунок 14 – Нанесение изоляционного покрытия в трассовых условиях

3.1 Битумно–мастичные покрытия

В течение десятков лет именно битумно–мастичные покрытия были основным типом защитного наружного покрытия трубопроводов в СССР, а потом и в России. Соответственно, можно говорить и о значительном опыте их использования.

К их несомненным преимуществам необходимо отнести небольшую стоимость, несложную технологию нанесения, причем как в заводских, так и в полевых условиях. Кроме того, битумные и битумно – мастичные покрытия хорошо сочетаются со средствами ЭХЗ (электрохимической защиты), поскольку отличаются проницаемостью для электрического тока.

В соответствии с положениями ГОСТ Р 51164–98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» битумно–мастичное покрытие включает в себя слой битумной либо полимерно–битумной грунтовки (как правило, используется раствор битума в бензине), трех (в облегченном варианте – двух) слоев битумной мастики, между которыми размещается слой армирующего материала (обычно стеклохолста или стеклосетки). Наконец, наружный слой – это защитная обертка. Ранее он выполнялся из битумно–каучуковых оберточных материалов – бризола, гидроизола и т.д., либо крафт–бумаги. Сегодня больше распространены полимерные защитные покрытия, толщина которых составляет не менее 0,5 мм. Таким образом, современное изолирующее покрытие включает в себя следующие слои:

- 1) битумная либо битумно–полимерная грунтовка;
- 2) битумная либо битумно–полимерная мастика;
- 3) армирующий материал;
- 4) второй слой изоляционной битумной (битумно–полимерной) мастики;
- 5) второй слой армирующего материала;
- б) защитная полимерная обертка. Суммарная толщина усиленных битумно–мастичных покрытий – не менее 6,0 мм; толщина защитных покрытий при трассовом нанесении обычного типа – не менее 4,0 мм.

В качестве изоляционных мастик при нанесении битумно–мастичных покрытий используются: мастики битумно–резиновые, мастики битумно–полимерные с добавками полиэтилена либо атактического полипропилена, мастики битумные с добавлением термоэластопластов, мастики типа «Асмол» на основе асфальтовых и асфальто–смолистых соединений. В последнее время все большее распространение получают битумные мастики нового поколения, имеющие улучшенные свойства. Мастика «Асмол» представлена на рисунке 15.



Рисунок 15 – мастика «Асмол»

Среди основных недостатков битумно–мастичных покрытий следует отметить:

- 1) относительно небольшой диапазон рабочих температур от минус 10 до плюс 40 °С;
- 2) недостаточная ударная прочность, а также нестойкость к продавливанию;
- 3) повышенное влагонасыщение;
- 4) низкая биологическая устойчивость.

В соответствии с положениями упомянутого ранее ГОСТ Р 51164–98, использование битумных покрытий не допускается на трубопроводах с диаметров более 820 мм. Кроме перечисленного, можно отметить небольшой срок полезной эксплуатации, который обычно не превышает 15 лет.[7]

3.2 Полимерные ленточные покрытия

Полимерные ленточные покрытия начали активно использоваться в зарубежных странах с начала 60–х гг. В Советском Союзе период наиболее активного их использования пришелся на 70–80 гг., Именно тогда в нашей стране развернулось строительство сети магистральных газопроводов большой протяженности. На сегодняшний день доля полимерных ленточных покрытий в структуре используемых на отечественных газопроводах составляет примерно 65% (от суммарной протяженности).

В состав полимерного ленточного покрытия в соответствии с ГОСТ Р 51164–98 входят следующие слои:

- 1) адгезионная грунтовка;
- 2) полимерная изоляционная лента;
- 3) защитная полимерная обертка. Общая толщина полимерного ленточного покрытия составляет, таким образом, не менее 1,2 мм.

Следует отметить, что заводская изоляция труб предполагает увеличенное количество слоев: по одному дополнительному слою изолирующей ленты и обертки. Суммарная толщина покрытия также увеличивается. Так, например, она должна составлять не менее 2,4 мм, для труб с диаметрами до 820 мм.

ГОСТ Р 51164–98, введенный в 1999 году, ограничил использование липкой полимерной ленты при изоляции газопроводов трассовым методом трубами диаметром до 820 мм и эксплуатационной температурой не превышающей плюс 40 °С. Для нефте- и продуктопроводов разрешено применение ленточных покрытий на трубах с диаметрами до 1420 мм пятислойных при общей толщине не менее 1,8 мм.[7]

Необходимо отметить, что функции изолирующей ленты и защитной обертки различаются. Первая призвана обеспечить надежное прилипание (адгезию) к стали, а также устойчивость к т.н. «катодному отслаиванию». Кроме того, она выполняет барьерную функцию, т.е. препятствует контакту поверхности стальной трубы с коррозионно-активными агентами: кислородом воздуха, водой и содержащимися в почве слабыми растворами щелочей и кислот (почвенными электролитами). Защитная обертка предназначена для улучшения механических свойств, в частности, ударной прочности. Также она защищает от возможных повреждений – например, при укладке труб в траншею или их засыпке грунтом, усадке грунтов, движениях трубопровода вследствие теплового расширения стали и т.д.

Среди преимуществ ленточных покрытий выделяются следующие:

- 1) простота и высокая технологичность нанесения;

- 2) диэлектрические свойства (не проводят ток);
- 3) хорошие влаго– и кислородозащитные характеристики;
- 4) широкий диапазон эксплуатационных температур.

Главные недостатки полимерных ленточных покрытий:

- 1) слабая устойчивость к деформациям сдвига (возникающих, например, при осадке грунтов) ;
- 2) недостаточная ударная прочность;
- 3) экранирование электрохимической защиты (ЭХЗ);
- 4) низкая биологическая устойчивость;
- 5) небольшой срок службы: от 7 до 15 лет, что в 3 раза ниже аналогичных показателей магистральных трубопроводов.

Для наружной изоляции трубопроводов в настоящее время применяются в основном отечественные изоляционные материалы производства ОАО "Трубоизоляция", (г. Новокуйбышевск, Самарской область): адгезионные грунтовки типа "П–001", "НК–50", полимерные ленты типа "НК ПЭЛ–45", "НКПЭЛ–63", "Полилен", "ЛДП", защитная обертка "Полилен О". Основными зарубежными поставщиками изоляционных материалов для нанесения полимерного ленточного покрытия являются фирмы: "Polyken Pipeline Coating Systems" (США), "Altene" (Италия), "Nitto Denko Corporation", "Furukawa Electric" (Япония).

3.3 Комбинированное мастично – ленточное покрытие

Широкое применение нашло мастично – ленточное покрытие типа "Пластобит", которое состоит из:

- 1) слой адгезионного праймера;
- 2) слой изоляционной мастики. Основанием мастики служит битум или асфальтосмолистые компоненты;
- 3) слой полимерной ленты толщина которой составляет от 0,4 мм;
- 4) слой полимерной защитной обертки толщиной от 0,5 мм.

Суммарная толщина комбинированного покрытия составляет не менее 4,0 мм.

Для того чтобы предотвратить охрупчивание битумной мастики во время ее нанесения на поверхность трубы при низкой температуре окружающей среды ее необходимо пластифицировать. Пластифицируют ее с помощью добавки масел специального состава. Битумная мастика является основным слоем в комбинированном мастично–ленточном покрытии и необходима для обеспечения необходимой адгезии.

Полимерная лента и защитная обертка необходимы для повышения ударной прочности изоляционного покрытия, также они способствуют правильному распределению мастичного слоя по всей длине трубы.

Покрытия типа "Пластобит" применяют при ремонте и переизоляции участков нефтегазопроводов, которые уже эксплуатируются и имеют ранее нанесенные битумные покрытия.

При этом в конструкции битумно–ленточного покрытия применяют преимущественно полиэтиленовые термоусаживающиеся ленты, обладающие повышенной теплостойкостью и высокими механическими характеристиками, а в качестве изоляционных мастик используют специальные модифицированные битумные мастики нового поколения.

К основным недостаткам комбинированного покрытия относятся:

- 1) малый температурный диапазон использования, от минус 10 до плюс 40°С;
- 2) невысокие показатели ударной прочности;
- 3) низкая стойкость к продавливанию.

Процесс нанесения изоляционного покрытия в трассовых условиях включает в себя следующие операции:

- 1) предварительная сварка стальных труб с осуществлением контроля качества стыков, перед проведением изоляционных работ;
- 2) очистка поверхности трубы с помощью очистной машины, которая входит в состав передвижной механизированной колонны для проведения изоляционных работ в трассовых условиях;

- 3) нанесения праймера;
- 4) нанесение изоляционного материала с помощью изоляционной машины, которая входит в состав передвижной механизированной колонны для проведения изоляционных работ в трассовых условиях.

Также в механизированную колонну входят трубоукладчики и мобильная печь для нагрева трубы (если изоляционные работы проводятся в зимнее время) и машина для сушки труб.

Процесс нанесения битумного изоляционного покрытия в трассовых условиях включает в себя следующие операции:

- 1) предварительная очистка поверхности трубы с помощью скребков, щеток и иглофрез;
- 2) нанесения на поверхность трубы праймера и равномерное его распределение с помощью брезентового полотенца;
- 3) нанесение на праймер битумной мастики;
- 4) нанесение на поверхность трубы армирующего материала;
- 5) повторное нанесение битумной мастики;
- 6) нанесения защитной обертки.

При нанесении битумного изоляционного покрытия в трассовых условиях механизированная колонна дополнительно включает в себя битумно-плавильные котлы.

Покрытия ленточного типа стоит наносить способом спиральной намотки, при этом необходимо соблюдать значения натяжения и контролировать нахлест.

Опыт нанесения изоляционного покрытия в трассовых условиях доказал, что несмотря на высокую долю механизации в процессе изоляционных работ в трассовых условиях не возможно достичь заводского качества изоляционного покрытия, это связано с присутствием человеческого фактора при процессе работы, влиянием погодных условий, отсутствием возможности осуществления пооперационного контроля.

4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

4.1 Определение толщины стенки трубопровода

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм, следует определять по формуле (1) части 8.22. СНиП 2.05.06–85*) [33].

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1+np)} \quad (1)$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1\psi_1+np)}, \quad (2)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

p – рабочее давление, МПа;

D_n – наружный диаметр трубы, мм;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению металла труб, МПа;

ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб.

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}, \quad (3)$$

где R_1^H нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр}$ (предела прочности), МПа; m – коэффициент условий работы трубопровода;

k_I – коэффициент надежности по материалу трубопровода, принимаемый

k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице 11[14].

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2}, \quad (4)$$

где σ_{npN} – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа.

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_n} \quad (5)$$

где α , E , μ – физические характеристики стали;

Δt – температурный перепад, °С;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, мм.

Толщину стенки труб следует принимать не менее $1/140 D_n$, но не менее 3 мм для труб условным диаметром 200 мм и менее, и не менее 4 мм – для труб условным диаметром более 200 мм.

Увеличение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений по сравнению с величиной, полученной по формуле (1), должно быть обосновано технико–экономическим расчетом, учитывающим конструктивные решения и температуру транспортируемого продукта.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы нужно округлить до ближайшего большего значения, предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями.

Определить толщину стенки трубы участка магистрального нефтепровода. Исходные данные для расчета: $D_n = 1220$ мм, категория участка – III, внутреннее давление – $p = 3,7$ МПа, марка стали – 13ГС, температура стенки трубы при эксплуатации – $t_s = 12$ °С, температура фиксации расчетной схемы трубопровода – $t_f = -34$ °С, коэффициент надежности по материалу трубы – $k_I = 1,47$, [33].

Решение

Нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб R_1'' (для стали 13ГС) равно 510 МПа; коэффициент условий работы трубопровода $m = 0,9$; коэффициент надежности по назначению трубопровода $k_n = 1,05$.

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб:

$$R_1 = \frac{R_1'' m}{k_1 k_n} = \frac{510 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1,05} = 297,4 \text{ Мпа} \quad (6)$$

Коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе $n = 1,1$. [33]

Находим расчетную толщину стенки трубопровода

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)} = \frac{1,1 \cdot 3,7 \cdot 1220}{2(297,4 + 1,1 \cdot 3,7)} = 8,23 \text{ мм} \quad (7)$$

Физические характеристики стали:

Коэффициент линейного расширения – $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$, $1/^\circ\text{C}$;

Модуль упругости – $E = 2,1 \cdot 10^5$, Мпа;

Коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона) в упругой стадии работы металла – $\mu = 0,3$.

Находим продольное осевое сжимающее напряжение

$$\begin{aligned} \sigma_{npN} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 46 + 0,3 \cdot \\ &\frac{1,1 \cdot 3,7 \cdot 1203,54}{2 \cdot 8,23} = -26,6 \text{ Мпа} \end{aligned} \quad (8)$$

Тогда коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб будет равен

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{26,6}{297,4} \right)^2} - 0,5 \frac{26,6}{297,4} = 0,953 \quad (9)$$

Найдем толщину стенки с учетом продольных осевых сжимающих напряжений

$$\delta = \frac{npD_n}{2(\psi_1 R_1 + np)} = \frac{1,1 \cdot 3,7 \cdot 1220}{2(0,953 \cdot 297,4 + 1,1 \cdot 3,7)} = 8,6 \quad (10)$$

С учетом припуска на коррозию 2мм и на неравномерность проката 1мм толщина стенки принимается равной 12мм.

4.2 Гидравлический расчет трубопровода.

Исходные данные:

Наружный диаметр трубопровода $D_n - 1220$ мм;

Производительность $Q - 45$ млн.т./год;

Разность отметок начала и конца нефтепровода $\Delta z - 20$ м;

Средняя плотность нефти $\rho - 0,770$ т/м³;

Толщина стенки трубы $\delta - 12$ мм;

Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации $e - 0,2$ мм;

Давление, развиваемое насосной станцией $P_1 - 50$ кгс/см²;

Остаточное давление в конце перегона $P_2 - 10$ кгс/см²;

Длина трассы $L - 143$ км;

Средняя расчетная кинематическая вязкость при температурах грунта на глубине заложения трубопровода $\nu_p - 0,55$ см²/сек;

Решение

1) Найдем секундный расход нефти по формуле:

$$Q_c = \frac{Q_2}{N_2 \cdot 24 \cdot p \cdot 3600} = \frac{45 \cdot 1000000}{351 \cdot 24 \cdot 0,77 \cdot 3600} = 1,9 \text{ м}^3/\text{с}$$

где $N_2 = 351$ дней – расчетное число рабочих дней для магистрального нефтепровода диаметром свыше 820 мм и длиной до 250 км.

