

**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 эффективности пассивной защиты от коррозии магистральных нефтепроводов»

УДК 622.692.4.053:620.193

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Гэ Юй		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

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		

**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
2БМ5Б	Гэ Юй

Тема работы:

«Исследование эффективности пассивной защиты от коррозии магистральных нефтепроводов»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 26.04.2017 г. №3208/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.05.2017г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></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>	Нормативная документация, связанная с изоляционными покрытиями трубопроводов, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература, материалы исследовательских институтов.
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></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>Существующие методы и технологии пассивной защиты трубопроводов от коррозии. Моделирование НДС трубопровода с коррозией в ANSYS. Конструкция изоляционной ленты с двусторонним липким слоем.</p>
--	---

**Перечень графического материала**  
*(с точным указанием обязательных чертежей)*

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Ф.И.О., должность Шарф И.В. к.э.н доцент
«Социальная ответственность»	Ф.И.О., должность Маланова Н.В. к.т.н инженер

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

Нанесение изоляции (COATING PROCESS)

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	05.09.2016г
---	-------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Гэ Юй		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ5Б	Гэ Юй

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Транспорта и хранения нефти и газа</b>
<b>Уровень образования</b>	магистр	<b>Направление/специальность</b>	131000 «Нефтегазовое дело» профиль « <u>Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ</u> »

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Сборники сметных норм, сборники отраслевых норм, отраслевые регламенты, инструкции.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Нормативно-правовые акты различной юридической силы.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Формирование видов затрат для проведения работ по изоляции трубопроводов полимерными ленточными покрытиями с двусторонним липким слоем.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчет суммарных затрат на изоляцию трубопроводов полимерными ленточными покрытиями с двусторонним липким слоем.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Выводы о ресурсоэффективности способа изоляции трубопроводов полимерными ленточными покрытиями с двусторонним липким слоем.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

--

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

--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И.В.	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Гэ Юй		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«Социальная ответственность»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ5Б	Гэ Юй

<b>Институт</b>		<b>Кафедра</b>	
<b>Уровень образования</b>	магистр	<b>Направление/специальность</b>	131000 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>• опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>• негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>• чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Климат почти на всей территории района расположения резко континентальный, характеризующийся продолжительной и холодной зимой, теплым, но не продолжительным летом, короткой весной и осенью. Время проведения изоляционных работ – лето.</p> <p>Средняя температура июля - самого жаркого месяца составляет плюс 170С, максимальная температура достигает плюс 370С. При изоляции трубопровода используется тяжелая техника. Работы производятся при повышенном уровне шума и вибрации. Изоляция трубопровода приводит к выбросам вредных веществ в атмосферу.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Средства защиты от вредных и опасных факторов перечислены на основе следующих документов: ГОСТ 12.4.011, СанПиН 2.2.4.548-96, ГОСТ Р 12.4.208-9, ГОСТ Р 12.4.210-99, ГОСТ Р 12.4.209-99, ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ</p>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>• действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Источником повышенного уровня шума на площадке являются используемые машины и оборудование (очистные машины, изоляционные машины, экскаваторы.). Шум постепенно ухудшает слух рабочих и может вызывать головные боли. В более редких случаях возможны бессонница, ухудшение репродуктивной функции и серьезные расстройства психики. В качестве средств борьбы с повышенным уровнем шума используют средства индивидуальной защиты (наушники, беруши) и различные покрытия их звукоизоляционных материалов.</p>
<p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>• термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>• электробезопасность (в т.ч. статическое</li> </ul>	<p>При изоляционных работах опасность представляют движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, такие как очистные и изоляционные машины, при неправильном обращении с которыми образуются ссадины, ушибы и переломы. Для защиты от движущихся частей машины и</p>

<p>электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>оборудования используются СИЗ и ударопрочная спецодежда. Но в первую очередь чтобы не стать жертвой этого опасного фактора необходимо точно соблюдать технику безопасности во время рабочего процесса.</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>защита селитебной зоны</li> <li>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Привести анализ воздействий на окружающую среду</p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Возникновение дефектов изоляционного покрытия</li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Защита прав работника в соответствии с трудовым кодексом РФ, выписки по соответствующей теме.</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Гэ Юй		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 88 с., 39 рис., 34 табл., 37 источника.

Ключевые слова: КОРРОЗИЯ, ИССЛЕДОВАНИЕ, ИЗОЛЯЦИОННОЕ ПОКРЫТИЕ, ТРУБОПРОВОД, ПОЛИМЕРНОЕ ПОКРЫТИЕ, ПРАЙМЕР.

Объектом исследования является средства и технологии пассивной защиты магистральных нефтепроводов.

Целью данной работы является повышение эффективности защиты от коррозии магистральных трубопроводов на основе исследования современных российских, китайских и зарубежных средств и технологий пассивной защиты.

Рассмотрены основные причины, связанные с коррозией трубопроводов, представлена классификация средств защиты трубопроводов от наружной коррозии. Выявлены современные мировые, в том числе российские и китайские средства пассивной средство защиты от коррозии трубопроводов и даны рекомендации по их применению. Приведена модель ручейковый коррозии трубопроводов в программе ANSYS и рекомендация по её использованию.

Проведен расчет экономической эффективности проведения работ по изоляции участка трубопровода. Рассмотрены вопросы социальной ответственности при изоляционных работах.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2013 и представлена на диске (в конверте на обороте обложки).

## АННОТАЦИЯ

В магистерской диссертации на тему «Исследование эффективности пассивной защиты от коррозии магистральных нефтепроводов» рассматриваются вопросы современных средств защиты трубопроводов от коррозии.

