

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Исследование влияния качества изоляционных покрытий магистральных газопроводов на надежность и повышение эффективности транспорта газа»

УДК 622.691.4.053:699.8

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Кнауб С.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зарубин А.Г.	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И. В.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Н.В.	к.т.н.		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
И.О.Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) Бурков П.В.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5А	Кнауб Сергею Андреевичу

Тема работы:

«Исследование влияния качества изоляционных покрытий магистральных газопроводов на надежность и повышение эффективности транспорта газа»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 19.04.2017 г. №2697/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

06.06.2017г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Объектом исследования являются различные виды изоляции. Изоляция носит непрерывный режим работы, что в свою очередь обеспечивает надежность работы газопровода по которому осуществляется транспорт газа.

<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>	<p>1. Анализ литературных источников в областях изоляционных покрытий магистральных газопроводов и надежности транспорта газа.</p> <p>2. Обзор методов контроля качества изоляционных покрытий.</p> <p>3. Провести расчеты параметров изоляционных покрытий для магистральных газопроводов.</p> <p>4. Исследовать влияние качества изоляционных покрытий магистральных газопроводов на надежность и эффективность перекачки газа.</p> <p>5. Предложить оптимальные изоляционные покрытия по итогам расчетов для магистральных газопроводов в ООО «Газпром трансгаз Томск».</p>
--	--

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И.В., доцент
«Социальная ответственность»	Маланова Н.В., инженер

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

на русском: введение, глава 1, глава 2, глава 3, глава 4, заключение.

на английском: приложение А.

--

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зарубин Алексей Геннадьевич	К.Х.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Кнауб Сергей Андреевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 131 с., 7 рис., 16 табл., 44 источника, 1 прил.

Ключевые слова: МГ, эксплуатация МГ, надежность работы МГ, повышение эксплуатационных свойств, влияние качества изоляции МГ, газ.

Объектом исследования является (ются) изоляционные покрытия.

Цель работы – исследование влияния качества изоляционных покрытий магистральных газопроводов на надежность и повышение эффективности транспорта газа в ООО «Газпром трансгаз Томск».

В процессе исследования проводились расчеты толщины стенки трубопровода, гидравлические расчеты, расчет на прочность и устойчивость. Анализ и оценка различных изоляционных материалов и покрытий для магистрального газопровода, расчет параметров магистрального газопровода, расчет изоляционных свойств материалов, а также было проведено экономическое обоснование эффективности проводимого мероприятия.

В результате исследования были изучены и проанализированы различные изоляционные покрытия и способы их нанесения на трубопровод, поэтапно описаны методы нанесения покрытий, рассмотрены правила хранения, транспорта и укладки в траншею изолированных труб, проанализированы проблемы, возникающие как при ремонте, так и при эксплуатации МГ, предложены пути повышения эксплуатационной способности газопроводов.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация ремонта по нанесению изоляции МГ, методы безопасного проведения ремонта газопровода.

Степень внедрения: научно-исследовательская разработка.

Область применения: использование высококачественных и долговечных изоляционных покрытий представленных в работе предназначены для строительства и ремонта магистральных газопроводов различного диаметра.

Экономическая эффективность/значимость работы газопроводы, вопреки на внешнюю системную легкость, значительно различаются от других строений сложной комплексной схемой воздействия силовых нагрузок, разнообразием факторов, размытостью напряженно-деформированного состояния, и конечно масштабностью. Благодаря использованию эффективных изоляционных покрытий, уменьшаются затраты на сырье, оборудование и технику, уменьшаются энергозатраты на проведение ремонтных работ. Было посчитано, что переизоляция полимерными лентами участка магистрального газопровода длиной 8000 м составит 8048573,7 руб., время окупаемости 0,889 лет.

СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

ЛПУМГ – линейно-производственное управление магистральных газопроводов

ЛЭС – линейно-эксплуатационная служба

ГПА – газоперекачивающий агрегат

КЦ – компрессорный цех

ГРС – газораспределительная станция

ЛЭП – линия электропередач

МГ – магистральный газопровод

КС – компрессорная станция

НПО – научно-производственное объединение

СО – скребок очистной

УПП – удалить по плану

УВП – удалить вне плана

ПК – пикет

ПОЭМГ и ГРС – производственный отдел эксплуатации магистральных газопроводов и газораспределительных станций

ШЛ – ремонт шлифовкой

ЗК – замена катушки

ПСД – проектно-сметная документация

ЛЧ МГ – линейная часть магистрального газопровода

ППР – проект производства работ

ВГУ – временные герметизирующие устройства

ИТР – инженерно-технический работник

РВР – ремонтно-восстановительные работы

СМР – строительно-монтажные работы

ВИК – визуально-измерительный контроль

ЦПДС – центральная производственно-диспетчерская служба

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ПБ – промышленная безопасность

ТУ – техническое устройство

ОПО – опасный производственный объект

Оглавление

Введение.....	9
Глава 1. Литературный обзор	12
1.1 Общее понятие о коррозии.....	12
1.2 Классификация коррозии	13
1.3 Изоляционные покрытия магистральных газопроводов	16
1.3.1 Покрытие полиэтиленовое.....	17
1.3.2 Покрытие полипропиленовое.....	21
1.3.3 Покрытие комбинированное ленточно-полиэтиленовое	23
1.3.4 Покрытия эпоксидные.....	26
1.3.5 Покрытия стеклоэмалевые.....	27
1.4 Надежность транспорта газа	28
1.4.1 Показатели надежности.....	33
1.4.2 Показатели надежности и математические модели теории надежности	34
Глава 2. Объект и методы исследования.....	35
2.1 Газопроводы с изоляционными покрытиями	36
2.1.1 Технологический процесс нанесения внутренней изоляции	37
2.1.2 Защита внутренней поверхности зоны сварного шва трубопровода ..	41
2.1.3 Сведения из Реестра* о некоторых изоляционных материалах	42
2.1.4 Система антикоррозийного покрытия «БИУРС»	43
2.1.5 Комплект манжеты ТИАЛ-М	44
2.1.7 Изоляция зон сварных стыков в трассовых условиях	46
2.1.8 Изоляция стыков битумными покрытиями	48
2.1.9 Технология изоляции сварных стыков термоусадочными муфтами, манжетами и лентами.....	49
2.1.10 Изоляция труб лентами «ТЕРМА» методом спиральной намотки ...	52
2.1.11 Изоляция сварных стыков лентой «ТЕРМА-СТ».....	55
2.2 Методы контроля качества изоляционных покрытий.....	59
2.2.1 Требования к изоляционным покрытиям.....	59
2.2.2 Заводские испытания защитных покрытий трубопроводов	60
2.2.3 Нормативная документация на покрытия труб.....	62
2.2.4 Пооперационный контроль качества изоляционных покрытий.....	66

2.2.5 Средства измерения для осуществления контроля изоляционных покрытий	69
2.3 Транспортировка и хранение изоляционных материалов.....	72
2.3.1 Транспортировка и хранение изолированных труб.....	74
2.3.2 Транспортировка, хранение труб со стеклоэмалевым покрытием	76
Глава 3. Расчеты и аналитика	77
3.1 Характеристика магистрального газопровода	77
3.2 Расчет параметров магистрального газопровода.....	77
3.2.1 Проверка прочности и деформации подземного газопровода.....	79
3.2.2 Проверочный расчет устойчивости газопровода против всплытия на участке проложенном через болото	82
3.3 Расчет срока службы различных изоляционных покрытий	84
Глава 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	89
4.1 Расчет времени на проведение мероприятия.....	90
4.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования	91
4.3 Затраты на амортизационные отчисления.....	92
4.4 Затраты на материалы	93
4.5 Расчет затрат на оплату труда.....	94
4.6 Затраты на страховые взносы	95
4.7 Затраты на проведение мероприятия	96
4.8 Экономическая эффективность проекта	97
Глава 5 Социальная ответственность.....	101
Введение.....	101
5.1 Производственная безопасность	101
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов	101
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов	104
5.2 Экологическая безопасность	105
5.2.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу	105
5.2.2 Анализ воздействия на гидросферу	106
5.2.3 Анализ воздействия объекта на литосферу	106
5.2.4 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	106
5.3 Защита в чрезвычайных ситуациях	107

5.3.1 Анализ вероятных ЧС которые может инициировать объект исследований.....	107
5.3.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.....	108
5.3.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС.....	109
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	110
5.4.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства.....	110
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя	111
Заключение	113
Список используемых источников.....	114
Приложение А.....	118

Введение

Транспортировка газа по трубопроводам является наиболее безопасным и эффективным способом его транспорта на очень большие расстояния. Данным видом транспорта газа от района их добычи к конечному потребителю пользуются уже более 110 лет. Безаварийность и высокая долговечность газопроводов, которая напрямую зависит от качественной и эффективной противокоррозионной защиты. Чтобы число повреждений газопровода свести к минимуму от коррозионных повреждений, газопроводы защищают антикоррозионными покрытиями и плюс дополнительно средствами электрохимической защиты. При этом все изоляционные покрытия обеспечивают пассивную ("первичную") защиту газопроводов от коррозии, работая как "диффузионный барьер", через который снижается доступ к металлу трубы коррозионноактивных элементов (таких, как вода, кислород и воздух). При возникновении в изоляции отклонений и дефектных мест устанавливается "активная" система защиты - катодная защита газопроводов.

За весь период применения антикоррозионных изоляционных покрытий, составляющих ядро "пассивной" защиты газопроводов, изобретено достаточное количество многообразных изоляционных материалов и способов их нанесения на поверхность газопроводов в заводских, а также вдольтрассовых условиях. В связи с этим значимой частью стали такие показатели качества защитных изоляционных покрытий, как, адгезия, экономичность, долговечность, сплошность, водонепроницаемость механическая прочность и др. свойства, характеризующие оптимальность того или иного вида защитной изоляции.