2) Определяем внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 1220 - 2 \cdot 14 = 1196 \text{ мм} = 1,196 \text{ м} \quad (12)$$

3) Среднюю скорость течения нефти по трубопроводу рассчитываем по формуле:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 1,9}{3,14 \cdot 1,430} = 1,69 \quad (13)$$

4) Проводим проверку режима течения

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} = \frac{1,69 \cdot 1,196 \cdot 10000}{0,55} = 36749 \quad (14)$$

$Re > Re_{кр} = 2320$, режим течения нефти турбулентный. Находим Re_I и Re_{II} по формулам, где ε – относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{e}{d} \quad (14)$$

$$\varepsilon = \frac{0,2}{1196} = 0,00016 \quad (15)$$

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon} = \frac{10}{0,00016} = 62500 \quad (16)$$

$$Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon} = \frac{500}{0,00016} = 312500 \quad (17)$$

Определяем зону и режим течения трубопровода.

$$2320 < 36749 < 62500$$

$2320 < Re < Re_I$ – зона гидравлически гладких труб.

5) Находим коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{36749^{0,25}} = 0,022 \quad (18)$$

6) Гидравлический уклон находим по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,022 \cdot 1,69^2}{1,196 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,0026 \quad (19)$$

7) Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{mp} = i \cdot L = 0,0026 \cdot 143000 = 371,8 \text{ м} \quad (20)$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{mc} = 0,02 \cdot h_{mp} = 0,02 \cdot 371,8 = 7,43 \text{ м} \quad (21)$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{mp} + h_{mc} + \Delta z = 371,8 + 7,43 + 20 = 399,23 \text{ м} \quad (22)$$

4.3 Расчет скорости коррозии и прогнозирование инспекции изоляции трубопровода с помощью программного обеспечения Risk Based Inspection

Программное обеспечение RBI – Risk Based Inspection (Осмотр на основе рисков, далее RBI) является разработкой и собственностью компании Shell. Данная разработка является ключевой для проведения инспекций оборудования в компании Sakhalin Energy Investment Company (Сахалин Энерджи Инвестмент Компани).

Программное обеспечение Risk Based Inspection позволяет:

- 1) уменьшить число незапланированных проверок и ремонтных работ;
- 2) прогнозировать ремонтные работы;
- 3) лучше планировать количество рабочих мест для обслуживания;
- 4) увеличить доступность устройства;
- 5) сосредоточиться на инспекциях в потоке транспортируемой среды;
- 6) уменьшить период остановки оборудования;
- 7) снизить процент обслуживания поломки;
- 8) определить безопасное операционное окно;
- 9) доказать целостность устройства регулирующим органам, страховым компаниям и собственному управлению (неинспекционный риск).

География пользователей Risk Based Inspection представлена на рисунке 16.



Рисунок 16 – География пользователей Risk Based Inspection

Использование RBI подразумевает непрерывные рабочие процессы, структура которого представлена на рисунке 17.

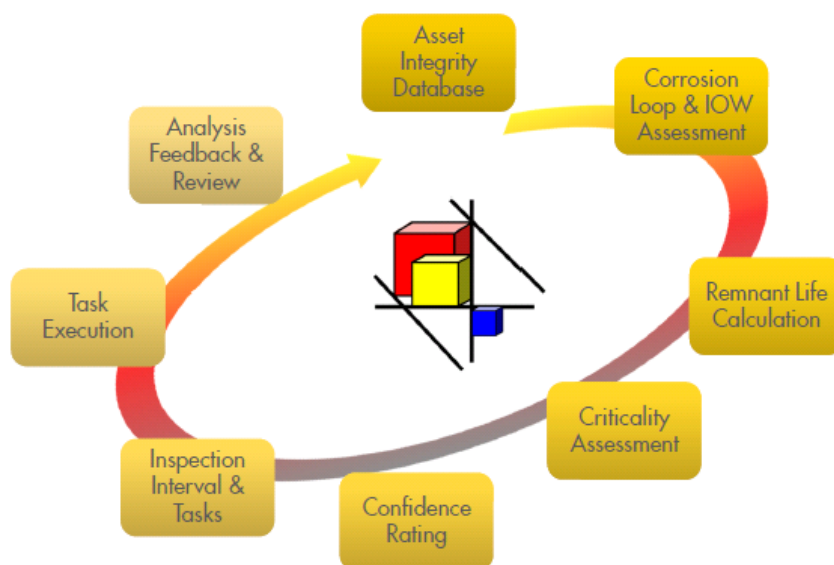


Рисунок 17 – Структура Risk Based Inspection

Значения рабочих процессов:

- 1) asset integrity database – База данных целостности активов;
- 2) corrosion loop & iow assessment – Коррозионная петля и оценка iow;
- 3) remnant life calculation – Расчет срока службы;
- 4) criticality assessment – Оценка критичности;
- 5) confidence rating – Доверительный рейтинг;
- 6) inspection interval & tasks – Интервал и задачи инспектирования;
- 7) task execution – Завершение выполнения;
- 8) analysis feedback & review – Анализ обратной связи и обзор.

Главной составляющей RBI является Corrosion Loop (Коррозионная петля), которая представляет собой технологическую линию с конкретным набором оборудования, позволяет производить мониторинг параметров работы каждого оборудования относящегося к этой линии, анализ коррозионных процессов и определять период инспекции. Пример оборудования коррозионной петли представлен на рисунке 18.

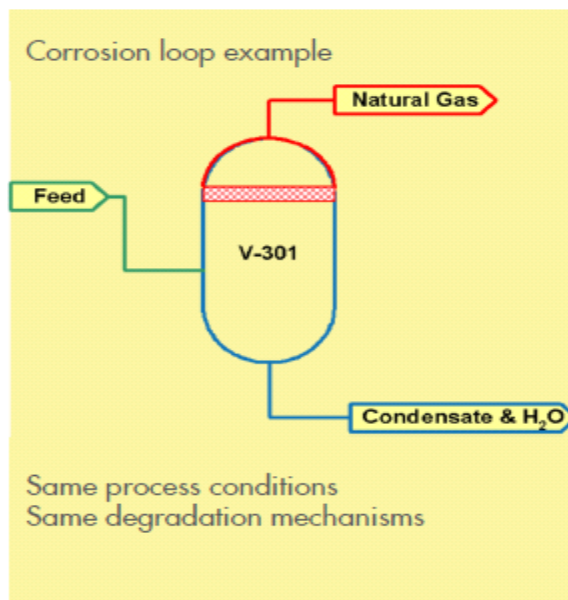


Рисунок 18 – Пример оборудования коррозионной петли

В операционном окне коррозионной петли имеется три основных параметра:

- 1) loop description – Описание коррозионной петли, написано оператором и инженером процесса и подробно описывает физические характеристики петли;
- 2) process description – Написано оператором и технологическим инженером, или технологом, и описывает характеристики процессов, происходящих в коррозионной петле;
- 3) corrosion description – Описание коррозии, написано Инженером Коррозии и подробно описывает механизмы коррозии в коррозионной петле так, чтобы они могли быть назначены в RBI.

Наглядно операционное окно коррозионной петли представлено на рисунке 19.

CL-1101 [Tags](#) [Analyses](#)

[Top](#) [4 tags](#) [4 failure modes](#) [6 variables](#) [recommendations](#) [1 documents](#)

Specs (last modified 1/18/2005 12:00:00 AM by Henk van den Berg) [Delete](#) | [Edit](#)

Unit	LNG-1100
Corrosion Loop	Absorber circuit

Loop Description [Edit](#)

The loop starts at the feed gas entry nozzle of the absorber column C-1101. The treated gas is routed over the

Process Description [Edit](#)

At feed gas pressure, the acidic components and sulphur compounds are absorbed from the feed gas by lean column and flows counter currently to the feed gas. The treated gas leaves the column at the top and flows to Water saturated treated gas leaving the top of C-1101 enters V-1102 where any entrained solvent is disengag

Corrosion Description [Edit](#)

Material:
All the equipment in this loop is Carbon Steel in the PWHT condition. Piping is CS non PWHT.

Degradation mechanism:
Sulfinol solvent, containing CO2 gas. There are no problems where sulfinol is present in the circuit.
Assumed Heat stable Amine Salts wt% of maximum 2, based on a solvent strength of 50wt% DIPA and the acc (velocity assumed 2.68 m/s, CR= 0.15 *1.5- 0.23)

[Show more](#)

Рисунок 19 – Операционное окно коррозионной петли

Для проведения расчета введем данные о трубопроводе в расчетную систему CUI – Corrosion Under Insulation (Коррозия под изоляцией).

Данная система позволяет произвести расчет скорости коррозии.

В диалоговом окне введем следующие рабочие параметры трубопровода:

- 1) название трубопровода(calculation Name): Aleksandrovskaya – Andzhero – Sudzhensk (4000m);
- 2) место прокладки трубопровода: Siberia, Tomsk Region;
- 3) описание трубопровода (description): Oil pipeline, 48";
- 4) рабочая температура Operating temrepature:10 °C;
- 5) осадки (rain fall): 30< rainfall in/yr or 76 <rainfall cm/yr;
- 6) тип изоляционного покрытия (insulation type). Поскольку на исследуемый трубопровод нанесено мастично – битумная изоляция, а в интерфейсе отсутствует такой тип покрытия по причине использования более инновационных изоляционных покрытий, то максимально похожим по физико – механическим свойствам будет асбестовое покрытие. Поэтому выбираем тип покрытия – asbestos(асбестовое);
- 7) сложность конструкции (complexity).Поскольку исследуемый

участок трубопровода проходит от от КПП СОД СОД (686 км) до «НПС Орловка» (690км) и имеет незначительные перепады по высоте, то выбираем параметр average (Средний);

- 7) текущее состояние изоляции (condition). Поскольку трубопровод был запущен в эксплуатацию в 1982, а остаточный срок службы изоляционного покрытия согласно предыдущим расчетам составляет 5 лет, то можно предположить, что в данный момент состояние изоляционного покрытия ниже заданных требуемых параметров. Поэтому выбираем значение below average (ниже среднего);
- 8) технологические опоры трубопровода (pipe supports). Поскольку исследуемый участок нефтепровода имеет подземную прокладку и у него отсутствуют технологические опоры, то необходимо оставить значение этого параметра без изменений;
- 9) застойные зоны (interface). Исследуемый участок нефтепровода не имеет отводов или других технологических особенностей, поэтому значение этого параметра также оставим без изменений.

После заполнения всех значений параметров нажимает кнопку calculate и программа сама сделает необходимые операционные вычисления. В результате вычислений скорость коррозии на данном участке равна 0,198437 мм/в год. Результаты представлены на рисунке 20.

The screenshot shows the Shell Mechanical, Materials & Integrity software interface. The main window is titled "CUI Carbon and Low Alloy Steel" and displays the following parameters and results:

Parameter	Value
Calculation name	Aleksandrovskaya-Andzhero-Sudzhensk (4000 m)
Description	Oil pipeline, 48"
Location	Siberia, Tomsk region
Operating temperature	10 °C
Rain fall	30 < Rainfall in/yr or 76 < Rainfall cm/yr
Insulation type	Asbestos
Complexity	Average
Condition	Below Average
Pipe supports	<input type="checkbox"/>
Interface	<input type="checkbox"/>

Calculate

Outputs	Value
Effectiveness loss after corrosion rate coating	0.198437 mm/yr

Рисунок 20 – Результаты вычислений скорости коррозии

После того как была посчитана скорость коррозии, необходимо посчитать остаточный срок служб покрытия (remnant life). Для этого необходимо ввести следующие данные:

- 1) допуск на коррозию (RCA – remaining corrosion allowance): 1мм;
- 2) скорость коррозии изоляционного покрытия, посчитанная ранее (MCR – measured corrosion rate): 0,198437 мм/в год;

3) остаточный срок службы покрытия (RL – remnant life).
Вычисляется программой автоматически;

- 4) тип изоляционного покрытия (coating): organic (органическое) ;

5) ожидаемый срок службы покрытия (expected coating life).
Поскольку на данный тип покрытия условный срок службы составляет 10 лет, а трубопровод эксплуатируется уже более 20 лет, то данный параметр примет значение 0 лет;

6) интервальный коэффициент (interval factor). Принял значение 1 автоматически, по таблице рисков так как изоляционно покрытие на пределе своего срока службы;

7) обязательные требования по инспекции изоляционного покрытия (legal/local interval). Поскольку у данного покрытия отсутствуют требования по ежегодным инспекциям, то данный параметр примет значение 0 лет.

Результаты вычислений расчета остаточного срока службы покрытия представлены на рисунке 21. В результате вычислений остаточный срок службы изоляционного покрытия составил 5,5 лет.



Remnant Life (last modified 5/4/2017 by ABaranov) Edit	
Tank Corrosion Type	
RCA	1.00 mm
MCR	0.1980 mm/yr
RL	5.05 year
Coating	Organic
Expected Coating Life	0 year
IF	1.0
Legal / Local Interval	0.00 year
Explanation	

Рисунок 21 – Результаты вычислений остаточного срока службы покрытия

После того как был посчитан остаточный срок службы изоляционного покрытия, необходимо посчитать время предстоящей инспекции данного участка нефтепровода (next inspection). Для этого необходимо ввести следующие данные:

- 1) время последней инспекции покрытия нефтепровода (LID – Last Inspection Date). Последняя инспекция изоляционного покрытия проводилась на данном нефтепроводе в 2013 году;
- 2) максимальный межинспекционный интервал (МИИ–maximum inspection interval);
- 3) ожидаемый срок службы покрытия (Expected Coating Life), поскольку на данный тип покрытия условный срок службы составляет 10 лет, а трубопровод эксплуатируется уже более 20 лет, то данный параметр примет значение 0 лет;
- 4) дата последней инспекции по истечению срока службы указанному в паспорте трубопровода (Legal/Local Interval), 3 февраля 2004 года, так как по умолчанию программа считает срок службы 20 лет. В нашем случае трубопровод эксплуатируется гораздо более длительное время, поэтому значением данного параметра стоит пренебречь.

В результате вычислений ближайшую инспекцию данного участка нефтепровода (Next Inspection) необходимо произвести 4 февраля 2018 года. Результаты вычислений ближайшей инспекции представлены на рисунке 22.