Исследованы основные причины, связанные с коррозией трубопроводов, представлена классификация средств защиты трубопроводов от наружной коррозии. Выявлены современные мировые, в том числе российские и китайские средства пассивной защиты от коррозии трубопроводов и даны рекомендации по их применению. Приведена модель ручейковой коррозии трубопроводов в программе ANSYS и рекомендация по её использованию.

Дан расчет экономической эффективности проведения работ и рассмотрены вопросы социальной ответственности при изоляционных работах.

## ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

В 2003 г. Госгортехнадзором РФ были введены в действие общие технические требования ОАО «АК «Транснефть», предъявляемые: к заводским покрытиям труб (полиэтиленовому, полипропиленовому, эпоксидному); к наружным антикоррозионным покрытиям фасонных соединительных деталей и задвижек трубопроводов (для покрытий заводского и трассового способов нанесения); к наружным антикоррозионным покрытиям сварных стыков трубопроводов на основе термоусаживающихся полимерных лент.

В 2006 г. на базе технических требований компании «Транснефть» был разработан и введен в действие российский стандарт ГОСТ Р 52568-2006 «Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов». Таким образом, отраслевые требования на заводские покрытия труб перешли в разряд национальных.

В 2005-2006 гг. по заданию АК «Транснефть» были разработаны отраслевые требования на наружные и внутренние антикоррозионные покрытия резервуаров, на защитные покрытия трубопроводов надземной прокладки. На очереди стоит разработка технических требований, предъявляемых к внутренним защитным покрытиям труб и к защитным покрытиям трубопроводов трассового нанесения.

## Оглавление

<b>Введение</b> .....	12
<b>1. Основные положения теории о коррозии металлов и классификация</b>	15
1.1 Основные понятия.....	15
1.2 Классификация .....	16
<b>2. Анализ существующих методов изоляции трубопроводов</b> .....	18
2.1 Классификация способов защиты трубопроводов от коррозии.....	18
2.2 Пассивная защита.....	19
2.3 Изоляция стыков трубопроводов .....	26
2.4 Изоляция трубопроводной арматуры .....	28
2.4 Живая изоляция.....	29
<b>3. Изоляционные средства пассивной защиты от коррозии трубопроводов в Китае</b> .....	35
3.1 Эпоксидное покрытие.....	36
3.2 Двухслойное эпоксидное покрытие .....	37
3.3 Трехслойное полиэтиленовое покрытие.....	38
3.4 Трехслойное полипропиленовое покрытие.....	40
<b>4 Моделирование напряженно-деформированного состояния участка трубопровода с коррозией</b> .....	54
<b>5. Расчет срока службы различных изоляционных покрытий</b> .....	56
5.1. Расчет остаточного ресурса изоляционных покрытий эксплуатируемых трубопроводов .....	56
5.2 Расчет срок службы изоляционного покрытия трубопровода в период проектирования .....	57
5.3 Расчет срок службы различных изоляционных покрытий .....	57
<b>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b> .....	59
<b>7. Социальная ответственность</b> .....	63
7.1 Производственная безопасность .....	63
7.2 Экологическая безопасность.....	69
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	69
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	69
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	71

<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	73
<b>Приложение А</b> .....	77

## Введение

Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов в настоящее время является основным средством доставки этих продуктов от мест добычи, переработки или получения к местам потребления.

Трубопроводы разных видов нашли широкое применение в современном мире. Процесс образования коррозии на них не относится к разряду тех, которые можно избежать. Его можно только отсрочить на некоторый промежуток времени. Существует пассивные и активные системы защиты трубопроводов от коррозии.

Важную роль играли такие показатели качества изоляционных покрытий, как адгезия, водостойкость, механическая прочность, долговечность, непрерывность и другие показатели, которые характеризуют эффективность изоляционного покрытия.

С развитием спроса Китая на нефть и газ продолжает расти объем строительства трубопроводного транспорта.

В последние годы в Китае, рост потребления нефти увеличивается очень быстро, импорт и добыча должны обеспечивать этот рост. За декабрь среднесуточный объем закупок нефти на зарубежных рынках составил чуть меньше 7,8 млн баррелей. По сравнению с показателями ноября он вырос на 200 тыс. баррелей в сутки. Однако до сих пор не может преодолеть уровни декабря 2015 г. (рис. 1.1).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Исследование эффективности пассивной защиты от коррозии магистральных нефтепроводов</i>			
Разраб.	Гэ Юй				введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод	Крец В.Г.						12	90
Консульт						НИТПУ ар.2БМ5Б		
И.О.Зав.Каф	Бурков П.В.							
					12			

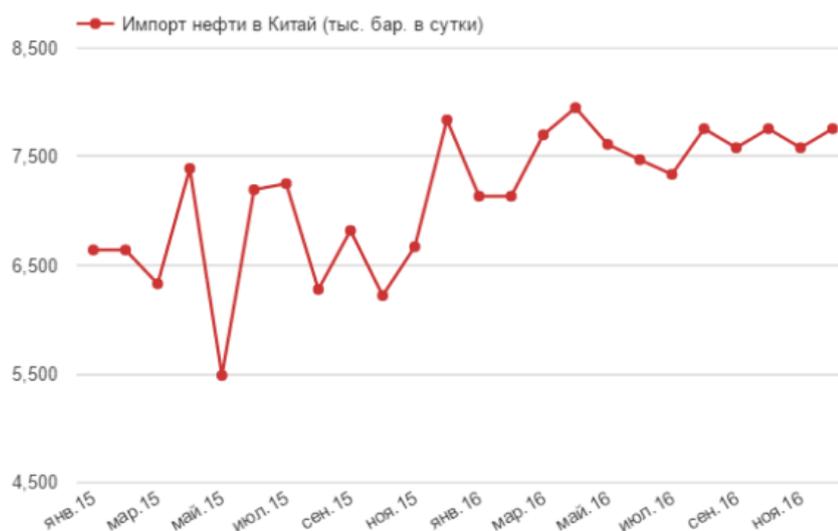


Рисунок 1.1 Объем импорта нефти в Китай (тыс. бар. в сутки)