					Исследование влияния качества изоляционных покрытий магистральных газопроводов на надежность и повышение эффективности транспорта газа			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Кнауб С.А.</i>				Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Зарубин А.Г.</i>						9	131
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>							
						НИ ТПУ гр. 2БМ5А		

Каждый газопровод эксплуатируется в совершенно разных условиях, в связи с этим значительный выбор существующих в данное время изоляционных покрытий, которые различаются один от второго как свойствами, так и методом нанесения, дает возможность в большинстве случаев отлично разрешать проблему борьбы с дефектами коррозии. Качество изоляционных покрытий проверяется как на этапе строительства, так и уже при работе газопроводов. Эффективность защиты от коррозии и ее стоимость в большинстве случаев зависят от правильности отбора вида изоляции, её свойств и качества нанесения. Чем ниже свойства имеет изоляционное покрытие, тем больше перерасходов на электрохимзащиту, содержание и техобслуживание газопровода.

Доскональный контроль за изоляцией в период её нанесения и при всех дальнейших операциях с плетями труб оказывается очень серьезным моментом для обеспечения полного качества изоляции. На каждой ступени защиты и укладки газопровода необходим контроль защитного материала, чистка плоскости газопровода, толщины и сплошности нанесенной изоляции. Кроме этого, необходимо определять точные места повреждений защитных изоляционных покрытий газопровода уже после его укладки в траншею и засыпки. Обнаруженные крупные дефекты защиты требуется устранить.

Целью данной работы является исследование влияния качества изоляционных покрытий магистральных газопроводов на надежность и повышение эффективности транспорта газа в ООО «Газпром трансгаз Томск».

Задачи по достижению цели диссертации:

- анализ литературных источников в областях изоляционных покрытий магистральных газопроводов и надежности транспорта газа;
- обзор методов контроля качества изоляционных покрытий;
- провести расчеты параметров изоляционных покрытий для МГ;

					Введение	<i>Лист</i>
						10
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- исследовать влияние качества изоляционных покрытий магистральных газопроводов на надежность и эффективность перекачки газа;
- предложить оптимальные изоляционные покрытия по итогам расчетов для магистральных газопроводов в ООО «Газпром трансгаз Томск».

					Введение	<i>Лист</i>
						11
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Глава 1. Литературный обзор

1.1 Общее понятие о коррозии

Материалы из металлов под химическим или электрохимическим воздействием окружающей среды подвергаются разрушению, которое называется коррозией. Коррозия металлов вызывается окислительно-восстановительными реакциями, в результате которых металлы переходят в окисленную форму и теряют свои свойства, что приводит в негодность металлические материалы.

В подавляющем количестве примеров поражения металлов, коррозия происходит прерывисто по поверхности, существуют площади, на которых появляются локальные нарушения. Небольшая часть продуктов коррозии, образуют пленки на поверхности, которые передают металлу коррозионную стойкость.

Процесс самопроизвольного разрушения металлов по причине химического и (или) электрохимического взаимодействия с окружающей агрессивной средой носит название коррозия металлов.

Коррозионное течение – неоднородный процесс, который проявляется на границе раздела агрессивная среда-металл, обладающий сложным механизмом. Во время данного процесса атомы металлических сооружений окисляются, или по другому говоря оставляют валентные частицы (электроны), и атомы совершают переход через границу раздела в окружающую среду, где вступают в взаимодействие с ее компонентами и создают конечные продукты коррозии. (Часть диплома переведена на английский язык Приложение А).

Время от времени могут возникать рыхлые продукты коррозии, имеющие плохое соединение с металлом. При разрушении подобного типа

					Исследование влияния качества изоляционных покрытий магистральных газопроводов на надежность и повышение эффективности транспорта газа			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Кнауб С.А.</i>				Глава 1. Литературный обзор	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Зарубин А.Г.</i>						12	131
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>							

пленок происходит интенсивная коррозия оголяющегося металла.

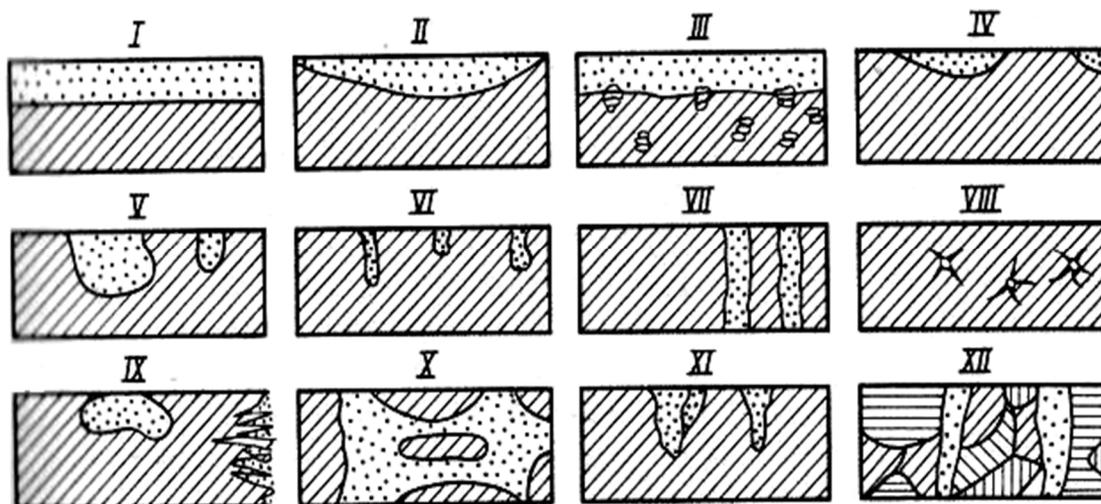
Коррозия металла понижает механическую целостность и изменяет многие свойства присущие металлу.

Так же коррозионные процессы группируют по характерам коррозионных разрушений, способу взаимодействия металла с окружающей средой, условиям протекания коррозии.

1.2 Классификация коррозии

Коррозия делится на три типа: общая, сплошная и местная. Местная коррозия разрушает и локализуется на отдельных участках. При сплошной коррозии страдает вся поверхность газопровода, а не отдельные её участки.

В свою очередь общая коррозия дробится на равномерную, неравномерную и избирательную (Рисунок 1.1).



I – равномерное; II – неравномерное; III – избирательное; IV – пятна; V – язвы; VI – точками или питтингами; VII – сквозное; VIII – нитевидное; IX – поверхностное; X – межкристаллитное; XI – ножевое; XII – растрескивание

Рисунок 1.1 – Виды коррозионных разрушений

Коррозия которая именуется равномерной, распространяется с равной скоростью по всей площади металла; неравномерная – на различных участках плоскости металла с разной скоростью. Избирательная коррозия разрушает отдельные компоненты сплавов.

Для коррозии пятнами диаметр коррозионных разрушений

значительной глубины. При язвенной коррозии имеет место значительное углубление пораженного участка образующей поверхности ограниченной площади. Чаще всего, язва сосредоточена над слоем продуктов коррозии. При питтинговой (точечной) коррозии можно увидеть одиночные точечные искажения плоскости металла, которые носят маленькие поперечные габариты при большой глубине. Сквозная – это вид местной коррозии, которая наносит разрушение железного изделия насквозь, в облик свищей. Нитевидная коррозия выражается под неметаллическими покрытиями в облик нитей. Подповерхностная коррозия появляется с поверхности, и в основном происходит непосредственно под поверхностью металла, тем самым вызывая его вспучивание и вследствие расслоение.

Межкристаллическая коррозия наносит сосредоточенный удар по границам зерен металла или же сплава. Этот образ коррозии опасен тем, собственно что случается утрата прочности и пластичности металла. Ножевая коррозия имеет вид надреза ножом вдоль сварного соединения в особо сильных агрессивных средах. Коррозионное растрескивание осуществляется при одновременном воздействии агрессивной среды и растягивающих приложенных или остаточных механических напряжениях.

Металлоконструкции в некоторых условиях могут подвергаться коррозионно-усталостному разрушению, происходящему при одновременном воздействии на металл агрессивной среды и переменных механических напряжений.

По состоянию протекания коррозионного процесса довольно нередко имеют место быть следующие облики коррозии:

- газовая коррозия, прорходит при больших температурах и полной недоступности воды на поверхности; продуктом газовой коррозии является окалина, она может при некоторых условиях выполнять защитную функцию;
- атмосферная коррозия, протекает в воздухе; бывает трех видов: во увлажненной атмосфере и при относительной влажности воздуха

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

больше 40 %; в влажной атмосфере – при относительной влажности воздуха, равной 100 %; в сухой атмосфере – при относительной влажности воздуха менее 40 %; атмосферная коррозия – один из самых часто встречаемых видов коррозии на основании того, что главная доля металлического оборудования эксплуатируется в атмосферных условиях;

- жидкостная коррозия – коррозия металлов в водянистой среде; разделяют коррозию в электролитах (кислоты, щелочи, солевые смеси, морская вода) и в неэлектролитах (нефть, нефтепродукты, органические соединения);
- подземная коррозия – коррозия металлов, вызываемая в основном воздействием смесей солей, содержащихся в почвах и грунтах; коррозионная агрессивность почвы и грунтов обоснована структурой и влажностью земли, содержанием кислорода и других химических соединений, рН, электропроводностью, наличием микроорганизмов;
- биокоррозия – коррозия металлов в итоге взаимодействия микробов и (или) продуктов их жизнедеятельности, в биокоррозии принимают роль аэробные и анаэробные бактерии, которые приводят к локализации коррозионных поражений;
- электрокоррозия, существует под воздействием внешнего источника тока или же блуждающих токов;
- щелевая коррозия – коррозия металла в зазорах или щелях, а так же в зазорах фланцевых и резьбовых соединениях металлического оборудования, эксплуатирующегося в электролитах, в пространствах неплотного контакта металла с изоляционным покрытием;
- контактная коррозия, появляется при контакте различного семейства металлов в электролите;
- коррозия под напряжением, протекает при одновременном взаимодействии на металл окружающей агрессивной среды и

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

механических напряжений – неизменных растягивающих (коррозионное растрескивание) и переменных или же повторяющихся (коррозионная усталость);

- коррозионная кавитация – разрушение металла в итоге в одно и тоже время коррозионного и ударных воздействий. При этом защитные пленки на плоскости нарушаются, собственно что взрываются газовые пузырьки на поверхности раздела жидкости с твердым телом;
- коррозионная эрозия – разрушение металла вследствие одновременного воздействия агрессивной среды и механического износа;
- фреттинг-коррозия – местное разрушение металлов при действии агрессивной среды в условии колебательных перемещений двух и более трущихся поверхностей относительно друг друга;
- структурная коррозия, объясняется структурной неоднородностью металла; в этом случае имеет место быстрый процесс коррозионного разрушения из за высокой активности одного из составляющих металла;
- термоконтактная коррозия, имеет место из за температурного градиента, который появляется, когда поверхность металла нагревается неравномерно.