Next Inspection (last modified 10/15/2016 by DBondarenko)	
LID ⓘ	3/15/2013
МИИ ⓘ	5.05 year
МИИ Lining	
Expected Coating Life ⓘ	0.00
NID Ultimate	4/2/2018
LLID ⓘ	3/1/2004
Legal / local interval	
NLID	
NID	4/2/2018
Inspection Strategy	IS-3 (MH)

Рисунок 22 – Результаты вычислений ближайшей инспекции

Дополнительные возможности RBI. Одной из составляющей системы RBI является оценка воздействия коррозионного процесса на окружающую среду, атмосферу, экономику, здоровье людей и их безопасность. Поэтому, после проведения расчетов по определению скорости коррозии, остаточного ресурса изоляционного покрытия и времени ближайшей инспекции необходимо дать оценку воздействия процесса на внешние факторы с помощью анализирующей таблицы заданных для каждого типа покрытия критических коэффициентов. Пример такой таблицы представлен на рисунке 23. Риск возникновения отказа определяется как произведение вероятности отказа на категорию последствий ($RISK = probability \cdot consequence$). Критичность определяется как произведение склонности к отказу на категорию последствий ($Criticality = Susceptibility \cdot consequence$).

$$RISK = probability \times consequence$$

$$Criticality = Susceptibility \times consequence$$

SIF			Criticality				
PROBABILITY CLASS	H	CR > 4*CRd	L	MH	H	E	E
	M	CR = 1 - 4*CRd	L	M	MH	H	E
	L	CR = 0,5 - 1 CRd	N	L	M	MH	H
	N	CR < 0,5*CRd	N	N	L	M	MH
CONSEQUENCE CATEGORY	ECONOMICS (US\$)		no/slight damage (<10k)	minor damage (10-100k)	local damage (0.1-1m)	major damage (1-10m)	extensive damage (>10m)
	HEALTH & SAFETY		no/slight injury	minor injury	major injury	single fatality	multiple fatalities
	ENVIRONMENT		no/slight effect	minor effect	local effect	major effect	massive effect
	REPUTATION		no/slight impact	minor impact	moderate impact	major impact	massive impact
CONSEQUENCE CLASS			NEGLECTIBLE	LOW	MEDIUM	HIGH	EXTREME

Рисунок 23 – Таблица оценки потенциальных рисков

В результате было определено, скорость коррозии на данном участке магистрального нефтепровода равна 0,198437 мм/в год, остаточный срок службы изоляционного покрытия составил 5,5 лет, а ближайшую инспекцию данного участка нефтепровода необходимо произвести 4 февраля 2018 года.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Е	Журба Вадиму Сергеевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка затрат на проведение мероприятия по переизоляции участка магистрального нефтепровода длиной 4000 м «Александровская – Анжеро-Судженск»
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД–23.040.00–КТН–254–10
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ ФЗ–213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55–ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование перспективности переизоляции и применение более качественных изоляционных покрытий в трубопроводном транспорте с целью повышения надежности транспорта нефти
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Планирование бюджета на проведение мероприятия по переизоляции участка магистрального газопровода длиной 4000 м «Александровская – Анжеро-Судженск»
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Обоснование экономической эффективности внедрения более качественного изоляционного покрытия с целью повышения надежности транспорта нефти

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<p><i>Таблицы:</i></p> <p><i>Время проведения работ</i></p> <p><i>Необходимое оборудование и техника</i></p> <p><i>Стоимость материалов на проведение мероприятия</i></p> <p><i>Расчет заработной платы</i></p> <p><i>Расчет страховых взносов при переизоляции магистрального нефтепровода длиной 4000 м «Александровская – Анжеро-Судженск»</i></p> <p><i>Затраты на проведение организационно – технического мероприятия</i></p> <p><i>Результаты расчётов экономической эффективности проекта</i></p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПР	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н., доцент		16.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Журба Вадим Сергеевич		16.03.2017

5 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Часто трубопровод находится в сложных климатических условиях или условиях агрессивной коррозионной среды, как пример – трубопровод проходящий по морскому дну, что накладывает определенные трудности для проведения его ремонта, реконструкции или замены.. В соответствии с этим защита от коррозии нефтегазопроводов является первостепенной задачей при прокладке новых трубопроводов и эксплуатации уже существующих.

На сегодняшний день после укладки трубопровода в грунт и его запуска в эксплуатацию сквозные коррозионные повреждения его покрытия можно будет наблюдать уже через 5 – 9 лет, это связано с тем что изоляционное покрытие со временем начинает терять свои прочностные характеристики и в его трещинах что ведет к активному протеканию процессов наружной электрохимической коррозии.

Стоит отметить что не только изоляционное покрытие должно обладать необходимым набором качеств для обеспечения бесперебойной работы нефтегазопровода, но и сами трубы, используемые в трубопроводном транспорте должны иметь определенные свойства.

Поэтому, во избежание возникновения аварийных ситуаций необходимо качественно производить изоляцию нефтепровода.

Целью экономического расчета является расчет стоимости работ по переизоляции участка магистрального нефтепровода «Александровская – Анжеро–Судженск» протяженностью 4000 м » от камер пуска – приема СОД (686 км) до «НПС Орловка» (690км), с целью определения срока окупаемости, рентабельности и целесообразности осуществления данных работ.

5.1 Расчет времени на проведение мероприятия

Определим нормы времени для механизированного нанесения изоляции на трубопровод. Время на проведение мероприятия включает в себя основное время для нанесения изоляции, а также вспомогательное время, необходимое для очистки и подготовки трубопровода.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно – строительные работы. Сборник Е11» время на выполнение мероприятия представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Временные затраты времени на проведение переизоляции

Виды работ	Затраты времени, дни
Подготовительный период	20
Расчистка трассы	31
Удаление старой изоляции и анализ состояния трубопровода	60
Нанесение новой изоляции трубопровода	45
Засыпка трубопровода и рекультивация	14
Итого	170

Следовательно, общее время на выполнение мероприятия по переизоляции будет равно:

$$T = 170 \text{ (д)} \quad (23)$$

Также рассчитаем остаточный ресурс магистрального нефтепровода «Александровская – Анжеро – Судженск»

Расчет производится согласно РД 39Р – 00147105 – 025–02 «Методика определения остаточного ресурса изоляционных покрытий подземных трубопроводов». [29]

Срок службы изоляционных покрытий определяется временем достижения переходного сопротивления значения $10^3 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$, при котором скорость коррозии под покрытием возрастает до величины, находящейся на границе практически допустимой (согласно требованиям ГОСТ Р 51164– 98) [7].

Срок службы изоляции определяется по формуле :

$$\tau = \frac{1}{a} \ln \left(\frac{R_{н.н.} - R_k}{1000 - R_k} \right) \quad (24)$$

Где $R_{н.н.}$ – начальное значение переходного сопротивления, Ом м²;

R_k – конечное значение переходного сопротивления, Ом·м², определяется по номограмме;

τ – время эксплуатации трубопровода, лет;

a – постоянный коэффициент

Для трубопроводов, построенных до 1999г. рекомендуется коэффициент $a = 0,125$ 1/год, а для трубопроводов, построенных после 1999 года, по требованиям ГОСТ Р 51164–98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» необходимо использовать коэффициент $a = 0,105$ 1/год. [7]

Исходные данные для расчета срока службы изоляционного покрытия:

удельное электросопротивление грунта $p_{cp} = 20$ Ом м;

диаметр трубопровода $D = 1220$ мм;

изоляция битумная $R_{н.н.} = 5 \cdot 10^4$ Ом м²;

$a = 0,105$ 1/год.

$R_k = 250$ Ом м².

Таким образом срок службы изоляции составляет :

$$\tau = \frac{1}{0,105} \ln \left(\frac{5 \cdot 10^4 - 250}{1000 - 250} \right) = 40, \text{ лет} \quad (25)$$

Поскольку рассматриваемый участок нефтепровода был запущен в эксплуатацию в 1982г, то остаточный срок службы изоляционного покрытия на участке нефтепровода «Александровская – Анжеро – Судженск» от камер пуска–приема СОД (686 км) до «НПС Орловка» (690км) составляет:

$$\tau_{oc} = 40 - 35 = 5 \text{ лет} \quad (26)$$

5.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе проведения работ потребуется следующая техника: трубоукладчик. Он необходим для подъема и отпуска трубопровода в траншею, а также для того, чтобы держать очистную и изолирующую машины. Также необходим экскаватор для проведения вскрышных и засыпных работ. Нельзя обойтись и без бульдозера, с помощью которого будет осуществляться очистка от снега, а при завершении работ засыпка и планировка грунта.

Непосредственно для производства процесса изоляции потребуется очистная, шлифовальная и изоляционная машины. Для безопасного выполнения работ, будут необходимы трассоискатель и газоанализатор. С помощью трассоискателя будет отбиваться положение трубопровода для того чтобы экскаватор смог произвести вскрышные работы, а газоанализатор, чтобы не допустить превышение уровня предельно-допустимой концентрации газа в месте производства работ. Вся техника и оборудование необходимы на протяжении всего времени сооружения.

В таблице 3 представлен необходимый перечень и количество требуемого оборудования для проведения переизоляции нефтепровода. Оборудование выбрано согласно РД 39–00147105–015–98 « Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов».[30]

Таблица 3 – Необходимое оборудование для проведения переизоляции участка магистрального нефтепровода

Наименование	Марка	Кол-во
Трубоукладчик	Caterpillar 587R	4
Одноковшовый экскаватор	Komatsu PC300	2
Бульдозер	Б10М	2
Очистная машина	МПП–1220	1
Изоляционная машина	МИ–1220БМ	1
Грунтовочная машина	УГТ–1220	1
Машина финишной очистки	УОЩ–1220	1

Газоанализатор	Drager X-am 5000	1
Трассоискатель	Сталкер 15-02М	1
Итого		14

5.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для техники и оборудования представленных в таблице 2 выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР (утв. постановлением СМ СССР от 22 октября 1990 г. N 1072).

Расчет амортизационных отчислений при проведении переизоляции магистрального нефтепровода с применением механизированных способов изоляции представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Расчёт амортизационных средств

Наименование	Марка	Кол-во	Полная стоимость, руб	Норма амортизации, %	Ежегодная амортизация, руб	Ежемесячная амортизация	Итоговая за 5,5 месяцев эксплуатации
Трубоукладчик	Caterpillar 587R	4	62000000	5	3100000	258333	1420833
Одноковшовый эксковатор	Komatsu PC300	2	11000000	14,3	1573000	131083	720956
Бульдозер	B10M	2	3000000	10	300000	25000	137500
Машина предварительной очистки	МПП-1220	1	1 637 600	14,3	234177	19515	107332
Изоляционная машина	МИ-1220БМ	1	1 733 600	14,3	247905	20659	113624
Грунтовочная машина	УГТ-1220	1	1 288 200	14,3	184213	15351	84430
Машина финишной очистки	УОПЦ-1220	1	1 937 800	14,3	277105	23092	127006

Газоанализатор	Drager X-am 5000	1	50544	14,3	7228	602	3311
Трассоискатель	Сталкер 15-02М	1	63700	14,3	9109	759	4175
Итого							2719167

Из таблицы следует, что общая сумма амортизационных отчислений составляет 2719167 руб.

5.4 Затраты на материалы

Материалы для ремонта трубопровода выбраны согласно РД39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов».[30]

Стоимость материалов на проведение мероприятия по переизоляции приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Стоимость материалов на проведение мероприятия

Наименование материала	Ед. измерения	Кол-во	Цена за ед., руб.	Стоимость всего объема, руб.
Лента Полилен 40-ЛИ-45	Тонно-комплект	8.3	213р/кг	1772160
Обертка Полилен 40 – ОБ – 63	Тонно-комплект	11.38	204 р/кг	2323152
Грунтовка – Праймер НК – 50	Бочка	11	26460 р/бочка	291060
Итого				4386372

Из таблицы следует, что затраты на материалы будут составлять 4386372 руб.

5.5 Расчет затрат на оплату труда

Прежде чем произвести расчет затрат на оплату труда определим требуемое количество рабочих кадров для проведения переизоляции участка магистрального нефтепровода «Александровская – Анжеро – Судженск».

Порядок расчета численности работников определен законодательно и установлен в Постановлении Росстата от 20.11.2006 N 69.

Средняя численность рабочих кадров рассчитана на основании трудоемкости монтажных работ:

$$P = \frac{T}{n_{см} \cdot t_{см} \cdot N}, \quad (27)$$

где T – трудоемкость СМР, чел/час;

$n_{см}$ – количество смен;

$t_{см}$ – средняя продолжительность смены, час;

N – продолжительность выполнения работ на расчетный период в днях (131 рабочих дня).

Для начала определим трудоемкость по формуле:

$$T = n_{раб} \cdot t,$$

где T – трудоемкость СМР, чел/час;

$n_{раб}$ – число работников, участвующих в работе;

t – продолжительность времени в часах или днях по созданию определенного количества экономического продукта.

Число работников, участвовавших по переизоляции равно 26, продолжительность работ составляет 131 день, с учетом вычета выходных дней и праздников.

Тогда трудоёмкость будет равна:

$$T = 26 \cdot 131 = 3406 \text{ чел/дней} \quad (28)$$

Или $3406 \text{ чел/дней} = 3406 \cdot 8$ (средняя продолжительность рабочего дня) = 27248 чел/часов.

Таким образом средняя численность рабочих будет равняться:

$$P = \frac{T}{n_{см} \cdot t_{см} \cdot N} = \frac{27248}{1 \cdot 8 \cdot 131} = 26 \text{ человек} \quad (29)$$

Следовательно, для переизоляции участка магистрального нефтепровода потребуется 26 рабочих кадров.

5.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при переизоляции магистрального нефтепровода представлены в таблице 6.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по прокладке магистральных трубопроводов, линий связи и линий электропередач, не включенных в другие группировки (код по ОКВЭД – 45.21.3).

Таблица 6 – Затраты на страховые взносы

Показатель	Машинист трубоукладчика	Машинист экскаватора	Машинист бульдозера	Линейный трубопроводчик 6 разряд	Линейный трубопроводчик 4 разряд	Машинист изоляционной машины	Машинист очистной машины	Мастер	Изолировщик	Водители
Количество работников	4	2	2	4	3	1	1	1	1	4
ЗП, руб.	188640	188640	172920	188640	152484	180780	180780	188640	180780	152484
ФСС (2,9%)	5470,6	5470,6	5014,7	5470,6	4422,1	5242,6	5242,6	5470,6	5242,6	4422,1
ФОМС (5,1%)	9620,6	9620,6	8818,9	9620,6	7776,7	9219,8	9219,8	9620,6	9219,8	7776,7
ПФР (22%)	41500,8	41500,8	38042,4	41500,8	33546,5	39771,6	39771,6	41500,8	39771,6	33546,5
Страхование от несчаст. случаев (тариф 0,9%)	1697,8	1697,8	1556,28	1697,8	1372,3	1627,1	1627,1	1697,7	1627,1	1372,3
Всего, руб.	58289,8	58289,8	53432,3	58289,8	47117,6	55861,1	55861,1	58289,8	55861,1	47117,6
Общая сумма, руб.	548409,4									

Таким образом, общая сумма страховых взносов при переизоляции участка магистрального нефтепровода «Александровская – Анжеро–Судженск» протяженностью 4000 м » от камер пуска–приема СОД (686 км) до «НПС Орловка» (690км) составит 548409,4 руб.

5.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно–технического мероприятия. Сумма затрат на проведение мероприятия представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Затраты на проведение мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	2719167
Затраты на материалы	4386372
Оплата труда	4596528
Страховые взносы	548409,4
Накладные расходы (20%)	2450095
Всего затрат:	14700572

Итоговые затраты на переизоляцию участка магистрального нефтепровода «Александровская – Анжеро – Судженск» протяженностью 4000 м от камер пуска–приема СОД (686 км) до «НПС Орловка» (690км) составляют 14700572 руб.