Даже, учитывая, что объем импорта не растет уже год, среднесуточные закупки 2016 г. увеличились по сравнению с 2015 г. на 834 тыс. баррелей или на 12,3%. Это абсолютный рекорд с 2010 г. как в относительном, так и в абсолютном выражении. В 2010 г. спрос на зарубежную нефть подскочил на 18%. (Рисунок 1.2)

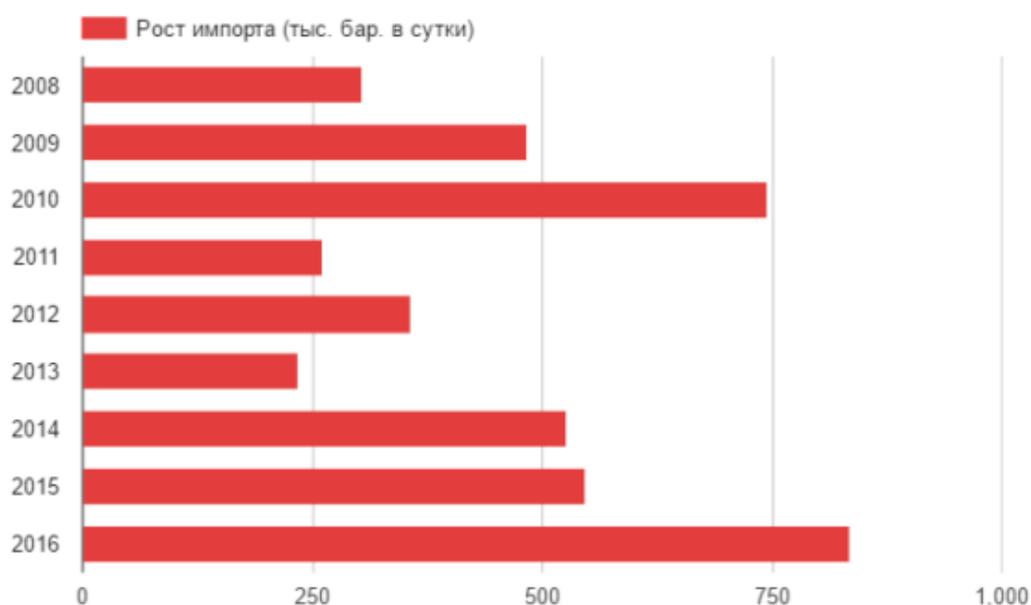


Рисунок 1.2 Рост импорта нефти в Китай (тыс. бар. в сутки)

Коррозия значительно влияет на жизнь трубопровода. Проблема надежности работы трубопроводов во многом зависит от средств защиты их от коррозии. На современном этапе развития Китайской народной

Республики более 20% аварий в процессе работы трубопроводного транспорта нефти происходит по причине коррозионного разрушения. [1]

Целью данной работы рассмотрение существующих на сегодня “пассивных” методов защиты от коррозии магистральных нефтепроводов, выявление наиболее эффективных среди них.

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

# 1. Основные положения теории о коррозии металлов и классификация

## 1.1 Основные понятия

Коррозия металлов – это самопроизвольное разрушение металлов и сплавов в результате химического, электрохимического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой. Разрушение по физическим причинам не является коррозией, а характеризуется понятиями «эрозия», «истирание», «износ». Причиной коррозии служит термодинамическая неустойчивость конструкционных материалов к воздействию веществ, находящихся в контактирующей с ними среде.

Коррозионный процесс является гетерогенным, имеет сложный механизм. В этом случае атомы металла окисляются, т.е. теряют валентные электроны, атомы проходят через границу раздела во внешнюю среду, взаимодействуют с ее компонентами и образуют продукты коррозии.

В большинстве случаев коррозия металлов протекает неравномерно по поверхности, есть области, где происходят локальные повреждения. Некоторые продукты коррозии, образующие поверхностные пленки, информируют металл о коррозионной стойкости.

Иногда могут появиться рыхлые продукты, имеющие слабую адгезию к металлу. Разрушение таких пленок вызывает сильную коррозию обнаженного металла.

Коррозия металла снижает механическую прочность и изменяет его другие свойства.

Коррозионные процессы классифицируются по видам коррозионных повреждений, характеру взаимодействия металла со средой, условиям течения.

					<i>Исследование эффективности пассивной защиты от коррозии магистральных нефтепроводов</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Гэ Юй</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Крец В.Г.</i>					15	129
<i>Консульт.</i>					<b>НИТПУ 2БМ5Б</b>		
<i>И.О.Зав.Каф</i>	<i>Бурков П.В.</i>						
					15		

## 1.2 Классификация

Коррозия может быть непрерывной, общей и локальной. Сплошная коррозия протекает по всей поверхности металла. При местной коррозии поражения локализируются на отдельных участках поверхности. Общая коррозия подразделяется на однородную, неравномерную и селективную (Рисунок 1.3):