1.3 Изоляционные покрытия магистральных газопроводов

В современном мире для защиты магистральных газопроводов больше всего применяются следующие виды заводских защитных покрытий:

- а) покрытие эпоксидное заводское;
- б) покрытие полиэтиленовое заводское;
- в) покрытие полипропиленовое заводское;
- г) покрытие комбинированное ленточно-полиэтиленовое заводское.

Все эти виды перечисленных выше покрытий отвечают актуальным техническим требованиям и могут обеспечивать в течении длительного

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

времени действенную и эффективную защиту газопроводов от различного вида коррозии.

Во многих странах мира предпочтение отдается различным видам покрытий, нанесенных в заводских условиях. Соединенные штаты Америки, Канада и другие часто применяют эпоксидные защитные покрытия труб, а в Японии, Европе, и России преимущество посвящается заводским покрытиям на основе экструдированного полиэтилена. Для защиты газопроводов проложенных на морском дне и "горячих" (от 70 до 100 °С) участков газопроводов используются полипропиленовые изоляционные покрытия. Комбинированные ленточно-полиэтиленовые покрытия применяются в большей части как защита труб малых и средних диаметров с незначительным нагревом газопровода (до плюс 40 °С).

1.3.1 Покрытие полиэтиленовое

На текущий день при сооружении российских промысловых и магистральных газопроводов в качестве наружных изоляционных покрытий стали часто использоваться заводские покрытия труб на базе экструдированного полиэтилена.

Качество заводских полиэтиленовых покрытий труб во многом находятся в зависимости от их конструкции изоляционных покрытий и защитных материалов, которые используются при их нанесении.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Конструкции заводских полиэтиленовых покрытий делятся на 4 варианта:

– Полиэтиленовое покрытие, наносимое по битумно-мастичному подслою (конструкция покрытия № 6 по ГОСТ Р 51164).

– Полиэтиленовое покрытие, наносимое по изоляционному подслою на базе липкой полимерной ленты (конструкция покрытия № 7 по ГОСТ Р 51164).

Полиэтиленовое двухслойное защитное покрытие, произведено из адгезионного подслоя на базе термоплавкой полимерной композиции и внешнего полиэтиленового слоя (система покрытия № 2 по ГОСТ Р 51164, система покрытия № 4 по ГОСТ Р 52568).

Полиэтиленовое трехслойное покрытие, состоящее из слоя эпоксидного праймера, адгезионного полимерного подслоя и внешнего полиэтиленового слоя (система покрытия №1 по ГОСТ Р 51164, система покрытия №№ 1-3 по ГОСТ Р 52568).

Первые два типа полиэтиленовых защитных покрытий труб имеют существенно ограниченный диапазон использования. Эти виды защиты следует применять только для внешней изоляции труб маленьких и средних диаметров (от 57 до 530 мм включительно) при эксплуатационной температуре газопроводов не выше плюс 45 °С. Большая часть использования таких покрытий – сооружение промышленных газопроводов, межпоселковых газопроводов невысокого давления.

Нанесение на трубы комбинированных мастично-полиэтиленовых и ленточно-полиэтиленовых покрытий может происходить в стационарных базах по трубоизоляции. Изоляционные покрытия наносятся по немного упрощенной схеме (очистка щеткой, праймирование образующей труб, нанесение мастичного или же ленточного подслоя, нанесение внешнего экструдированного полиэтиленового слоя). Производить технологический нагрев труб и абразивную для очистки при этом не нужно, что значительно уменьшает стоимость на подготовку плоскости и изоляцию труб.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для нанесения мастичного подслоя обязаны применяться особые измененные модифицированные битумные мастики, которые выдерживают сильные морозы и обладают высокой адгезией к полиэтилену. Для нанесения ленточного подслоя следует использовать дублированные полиэтиленовые ленты с бутилкаучуковым подслоем (типа «НК ПЭЛ», «Полилен», и др.) толщиной не менее 0,5 мм. Внешняя составляющая из экструдированного полиэтилена толщиной до 2,6 мм нужна для усиления механической прочности защиты, усиления её стойкости к продавливанию и ударам, что гарантирует долгое хранение на складе и транспорт про изолированных труб.

При нанесении на трубы двухслойного полиэтиленового покрытия применяется чаще всего композиции сэвилена и композиции полиэтилена малой плотности кабельных марок. Из российских материалов для заводской двухслойной защиты труб используются адгезионные композиции разработки ЗАО НПК «Полимер-Компаунд», г. Томск и композиции полиэтилена поставки ООО «Дита-Пласт», г. Селятино, ООО «Волжский завод полимеров», г. Нижний Новгород, ЗАО «Полимер-Компаунд». Из привезенных из других стран материалов более обширное использование для двухслойной изоляции труб получила композиция адгезива марки «Trisolen 200» поставки «Leuna Eurokommerz» (Германия).

Делая упор на СТО «Газпром» 2-2.3-130-2007 при сооружении и строительстве магистральных газопроводов, требуется как можно больший допустимый диаметр труб с двухслойным полиэтиленовым покрытием не может превышать 530 мм. Так же максимально разрешенная эксплуатационная температура магистральных газопроводов с двухслойным полиэтиленовым покрытием не обязана превосходить плюс 60 °С.

Данные стиснения в отношении двухслойных полиэтиленовых защитных покрытий вполне доказаны. При температуре более чем плюс 60 °С адгезионный подслей покрытия начинает смягчаться, что приводит к сильному сокращению адгезии покрытия к металлу (до 25 Н/см). Вместе с тем, при высоких эксплуатационных температурах встречается сильное

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

понижение стойкости покрытия к катодному отслаиванию и к долговременному влиянию влаги.

Система трехслойного покрытия выделяется от двухслойного существованием вспомогательного слоя – эпоксидного праймера. Для нанесения праймирующего слоя имеют все шансы применяться как порошковые эпоксидные краски (норма толщины эпоксидного слоя в этом случае должна быть 200 мкм и, по меньшей мере, на 100 мкм превосходить шероховатость очищенной поверхности труб), так и водянистые эпоксидные краски (толщина сухой пленки праймера должна составлять от 50 до 65 мкм). Эпоксидный праймер гарантирует высокую адгезию покрытия к металлу или сплаву, стойкость к катодному отслаиванию и к долговременному воздействию влаги. В дополнение, эпоксидный слой оказывается проницаемым для токов катодной обороны, собственно что готовит замечательную сопоставимость трехслойного полиэтиленового покрытия с электрохимической защитой газопроводов. Адгезионный полимерный подслой является посредственным слоем в конструкции трехслойного покрытия. Его назначение состоит в обеспечении склеивания (прилипания) между внешним полиэтиленовым слоем и внутренним эпоксидным слоем. Комплекс всех трех слоев обороны делает трехслойное полиэтиленовое покрытие одним из более действенных внешних защитных покрытий газопроводов.

Защитное полиэтиленовое покрытие показывает большой показатель адгезии к металлу (не менее 30 Н/см), неплохие диэлектрические свойства (более 6 кВ) и устойчивость к наружным механическим нарушениям [11].

Данное защитное покрытие наносится способом боковой («плоскощелевой») экструзии. Для обеспечивания больших адгезионных свойств защитной изоляции используется только качественная дробеструйная чистка образующей труб, нанесение промежуточного клеящего слоя (адгезионно-активной композиции шириной от 350 до 400 мкм), впоследствии того нанесение внешнего защитного слоя на базе термосветостабилизированной

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

композиции полиэтилена. Газопроводы обработанные из экструдированного полиэтилена, отличаются целым рядом значительных плюсов:

- безопасное экологически чистое покрытие;
- значительно увеличивает период работы трубопроводов, межремонтный интервал и культуру строительства;
- имеет высокую механическую прочность;
- качественные характеристики покрытия не зависят от окружающей среды и т.д.

1.3.2 Покрытие полипропиленовое

Заводские покрытия в Европе на базе экструдированного полипропилена занимают лишь 15 % от объема изготовления труб с заводским полиэтиленовым покрытием. Полипропиленовое покрытие владеет высочайшей теплостойкостью, высокой механической, ударной крепостью, стойкостью к продавливанию и абразивному износу.

Гигантская доля использования полипропиленовых покрытий – антикоррозионная защита "горячих" (до 150 °С) участков газопроводов, «оборона» от коррозии морских, шельфовых газопроводов, подводных переходов, участков газопроводов, строящихся способами "замкнутой" прокладки (проколы под дорогами, прокладка труб способом наклоннонаправленного бурения и т.д.). Для нанесения покрытия используются порошковые эпоксидные краски поставки компаний "3М" (США), "BASF Coatings" (Германия), ОАО "Челябинский трубопрокатный завод" и ОАО "Волжский трубный завод", композиции адгезива и полипропилена поставки компаний "Borealis", "Basell Polyolefins"., термоплавкие полимерные композиции и термосветостабилизированные композиции полипропилена. Так как они обладают наивысшей ударной прочностью полипропиленового покрытия его толщина имеет возможность быть на 30 % меньше толщины поли-этиленового покрытия труб (от 1,9 мм

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

до 2,8 мм). Полипропиленовые покрытия имеют, чаще всего, беловатый цвет, это вызвано применением в примере главного светостабилизатора добавки двуокиси титана [29].