5.8 Определение ресурсоэффективности проекта

Оценка ресурсоэффективности проекта ставит своей целью определить результативность использования конкретных видов ресурсов и деятельности в целом.

При проектировании для уменьшения затрат был выбран способ изоляции нефтепровода в трассовых условиях с помощью полимерного ленточного покрытия Полилен 40–ЛИ–45.

Общая стоимость переизоляции составляет 14700572 рублей, из них 4386372 рублей – это стоимость материалов.

Средняя стоимость замены дефектного участка трубопровода диаметром 1220 мм и длиной 1 км, с использованием труб с заводской

изоляция составляет – 29 725 675 рублей, что уже больше стоимости переизоляции в трассовых условиях способом на 15025103 рублей.

Следовательно, для данного проекта переизоляция дефектного участка трубопровода с помощью полимерных ленточных материалов экономически выгодна. Экономическая эффективность составит 50,5%.

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Магистранту:

Группа	ФИО
2БМ5Е	Журба Вадиму Сергеевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТПМ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Завод по нанесению трехслойного изоляционного покрытия. Рабочая зона – территория предприятия по нанесению изоляционного покрытия на трубы для газонефтяной промышленности.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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) 	<p>Рассматриваются такие вредные факторы как:</p> <p>1. Превышение уровня шума. Вредные факторы: Расстройство центральной нервной системы, неврит слухового нерва. Предлагаемые средства защиты: Изменение направленности шума, акустические средства защиты.</p> <p>2. Превышение допустимых значений по наличию производственной пыли. Вредные факторы: пневмокониозы, аллергические болезни. Средства защиты от пыли: использование закрытых конвейеров, кожухов, автоматизация процессов.</p> <p>3. Нарушение микроклимата на производстве. Вредные факторы: гипотермия и холодовые травмы. Средства регулирования микроклимата: аэрация и защитные экраны.</p> <p>4. Нарушение освещения на производстве. Вредные факторы: проблемы адаптации, снижение видимости, усталость. Средства регулирования освещения: Светильники, антибликовые поверхности и плафоны.</p>
<p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>В этом пункте рассматриваются опасные факторы:</p> <p>1. Движущиеся машины и механизмы производственного помещения. Источники: изоляционная машина, оборудование для дробеметной очистки грунтовочная машина. Предлагаемые средства защиты: устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожухи и др.), предупреждающий знак опасности.</p> <p>2. Пожарная безопасность предприятия. Источники: адгезионные грунтовки и полимерные ленты. Первичные средства пожаротушения: система пенного пожаротушения, ручные и переносные огнетушители.</p> <p>3. Безопасность на предприятии при взрыве. Источники: лакокрасочные материалы. Способ защиты: применение оборудования на предприятии, рассчитанного на давление взрыва, специальная сигнализация.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 	<p>Оценка воздействия деятельности предприятия на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод.</p> <p>Характеристика завода по нанесению изоляции как источника образования отходов производства и потребления.</p> <p>Комплекс мер по охране окружающей среды.</p>

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Возможные ЧС: Заклинивание технологической линии, разрушение оборудования и т.д.</p> <p>При возникновении аварийных ЧС необходимо: Произвести отключение технологической линии, воспользоваться средствами защиты, оповестить экстренные службы, принять меры по ликвидации последствий аварии.</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Меры безопасности при эксплуатации труб с защитным заводским изоляционным покрытием для газонефтяной промышленности.</p> <p>Правовое регулирование трудовых отношений.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент каф. ЭБЖ	Кырмакова Ольга Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Журба Вадим Сергеевич		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Транспортировка нефти, газа и нефтепродуктов по трубопроводам является наиболее эффективным и безопасным способом их транспортировки на значительные расстояния. Этим способом доставки нефти и газа от районов их добычи к потребителям пользуются уже более 100 лет. Долговечность и безаварийность работы трубопроводов напрямую зависит от эффективности их противокоррозионной защиты. Для сведения к минимуму риска коррозионных повреждений трубопроводы защищают антикоррозионными покрытиями и дополнительно средствами электрохимзащиты (ЭХЗ).

Пассивный метод защиты от коррозии предполагает создание непроницаемого барьера между металлом трубопровода и окружающим его грунтом. Это достигается нанесением на трубу специальных защитных покрытий (битум, каменноугольный пек, полимерные ленты, эпоксидные смолы и пр).

На практике не удается добиться полной сплошности изоляционного покрытия. Различные виды покрытия имеют различную диффузионную проницаемость и поэтому обеспечивают различную изоляцию трубы от окружающей среды. В процессе строительства и эксплуатации в изоляционном покрытии возникают трещины, задиры, вмятины и другие дефекты. Наиболее опасными являются сквозные повреждения защитного покрытия, где, практически, и протекает грунтовая коррозия. В таблице 8 представлены опасные и вредные факторы производства.

Таблица 8 – Опасные и вредные факторы производства

Факторы при выполнении работ на предприятии		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
1. Превышение уровня шума. 2. Превышение допустимых значений по наличию производственной пыли. 3. Нарушение микроклимата на производстве. 4. Нарушение освещения на производстве.	1. Пожароопасность 2. Взрывоопасность	<i>СНиП 3.05.05–84</i> <i>ГОСТ Р 51164–98</i> <i>СНиП 11–4–79.</i> <i>ГОСТ 12.1.003–83</i> <i>ГОСТ 12.1.004–91</i> <i>ГОСТ 12.1.005–88</i>

6.1 Описание рабочей зоны

Рабочей зоной является территория предприятия по нанесению изоляции на трубы для нефтегазовой промышленности. Основными элементами производства являются: Изоляционные машины, оборудование для подогрева рулонной пленки, грунтовочные машины, оборудование для дробеметной очистки труб, оборудование для определение адгезионной прочности заводского покрытия труб, оборудование для охлаждения труб.

6.2 Анализ вредных выявленных факторов на производстве

Производственный шум

Появление шума при проведении заводских изоляционных работ связано с работой специальных механизированных устройств (устройство сушки труб, очистная машина, устройство грунтовки, камера сушки грунтовки, устройства изоляции и приема изолированных труб).

Воздействие шума может привести к сочетанию профессиональной тугоухости (неврит слухового нерва) с функциональными расстройствами центральной нервной, вегетативной, сердечно – сосудистой и других систем, которые могут рассматриваться как профессиональное заболевание – шумовая болезнь.

Работа по изоляции труб в помещениях связана с постоянным перемещением по рабочему цеху, контролем за проведением выполняемых работ с соблюдением правил безопасности согласно нормативным документам. Нормативным документом, регламентирующим уровни шума для различных категорий рабочих мест служебных помещений является ГОСТ 12.1.003–83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» [10].

Согласно которому уровень шума должен находиться в пределах от 70 до 80 Дб при заданных условиях работ.

Классификация трудовой деятельности и требуемые нормы по уровню шума приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Классификация трудовой деятельности

№ пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звуча (в дБА)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Работа, требующая сосредоточенности; работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами. Рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону, в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

Методы борьбы с шумом:

- 1) уменьшение шума в источнике (замена ударных процессов на безударные, своевременный ремонт, замена металлических деталей на пластмассовые);
- 2) изменение направленности шума;
- 3) рациональная планировка цехов;
- 4) акустические средства защиты.

Производственная пыль

Причиной возникновения пыли при проведении изоляционных работ может быть работа очистной машины, устройства грунтовки, в результате работ рабочей техники, осуществляющей движение внутри предприятия.

Влияние, оказываемое технологической пылью на организм работников предприятия:

- 1) специфическое (пневмокониозы, аллергические болезни);
- 2) неспецифическое (хронические заболевания органов дыхания, заболевания глаз и кожи) пылевые поражения.

Среди специфических профессиональных пылевых заболеваний большое место занимают пневмокониозы – болезни легких, в основе которых лежит развитие склеротических и связанных с ними других изменений, обусловленных отложением различного рода пыли и последующим ее взаимодействием с легочной тканью. Нормативным документом, регулирующим ПДК пыли является санитарные нормы проектирования промышленных предприятий СН 245 – 71.[36]

Учитывая значительную агрессивность кварцевой пыли, Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий (СН 245–71) устанавливают следующие предельно допустимые концентрации пыли в воздухе рабочих помещений: при содержании в пыли более 70% свободной двуокиси кремния – 1 мг/м^3 , при содержании ее от 10 до 70% – 2 мг/м^3 и при содержании меньше 10% – в пределах 3–4 мг/м^3 .

Методы и средства защиты от пыли:

- 1) внедрение непрерывных технологий с закрытым циклом (использование закрытых конвейеров, кожухов);
- 2) автоматизация и дистанционное управление технологическими процессами (особенно при погрузо-разгрузочных и фасовочных операциях);
- 3) замена порошкообразных продуктов брикетами, пастами, суспензиями, растворами;
- 4) применение общей и местной вытяжной вентиляции помещений и рабочих мест;
- 5) применение индивидуальных средств защиты (очков, противогазов, респираторов, спецодежды, обуви, мазей).

Микроклимат производственных помещений

Основными параметрами формирующими микроклимат на предприятии по нанесению защитного изоляционного покрытия на трубы для нефтегазовой промышленности считаются: влажность воздуха в рабочем цеху, температура воздуха в рабочей зоне и температура воздуха в местах общего значения предприятия, скорость движения воздуха внутри предприятия.

Микроклимат производственных помещений, в основном, влияет на тепловое состояние организма человека и его теплообмен с окружающей средой.

Снижение температуры при всех других одинаковых условиях приводит к росту теплоотдачи путем конвекции и излучения и может привести к переохлаждению организма.

При высокой температуре практически все тепло, которое выделяется, отдается в окружающую среду испарением пота. Если микроклимат характеризуется не только высокой температурой, но и значительной влажностью воздуха, то пот не испаряется, а стекает каплями с поверхности кожи.

Недостаточная влажность приводит к интенсивному испарению влаги со слизистых оболочек, их пересыханию и эрозии, загрязнению болезнетворными микробами. Вода и соли, выделяемые из организма потом, должны замещаться, поскольку их потеря приводит к сгущиванию крови и нарушению деятельности сердечно–сосудистой системы.

Повышение скорости движения воздуха способствует усилению процесса теплоотдачи конвекцией и испарением пота. Длительное влияние высокой температуры в сочетании со значительной влажностью может привести к накоплению тепла в организме и к гипертермии состоянию, при котором температура тела повышается до 40 °С.

При низкой температуре, значительной скорости и влажности воздуха возникает переохлаждение организма (гипотермия). Вследствие воздействия низких температур могут возникнуть холодовые травмы. Параметры микроклимата оказывают также существенное влияние на производительность труда и на травматизм.

Нормы производственного микроклимата на заводе по нанесению изоляционного покрытия установлены системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.1.005–88 "Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны" и СанПиН 2.24.548–96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений". [11]

Категории выполняемых работ разграничиваются на основе интенсивности энерготрат организма в ккал/ч (Вт). Работа на заводе по нанесению заводской изоляции труб относится к категории Па: работы с интенсивностью энерготрат 151 – 200 ккал/ч (175 – 232 Вт), связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения (ряд профессий в механосборочных цехах машиностроительных предприятий, в прядильно–ткацком производстве и т.п.).

Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений завода по нанесению изоляционного покрытия приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Оптимальные величины показателей микроклимата

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Па	19 – 21	60 – 40	0,2
Теплый	Па	20 – 22	60 – 40	0,2

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Допустимые величины показателей микроклимата

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Па	17 – 23	15 – 75	0,1 – 0,3
Теплый	Па	18 – 27	15 – 75	0,1 – 0,4

Мероприятия по устранению вредного воздействия микроклимата.

К мероприятиям по улучшению производственного микроклимата относят:

- 1) в производственных помещениях, где источники конвекционной лучистой теплоты значительны, одной из важных мер по нормализации метеорологических условий является естественная вентиляция – аэрация, а также механическая вентиляция с обязательным использованием местных воздушных душей. Для отдыха рабочих в горячих цехах используют специальные кабины или комнаты с радиационным охлаждением;
- 2) совершенствование технологического процесса и механизацию тяжелых работ;
- 3) защиту от источников теплового облучения (защитные экраны) при нагревающем микроклимате;
- 4) устранение больших холодных поверхностей, утепление дверей, окон, оборудование тепловой воздушной завесы и установку тепловых пушек при охлаждающем микроклимате;

- 5) рационализацию режима труда и отдыха (введение регламентированных перерывов, оборудование комнаты отдыха);
- б) применение средств индивидуальной защиты.

Производственное освещение

Источники освещения на предприятии по нанесению изоляции.

Оценка параметров световой среды в соответствии с Руководством Р 2.2.2006–05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» проводится по естественному и искусственному освещению. Естественное освещение

помещений предприятия светом неба (прямым или отраженным), проникающим через световые проемы в наружных ограждающих конструкциях. Искусственное освещения предприятия (общее или комбинированное) исходят от светотехнических приборов (освещение в рабочем цеху на местах работников, освещение на складских и подсобных помещениях, заводское освещения оборудования).

Воздействие фактора на организм работника.

Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата (определяет зрительную работоспособность), на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов. Световая среда, помимо обеспечения зрительного восприятия, воздействует на нервную оптико–вегетативную систему, систему формирования иммунной защиты, рост и развитие организма и влияет на многие основные процессы жизнедеятельности, регулируя обмен веществ и устойчивость к воздействию неблагоприятных факторов окружающей среды. Неравномерное освещение может создавать проблемы адаптации, снижать видимость. Работая при освещении плохого качества или низких уровней, люди могут ощущать усталость глаз и переутомление, что приводит к снижению работоспособности. В ряде

случаев это может привести к головным болям. Причинами во многих случаях являются слишком низкие уровни освещенности, слепящее действие источников света и соотношение яркостей. Головные боли также могут быть вызваны пульсацией освещенности. От освещения на предприятии в значительной степени зависят безопасность на производстве и качество выпускаемой продукции.