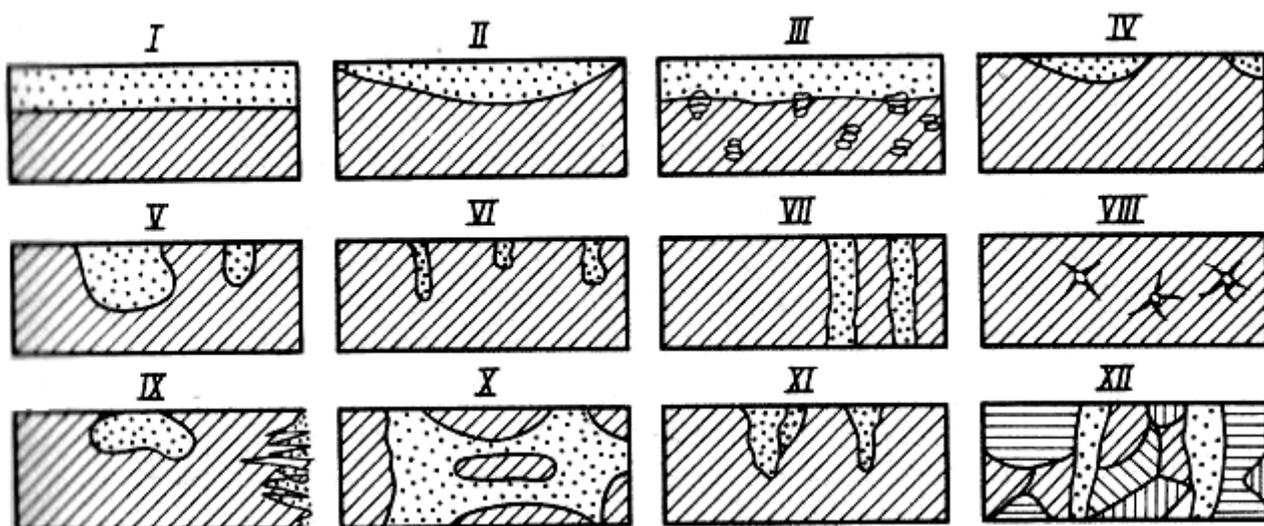


Рисунок 1.3 - Характер коррозионных разрушений

Равномерная коррозия протекает с одинаковой скоростью по всей поверхности металла; Неравномерность – на разных участках поверхности металла с неодинаковой скоростью. При селективной коррозии отдельные компоненты сплава разрушаются.

Поперечные размеры с большой глубиной. Сквозная – Это местная коррозия, вызывающая разрушение металлического изделия насквозь в виде свищи. Нитевидная коррозия проявляется в неметаллических покрытиях и в виде нитей. Подповерхностная коррозия начинается с поверхности, преимущественно простирается под поверхностью металла, вызывая ее набухание и расслаивание.

При межкристаллитной коррозии разрушение концентрируется вдоль границ зерен металла или сплава. Этот тип коррозии опасен из-за потери прочности и пластичности металла. Коррозия ножа - это вид надреза с ножом вдоль шва в агрессивных средах. Коррозионное растрескивание происходит,

когда одновременно применяются коррозионные среды и растяжение остаточных или приложенных механических напряжений.

Когда коррозия окрашена, диаметр коррозионных поражений имеет большую глубину. Для язвенной коррозии характерно глубокое поражение площади поверхности ограниченной области. Как правило, язва находится выше слоя продуктов коррозии. В случае точечной (точечной) коррозии наблюдаются отдельные точечные дефекты поверхности металла, которые имеют небольшие

Металлические изделия при определенных условиях подвергаются коррозионно-усталостному разрушению, которое возникает, когда коррозионная среда и механические напряжения одновременно применяются к металлу.

По характеру взаимодействия металла с окружающей средой различают химическую и электрохимическую коррозию. Химическая коррозия - декомпрессия металла при химическом взаимодействии с агрессивной средой, которая служит неэлектролитами - жидкостями и сухими газами.

					Основные положения теории о коррозии металлов и классификация	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2. Анализ существующих методов изоляции трубопроводов

### 2.1 Классификация способов защиты трубопроводов от коррозии

Время жизни металлических конструкций в естественных условиях часто относительно невелико. Он включает в себя четыре широко используемых метода, обычно используемых в жизни. Они включают:

- 1) выделение поверхности структуры из контакта с внешней агрессивной средой;
- 2) применение коррозионностойких материалов;
- 3) воздействие на окружающую среду в целях снижения его агрессивности;
- 4) использование электрической защиты подземных металлических конструкций.

классификация способов защиты трубопроводов от коррозии представлена на рисунке.2.1[7]

					<i>Исследование эффективности пассивной защиты от коррозии магистральных нефтепроводов</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Гэ Юй</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Крец В.Г.</i>					18	90
<i>Консульт</i>					<b>НИТПУ эр.2БМ5Б</b>		
<i>И.О.Зав.Каф</i>	<i>Бурков П.В.</i>						
					18		