К минусам полипропиленовых покрытий следует отнести их малую морозоустойчивость. Обычное полипропиленовое покрытие рекомендуется использовать при температурах строительства газопроводов до минус 15 °С, а жар находящейся вокруг среды при складирование уже изолированных труб не должна быть ниже минус 25 °С. Существует особо разработанное морозоустойчивое полипропиленовое покрытие, которое можно использовать при температурах сооружения газопроводов до минус 35 °С и температурах складирования изолированных труб до минус 40 °С.

Главные плюсы полипропиленовых покрытий объединены с их высокой теплостойкостью (могут использоваться при температурах транспортируемых товаров до 150 °С), повышенной механической крепостью, стойкостью к продавливанию, прорезанию и абразивному износу. Описанный вид покрытия необходимо использовать при сооружении дюкеров, на участках «закрытой» прокладки (проколы под авто и железными дорогами, прокладка труб способом «микротоннелирования», наклонно-направленного бурения), при строительстве морских, шельфовых газопроводов, а опять же в качестве защитного покрытия «горячих» участков газопроводов. В России трубы с заводским полипропиленовым покрытием применялись при сооружении подводных переходов, при строительстве и прокладке по дну Черного моря магистрального газопровода «Голубой поток».

По основанию огромной ударной крепости промышленного полипропиленового покрытия (до 115 Дж при 15 °С), его суммарная толщина имеет возможность быть на 30 % меньше толщины полиэтиленового покрытия, собственно что ставит этот вид защитного покрытия по цене сопоставимым с заводским полиэтиленовым покрытием труб. Способы нанесения на трубные плети полипропиленового покрытия подобны

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

способам нанесения заводских полиэтиленовых покрытий. Это содействует воплотить в жизнь заводскую полипропиленовую изоляцию труб без проведения дел по переоснащению и усовершенствованию имеющих место быть технологических рядов. Способ нанесения на трубы трехслойного полипропиленового покрытия к данному времени отработана и хорошо реализована на Столичном трубозаготовительном комбинате, на Выксунском, Волжском и Челябинском трубных заводах. Для нанесения покрытия используются порошковые эпоксидные краски, термopлавкие полимерные композиции и термо-светостабилизированные композиции полипропилена.

1.3.3 Покрытие комбинированное ленточно-полиэтиленовое

Для предотвращения развития коррозии газопроводов малых и средних диаметров (до 530 мм) в крайние годы с размахом и успехом применяется комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие. Комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие наносится на трубы в промышленных или трассовых критериях. Конструктивно покрытие произведено из слоя адгезионной грунтовки (расход грунтовки – 115 г/м²), слоя дублированной полиэтиленовой ленты (толщина от 0,5 до 0,65 мм) и наружного слоя на базе экструдированного полиэтилена (толщина от 1,7 мм до 2,7 мм). Суммарная толщина комбинированного ленточно-полиэтиленового покрытия составляет до 3,3 мм.

Конструктивно полимерное ленточное покрытие вдольтрассового нанесения разделяется на слой адгезионной грунтовки, 1 слоя полимерной липкой ленты толщиной 0,7 мм и 1 слоя защитной полимерной обертки толщиной 0,8 мм. Суммарная толщина покрытия в этом случае образует не менее 1,5 мм. Если при изоляции труб в заводских (базовых) условиях с целью увеличения ударной крепости покрытия, требуемой для транспорта изолированных труб от завода к месту сооружения газопроводов, наносятся специальные слои полимерной ленты и обертки. Если, в зависимости от

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

диаметров изолируемых труб, суммарная толщина ленточного покрытия в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164 необходима составлять не менее 2,5 мм. Увеличенный расход защитных материалов серьезно поднимает стоимость покрытия.

Замещение в системе ленточного покрытия 2-ух, 3-х слоев ленты и защитной обертки на слой экструдированного полиэтилена дают возможность при суммарном повышении толщины и механической крепости покрытия снизить цену 1 м² покрытия.

Система ленточно-полиэтиленового покрытия содержит три поочередно наносимых слоя: праймирующий слой на основе битумно-полимерной грунтовки (расход праймера – 110 г/м²); изоляционный слой (полиэтиленовая лента с бутилкаучуковым подслоем толщиной от 0,46 до 0,65 мм); внешний защитный слой из экструдированного полиэтилена толщиной от 1,65 мм до 2,6 мм[31].

Суммарная толщина комбинированного ленточно-полиэтиленового покрытия в зависимости от диаметров труб и вида покрытия (усиленный, совершенно усиленный) составляет 3,5 мм.

В системе комбинированного покрытия полиэтиленовая изоляционная лента, нанесенная по адгезионной грунтовке, гарантирует крепкую адгезию покрытия к металлу, устойчивость покрытия к катодному отслаиванию, в тот момент когда наружный полиэтиленовый слой отвечает за механические свойства покрытия, при этом обеспечивая покрытие высокую ударную прочность, устойчивость к продавливанию и старению на свету. Комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие отвечает актуальным техническим притязаниям (ГОСТ Р 51164, ГОСТ 9.602), принято Госгортехнадзором РФ и может использоваться в качестве противокоррозионного покрытия труб, применяемых при сооружении магистральных, промысловых газопроводов и отводов от них, при укладке межпоселковых газопроводов малого давления, городских газовых, газопроводов коммунального назначения.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.3.4 Покрытия эпоксидные

Эпоксидные покрытия труб нанесенные в заводских условиях толщиной от 360 мкм до 510 мкм используются в качестве наружных защитных покрытий газопроводов более 55 лет. Эти покрытия обладают высокой теплостойкостью, повышенной адгезией к металлу, хорошей стойкостью к катодному отслаиванию, устойчивостью к прорезанию, отдиру, абразивному износу. Трубы с введенным покрытием, в отличие от труб с заводским полиэтиленовым покрытием, длительное время могут складироваться под незакрытым от осадков месте. Эпоксидные покрытия проницаемы для токов катодной защиты. Под эпоксидными покрытиями не установлено случаев стресс-коррозионного разрушения газопроводов. Расходы на нанесение эпоксидных покрытий существенно меньше расходов на заводские полиэтиленовые и полипропиленовые покрытия труб (из состава технологических рядов исключаются энергоемкие экструдеры, системы загрузки и сушки гранулированных полиолефиновых композиций, снижается растрата защитных материалов и т.д.).

Главными минусами эпоксидных покрытий являются их низкая эластичность и малая прочность при ударе, в частности в области отрицательных температур, что в большей мере усложняет транспорт изолированных труб и производство строительно-монтажных работ в трассовых условиях. В частности по этому фактору согласно ГОСТ Р 51164 и ГОСТ Р 52568 введены такие ограничения на применение труб с заводским эпоксидным покрытием при сооружении магистральных газопроводов (максимально разрешенный диаметр труб до 820 мм включительно). Подходящая широта использования однослойных эпоксидных покрытий - антикоррозионная защита газопроводов небольших и средних диаметров с эксплуатационной температурой до плюс 85 °С.

При нанесении на трубы эпоксидных покрытий применяются порошковые краски, в составе которых содержатся эпоксидные смолы,

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

отвердитель, активатор, пигменты, инертные наполнители и различные другие добавки. Ход нанесения эпоксидного покрытия носит в себе: абразивную чистку, нагрев труб до 240 °С, напыление порошковой краски с использованием специальных пистолетов, с помощью которых распыляют, процесс отверждения нанесенного антикоррозионного покрытия.

1.3.5 Покрытия стекломалевого

Стеклоэмаль – неорганическая масса, полученная плавлением, состоящая по большей части из окислов и нанесенная на сталь за раз или же некоторое количество слоев.

Ввод в состав эмали многих окислов позволяет изменять характеристики эмалевых покрытий в массовом масштабе в соответствии с условиями использования. Главным образом применяются легкоплавкие грунтовочные и покровные эмали для индукционного эмалирования труб, что способствует уменьшить трату электричества на индукционное оплавление покрытия (уменьшение температуры плавления на 50 °С снижает трату электричества в среднем на 60 %). В меру используются покрытия из эмали этиноль. Базой для данной эмали работает лак этиноль – готовый к потреблению продукт, обладающий следующими свойствами: количество сухого вещества (лаковой основы) – 44 %; вязкость по вискозиметру ВЗ-4 – не менее 12 с; временный период высыхания пленки лака при 15 °С – не менее 10 ч. В роли наполнителя используют асбест хризотилевого седьмого вида, количество свободной влаги в котором не должно быть больше 3 %. В том случае когда влажность асбеста более 3 %, то его просушивают (при температуре не более 120 °С). Эмаль этиноль (63 % – лак этиноль и 37 % – асбест) готовят смешиванием компонент в диспергаторе при температуре не более 45 °С.

Технология нанесения эмали на металлические трубы с применением индукционного подогрева состоит из подготовки плоскости стали для

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нанесения эмали, нанесения шликера с эмалью на охраняемую плоскость, просушки шликера с применением индукционной сушилки и оплавления эмалевого покрытия.

Этинолевую эмаль наносят опять же на обработанную дробепескоструйной машинкой до матово-серого цвета плоскости металла с использованием пистолетов-распылителей. Трубы, емкости и другие предметы с нанесенным защитным покрытием из эмали этиноль сушатся не менее 4 сут. Суммарный период сбережения не обязан составлять больше двух месяцев.

Покрытие на основе эмали имеет значительную сплошность, отличную склеиваемость со сталью и повышенным электросопротивлением, но оно в достаточной степени дорого, в связи с этим его рекомендуется использовать только в особо ответственных случаях, в частности при транспорте агрессивных сред или укладке газопроводов в таких средах.

Покрытия из стеклоэмали заводского нанесения используют для защиты газопроводов от атмосферной и подземной коррозии.

Покрытия из стеклоэмали труб толщиной не менее 350 мкм относятся к весьма усиленному виду защитного покрытия и должны обладать переходным электросопротивлением не менее $500 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$.