Требования к освещению основных производственных и административных помещений представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Требования к освещению основных производственных и административных помещений

Нормативный документ по освещенности	Характеристика выполняемой работы	Разряд и подразряд зрительной работы	Освещенность рабочей поверхности, ЛК	Коэффициент пульсации. %, не более
СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение», таблица 1	Очень высокой точности (при работе на станках обязательно комбинированное освещение (всего/ в том числе от общего)	Пг	750/200	10

Мероприятия по устранению вредного воздействия световой среды на заводе по нанесению изоляции:

- 1) отсутствие или недостаточность естественного света – перевести рабочее место в другое помещение, имеющее оконные проемы; ограничить пребывание работника в помещении с недостаточным естественным освещением; ввести регламентированные перерывы в работе, гарантирующие нахождение определенное количество времени при естественном освещении;
- 2) недостаточная освещенность – использовать переносные светильники в зоне обслуживания оборудования, оборудовать

рабочее место местным освещением. Оборудовать станки местным освещением либо расположить светильники общего освещения локально над станками. Оборудовать дополнительные светильники общего освещения. Изменить систему подвеса светильников общего освещения с боковой на потолочную. Изменить систему подвеса светильников местного освещения с боковой на консольную;

- 3) повышенная пульсация освещенности – включить соседние лампы в разные фазы питающего напряжения; включить лампы в сеть с электронными пускорегулирующими аппаратами (ПРА);
- 4) яркость и неравномерность ее распределения – оборудовать рабочий стол светорассеивающим покрытием светлых тонов (светло–серый и т.д.);
- 5) прямая блескость – использовать светильники, перекрытые рассеивателями, плафонами, колпаками из молочного стекла и соблюдать высоту подвеса светильников;
- 6) отраженная блескость – применять антибликовые покрытия и специальные защитные антибликовые фильтры; использовать матовые покрытия (окраску) рабочих поверхностей и поверхностей оборудования.

6.3 Анализ опасных выявленных факторов на производстве

Пожарная безопасность предприятия

Возможные причины возникновения пожаров на предприятиях по нанесению изоляции на трубы:

- 1) нарушения, допущенные при проектировании и строительстве предприятия;
- 2) нарушение правил пожарной безопасности работниками предприятий, неосторожное обращение с огнём;
- 3) нарушение правил пожарной безопасности при проведении огневых работ;

- 4) нарушение правил безопасности при эксплуатации оборудования и установок;
- 5) эксплуатация неисправного оборудования;
- 6) отсутствие устройств защитного отключения на переносных электроприборах;
- 7) короткое замыкание.

Пожароопасные факторы могут являться причинами возникновения внештатных ситуаций на предприятии, чрезвычайных происшествий с нанесением ущерба здоровью сотрудников предприятия и состоянию самого предприятия.

Обеспечение пожарной безопасности на предприятиях и в организациях возлагается на их руководителей. Начальники цехов, участков, заведующие складами, мастерскими и другие должностные лица обязаны соблюдать на вверенных им участках работы соответствующий противопожарный режим, обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию имеющихся средств пожаротушения, связи и сигнализации.

Меры по предупреждению возникновения пожара и способы повышения устойчивости объекта к данной чрезвычайной ситуации:

- 1) соблюдение правил техники безопасности на пожаро-взрывоопасных производствах;
- 2) наличие приказа на предприятии о соблюдении соответствующего противопожарного режима;
- 3) обеспечение передвижной техники в зоне проведения работ искрогасителями заводского изготовления;
- 4) обеспечения предприятия запасными выходами и зонами эвакуации;
- 5) оснащение производственных и бытовых помещений автоматическими системами сигнализации (наличие газов, дыма, огня), вентиляции и тушения;

- б) Обеспечения предприятия средствами пожаротушения: огнетушителями, лопатами, ведрами.

Пожарная безопасность обеспечивается –

- 1) системой предотвращения пожара;
- 2) системой противопожарной защиты;
- 3) организационно–технические мероприятия.

Нормативные документы регулирующие пожарную безопасность на предприятии по нанесению заводской изоляции ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. «Пожарная безопасность. Общие требования», «СНиП 21–01–97. Пожарная безопасность зданий и сооружений» и СНиП II–2–80 «Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений».[12]

Согласно классификация помещений по пожаровзрывоопасности, в соответствии со СНиП II–2–80 «Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений» . Предприятие по нанесению заводской изоляции относится к категории «Г».Г – производства, в которых используются негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, а также твердые вещества, жидкости или газы, которые сжигаются в качестве топлива.[37]

Механические опасности на предприятии

Источниками движущихся частей являются транспортные устройства.

Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009–99 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.[13]

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003–91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности,

должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.[14]

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса.

Для этого проводят следующие мероприятия:

- 1) устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и др.);
- 2) крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов;
- 3) на наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026–2015; [15]
- 4) устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков;
- 5) применяется торможение электрооборудования аварийным отключением;
- 6) при установке труб и снятии применяются автоматические устройства;
- 7) контроль качества происходит на выключенном оборудовании.

Охрана окружающей среды

Экологическая характеристика предприятия предполагает оценку прогрессивности технологии, полноту использования сырья и топлива, применяемые схемы очистки сточных вод и аэровыбросов, характеристику потоков отходящих потоков воды и газа, отчуждаемой территории, общую экономическую оценку ущерба, наносимого предприятием окружающей среде и детализацию этой оценки по видам продукции и технологическим переделам.

В таблице 13 представлены объекты окружающей среды, а также воздействие на эти объекты со стороны предприятия по нанесению заводской

изоляции труб, а также методы предотвращения данных негативных воздействий и способы борьбы с ними.

Таблица 13 – Объекты окружающей среды и воздействия на них со стороны предприятия.

Объекты окружающей среды	Способы воздействия на окружающую среду со стороны предприятия по нанесению заводской изоляции	Способы предотвращения негативных воздействий на окружающую среду
1. Атмосфера	1. Выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ и иных веществ 2. Сжигание природного топлива, в результате использования рабочей техники и как следствие выброс большого количества углекислого газа в атмосферу 3. Не полное удаление отходов производства имеющих в своем составе вредные газы и примеси	1. замена источников энергии на безвредные, изменение технологии производства 2. Использование альтернативной техники, переход на полностью автоматизированное производство 3. Использование отстойников, замена сырья на экологически чистое
2. Водные ресурсы	1. Сбросы загрязняющих веществ, иных веществ и микроорганизмов в поверхностные водные объекты, подземные водные объекты и на водосборные площади	1. Переход на безотходное производство, использование систем очистки коммуникационных сточных вод, применение фильтрующих колодцев
3. Земельные ресурсы	1. Загрязнение недр, почв 2. Размещение отходов производства и потребления 3. Изменение почвенного состава в результате возможного строительства (расширения предприятия)	1. Контроль за производственными операциями по удалению отходов производства, воспроизводство плодородного почвенного слоя, плановая уборка территорий предприятия. 2. Рациональное уничтожение или захоронение отходов производства 3. Использование экологических методов защиты (спец. Бактерии, почвенные добавки)

Действующее предприятие оказывает воздействие на все компоненты окружающей среды – на атмосферу, территорию, поверхностные и

подземные воды. На вышепоименованные компоненты окружающей среды оказывают влияние:

- 1) масса и виды выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ;
- 2) количество сбрасываемых сточных вод, их состав, степень очистки, условия сброса в водные объекты и параметры разбавления сточных вод;
- 3) степень загрязнения поверхности земель;
- 4) наименование и количество отходов, способы их удаления, складирования или утилизации.

В процессе эксплуатации любой объект потребляет определенное количество чистой воды, а также сбрасывает очищенные или неочищенные сточные воды в окружающую среду, что приводит к загрязнению поверхностных вод. В общем случае, источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые сточные воды; поверхностный сток с промплощадок; фильтрационные утечки вредных веществ из емкостей, трубопроводов и других сооружений; аварийные сбросы и проливы сточных вод на сооружениях и промышленных объектах; осадки, выпадающие на поверхность водных объектов и содержащие пыль и загрязняющие вещества от промышленных выбросов. При эксплуатации хозяйственных и других объектов запрещается:

- 1) осуществлять сброс в водные объекты неочищенных и необезвреженных в соответствии с установленными нормативами сточных вод;
- 2) производить забор воды из водных объектов, существенно влияющий на их состояние;
- 3) осуществлять сброс сточных вод, содержащих вещества, для которых не установлены предельно допустимые концентрации, или содержащих возбудителей инфекционных заболеваний.

При эксплуатации промышленных объектов особую актуальность приобретают вопросы удаления и складирования, а в дальнейшем утилизации и захоронения отходов производства. Промышленные отходы требуют для складирования не только значительных площадей, но и загрязняют вредными веществами, пылью, газообразными выделениями атмосферу, территорию, поверхностные и подземные воды.

Безопасность предприятия при взрыве

Взрывы происходят по разным причинам, чаще всего при утечке газа или из-за пренебрежения техники безопасности.

Наибольшим разрушениям от взрывов подвергаются здания и сооружения больших размеров с лёгкими несущими конструкциями, значительно возвышающиеся над поверхностью земли. Подземные и заглубленные в грунт сооружения с жёсткими конструкциями обладают значительной сопротивляемостью разрушению.

При взрыве на предприятии возможны повреждения внутренних органов, разрыв кровеносных сосудов, барабанных перепонки, сотрясение мозга, переломы и травмы. Кроме того, ударная волна может отбросить человека на значительное расстояние и причинить ему при ударе о землю (или препятствие) различные повреждения. Наиболее тяжёлые повреждения получают люди, находящиеся в положении стоя и вне укрытий. Кроме самой ударной волны человеку могут быть нанесены травмы летящими во все стороны осколками.

Меры по предупреждению возникновения пожара на предприятии и способы повышения устойчивости объекта к данной чрезвычайной ситуации:

- 1) применение оборудования на предприятии, рассчитанного на давление взрыва;
- 2) применение огнепреградителей, инертных или паровых завес;

- 3) чтобы исключить взрыв пылевоздушных смесей не допускать значительное скопление пыли на предприятии благодаря правильному расчету и монтажу вентиляционных установок;
- 4) использование систем для вывода из предаварийного состояния потенциально опасных технологических процессов при нарушении регламентных параметров (температуры, давления, состава, скорости);
- 5) использование специальной сигнализации и оповещения об аварийных ситуациях производственного процесса;
- 6) соблюдение правил техники безопасности на пожаро-взрывоопасных производствах.

Нормативным документом регламентирующим безопасность при взрыве на предприятии является ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.[16]

Для того чтобы обеспечить безопасность от пожаров и взрывов на предприятии сотрудникам предприятия необходимо использовать средства индивидуальной защиты (противогазы, респираторы) также они обязаны регулярно проходить инструктаж и быть ознакомлены с техникой пожарной безопасности на предприятии.

6.4 Правовые и организационные вопросы безопасности

Способ работы на предприятии по нанесению заводской изоляции— работа по смене. Средний возраст сотрудников составляет от 18 лет (разнорабочие) до 55(высококвалифицированные сотрудники с большим опытом работы).Продолжительность работы персонала в одну смену составляет 8 часов. Количество работающего персонала в смену составляет порядка 120 человек. Способ оплаты труда – по часовым тарифным ставкам. Классификация условий труда на заводе по нанесению изоляционного покрытия относится ко 2 классу(допустимые условия труда).То есть условия труда, при которых на работника воздействуют вредные и (или) опасные

производственные факторы, уровни воздействия которых не превышают уровни, установленные нормативами (гигиеническими нормативами) условий труда, а измененное функциональное состояние организма работника восстанавливается во время регламентированного отдыха или к началу следующего рабочего дня (смены).

Каждый работник предприятия должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты:

- 1) спец.одежда;
- 2) защитные очки;
- 3) защитная маска и перчатки.

Сотрудники предприятия обязаны проходить плановый инструктаж по технике безопасности на предприятии и быть ознакомлены с нормативно-трудовой базой, а также нормативными документами регулирующими деятельность данного предприятия. Работники предприятия обязаны иметь квалификацию, соответствующую виду выполняемых работ.

Основными нормативными документами предприятия являются:

- 1) ГОСТ Р 50995.3.1–96 «Технологическое обеспечение создания продукции. Технологическая подготовка производства».[17]
- 2) ГОСТ Р 51164–98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».[7]
- 3) ГОСТ 9.015–74 «Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования».[9]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Большая часть нефтегазового сектора была построена в 1950–х годах и была спроектирована в соответствии с более низкими стандартами, чем в настоящее время предписано. Некоторые объекты работают далеко за пределами их предполагаемого срока службы, а другие пострадали в результате аварий или из – за отсутствия программ активного обслуживания и ремонта, что на данный момент подтверждает актуальность их предстоящего анализа, и как следствие ремонта, отбраковки или замены на новые, более износостойкие и производительные.

Коррозия нефтегазопроводов не только снижает эксплуатационный срок службы трубопроводов, но и может являться основной причиной аварий и инцидентов на производстве. Поэтому исследование механизма коррозии и модернизация технологий защиты имеет решающее значение. В данной работе был исследован механизм коррозии, рассмотрены основные виды и причины возникновения коррозии. Представлены современные способы защиты нефтегазопроводов от коррозии, с учетом преимуществ и недостатков каждого из них.

Можно сделать вывод, что в России на сегодняшний день наибольшей популярностью пользуется заводское полиэтиленовое и полипропиленовое изоляционное покрытие труб. Это объясняется их высокими показателями качества и надежности, широким диапазоном применения и долговечностью.

За рубежом широкое применение нашли защитные инновационные покрытия, типа TSA.

В работе также был произведен гидравлический расчет для определения рабочих параметров участка магистрального нефтепровода «Александровская – Анжеро–Судженск» протяженностью 4 км от камер пуска–приема СОД (686 км) до «НПС Орловка» (690км). Был обоснован и выполнен экономический расчет по переизоляции данного участка магистрального нефтепровода, который показал что проведение данных работ имеет экономическую эффективность 50,5% по сравнению с прокладкой нового трубопровода и использованием новых труб с заводской

изоляции. Общая стоимость работ по переизоляции составляет 14700572 рублей, из них 4386372 рублей – это стоимость материалов.

Также в работе был произведен расчет скорости коррозии и прогнозирование инспекции изоляции трубопровода с помощью программного обеспечения Risk Based Inspection

В результате было определено, что скорость коррозии на данном участке магистрального нефтепровода равна 0,198437 мм/в год, остаточный срок службы изоляционного покрытия составил 5,5 лет, а ближайшую инспекцию данного участка нефтепровода необходимо произвести 4 февраля 2018 года.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абакачева Е. М., Сафронов Е.Ф. Исследование защитных антикоррозионных покрытий магистральных трубопроводов безконтактным методом (Общие и комплексные проблемы естественных и точных наук) [Электронный ресурс]: Научная электронная библиотека "Киберленинка" //Журнал: Башкирский химический журнал/ Выпуск № 4 / том 16 / 2009 URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-zaschitnyh-antikorroziynyh-pokrytiy-magistralnyh-truboprovodov-bezkontaktnym-metodom#ixzz4W2Ls6UWQ>

Дата обращения: 15.01.2017 г.

2. ВСН 2–106–78 Миннефтегазстрой Инструкция по проектированию и расчету электрохимической защиты магистральных газопроводов и промышленных объектов.

3. ВСН 008–88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция.

4. Галиуллин М.М., Баязитов М.И., Репин В.В., Хафизов Ф.М. Использование интегральных пенопластов для повышения эффективности изоляции трубопроводов [Электронный ресурс]: Электронный научный журнал: Нефтегазовое дело/Выпуск №3 / 2015

Дата обращения: 15.01.2017 г.