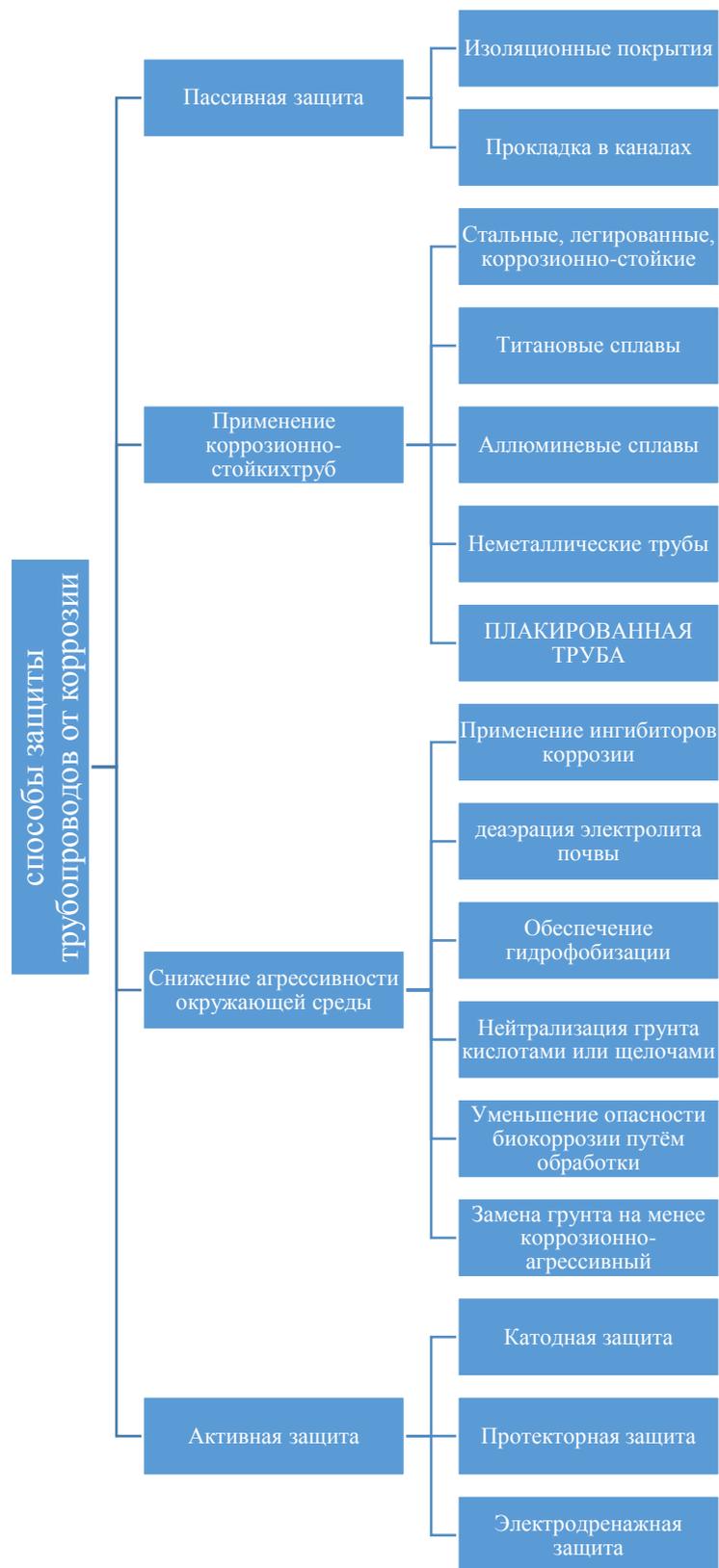


Рисунок.2.1 Классификация способов защиты трубопроводов от коррозии

## 2.2 Пассивная защита

Первый метод называется пассивной защитой. Он предусматривает:

А) нанесение на поверхность металла химически инертного по отношению к металлу вещества и с высокими диэлектрическими свойствами окружающей агрессивной среды. В качестве защитных материалов используются различные виды мастик, красок, лаков, эмалей, пластмасс. Эти материалы являются жидкими во время нанесения, затем высыхают с образованием твердой пленки, которая обладает достаточной прочностью и хорошей адгезией к поверхности защитного металла.

Наиболее распространенным методом является использование защитного слоя на металлических предметах. Кроме того, другого металла с более низкой скоростью коррозии тонкий слой в данных условиях (хромирование никелирование, или гальванизация стальных изделий) применяется к изделиям из мало прочного металла (обычно из углеродистой стали);

Б) специальные способы установки, часто применение для защиты подземных сооружений на промышленных объектах и территории городов, например, коллекторная прокладка, в которой подземные трубопроводы размещаются по специальным каналам. Изолирующим слоем в таком случае, является воздушный зазор между каналом и стенкой трубопровода;

С) обработка изделий специальными растворами, в итоге чего на поверхности металла создается слой труднорастворимых солей металлов.

### 2.2.1 Трассовое покрытие

Современными антикоррозионными покрытиями трубопроводов является заводское и трассовое нанесения. В результате анализа различной научной технической информации по материалам изоляционных покрытия нами составлены их характеристики, область применения и предложена рекомендации по их использованию как современных изоляционных средств.

Антикоррозионные покрытия трубопроводов трассового нанесения

Трассовое покрытие в таблица 2.1

					Анализ существующих методов изоляции трубопроводов 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

таблица 2.1

	Характеристика	новое	примечание
Битумно-мастичные покрытия Применение: трассовые и заводские условия	Применение изоляционные мастики: битумно-резиновые, битумно-полимерные с добавками атактического полипропилена на основе асфальт смолистых соединений типа «Асмол»	Битумные мастики нового поколения	1. Достаточно дешевизна, простая технология 2. недостаток мастик срок служба до 10–15 лет 3. в соответствии с ГОСТ Р 51164–98 диаметры трубопроводов не более 820мм и температурой эксплуатации не выше плюс 40 градусов Цельсия.
Полимерные ленточные покрытия (на газопроводах до 60–65% от общей протяженности)	Конструкция с ГОСТ 51164–98 Слой адгезионной грунтовки Адгезионные грунтовки типа «П–001», «НК–50»	Защитные комплектно с адгезионной грунтовкой (праймером)	1. высокая технологичность, хорошие диэлектрические характеристики, низкая влажностепроницаемость 2. широко использовать для газопроводов диаметром не выше 820мм и температурой эксплуатации не выше 40 градусов Цельсия; для нефтепроводов диаметром до 1420 мм толщина покрытия не менее 1,8мм
Комбинированное мастично-ленточное покрытие	Добавки специальных масел; конструкция из слоя адгезионного праймера, изоляционной ленты толщиной не менее 0,4мм, общая толщина не менее 4 мм.	Покрытие типа «Пластобит»	1. достаточно высокие защитные и эксплуатационные характеристики 2. повышение механических характеристик 3. недостаточно широкий диапазон от –10 до +40 градусов Цельсия [8]