1.4 Надежность транспорта газа

Газопроводы относят к важным и ответственным возведениям, к прочности и надежности которых предъявляют в высшей степени требования с точки зрения экономических затрат, промышленной и экологической безопасности.

С учетом высоких эксплуатационных параметров – рабочее давление, расход, протяженность и т. д., и увеличением возраста трубопроводных систем, появился комплекс научно-технических проблем, связанных с надежностью, устойчивой работой, безопасностью, оценкой ресурса и риска.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При решении проблем надежности газопроводных конструкций специалистам необходимо учитывать особенности, отличающие их от теплоэнергетических, машиностроительных, авиационных, и других строительных сооружений. Одной из основных особенностей газопроводных систем является их большая протяженность, чем обусловлены возможность прохождения через различные климатические и геологические зоны, значительная металлоемкость и широкий спектр воздействующих нагрузок. В данном случае необходимо учитывать нагрузки от давления перекачиваемого газа, статические нагрузки насыпного грунта, вибрационные воздействия на газопроводы от компрессорных станций, случайные нагрузки от ветра на надземные газопроводы или гидродинамические влияния на подводные переходы и т. д.

Поэтому для анализа столь сложных задач необходимо использование способов механики деформируемого твердого тела, теории вероятностей и случайных процессов, оценки надежности газопроводов как механических систем. Вместе с тем необходимо проследить связь между эксплуатацией газопровода, его проектированием и сооружением. Естественные исследования нагрузок в развитии эксплуатации приносят средство научно доказать на периоде проектирования выбор толщины стенок трубы, материалов труб и конструктивных заключений, к примеру метода прокладки. Решение же этих проблем способствует задавать наилучшие технологические режимы эксплуатации.

На данный момент собран большой фактический материал по газопроводным конструкциям, их остановам, практике эксплуатации в разных климатических зонах. На основе этих данных появилась возможность разработать систему конструктивной надежности газопроводов, основные ее условия и инженерные маневры к оценке надежности.

Газопроводы являются ремонтируемыми системами длительного пользования. Длительные сроки эксплуатации газопроводных систем возможны лишь только потому, что собственно их состояние при работе

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

поддерживается за счет выполнения профилактических мероприятий и капитальных ремонтов, а также работ по ремонту и восстановлению при ликвидации чрезвычайных происшествий.

Ни для кого не секрет, что сущность надежности любой технической системы заключается в надежности каждого ее отдельного составляющего элемента и чем меньше количество их. В то же время, даже если, построить систему используя самые совершенные запчасти, это не ликвидирует возможность её поломки.

Одним из способов повышения надежности системы является резервирование входящих в нее элементов, за счет которого можно создать высоконадежную систему даже из малонадежных элементов.

Увеличением резервирования в трубопроводном транспорте для повышения характеристик надежности пользуются очень давно и широко. Например, монтаж на группу перекачивающих агрегатов резервных единиц мощности, монтаж двух и более ниток редуцирования и предохранительных клапанов, прокладка байпасных или обводных линий, строительство лупингов основных ниток газопроводов. Все это, помимо выполнения технологических задач, имеет дополнительную функциональную нагрузку резервирования системы трубопроводов и входящих в нее элементов и, в конечном счете, повышения надежности работы системы.

Надежность – дееспособность технического объекта сберечь во времени в установленных границах смысла всех характеристик, характеризующих дееспособность создавать требуемые функции в данных режимах и критериях использования, технического сервиса, сбережения и транспортирования.

В понятие надежности заходит ряд качеств объекта: безотказность, живучесть, ремонтпригодность, сохраняемость.

Безотказность – свойство объекта непрерывно сберечь работоспособное положение в направлении кое какого времени или же выработки.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Долговечность – качество объекта, хранящееся в его возможности не достигать максимального состояния в движении кое-какого времени при поставленной системе технического сервиса и ремонта.

Сохраняемость – свойство объекта предохранить в данных границах значения характеристик, характеризующих возможности объектов исполнять требуемые функции в последствии сбережения или же транспортирования.

Ремонтопригодность – свойство объекта в приспособленности к поддержанию и возобновлению работоспособного состояния методом технического сервиса и починки.

Технический ресурс – размер, характеризующий запас вероятной суммарной выработки объекта от истока его эксплуатации или же ее возобновления впоследствии починки до перехода в максимальное положение.

Срок службы – календарная длительность работы предмета до его перехода в наибольшее положение, которую можно считать в временных единицах.

Различают нормативный ресурс и нормативный срок службы, определяемые на рубеже разработки проектного поручения с учетом передового технического состояния, крупного значения и темпов научно-технического прогресса в рассматриваемой ветви.

На стадии работы объекта оперируют мнениями остаточного ресурса или же остаточного срока службы, которые считаются персональными чертами технических объектов.

Безопасность охарактеризовывает надежность объекта по отношению к жизни и самочувствию людей, находящейся вокруг среды; а так же при этом защищенность выделяет лимитирование на значение ресурса.

Риск напрямую связан с защищенностью, и функция риска считается дополнением функции защищенности до единицы.

Из приведенных понятий определяющим является понятие технического состояния объекта, а именно, его предельное значение.

При оценке надежности анализируют следующие возможные состояния объекта: исправное, работоспособное, предельное. Согласно ГОСТ 27.002 устанавливаются следующие понятия.

Исправное положение (исправность) – положение объекта, при котором он соответствует всем притязаниям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Неисправное положение (неисправность) – положение объекта, при котором, он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Работоспособное положение (работоспособность) – положение оснащения, при котором значения всех характеристик, характеризующих дееспособность исполнять данные функции, отвечают требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Неработоспособное положение (неработоспособность) – положение оборудования, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего дееспособность исполнять данные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Для объектов, которые считаются сложными, вполне вероятен дележ их неработоспособных состояний. При этом из большого количества неработоспособных состояний выделяют отчасти неработоспособные состояния, при которых объект способен частично выполнять требуемые функции.

Отказ – мероприятие, которое заключается в отклонении работоспособного состояния объекта.

Отказы систематизируют:

- по нраву проявления – неожиданные и постепенные;
- по стадиям эксплуатации объекта – приработочные и деградационные;
- по основаниям появления – конструктивные, производственные

- и эксплуатационные;
- по результатам – критические и некритические (существенные и несутественные).

В качестве предельного положения принимают состояние объекта, при котором его последующая эксплуатация неразрешена или же нецелесообразна, или восстановить его работоспособное состояние нельзя или же бессмысленно.

За аспект максимального состояния принимают показатель или систему показателей максимального состояния объекта, поставленных нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. В зависимости от критериев эксплуатации для первого и второго объекта имеют все шансы быть поставлены два и больше аспекта максимального состояния.

Повреждение – мероприятие, заключающееся в несоблюдении исправного состояния объекта, при этом его работоспособное положение имеет возможность сберегаться.

1.4.1 Показатели надежности

Признаками надежности отмечают некоторые в соответствии требованиям статистической теории надежности количественные свойства одного или небольшого количества характеристик, образующих надежность объекта.

Существуют такие показатели как: безотказность, долговечность, сохраняемость и ремонтпригодность, а вдобавок совокупные показатели.

Возможность работы без отказа – возможность $P(t)$ того, что собственно на заданном участке выработки (времени) отказ не появляется.

Для глобальных объектов статистическая оценка вероятности работы без отказа ориентируется из пропорции:

$$P(t) = 1 - x \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \eta(t - t_k), \quad (1.1)$$

где N – число объектов; t_k – продолжительность времени до отказа каждого из объектов; η – единичная функция Хевисайда.

Для вычисления вероятности безотказной работы на некотором отрезке времени $[0, t]$ удобна формула:

$$P(t) = [N - n(t)] \times \frac{1}{N}, \quad (1.2)$$

где $n(t)$ – количество объектов, отказавших к моменту времени t .

1.4.2 Показатели надежности и математические модели теории надежности

Дополнение функции $P(t)$ до единицы

$$Q(t) = 1 - P(t), \quad (1.3)$$

станет считаться функцией равной вероятности такого, собственно что объект откажет хотя бы раз один на отрезке времени $[0, t]$, будучи работоспособным в исходный период времени. В конкретных случаях эту функцию возможно именовать функцией риска и отметить как $H(t)$.

Функция рассредотачивания случайной величины – времени работы объекта до первого отказа T – равна дополнению до единицы вероятности работы без отказа при $t = T$:

$$F(t) = 1 - P(t). \quad (1.4)$$

Считая, что параметр T распределен постоянно, плотность вероятности данного параметра с точностью до символа установим сквозь производную от функции надежности:

$$p_t(T) = -P'(t)I_{t=T}. \quad (1.5)$$

В случае такого, собственно что объект невосстанавливаемый или же нрав отказа такой, собственно что починка или же что ремонт объекта не целесообразны, то период времени до первого отказа имеет смысл периода работы объекта или его ресурса. Математическое ожидание времени T связано с плотностью вероятности соотношением

$$E[T] = \int_0^{\infty} p_T(T) \cdot T \cdot dT, \quad (1.6)$$

где $E[T]$ – оператор математического ожидания.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В данной магистерской работе проведены изучения полимерно-битумного, полимерно-ленточного и полиэтиленового покрытия нанесенного в заводских условиях, на базе коих выявлено, что более наилучшем на нынешнее время является внедрение труб с заводским полиэтиленовым покрытием, с последующей трассовой изоляцией зон сварных соединений термоусадочными муфтами (типа ТЕРМА-СТ), так как их критерии являются наиболее перспективными в сравнении с другими покрытиями.

Для определения и повышения качества используются разные методы. Но применять пооперационный контроль при проверке качества, значительно повышает эффективность работы защитного покрытия. При пооперационном контроле на каждой ступени нанесения покрытия контролируется соответствие качеству.

В итоге проведения финансового обоснования и расчета затрат по переизоляции участка магистрального газопровода современным изоляционным покрытием (Полилен 40-ОБ-63) протяженностью 8000 м было установлено, что выполнение этих работ будет иметь по причине короткого срока окупаемости проекта (0,889 лет).