5. Голдобина Л. А. , П.С.Орлов Анализ причин коррозионных разрушений подземных трубопроводов (Геоэкология и безопасность жизнедеятельности) [Электронный ресурс]: Научная электронная библиотека "Киберленинка" //Журнал: Записки Горного института /Выпуск: том 219/2016

6. ГОСТ Р 51164–98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

7. ГОСТ Р 52568–2006 Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия.

8. ГОСТ 9.602–2005 Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

9. ГОСТ 9.015–74 Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования.
10. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
11. ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ. Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
12. ГОСТ 12.1.004–91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования.
13. ГОСТ 12.2.009–99 «Станки металлообрабатывающие. Общие требования безопасности».
14. ГОСТ 12.2.003–91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
15. ГОСТ 12.4.026–2015 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
16. ГОСТ 12.1.010–76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования.
17. ГОСТ Р 50995.3.1–96 Технологическое обеспечение создания продукции. Технологическая подготовка производства
18. Зорин Е.Е., Волченко Д.И., Зорин Н.Е. Особенности коррозионно–механического разрушения газонефтепроводов (Общие и комплексные проблемы естественных и точных наук) [Электронный ресурс]: Научная электронная библиотека "Киберленинка" // Журнал: Известия Московского государственного технического университета МАМИ / Выпуск № 1 (15) / том 4 / 2013
- Дата обращения: 15.01.2017 г.
19. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
20. Кравцов В.В., Старочкин А.В., Блинов И.Г., Лакман И.А. Математическая модель для оценки площади повреждения изоляции

подземного трубопровода[Электронный ресурс]:Электронный научный журнал: Нефтегазовое дело/Выпуск №3 / 2013

URL:http://ogbus.ru/authors/KravtsovVV/KravtsovVV_1.pdf

21. Кривцов О.Н., Карнаухов Н.Ф. Аппаратно–программный комплекс управления противокоррозионной защитой магистрального трубопровода (Машиностроение)[Электронный ресурс]:Научная электронная библиотека "Киберленинка" //Журнал: Вестник Донского государственного технического университета/Выпуск:№6/том 10/2010

Дата обращения: 15.01.2017 г.

22. Кузнецов М. В. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров/ М. В. Кузнецов, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов и др.– М.: Недра, 1992.– 238с

23. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.в., Быков Л.И. Защита от коррозии. Т. 1. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2004. – 806 с.

24. Нефтегазовое строительство / Под ред. И.И. Мазура, В.Д. Шапиро. М.: Недра, 2005. – 790 с.

25. ОТТ 04.00–27.22.00–КТН–005–1–03 Технические требования на заводское полиэтиленовое покрытие труб.

26. ОТТ–04.00–27.22.00–КТН–004–1–03 Технические требования на заводское эпоксидное покрытие труб.

27. ОТТ–04.00–45.21.30–КТН–002–1–03 Требования к покрытиям сварных стыков трубопроводов на основе термоусаживающихся полимерных лент.

28. ОТТ–04.00–27.22.00–КТН–003–1–03 Технические требования на заводское полипропиленовое покрытие труб

29. РД 39Р–00147105–025–02 Методика определения остаточного ресурса изоляционных покрытий подземных трубопроводов

30. РД 39–00147105–015–98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов

31. Р 2.2.2006–05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
32. Рудаченко А.В. Эксплуатационная надежность трубопроводных систем: учебное пособие – Томск: Изд–во: Изд–во Томского политехнического университета, 2008.–118 с.
33. СНиП 2.05.06–85* Магистральные трубопроводы.
34. СНиП 2.03.11–85* Защита строительных конструкций от коррозии.
35. СанПиН 2.24.548–96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений".
36. СН 245–71 «Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий»
37. СНиП II–2–80 Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений
38. ТУ 1390–001–86695843–08. Трубы стальные диаметром 57–1420 с наружным двухслойным и трехслойным полиэтиленовым покрытием.
39. ТУ 1394–010–17213088–03. Трубы стальные диаметром 57–1420 с наружным покрытием на основе экструдированного полипропилена для строительства магистральных нефтепроводов.
40. ТУ 1390–014–86695843–2011. Трубы и детали трубопроводов стальные с наружным двухслойным эпоксидным антикоррозийным покрытием
41. ТУ 1390–014–05111644–98. Трубы диаметром 57–530 мм с наружным комбинированным ленточно–полиэтиленовым покрытием.
42. ТУ 1390–020–35349408–2016 Трубы стальные с наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием
43. Хижняков В.И., Кудашкин Ю.А., Жилин А.В. Коррозионное растрескивание напряженно–деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа (Коррозия и защита от коррозии)[Электронный ресурс]: Научная электронная библиотека "Киберленинка" //Журнал:

Известия Томского политехнического университета /Выпуск № 3 / том 319 / 2011/ Дата обращения: 15.01.2017 г.

44. A.W. Peabody, Control of Pipeline Corrosion, 2nd ed., R.L. Bianchetti, Ed., NACE International, 2001 12. B.J. Little, P.A. Wagner, and F. Mansfeld, Microbiologically Influenced Corrosion, Corrosion Testing Made Easy, B.C. Syrett, Ed., NACE International, 1997

45. M. Yunovich and N.G. Thompson, AC Corrosion: Corrosion Rates and Mitigation Requirements, Paper 04206, Corrosion 2004, NACE International, 2004 . NACE RP0102–2002, In–line inspection of pipelines.

46. NACE Publication 35103, External stress corrosion cracking of underground pipelines.

47. NACE RP0204–2004, Stress corrosion cracking (SCC) direct assessment methodology.

48. NACE RP0402–2002, Field–applied fusion–bonded epoxy (FBE) pipe coating systems for girth weld joints: Application, performance, and quality control.

49. NACE RP0502–2002, Standard recommended practice: Pipeline external corrosion direct assessment methodology.

Приложение А

Заводская изоляция труб
Plant manufactured pipe insulation

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Журба Вадим Сергеевич		

Консультант кафедры

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф.ТПМ	Лунёв Алексей Геннадьевич	к.т.н.		

Консультант – лингвист кафедры ИЯПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф. ИЯПР	Баранова Анастасия Викторовна	старший преподаватель		

2 PLANT-MANUFACTURED PIPE INSULATION

Nowadays, there are some basic types of plant-manufactured pipe coating:

- 1) epoxy coating;
- 2) a polyethylene coating;
- 3) polypropylene coating;
- 4) combined ribbon-polyethylene coating.

Each type of insulation coating meets modern technical requirements and provides long-term, reliable protection of pipelines against corrosion. [15]

Each country has its own preferences in choosing this or that type of insulation coating. It depends on climatic conditions, operating modes, required design capacity and technological scheme of each individual pipeline. In England and America, the most popular insulation is epoxy coatings. Russia and Japan, more often use coating made of extruded polyethylene. [14]

Polypropylene coatings are used to insulate offshore pipelines or particular sections of pipelines at which the increased operating temperature ranges from plus 80 to plus 110 ° C.

For pipes of small and medium-sized diameters, the combined ribbon-polyethylene coatings are predominantly used. Figure 5 shows a plant producing insulation coating.



Figure 5 – Coating Plant

2.1 Polyethylene coating

Extruded polyethylene coating is widely used in Russian trunk lines and field pipelines construction.

There are four versions of polyethylene insulation designs:

1) polyethylene coating applied on the bitumen mastic sublayer. (GOST R 51164–98, design No. 6); [7]

2) polyethylene coating applied on the adhesive polymeric sublayer (GOST R 51164–98, design No. 7); [7]

3) double-layer polyethylene coating, applied on adhesive sublayer based on hot-melt polymeric compound and an outer polyethylene layer (GOST R 51164–98, design No. 2 in the first case, and GOST R 52568–2006, Construction No. 2 in the second case); [8]

4) three-layer polyethylene coating, which includes an epoxy primer, an adhesive polymer sublayer and an outer polyethylene layer (GOST R 51164–98, design No. 1 in the first case, and GOST R 52568–2006, design No. 1–3 in the second case). [8]

The first two versions of coatings are used only for the protective insulation of small (57 mm) and medium (530 mm inclusive) pipes. The same operating temperature for such insulation coatings should not exceed + 40 ° C. These types of insulation are used in low pressure (inter-settlement) gas pipelines or field pipelines.

Combined mastic-polyethylene and tape-polyethylene coatings can be applied on stationary pipe-insulating bases. The technology of coating is carried out according to a simplified scheme, in which there is no pipe preheating and abrasive cleaning. Such scheme allows significantly reducing the cost of insulation.

According to the scheme, the basic operations are the same: brush cleaning, priming the surface of pipes, applying a mastic or tape sub-layer, as well as the final outer extruded polyethylene layer.

To ensure good adhesion to polyethylene and the resistance of the coating at low temperatures when applying a mastic sublayer, bitumen mastics should be used.

To meet the requirements for mechanical resistance (punching, impact) of the insulation coating during transportation or long-term storage, the thickness of extruded polyethylene pipe shell should be 2.0–2.5 mm.

Polyethylene tapes with a nominal thickness of 0.45 mm are used as a sublayer, for example: NK PEL, Polylen, Poliken, etc.)

Depending on the operating conditions, different insulation designs are used: reinforced type (Y) with coating thickness from 2.0 mm; very strong type (VU), with coating thickness from 2.5 mm; highly reinforced type of pipe insulation consists of two or three layers for the pipes used in corrosive environments.

Two-layer plant manufactured polyethylene coating is used mainly for pipelines laid underground, with the temperature ranging from minus 20 to plus 60 ° C. Adhesion to steel with a two-layer polyethylene coating is from 100 to 150 N / cm.

All plant-manufactured coatings based on polyethylene must comply with the requirements of GOST R 51164–98 "Pipeline steel trunking", as well as "general requirements for corrosion protection" and "specifications for pipes with an external polyethylene coating". The design of the double-layer coating based on polyethylene is shown in Figure 6. [7]

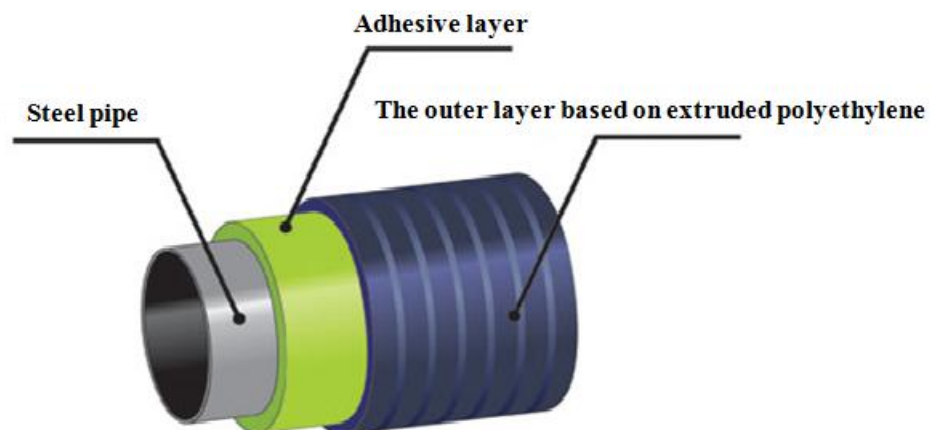


Figure 6 – Double-layer design of insulation based on polyethylene

About twenty Russian enterprises offer services for applying the double-layer insulation. The coating technology is quite simple and consists of the following stages:

- 1) primary heating of the pipe surface;
- 2) abrasive pipe cleaning that can be both shot blasting and shot blasting;
- 3) reheating to temperatures from plus 180 to plus 200 ° C;
- 4) application of melts of adhesive and polyethylene. It is carried out by means of annular or lateral "plane-slit" extrusion;
- 5) rolling of the insulating coating applied to the surface of the pipe with special rollers;
- 6) pipe cooling.

In order to improve the quality of the double-layer insulation coating under certain temperature conditions, a cleaned pipe surface is passivated with the chromate composition.

With a two-layer polyethylene coating, the most widely used materials are those based on sevylene, and high-density polyethylene.

The following Russian companies provide materials for double-layer insulation: Antikor Polymer LLC, Kotelniki, Polymer-Compound CJSC, Tomsk, Dita-Plast LLC, Selyatino. Imported suppliers: "Trisolen 190" supplies "Leuna Eurokommerz" (Germany).

The requirements for polyethylene coatings are provided in:

- 1) general technical requirements of OTT-04.00-27.22.00-KTN-005-1-03. These requirements were developed by OAO VNIIST commissioned by OAO AK Transneft. According to these requirements, double-layer insulating polyethylene coatings should be used only for insulation of pipes with a diameter of not more than 820 mm inclusive. Two-layer type of coating is a protective coating of reinforced type of normal execution; [18]
- 2) TU 1390-020-35349408-2016 Steel pipes with external anticorrosive polyethylene coating.

The technical specification is coordinated with the maximum permissible concentration limit of PJSC Gazprom. The maximum permissible diameter of pipes with a two-layer polyethylene coating is 530 mm. [41]

Two-layer coating of pipes should have the following design:

- 1) an adhesive layer based on a thermally stabilized hot melt polyolefin composition of not less than 250 μm in thickness;
- 2) an outer layer based on a thermo- and light stabilized polyethylene composition, the thickness of which should be sufficient to obtain a coating of a total thickness in accordance with the requirements.

The temperature limitations to the two-layered polyethylene coatings are due to the fact that the adhesive undercoat softens at temperatures above plus 50 °C, which leads to a decrease in the adhesion of the coating to the steel to values from 10 to 30 N / cm. High operating temperatures also reduces the ability of the protective coating to resist cathodic peeling.

Three-layer insulation.

For the first time, the design of the three-layer polyethylene coating was developed and patented by the specialists of BASF and Mannesmann (Germany) in the early 1980s.

Plant manufactured three-layer polyethylene coating is the most effective and cost efficient outer protective coating of pipes. This type of coating has been widely used on the main oil and gas pipelines, pipeline communications, product pipelines, and network laying in saturated ground and wetlands. A characteristic feature of this type of coating is that proper application and maintenance ensure a 50 – year service life of the pipe, besides, the operating temperature can reach up to plus 60 °C. A three-layer insulation differs from a two-layer one by additional layer, which is epoxy primer.

Both liquid epoxy paints and powder epoxy paints can be used as the priming element. When using powder epoxy paints, the primer layer thickness is from 100 to 200 μm . When using liquid epoxy paints, the thickness of the primer layer is from 50 to 60 μm . The epoxy primer significantly increases the adhesion of

the polyethylene coating to the steel and increases the resistance to cathodic peeling, which allows using this type of coating together with the Electro Chemical Protection (ECP) of the pipelines. [18]

The adhesive intermediate layer between the extruded polyethylene outer layer and the primer layer is based on the epoxy primer fulfills the "binding" function and increases the adhesion between these coatings. The outer polyethylene layer is characterized by low water permeability and has high mechanical and impact strength.