2.2.2 Заводское покрытие

Заводское покрытие в таблице 2.2

таблица 2.2

	характеристика	новое	примечание
Заводское эпоксидное покрытие	Обработка поверхности состав на базе эпоксидной смолы.	На основе экструдированного полиэтилена	Повышение надежности изделия от коррозионных процессов
Заводское полиэтиленовое покрытие	Однослойное, двухслойное, трехслойное	В ЗАО "АНКОРТ" проводятся работы по внедрению отечественных изоляционных материалов для трехслойных полиэтиленовых покрытий труб	Эффективная защита от коррозии трубопроводов на период их эксплуатации до 30–50 лет
Заводское полипропиленовое покрытие (7–10% производства труб с заводским полипропиленом)	состав порошковые эпоксидные краски, термоплавкие полимерные и термостойкие композиции	Противокоррозионная защита горячих трубопроводов; защита от коррозии морских трубопроводов.	толщина может быть на 20-25 % меньше толщины полиэтиленового покрытия труб (от 1,8 мм до 2,5 мм); температура хранения изолированных труб до минус 40 °С.
комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие (заводское и базовое)	Состав полиэтиленовая лента и адгезионная грунтовка	адгезионные грунтовки и дублированные полиэтиленовые ленты фирм США, Италия, Япония и российские материалы.	превосходит битумно-мастичные и полимерные ленточные покрытия трубопроводов

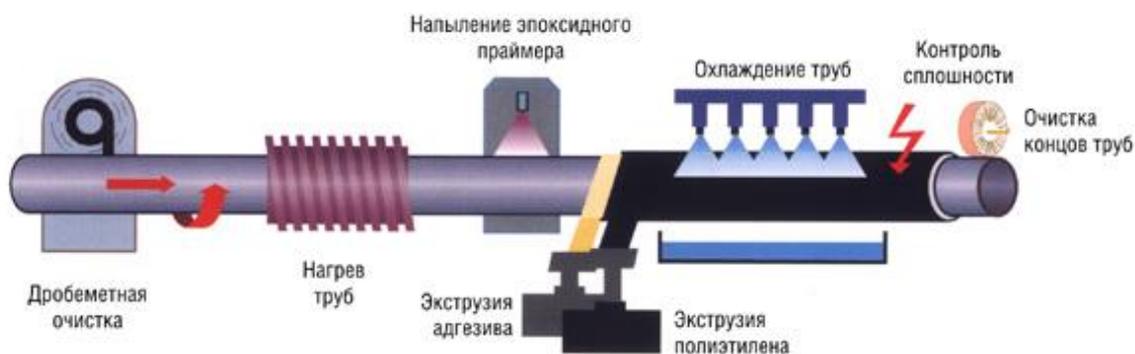


Рисунок 2.2 Заводское полиэтиленовое покрытие труб (существуют 4 варианта по ГОСТ Р 51164-98)

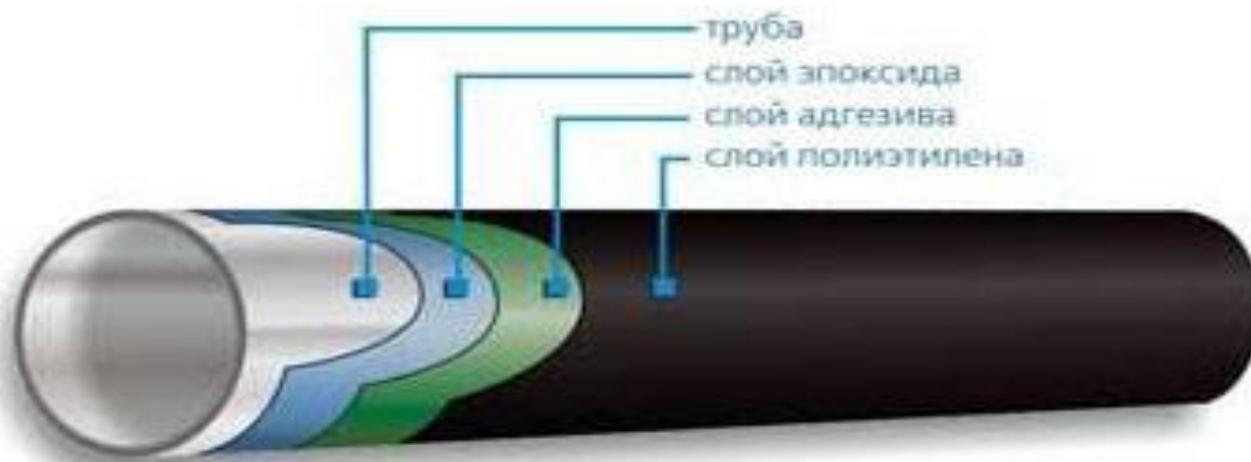


Рисунок 2.3 Трубы трехслойного полиэтиленового покрытия

### Полиэтиленовые изоляционные покрытия для трубопровода

Магистральный трубопровод (МН) – это инженерно-техническое сооружение, предназначенное для постоянного регулирования транспортировки газа, нефти и нефтепродуктов на большие расстояния.

В России магистральные трубопроводы, находящиеся в эксплуатации и изолированные защитными покрытиями: битумными, полимерными, ленточными, полимерно-битумными, полиэтиленовыми заводского типа и т.д. (табл. 2.3). На данный момент, применение полимерных ленточных покрытий для изоляции трубопроводных систем растет по сравнению с другими видами [9].