В рамках работы были рассчитаны и проанализированы периоды службы многих защитных покрытий, на основании чего можно сделать заключение, что изоляционные материалы, используемые в прошлом при защите магистральных газопроводов, уже не в состоянии соперничать с новыми изоляционными покрытиями, являющимися более эффективными и долговечными.

Исходя из того, что конструкции защитных изоляций непрерывно совершенствуются, точно так же как и совершенствуются методы их нанесения, не переставая увеличивается эффективность “пассивных” способов защиты от коррозии магистральных газопроводов, повышается долговечность покрытия, и, также, период эксплуатации газопроводов, изолированных этими материалами, что приводит к существенному понижению стоимости на их эксплуатацию. Чтобы выбрать оптимальное изоляционное покрытие необходимо руководствоваться условиями залегания трубопровода и степени агрессивности окружающих грунтов. Поэтому с точки зрения оптимальности и эффективности, стоит использовать именно полиэтиленовое изоляционное покрытие нанесенное в заводских условиях.

					Заключение	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10. ООО «МЗМ» специализированное предприятие по нанесению полиэтиленовых покрытий обеспечивающих антикоррозионную безопасность и электрохимическую защиту на трубы всех диаметров. [Электронный ресурс].- Электрон. дан.(1 файл), [2010]. - Режим доступа: <http://www.oomzm.ru>. Свободный.- Загл. с экрана.

11. Уральская промышленно-строительная компания “УПСК”[Электронный ресурс].- Электрон. дан.(1 файл), [2010]. - Режим доступа: <http://www.uralpsk.ru>. Свободный.- Загл. с экрана.

12. СТО Газпром 2-3.5-047-2006 Инструкция по расчету и проектированию электрохимической защиты от коррозии магистральных газопроводов.

13. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

14. ГОСТ 9.602-2005 Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

15. Группа компаний “БИУРС”[Электронный ресурс].- Электрон. дан.(1 файл), [2010]. - Режим доступа: <http://www.biurs.com>. Свободный.- Загл. с экрана.

16. ОТТ 04.00-27.22.00-КТН-005-1-03 Технические требования на заводское полиэтиленовое покрытие труб.

17. ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-003-1-03 Технические требования на заводское полипропиленовое покрытие труб.

18. ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-004-1-03 Технические требования на заводское эпоксидное покрытие труб.

19. ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-006-1-03 Требования к защитным покрытиям фасонных деталей и задвижек.

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

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

22. ВСН 51-1-80 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности.

					Список используемых источников	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

23. Нечваль А. М. “Проектирование нефтегазопроводов” // Кафедра «Транспорт и хранение нефти и газа» Уфимского государственного технического университета - 2007.- 169с.
24. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров/ М. В. Кузнецов, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов и др.- М.: Недра, 1992.- 238 с.
25. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.
26. ТУ 2245-031-82119587-2009 Манжета термоусаживающая Терма-СТ.
27. РД 102-011-89 Охрана труда. Организационно-методические документы.
28. Охрана труда. Антикоррозионные работы[Электронный ресурс].- Электрон. дан.(1 файл), [2010]. - Режим доступа: <http://ohranatruda.org.ua>. Свободный.- Загл. с экрана.
29. ТУ 1390-007-86695843-2010. Трубы стальные электросварные диаметром до 1420 мм с наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием для строительства промысловых и магистральных нефтепроводов.
30. ТУ 1390-001-86695843-08. Трубы стальные диаметром 57-1420 с наружным двухслойным и трехслойным полиэтиленовым покрытием.
31. ТУ 1394-010-17213088-03. Трубы стальные диаметром 57-1420 с наружным покрытием на основе экструдированного полипропилена для строительства магистральных нефтепроводов.
32. ТУ 1390-014-86695843-2011. Трубы и детали трубопроводов стальные с наружным двухслойным эпоксидным антикоррозионным покрытием.
33. ТУ 1390-014-05111644-98. Трубы диаметром 57-530 мм с наружным комбинированным ленточно-полиэтиленовым покрытием.
34. ТУ 1396-001-12617190-95. Узлы стальных трубопроводов с двусторонним стеклоэмалевым покрытием. Технические условия.
35. ГОСТ Р 52568. Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов.
36. СТО «Газпром» 2-2.3-130-2007. Технические требования к наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытиям труб заводского нанесения для строительства, реконструкции и капитального ремонта подземных и морских газопроводов с температурой эксплуатации до +80 °С.

					Список используемых источников	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

37. ГОСТ 27.002–89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.
38. ГОСТ 15836-79. Мастика битумно-резиновая изоляционная. Технические условия.
39. СТО Газпром 2-2.2-178-2007. Основные требования к системам внутренних и наружных лакокрасочных покрытий для противокоррозионной защиты технологического оборудования и металлоконструкций на объектах ПАО «ГАЗПРОМ».
40. ГОСТ Р 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные.
41. СНиП 2.05.06-85* Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы. – М.; ГУП ЦПП, 1997. - 60с.
42. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учебное пособие/ Л.И.Быков, Ф.М.Мустафин, С.К.Рафиков и др. – СПб.: Недра, 2006. – 828 с.
43. СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы. Переиздание СНиП III-42-80 с изменениями, утвержденными постановлением Госстроя СССР (Минстроя России): № 272 от 5.11.1982 г., № 308 от 28.12.1982 г., № 71 от 29.12.1986 г. и № 18-79 от 10.11.1996.
44. ГОСТ 12.3.016 Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

Приложение А (обязательное)

Часть магистерской диссертации на английском языке

Anticorrosion protection of the pipelines

Corrosion means the breaking down of essential properties in a material due to chemical reactions with its surroundings. In the most common use of the word, this means a loss of electrons of metals reacting with water and oxygen. Weakening of iron due to oxidation of the iron atoms is a well-known example of electrochemical corrosion. This is commonly known as rust. This type of damage usually affects metallic materials, and typically produces oxide(s) and/or salt(s) of the original metal. Corrosion also includes the dissolution of ceramic materials and can refer to discoloration and weakening of polymers by the sun's ultraviolet light.

Most structural alloys corrode merely from exposure to moisture in the air, but the process can be strongly affected by exposure to certain substances (see below). Corrosion can be concentrated locally to form a pit or crack, or it can extend across a wide area to produce general deterioration. While some efforts to reduce corrosion merely redirect the damage into less visible, less predictable forms, controlled corrosion treatments such as passivation and chromate-conversion will increase a material's corrosion resistance.

1. Background

Corrosion and cracking on the external or internal surfaces of in-service pipes, tanks, or other industrial assets reduces the integrity of the material and potentially reduces the service life of the equipment. Defects may have various forms and may be initiated by one or more mechanisms potentially resulting in corrosion and/or cracking. These factors affect a wide range of materials and bridge many industries including: industrial, aerospace, pipeline, power generation, and marine.

Corrosion is one of the major problems of oil and gas pipeline transportation. Owing to corrosion reliability and durability of pipelines are reduced, that result in the increase pipeline life operation.

Corrosion is a natural electrochemical process. Pipelines are usually coated to protect the external surfaces of steel pipe against corrosion.

There are essentially two methods: 1) impressed current method;
2) sacrificial anode method.

For onshore pipelines it is common to use an impressed current method. In this system, a DC current is supplied to the pipeline and is made to flow between the pipe and an anode ground bed via the soil. The current is adjusted to generate higher driving potentials in the pipe than those existing naturally in the corrosion cell. This neutralizes or reverses the effects of corrosion. This system requires transformer stations and is usually monitored by output voltage readings. A sacrificial anode system, on the other hand, relies upon the installation of anodes on or near the pipeline. The pipeline becomes the cathode of the system and the anodes, which corrode, are sacrificed to arrest corrosion of the pipeline. When water is present in the transported fluid, corrosion of the internal pipe surfaces can also occur. Water may be present, either alone, or in combination with CO_2 , H_2S , O_2 or other salts. The severity of corrosion depends upon the operating temperature, pressure, conductivity, soil condition, pH, and fluid velocity and composition. Corrosion control measures include water removal and drying, chemical injection and corrosion allowance on wall thickness.

Marine pipelines are constructed of high-strength carbon steels in several grades, depending on size, internal operating pressure, bending and longitudinal stresses expected during construction, and anticipated environmental conditions.

Corrosion may occur either internally or externally to a pipeline. It tends to occur at predictable locations. Internal corrosion is likely at low spots in pipelines and at riser elbows, where brine, bacteria, and other corrosive agents collect. External corrosion is most likely in the “splash zone” at the sea surface, where wave action may degrade cratings. Corrosion engineers take preventive measures that give priority to such high-risk locations.

Corrosion defects in pipelines develop gradually, and generally manifest themselves as small pinhole leaks, through which small amounts of product escape. A corrosion-induced failure is not a spectacular event. Escaping product is noticed on the surface as either large bubbles from gas lines (a small high-pressure bubble

at pipe depth is seen as a large bubbling or “gas boil,” at the surface) or a light oil sheen from liquid lines. Small leaks of this kind are easily detectable by routine helicopter overflight.

The phenomenon of internal corrosion is well understood by the pipeline industry, but requires increasing attention as pipelines and oil and gas producing fields age. In both gas and liquid lines, corrosive mixtures of foreign materials such as brine, drilling fluids, and bacteria from production reservoirs, not removed by production equipment, travel in the product stream. Metal loss from internal corrosion is generally concentrated at the bottoms of the pipe and at low spots, especially in gas lines because the corrosive substances tend to be heavier than oil or gas. In some cases, a combination of erosion and corrosion can occur. As more pipelines transport mixtures of produced fluids (oil, gas, and water), corrosion problems have become more complex, but they remain manageable.