The design of the three-layer coating based on polyethylene is shown in Figure 7.

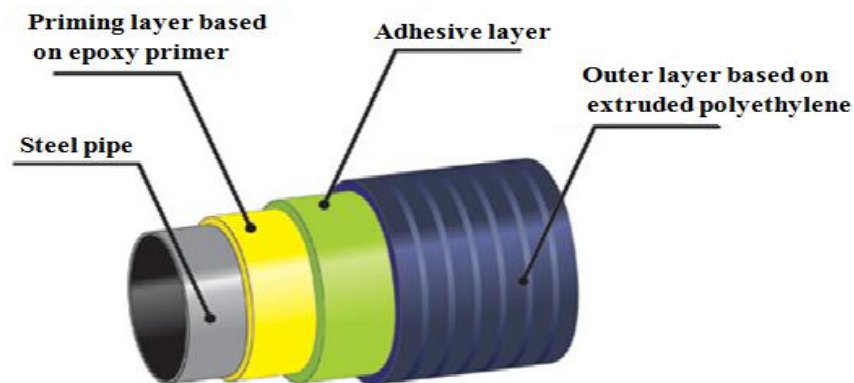


Figure 7 – Three-layer insulation on the basis of polyethylene

The adhesion of the polyethylene coating is at least 35 N / cm, the dielectric parameters are more than 5 kV.

The application of three-layer insulation is done by lateral extrusion.

Providing the necessary adhesion properties of the insulation coating is also facilitated by shot blasting cleaning of the pipe surface and intermediate adhesive layer. The thickness of the layer is from 300 to 400 mcm.

The final stage is the application of an outer protective coating in the form of thermoset stabilized polyethylene.

Extruded polyethylene as a protective coating has the following advantages:

- 1) it is environmentally friendly;

- 2) it increases the operational period of the pipeline without maintenance and repairs;
- 3) it increased strength characteristics;
- 4) it is not affected by ambient temperature, etc.

The basic documents regulating the requirements for plant manufactured polyethylene three-layer coatings are –

- 1) GOST 9.602–2005 "Underground structures. General requirements for corrosion protection "; [9]
- 2) GOST 51164–98 "Main pipeline gas trunklines. General requirements for corrosion protection". [7]

The scheme for applying a three-layer polyethylene coating is shown in Figure 8.

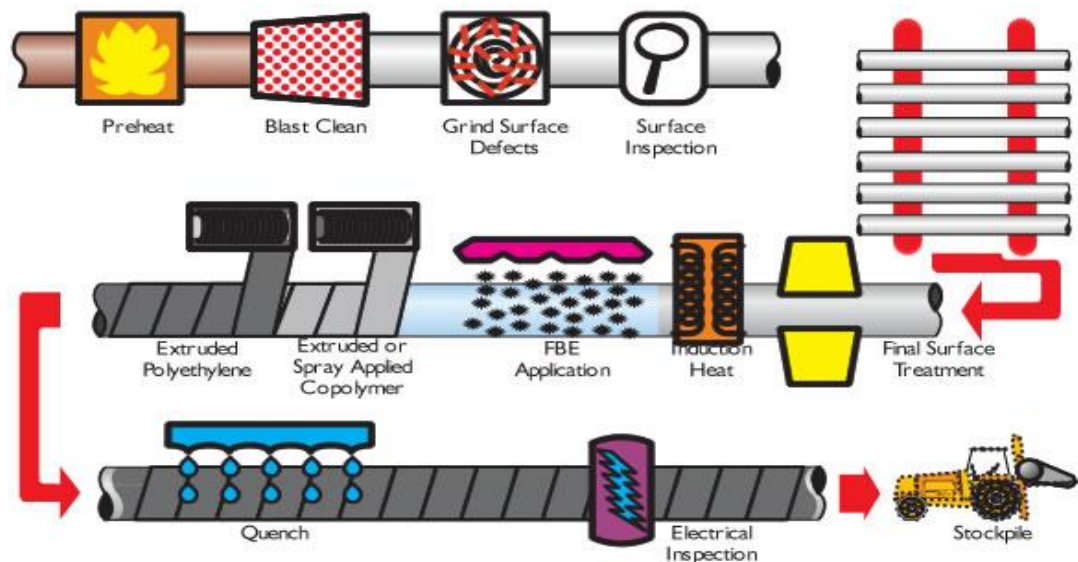


Figure 8 – Three-layer polyethylene coating application scheme

One of the most important qualities of a three-layer polyethylene coating is high heat resistance. The use of both epoxy primer and adhesive compositions has allowed increasing the temperature range of polyethylene coatings from the maximum plus 60 to plus 80 ° C.

Well-behaved insulating materials, adhesive compositions and epoxy paints are products of international companies, such as: DuPont, LeunaEurokommerz, 3M, TotalPetrochemicals, BSCoatings,

KoreaPetrochemicalInd.Co, and others. Powder epoxy primers "PRIMATEK INNOPIPE 68" (for pipes up to 1420 mm in diameter) Primatek coating innovation, Leningrad region, Gatchina, epoxy paint EP 8024–06 from Teknos, Moscow, epoxy powder paint “P– EP 0130”, LLC “Yaroslavl Powder Paints Plant” produce domestic product of high quality.

Table 1 presents the requirements for the thickness of the reinforced insulation coating on the example of CJSC Technocom, depending on the diameter of the pipes.

Table 1– Dependence of coating thickness on diameter

Outer diameter of pipes, mm	Coating thickness of reinforced type, mm, not less than
from 57 to 273	2.0
from 325 to 820	2.5
from 920 and more	3.0

2.2 Polypropylene coating

Plant manufactured polypropylene coating is used for offshore laying, pipelines laying in rocky grounds, trenchless laying, and laying pipeline sections by horizontal drilling. The main advantages of the polypropylene coating are –

- 1) high impact resistance, due to which the thickness of the polypropylene coating can be less by 25% in comparison with polyethylene coatings of pipelines;
- 2) high resistance to extrusion;
- 3) high resistance to shear and mechanical abrasion;
- 4) increased heat resistance, (from plus 110 to plus 140 ° C.)

Due to its high impact strength and low moisture absorption, polypropylene coating is widely used by international companies when constructing offshore pipelines.

In Russia, polypropylene coating is used in the gas pipeline between Russia and Turkey "Blue Stream" and the construction of an oil field on the Baltic Sea. Also polypropylene coating was used for laying some sections of the North European Gas Pipeline.

The company LUKOIL actively applies the plant manufactured polypropylene coating for underwater crossings.

The polypropylene coating is used in combination with various polymer-based compositions, powder epoxy paints and thermoset stabilized hot melt compositions based on polyethylene.

The largest plants for the production of a three-layer polypropylene coating are: Volzhsky Pipe Plant, PJSC "Chelyabinsk Tube Rolling Plant" and Vyksa Pipe Plant. The production of polypropylene coating requires testing the coating in compliance with all quality standards, the center for corrosion research being responsible for it.

Despite a number of obvious advantages, polypropylene coating has one important drawback – low frost resistance. This feature makes it impossible to store the insulated pipes at a temperature below minus 20 ° C, as well as to construct a new pipeline at a temperature below –10 ° C.

However, there are special polypropylene coatings with increased frost resistance and extended operational temperature values: up to –30 ° C during construction and up to minus 40 ° C during storage.

The basic document regulating the requirements for plant manufactured polypropylene coatings is OTT–04.00–27.22.00–KTN–003–1–03, developed by OAO AK Transneft. Abroad, the plant manufactured polypropylene coating is no more than 10% of the total volume of pipes with plant manufactured polyethylene insulation. The scheme for applying polypropylene coating is shown in Figure 9. [28]

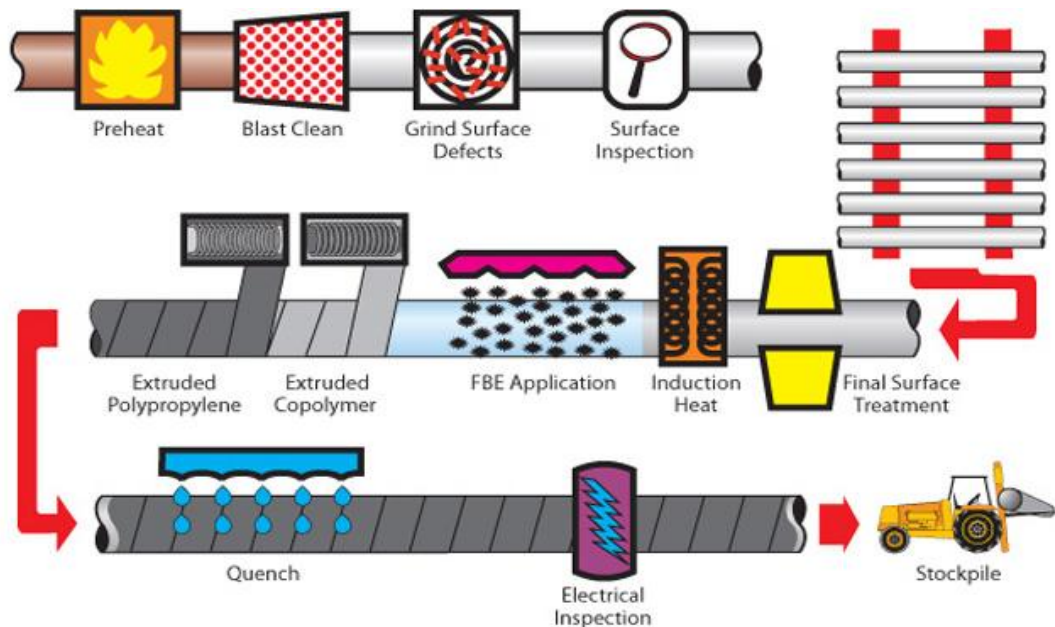


Figure 9 – Scheme of applying polypropylene coating

Typically, the thickness of polypropylene coatings is not less than 1.8 and not more than 2.5 mm. Due to titanium dioxide in its composition, plant manufactured polypropylene coating is most often white.

Impact strength of the coating is from 80 to 11 J, at an average temperature of 20 ° C. The technology of applying polypropylene coating is similar to the technology of applying polyethylene coating, it allows avoiding modernizing production lines.

When applying polypropylene coating, epoxy powder paints of the world's leading and domestic manufacturers are used: Hexion Specialty Chemicals, BASF Coatings, The Dow Chemical Company, Volzhsky Pipe Plant, Chelyabinsk Tube Rolling Plant. Polypropylene and adhesives are mostly produced by Basell Polyolefins, "Borealis".

It is possible to use a liquid epoxy primer together with a plant manufactured polypropylene coating.

The largest companies producing and supplying materials for polypropylene coating are: Basf Coatings, Basell Polyolefins, 3M, The Dow Chemical Company, and others.

2.3 Combined polyethylene film coating

Combined tape–polyethylene insulation coating is recommended for pipelines with medium (up to 530 mm inclusive) and small diameters. The application of combined tape–polyethylene coating can occur in both site and plant conditions. The total thickness of the combined coating is at least 2.2 and not more than 3.0 mm. The design of the combined coating implies the presence of the following elements –

- 1) an adhesive primer layer with consumption from 80 to 100 g / m²;
- 2) a layer of polyethylene tape, with thickness not less than 0.45 and not more than 0.63 mm;
- 3) an outer layer of extruded polyethylene, with thickness not less than 1.5 and not more than 2.5 mm.

The combined ribbon–polyethylene coating can be strengthened and highly strengthened types. When selecting the type of coating, it is necessary to consider the type of pipeline, its diameter and operating mode.

The combined ribbon–polyethylene coating replaced the polymeric tape coating, which consisted of the following elements:

- 1) adhesion primer;
- 2) a layer of polymer tape with a thickness of at least 0.6 mm;
- 3) a protective layer of a polymeric wrapper whose thickness is not less than 0.6 mm.

The total thickness of the tape coating was 1.2 mm or more.

In order to provide the necessary strength and mechanical stability when transporting pipes from plant to site, the pipes are additionally covered with a layer of polymer.

Tape and protective wrapper. However, despite this, the total thickness of the tape coating should be from 1.8 to 2.4 mm. General requirements for the thickness of the insulation coating are presented in GOST R 51164. It should be noted that an increase in the number of insulating materials leads to a significant increase in the total cost of coating.

In order to reduce the total cost of 1 m² of coating, several strip layers are replaced with one layer of extruded polyethylene, increasing the total thickness of the insulation coating and the mechanical strength.

A polyethylene insulating tape applied over the adhesive primer is necessary to increase the adhesion of the insulation coating to steel and the cathodic peel resistance. An outer polyethylene layer is necessary to provide high impact strength, resistance to mechanical sinking, and punching.

Combined coating is widely used for low-pressure inter-settlement gas pipelines, main oil and gas pipelines, field pipelines, as well as utility pipelines and general pipelines.

The main documents regulating the requirements for combined tape-polyethylene coatings are –

- 1) GOST R 51164–98 "General requirements for corrosion protection"; [7]
- 2) GOST 9.602–2005 "Unified system of protection against corrosion and aging" [9].

Most often, the combined coating is used for oilfield pipes with a diameter of 109 to 429 mm, but in certain cases it is possible to use pipes with a diameter of up to 1420 mm.

The pipes with a combined coating should be stored at temperatures from minus 50 to plus 50 ° C. They can be kept outside for at least 1 year.

The operation of pipelines with combined coating is possible at temperatures from minus 20 to plus 40 ° C. The service life of pipelines with combined coating is about 40 years.

Adhesive primers "Transkor-Gas" by "ZIAT PolimerCor" company, "NK-50", "GROVE AK-069", "TK-8007" are widely used in the combined coating.

Polyethylene duplex tapes are LDP according to GOST R 51164–98, "POLYLENE 40-LI-63", Litap, Poliken 2036–25. International suppliers of materials are Poliken ", Nitto ", etc.

Polyethylene of low density as an outer shell are "10203–003", "10403–003", etc.

Combined ribbon–polyethylene coatings are often used together with polyethylene materials of various international manufacturers: Leuna Eurokommerz, Borealis and others. Each of the coatings meets the requirements of GOST R 51164. The main normative document for combined tape–polyethylene coatings is GOST R 51164–98.

In plant or basic conditions, the technology of applying a combined tape–polyethylene coating implies the following operations:

- 1) primary heating of pipes and their drying;
- 2) cleaning of the pipe surface to delete inclusions and defects;
- 3) applying adhesive primer and its subsequent drying;
- 4) applying polyethylene tape;
- 5) applying extruded;
- 6) cooling the insulation coating;
- 7) controlling the quality of the insulation coating.

In comparison with two–layer and three–layer polyethylene coatings of pipes, the combined ribbon–polyethylene insulation coating has lower quality indices (service life, impact resistance). However, it significantly exceeds the bitumen–mastic coatings.