Таблица 2.3 – Типы защитных изоляционных покрытий, используемые на магистральных трубопроводах, к концу 2015 года [9]

Таблица 2.3 – Типы защитных изоляционных покрытий, используемые на магистральных трубопроводах, к концу 2015 года [9]

Виды защитных покрытий	Магистральные газонефтепроводы, %		
	Нефтепроводы (60 тыс. км)	Газопроводы (165 тыс. км)	Нефтепродуктопроводы (30 тыс. км)
Битумные	5÷10	5÷10	5÷10
Полимерные ленточные	55÷60	55÷60	60÷65
Полимерно-битумные	10÷20	10÷20	5÷10
Заводские экструдированные полиэтиленовые и полипропиленовые	10÷20	10÷20	5÷10
Другие типы покрытий	1÷5	1÷5	5÷10

В качестве защиты наружной поверхности используются разные рулонные материалы. На практике для изоляции подземного трубопровода используют липкие изоляционные ленты на основе полиэтилена, поливинилхлорида и полипропилена.

Полиэтилен – это термопластичный материал, который обладает высокой химической стойкостью, повышенной прочностью и эластичностью, высокой диэлектрической проницаемостью и низким водонасыщением.

Главным недостатком полиэтиленового изоляционного покрытия является его подверженность со временем к термоокислительной деструкции, что приводит к уменьшению ее защитных и прочностных свойств. Во время эксплуатации полиэтилен под воздействием невысоких температур и механических воздействий подвергается усадке материала с образованием внутренних трещин и напряжений. Кроме этого, полиэтиленовые покрытия обладают высокой степенью водородной и кислородной проницаемостью [9]. Из-за этого через 3-4 года под однослойным изоляционным покрытием образуется сплошная подпленочная коррозия.

## Обзор конструкций и способов нанесения

Термостабилизированный полиэтилен используется для защиты верхнего слоя трубы. Например, фирма «Маннесманн» для защиты труб использует полиэтилен низкой плотности Lupolen 2452 E, который обладает хорошей стойкостью к старению при воздействии тепловых нагрузок и УФ излучения и высокими физико-механическими свойствами.

В Америке широко используются эпоксидные порошковые материалы для защиты внутренней и внешней поверхности трубопровода. Эпоксидный материал напыляется электрическим способом на нагретую поверхность трубы, где образуется защитная пленка с толщиной 0,25 мм. Недостатком тонкопленочного эпоксидного покрытия является низкая стойкость к ударной прочности и катодному отслаиванию. Из-за этого проводятся эксперименты по повышению качества эпоксидных покрытий и их устойчивости к ударам. Технология оксидирования поверхности, предложенная фирмой «Ниппон Кокан» (Япония), образовывала оксидную пленку толщиной несколько микрон, которая имеет высокие адгезионные свойства и выполняет функцию связующего вещества между поверхностью металла и эпоксидным покрытием [10].

Также используется пластмассовая изоляция, которая выполняется в виде тонкостенной пленки из фторопласта или схожих по структуре пластмасс. Они протаскиваются через внутреннюю поверхность трубы, используя промежуточные фланцы. Британцами была изобретена новый тип противокоррозионной изоляции, которая приготавливается из каменноугольной смолы. Такая изоляция находит свое применение для защиты резервуаров и трубопроводов как наземных, так и подводных. Высокие защитные свойства у подобной изоляции сохраняются при воздействии температур до 120 °С [11].

Наиболее популярный метод нанесения внешнего покрытия изоляции – экструдирование, то есть полиэтилен можно наносить без предварительного

					Анализ существующих методов изоляции трубопроводов 25	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

нагрева металла трубопровода. В данной ситуации материал наносится через отверстие кольцевого зазора надвигающуюся поступательно трубу.

Для лучшего сцепления поверхности металла трубы и изоляционного покрытия в процессе экструдирования используется промежуточный слой клеящегося материала. Впервые данную технологию разработала компания Simitomo. Используя клейкие свойства промежуточного слоя, увеличили плотность полиэтиленового материала.

### 2.3 Изоляция стыков трубопроводов

Технология очистки сварных стыков и применение термоусадочной ленты были разработаны очень хорошо для строительства различных трубопроводов. В течение длительного времени Raychem (США), Canusa (Канада), UBE, Furukawa (Япония) представляли материалы. Теперь, для изоляции сварных соединений труб, используется серия терморезистивных полимерных лент: «термо-СТ», «TIAL», «TERMA», «DONRAD» по качеству, не уступающее импортным аналогам. Проведены работы по отработке новой технологии и нанесению на сварные стыки труб двухкомпонентного полиуретанового покрытия Scotchkote 352. Для подготовки поверхности зоны сварки перед нанесением покрытия применяют абразивный метод очистки.

Полимерное покрытие «ТЕРМА-СТ» представляет собой термоусаживающуюся ленту, которая предназначена для антикоррозионной защиты сварных стыков труб.

Термоусаживающаяся лента имеет два слоя: слой радиационно-сшитого полиэтилена и слой термопластичного адгезива. Поставка ленты осуществляется рулонами или в виде отрезков на один стык. В комплекте с лентой поставляется замковая лента «ТЕРМА-ЛКА», которая предназначена для склеивания ленты в месте нахлеста.