The internal corrosion problem has grown more challenging in natural gas lines during the past 10 to 15 years, owing to changes in operating and economic conditions. At one time, gas accepted for purchase or transportation by many systems, was required to be dry (free of entrained liquid or liquid vapors of any type, including water, hydrocarbons, distillates, or condensates produced with the natural gas). Today pipelines are more likely to carry such liquids to shore, because of the value of the recovered liquids and the operational efficiencies of separation ashore, as well as the limited water disposal options offshore. Cooler temperatures around the pipeline on the ocean floor cause condensation of entrained liquid vapors, including water, resulting in formation of corrosive liquids. Shifts of production to deeper waters will tend to increase condensation of many of these corrosive fluids, because pipelines will carry more mixed fluids longer distances from producing fields to treatment and separation facilities, and in cooler waters.

Internal corrosion is more difficult than external corrosion to locate and quantify, owing mainly to the relative inaccessibility of intermediate sampling points on offshore pipelines. Onshore monitoring can be performed at valve sites, stations, instrument locations, and other points, to isolate and locate active internal corrosion. Offshore there is typically no opportunity to establish monitoring points except at the originating platform. This location is of limited use in establishing the existence of corrosion downstream. It is far more desirable to have monitoring points at both intermediate and end points of a pipeline. Even under the best of circumstances, onshore or offshore, it may be difficult to determine where fluid velocities and pipeline profiles combine to allow water to drop out of the fluid, or

to cause erosion of the pipeline; the chemistry of the fluid and the nature of entrained substances all affect internal corrosion activity.

Operators use various indirect means of monitoring internal corrosion. Fluids are often monitored continuously for corrosion products at both termini of pipelines. Small sacrificial pieces known as coupons, immersed in the flowing gas or liquid, can be removed to test for the extent of internal corrosion. The resulting analytical information is used as the basis for corrosion inhibitor injection programs and for scheduling cleaning runs by “pigs” carrying internal scrapers and brushes. Gas pipelines most commonly use corrosion inhibitors. Liquid pipelines can rely on the flow of the liquid to keep entrained water in suspension, thus limiting accumulation of corrosive substances on the walls of the pipe. Sometimes it is possible to obtain a general indication of the rate of corrosion activity in a pipeline system by monitoring the content of iron in water emitted from the pipeline system. A high iron content would indicate need for a detailed survey and remedial action. As production declines in some offshore fields, and liquid velocity drops to the point at which water settles out, internal corrosion control in liquid pipelines will be more important.

Cleaning pigs – hard rubber or inflatable plastic spheres or cylindrical devices that travel with the product flow—are often used to move foreign substances to a downstream location where they are removed from the system. The recovered material is analyzed to determine the adequacy of the internal corrosion control measures, including any chemical inhibitor programs in use. In many pipeline systems (mainly those with subsea connections with other pipelines), the use of pigs is difficult or impossible. Where feasible, it is an important means of increasing the effectiveness of internal corrosion control, used by most pipeline operators. It not only removes corrosive materials and gives operators information on corrosion activity in the pipe, but also brings corrosion inhibiting chemicals in better contact with the pipe surface.

Newer technologies have been developed to provide more precise identification and location of problem areas. In-line inspection (ILI) devices (also known as smart pigs) are suitable for some pipelines, but are limited generally by the physical characteristics of existing pipeline systems, such as tight bends, restrictions in subsea junctions, and the lack of room on platforms for pig launching and receiving equipment. Retrofitting may be difficult and expensive. Research is underway by the pipeline industry to reduce the length and weight and improve the accuracy of such devices.

Internal corrosion tends to occur fairly consistently in several distinct locations of offshore pipelines: in the bends at the bases of risers (pipes that connect seabed pipelines to platforms), where corrosive liquids tend to accumulate (especially in gas lines); and in small-diameter flowlines (pipelines connected directly to producing wells), where corrosive liquids and sand are contained in the unprocessed fluids. Knowledge of these patterns allows the targeted use of specific inspection measures and remediation techniques.

To determine the structural condition of a pipeline, operators use either pressure-testing, to reveal incipient leaks, or instrumented in-line inspection devices (generally known as smart pigs) passed through the line to record data that indicates metal loss or certain other pipe characteristics. These measures complement the corrosion control and monitoring methods, and are generally used together, to meet the circumstances of a particular pipeline and its operating conditions.

Corrosion, while the most commonly reported cause of pipeline failures, presents relatively small risks to the environment or human safety. Corrosion leaks offshore tend to be small, and they tend to occur in predictable locations in the pipes. Operators use a variety of complementary monitoring and control techniques to limit corrosion.

Smart pigs have great promise, but most offshore pipelines are not physically or operationally suited to their use. The accuracy of smart pigs in locating defects is also rather poor, and the penalties for inaccurate defect location are much higher offshore than onshore, because of the much greater cost of access to the pipeline.

A combination of complementary leak detection systems, suited to the individual pipeline system, is the most effective approach.

The discoverer of a leak at the water surface often has no way of identifying and notifying the responsible pipeline operators in a timely way. Better notification systems are needed.

2. Factors

Degradation of pipelines is the result of the persistent attack by the environment on pipeline materials (coatings, welds, pipe, etc.). Buried pipelines are located within ever changing environmental conditions that may lead to a corrosive environment. Factors that may prevent or contribute to the initiation and attack on buried pipelines include the following.

Buried pipe is coated to offer protection from the surrounding environment. A breakdown in the coating will result in pipeline metal being exposed. The material used for coating pipes varied over the years as technology evolved. For example; in the 1940's and 50's coal tar, wax, and vinyl tape were used; in the 1960's asphalts were used; and in the 1970's to present day fusion bond epoxy was and is being used. Polyethylene tape and extruded polyethylene jacket material was also used from the early 1950's to the present day

The temperature of the soil as well as the temperature of the pipe may create favorable conditions for attack on pipeline materials. Liquid and gas lines have slightly different operating temperature characteristics but both are still susceptible. For example, with gas pipelines both the pipe and surrounding ground can vary from a high of 40°C upon leaving the compressor station down to 5°C at distances from the station.

Corrosion, in particular cracking, is related to the pressures exerted on the pipe. As the pressures within the pipe are increased, the growth rates for cracks also increase. The circumferential stress (hoop stress) generated by the pipeline operating pressure is usually the highest stress component that exists.

Conditions where the pipe is under cyclic loads may result in increased crack growth rates. Operating pressures for large diameter pipe can measure up to 8700kPa (1250 psi). The pipeline pressure continually fluctuates due to loading and unloading of product and is influenced by pump activity. This applies to both gas and liquid lines but has greater influence in liquid systems.

3. Types of corrosion

Corrosion is the breakdown of the parent material due primarily to electrochemical methods where there is an exchange of electrons between two materials. Corrosion has the potential to reduce a product's design life by premature degradation. The rates of attack and severity of corrosion will vary depending on the influencing factors mentioned above. The type of corrosion that is experienced may vary as well (Mattson, 1996). Typical corrosion types found on pipelines include:

Uniform or general corrosion

proceeds at approximately the same rate over the whole surface being corroded and the extent can be measured as mass loss per unit area.

Pitting

results in pits in the metal surface due to localized corrosion.

Crevice corrosion

occurs in or immediately around a break in the material.

Intergranular corrosion

results in corrosion at or near the grain boundaries of the metal.

Erosion Corrosion

involves conjoint erosion and corrosion that typically occurs in fast flowing liquids that have a high level of turbulence.

Environment-induced cracking

results from the joint action of mechanical stresses and corrosion. Stress Corrosion Cracking (SCC) falls within this group.

4. Corrosion patterns

The various corrosion types produce distinct corrosion patterns. However, whether the corrosion is a result of low level and pitting corrosion that effects large areas or it is a more aggressive galvanic or microbiologically influenced corrosion (MIC), the result is metal loss that could compromise the integrity of the pipe. The corrosion patterns produced include uniform defects, pitted surfaces, striations, and channel defects.

Calibration blocks for sizing corrosion are typically quite simple and have one primary requirement, to assist an operator with calibrating the ultrasonic equipment to allow accurate assessment of the material being inspected. Depending on the inspection format, manual or automated, the blocks used for calibration may vary.

5. Coating specifications

The primary use of internal coatings is to protect the inside or outside surface against corrosion and also protect the stored contents from contamination.

Coating specification should be a clearly defined list of requirements or instructions. Just as a drawing must give exact dimensions, so must a coating specification state the exact system to be used. In the preparation of such a

specification, consideration must be given to such factors as types of coating available, types of surfaces to be coated, compatibility of coatings, and number of coats required on the various types of surfaces for maximum protection.

Many types of internal coatings are available for numerous protection requirements. Because of the unlimited types and applications, only a few are described here: 1) coal tar;

- 2) epoxy resin;
- 3) rubber lining;
- 4) galvanized;
- 5) external.

Coal tar

Among the oldest and most reliable coatings, coal tar has extremely low permeability, protects the surface by the mechanical exclusion of moisture and air, is extremely water resistant, and resists weak mineral acids, alkalis, salts, brine solutions, and other aggressive chemicals well.

Epoxy resin

Epoxy resin gives excellent adhesion, toughness, abrasion resistance, flexibility, high gloss and durability, and good chemical and moisture resistance. Typical applications include linings for sour-crude tanks, floating roof tanks, solvent storage tanks, drilling mud tanks, and pipelines.

Rubber lining

Rubber lining is used as internal lining for storage tanks that are subjected to severe service, such as elevated temperatures, or for protection from extremely

corrosive contents such as concentrated chlorides, and various acids, such as chromic, sulfuric, hydrochloric, and phosphoric.

Galvanized

Galvanizing (zinc coating) is highly resistant to most types of corrosion. Bolted steel tanks are ideally suited for galvanizing since all component parts are galvanized by the hot-dip process after fabrication before erection. Galvanized bolted tanks are recommended where sulfur oil is produced and associated with hydrogen sulfide gas. Galvanizing is also very effective against corrosion in seacoast areas where atmospheric conditions present difficulties in maintaining tank life.

External

The basic needs for external coatings are protection against weathering exposure and appearance. Many types of external coatings are available, ranging from basic one-coat primers with one or more top coats. Environmental conditions usually dictate the extent of coating applied. Offshore and coastal installations require more extensive coatings compared with inland locations.