2.4 Epoxy coatings

Plant manufactured epoxy coating of pipelines has been used as a protective anticorrosive coating for over 50 years. In Russia, this type of coating is less popular than the polyethylene coating. Single–layer epoxy coating is popular in America, Canada, Australia and other countries with milder climatic conditions and less complex terrain.

According to its design, the epoxy coating can be single–layer and two–layer.

Single–layer epoxy coating is used for pipelines of small and medium diameter (up to 530 mm inclusive). The thickness of a single–layer epoxy coating is from 350 to 400 μm . It has the following advantages:

- 1) high heat resistance, (from plus 100 to plus 110 ° C);
- 2) high adhesion of the coating to steel;

- 3) high resistance to cathodic peeling and prolonged exposure to water;
- 4) the coating does not shield the cathodic protection currents.

The disadvantages of single-layer epoxy coating include low impact strength, which is from 3 to 4 J at temperatures from minus 20 to minus 25 ° C. This factor requires special attention to pipes with single-layer epoxy coatings during their installation and transportation. [19]

A characteristic feature of pipes with epoxy coating is that they can be stored for a long time in the open space, in contrast to pipes with polyethylene coating. Also epoxy coating excludes the possibility of stress corrosion of oil and gas pipelines. Due to the fact that the composition of the epoxy insulation coating excludes the presence of extruders and drying systems, the cost of such coating is significantly lower than the cost of polyethylene or propylene coatings. The design of the plant manufactured version of insulation on the basis of a single-layer epoxy coating is shown in Figure 10.

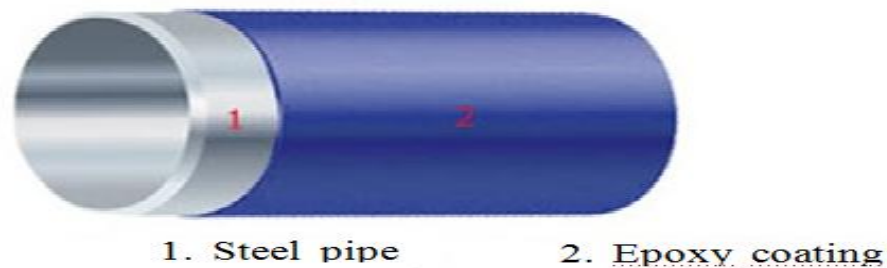


Figure 10 –Insulation on the basis of a single-layer epoxy coating

Two-layer epoxy coating is used for pipelines with a diameter of up to 820 mm inclusive. The thickness of the two-layer epoxy coating is from 750 to 1000 μm .

The advantages of a two-layer epoxy coating are:

- 1) increased impact strength of the coating, by increasing the thickness of the coating layer;
- 2) increased resistance to cuts;
- 3) increased roughness of the coating, which leads to an increase in the adhesion of the material;
- 4) increased resistance to ultraviolet radiation.

The two-layer coating is widely used for the protection of field pipelines, overground pipelines, main oil and gas pipelines with diameters up to 820 mm. Particular importance is for epoxy coatings when laying offshore pipelines or pipelines on the shelf, as well as laying pipes at puncture sites along roads.

The main regulatory documents for epoxy coatings are: GOST R 51164–98 and GOST R 52568–2006. [8]

The use of epoxy coating implies the use of powder paints. Powder paint contains resins, pigment, hardener and activator. The design of plant manufactured version of insulation based on a two-layer epoxy coating is shown in Figure 11.

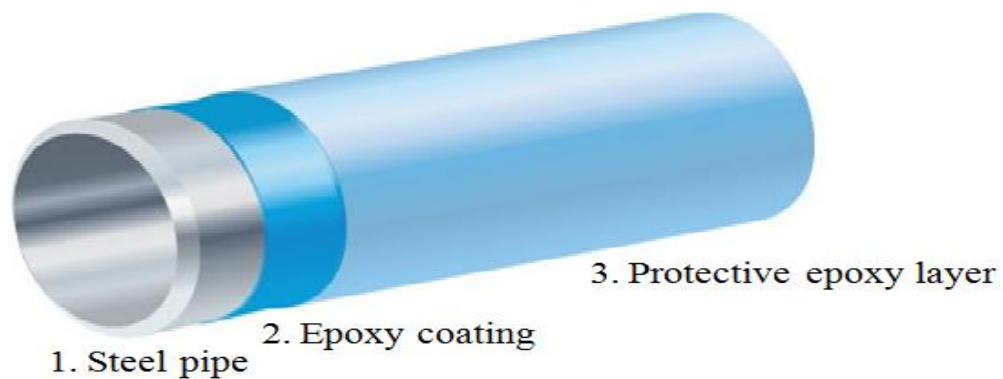


Figure 11 –Insulation on the basis of a two-layer epoxy coating

The application of plant manufactured epoxy coating is shown in Figure 12.

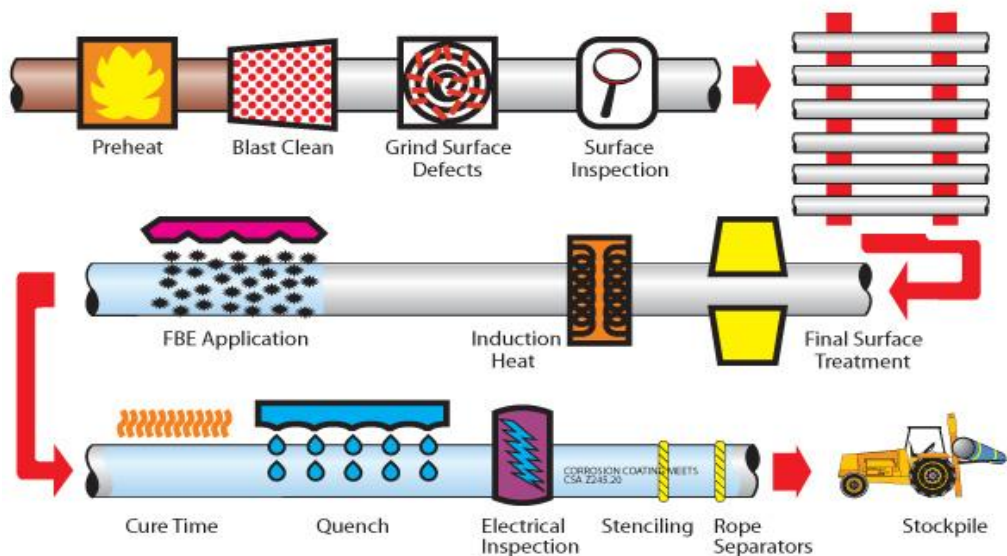


Figure 12 – Scheme of applying plant manufactured epoxy coating

The pipe is heated up to plus 220-230 ° C. The powder paint is applied by two successively mounted spraying chambers, or one chamber with two different types of spray guns.

The following companies are considered to be the main foreign suppliers of epoxy paints: BSCoatings, Nantopaint, Sherwinwilliams, BASFCoatings, Masterbond, 3M, Akzo Nobel Powder Coatings GmbH, Epoxyoil.

In Russia, the largest manufacturers of epoxy paints are: "Yaroslavl Powder Coating Plant", LLC "NPKF KRON".

To insulate bends, shut-off valves and fittings, the following protective coatings can be used:

- 1) epoxy-polyurethane «UP 1000 | FRUCS 1000 A »;
- 2) polyurethane coating "PROTEGOL UR-Coating 32-55";
- 3) polyurethane coating "COPON HYCOTE 165";
- 4) polyurethane coating "PUR STOP 2000" of the firm "Ernesto Stoppani" (Italy);
- 5) polyurethane coating "SCOTCHKOTE 352 HT" of firm "3 M" (USA);
- 6) Epoxy-polyurethane coating "BIURS" CJSC Neftegazizolaciya, Russia;
- 7) Anticorrosion coating based on polyurea of the "CARBOFLEX" type, developed and supplied by LLC "Polybent".

2.5 Internal coatings of pipelines

Internal corrosion control of gas pipelines includes reducing the water content of the gas and adding corrosion inhibitors to the liquid flow. For oil pipelines, internal corrosion is mitigated by lowering the water content, and then adding corrosion inhibitors, scaling inhibitors and biological control. Pipeline operators must constantly monitor the effectiveness of the corrosion control. Corrosion in the inner wall of the pipeline can be controlled by removing solids from the stream and by mechanical assembly design, while corrosion caused by moisture in the gas stream can be controlled by lowering the dew point of the gas to a temperature below the minimum Operating temperature that may occur in the pipeline.

The main tasks of the internal coating of pipes are similar to the tasks of external coatings, namely: ensuring the integrity of the pipe when it is transported to the site of installation or storage, increasing the operational life of the pipeline.

In addition, the internal protective coating of the pipeline reduces paraffin formation on the walls of pipelines, increases throughput, improves the overall reliability of the oil and gas pipeline in operation, facilitates the cleaning and quality control of oil and gas pipelines.

One way to ensure corrosion is to make the pipe wall thicker to provide additional metal for corrosive losses. The corrosion allowance should allow for maximum metal losses during the life of the pipeline and provide sufficient wall thickness to ensure safe operation of the pipeline. The corrosion allowance should not replace other corrosion protection measures, however, since actual corrosion rates in practice may be much higher than those used in estimating the allowance for corrosion.

In order to increase the service life of the pipeline, it is necessary to make the correct selection of insulating materials, considering the operating conditions of the pipeline, it is also important to comply with all the norms of the technological process for applying a protective coating. Increasing the life of the pipeline by 1% is equivalent to the cost of applying the inner insulation coating.

The technology of applying the inner insulation coating includes the following processes:

- 1) preliminary heating of the pipe;
- 2) drying the surface of the pipe;
- 3) cleaning the surface of the pipe with giving it a certain roughness;
- 4) heating the pipe (when carrying an insulating coating of a certain type);
- 5) applying an insulation coating in compliance with the technology and the required number of layers;
- 6) solidification of the protective coating;
- 7) quality control of the insulation coating.

According to their purpose, the inner coatings can be anticorrosive or smooth.

Anticorrosive coatings are required if aggressive media are transported. Aggressive media include formation water, various emulsions and water that is required to maintain reservoir pressure. Aggressive media contribute to the development of local or general corrosion. The effect of corrosive media is increased if there is hydrogen sulphide in the composition of the well products.

The rate of general corrosion in this case will be from 0.01 to 0.4 mm / year, and local from 1.5 to 6 mm / year. As a result of corrosive action, the service life of the pipeline decreases, its surface is destroyed, which requires repair or pipe replacement.

Powder polymers or paint and varnish materials are used as insulating materials for the internal protection of the pipeline.

Paintwork materials can be in liquid or high-viscosity forms, which depends on the percentage of solvents in their composition. Also there are materials in which the solvent is completely absent. High viscosity paint materials have less than 30% solvents in their composition, and liquid materials have more than 30%.

The process of applying an internal coating based on liquid epoxy paints includes the following processes:

- 1) spraying a protective coating onto a prepared surface in one pass;
- 2) polymerization at temperatures from plus 50 to plus 70 ° C.

The process of applying the inner powder epoxy coating involves additional processes: applying a preliminary layer from the liquid phenolic primer to increase the resistance of the insulation coating during transportation of aggressive media. The hardening of this coating occurs when the surface of the pipes is heated to temperatures from plus 200 to plus 210 ° C. Powder coating is widely used to protect small diameter pipes, for example tubing.

Coatings on a liquid basis are applicable for pipes with a diameter of not less than 114 mm.

The use of powder and varnish coatings contributes to the production of better protective coatings with improved protective properties and minimum porosity, allows reducing the material consumption and the time cycle of applying

a protective coating through the use of single-layer coating technology. Due to the fact that in the coating process there is no release of fumes, the production is more environmentally clean and safe.

The main parameters determining the choice of a particular type of insulation coating are the protective properties of the coating, the life of the coating and the technological parameters and operating conditions of the pipeline. The most popular in use are paint materials based on epoxy resins, modified epoxy resins, as well as phenol-formaldehyde resins. Epoxy powder materials, applied on top of the phenolic primer, are widely used. The thickness of the insulating coating in such cases is from 300 to 500 microns.

Smooth coatings are recommended in cases where non-aggressive media are transported.

The advantages of flow coating are:

1) fast pipeline entry (achieved due to the fact that the pipe with such coating is not susceptible to corrosion during storage, as well as the pipe with such coating is quickly dried after hydraulic tests);

2) there is no need in cleaning the inner surface of the pipe before putting the pipeline into operation;

3) it saves energy during pipeline operation;

4) increase in service life of shut-off valves during transportation of gas with corrosion products;

5) reduction in flow turbulence, and as a consequence, a reduction in the number of hazardous pipeline conditions during operation.

An example of an analysis of internal insulation in route conditions is shown in Figure 13.



Figure 13 – Analysis of internal insulation in basic conditions

The smoothness of the inner surface is achieved by applying a thin film coating on the inner surface of the pipeline, 50 to 75 μm thick. This method is recommended when transporting non-aggressive media. The process of applying the film is carried out by spraying it on a prepared surface.

The effectiveness of a smooth coating determines the surface roughness.

The key requirements for a protective inner thin-film coating are the following:

- 1) high index of elasticity;
- 2) high impact strength;
- 3) high rates of adhesion;
- 4) high moisture resistance;
- 5) resistance to acid condensates;
- 6) resistance to blistering;

Epoxy paintwork materials that have a solvent in their composition can be used as smooth coatings.

LIST OF USED SOURCES

1. OTT 04.00-27.22.00-KTN-005-1-03 Technical requirements for plant manufactured polyethylene coating of pipes.
2. OTT-04.00-27.22.00-KTN-004-1-03 Technical requirements for plant manufactured epoxy coating of pipes.
3. OTT-04.00-45.21.30-KTN-002-1-03 Requirements for coatings of welded joints of pipelines based on heat shrinkable polymeric tapes.
4. OTT-04.00-27.22.00-KTH-003-1-03 Technical requirements for plant manufactured polypropylene coating of pipes
5. TU 1390-001-86695843-08. Pipes steel with a diameter of 57-1420 with an outer two-layer and three-layer polyethylene coating.
6. TU 1394-010-17213088-03. Pipes steel with a diameter of 57-1420 with an outer coating based on extruded polypropylene for the construction of main oil pipelines.
7. GOST R 52568-2006 Steel pipes with protective outer covers for main gas and oil pipelines. Specifications
8. GOST 9.602-2005 Constructions underground. General requirements for corrosion protection
9. GOST 9.015-74 Unified system of protection against corrosion and aging. Underground constructions. General technical requirements.
10. Specification 1390-014-86695843-2011. Pipes and details of pipelines steel with external two-layer epoxy anticorrosive coating
11. Spec. TU 1390-014-05111644-98. Pipes with a diameter of 57-530 mm with an outer combined ribbon-polyethylene coating.
12. Specification TU 1390-020-35349408-2016 Steel pipes with external anticorrosive polyethylene coating