The marine environment is generally uniform and stable with respect to its corrosivity. Pipelines are protected against corrosion by bonded coatings. On larger diameter pipelines, which would otherwise float when empty or be subject to excessive displacement by waves and currents, a concrete weight coating is added to provide stability, and incidentally some mechanical protection from objects such as the anchors of small vessels. Specifications for corrosion-preventive coatings and their application and testing are available from several associations representing the pipeline industry and coating firms.

To prevent the electrochemical process of external corrosion, marine pipelines use cathodic protection systems, which apply a small voltage to the pipe, either from an external power source or through the electrochemical reaction of two dissimilar metals using seawater as an electrolyte. The earliest type of cathodic corrosion prevention system (known as impressed current protection) used single-location, or “point-groundbed,” anodes, powered by electrical rectifiers to provide

protective current to the pipeline. The original system anodes are generally depleted after 10 to 15 years of service and replaced with new ones. A drawback of this system is occasional interruption of electric power, supplied by generators on platforms; although occasional brief interruptions are not harmful, the relative inaccessibility of the rectifiers can make outages more frequent and longer than desirable. The adequacy of corrosion protection—and in particular protection from external corrosion—at intermediate points, between anodes, is difficult to verify. For these reasons, impressed current systems are not often used today.

External inspections of marine pipeline facilities are performed only as conditions warrant, for reasons of cost, safety, and environmental impact. Any diver-assisted operation carries risks of injury. The disturbance of sediments and the potential for damage to the pipe raises environmental issues. Cost issues arise when the anticipated benefits are not adequate in comparison to the costs incurred. Direct access to submerged pipelines is in any case limited, because the pipe is buried and/or covered by a corrosion-protective coating and sometimes a concrete coating (used to add weight to the pipe). External inspection is therefore limited primarily to situations where significant damage is suspected (as, for example, when a ship's anchor has been accidentally dragged near the pipeline) or when it is necessary to confirm the pipeline's location or burial status.

The inspection technique used depends on the results desired. Even for equipment that is buried, it may be possible to uncover the piece of equipment or section of pipe (albeit at great cost) and achieve the same direct access or, in rare cases and in shallow water, even raise it to the surface for repair without disconnecting it.

Alternative methods of externally inspecting subsea pipelines use specially designed sonar or magnetic devices that are towed along or across a pipeline to give an electronic, rather than visual, indication of the pipeline's location and burial status. These indications are, of course, indirect; that is, the data must be interpreted and translated into useful information. Accompanying this indirect method of inspection are certain inaccuracies inherent with these techniques; however, these methods do have very definite and widespread applications offshore.

6. Mechanism of cathodic polarization

Cathodic polarization can be applied to control corrosion that is electrochemical in nature, whereby circulating current is forced to flow onto the entire surface area of the steel structure making it cathodic and thus in a noncorroding state (Fig. 1).

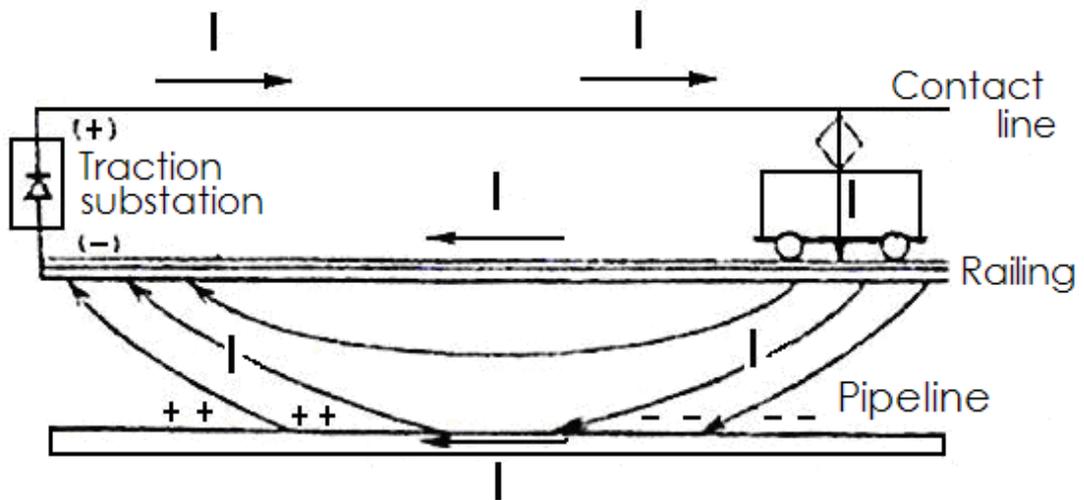


Fig. 1 – Scheme of the leaking of circulating current at underground pipeline

Self-contained sacrificial anodes are recommended for protecting the interior of tanks and pipelines. An impressed-current system is recommended for pipe storage, pipelines, casing in producing wells, etc. In this system, the current is furnished by an AC power system, then rectified to DC current and fed to the structure by the use of a semipermanent anode.

Today, so-called sacrificial cathodic protection is more common. It involves the use of anodes of a sacrificial material such as aluminum or zinc, electrically bonded and attached to the pipeline as clamp-on bracelets. These anodes are sized and spaced along the pipeline to provide uniform cathodic protection for at least 25 to 30 years, taking into account the anticipated extent of coating damage, the anode depletion rate, and other factors. One drawback of sacrificial systems is that depleted anodes cannot be as readily replaced as the single point anodes of the impressed current system. In addition, the anodes on smaller pipes, without weight coatings, may be damaged during pipeline installation, rendering them nonfunctional and reducing the safety factor built into the system. (On larger lines—the most common—the outer diameter of the anode is the same as that of the weight coating, making such damage unlikely).

Conventional cathodic protection monitoring of offshore pipelines is generally conducted by measuring the pipe-to-electrolyte potential of the pipeline at easily accessible points, generally the platform riser and/or a point onshore. This technique produces data for only one or two points, so there is some difficulty in judging the protective status of the rest of the pipeline, which depends on such things as the condition of protective coatings and the integrity of anode-to-pipe connections.

7. Surface preparation

The importance of surface preparation would seem so fundamental that it would not deserve mention in specifications: however, poor surface preparation is a major contributing factor of many coating failures. Detailed instructions should be given all along the line and steps taken to see that they are carried out properly. Basically, no coating can be better than the surface over which it is applied. If that surface is dirt, grease, moisture, mill scale, rust, concrete dust, or any other foreign or interference material, failure can be expected. These substances, forming a film between the surface and the coating, soon break down and fall away, taking the coating with them. Such failures cannot be called coating failures. The type of surface preparation required on various surfaces is determined by the nature of the surface itself, the operating conditions to which such surfaces will be subjected, and the type of coating to be applied to the surfaces. As a general rule, metal surfaces that are to be submerged require more thorough surface preparation than those areas that will be nonsubmerged (Fig. 2).

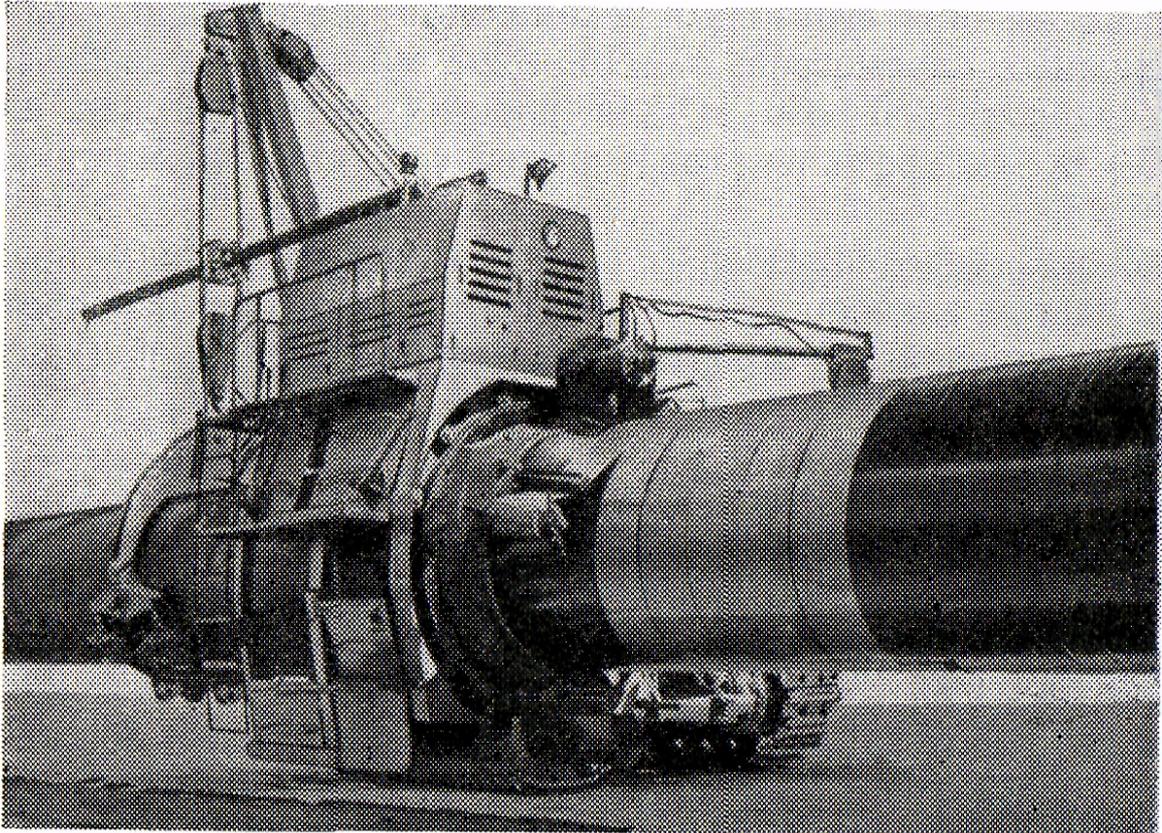


Fig. 2 – Surface preparation by refinement facility

The more severe the corrosive atmospheric elements will be the more thoroughly surface preparation must be carried out.