					Анализ существующих методов изоляции трубопроводов	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 2.4, очистка поверхности стыка

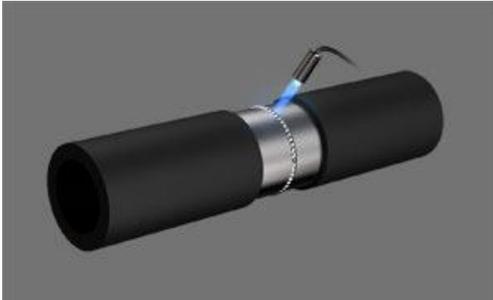


Рисунок 2.5. нагрев поверхности стыка



Рисунок 2.6. установка терма-ст

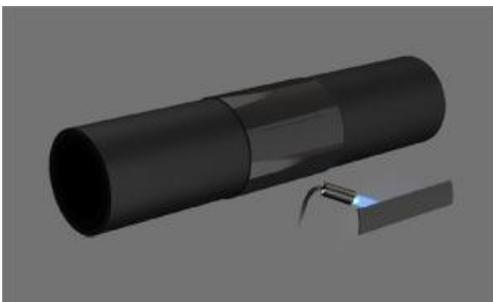


Рисунок 2.7. установка терма-лка

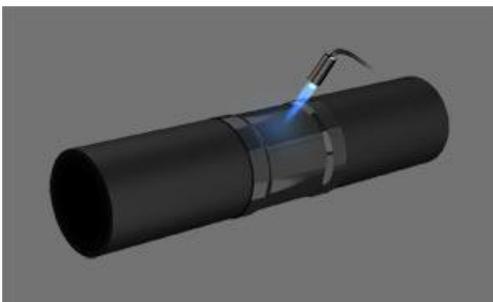


Рисунок 2.8 термоусаживание манжеты

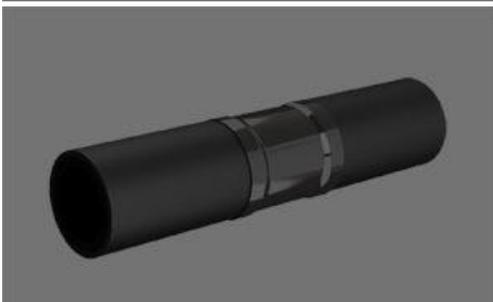


Рисунок 2.9 готовая конструкция

					Анализ существующих методов изоляции трубопроводов 27	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

## 2.4 Изоляция трубопроводной арматуры

Впервые в системе ОАО «АК «Транснефть» полиуретановые защитные покрытия стали применяться в 2001-2002 гг. при строительстве Балтийской трубопроводной системы, когда для изоляции гнутых отводов в трассовых условиях были использованы: полиуретановое покрытие "Coron Nucote 165" (Великобритания) и эпоксидно-полиуретановое покрытие "UP 1000 I Frucs 1000 A" (Япония). Оказалось, что данные типы защитных покрытий, равно как и другие покрытия, полученные на основе термореактивных жидких изоляционных материалов, способны отверждаться лишь при температурах окружающей среды выше +5...10°C. Это в значительной мере ограничивает возможность изоляции фасонных деталей в зимнее время. Кроме того, для нанесения полиуретановых покрытий требуется очень качественная подготовка поверхности изделий и их абразивная очистка до шероховатости поверхности порядка 80-100 мкм. Поэтому наиболее целесообразно производить наружную изоляцию элементов трубопроводов в стационарных заводских условиях. Впервые технология заводской изоляции фасонных соединительных деталей трубопроводов покрытием типа "Coron Nucote 165" была внедрена на ОАО «Трубодеталь» (Челябинск). За последние годы технология нанесения на задвижки и фасонные детали трубопроводов полиуретановых и эпоксидно-полиуретановых покрытий была освоена на целом ряде предприятий. По существу, в данном направлении наблюдается такой же бум, как и в области заводской изоляции труб.



рис 2.10 Гнутые отводы с заводским полиуретановым покрытием

					Анализ существующих методов изоляции трубопроводов 28	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

## 2.4 Живая изоляция

Самовосстанавливающаяся изоляция один из путей обеспечения антикоррозионной защиты труб подверженных механическому воздействию и нарушению сплошности покрытия. [27]

Это весьма важно, так как будет продлен срок службы трубопровода и минимизированы или исключены ремонтные работы, следовательно значительная экономия затрат на демонтаж. Данный вид изоляции, представленный, будет иметь три слоя: первый слой – битумная мастика, второй слой – ячеистая структура с жидкой изоляцией, третий слой – полимерная самоклеящаяся лента.

При нарушении сплошности изоляционного покрытия в каком-то определенном месте жидкость из прилегающей ячейки будет выходить на поверхность, застывать и затягивать поврежденное место. Этим и выражается эффект самовосстановления. Подбор жидкого компонента ячеистой структуры является главной задачей. Область применения изоляции трубопроводы подверженные механическому воздействию и нарушению сплошность покрытия. Поскольку нет внедрения в производство то целесообразно проводить исследования компонентов технология «живая изоляция» и проводить стендовое испытания.

## 2.5 плакированные трубы

В производстве плакированных труб применяется зрелая и передовая гидравлическая технология, что может осуществлять захват целого тела труб, и применяется технология герметичной и неконтактной сборки со строгим контролем влажности и пыли. Создали вместе с Polysoude сварную лабораторию, применяли передовую в мире сварку с использованием подогретых проволок из двух вольфрамового электрода. До сих пор уже приняли участие в важных проектах внутри страны и вне ее.

Конструкция продукция и технологии обработки

Биметаллические плакированные трубы являются плакированными трубами из двух металла, изготовленными на основе труб из углеродистой

					Анализ существующих методов изоляции трубопроводов	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

стали и труб из легированной стали с применением технологии плакированная и покрытием на внутреннюю поверхность антикоррозийного сплава как нержавеющая сталь и т.д. Они характеризуются отличной устойчивостью к коррозии и хорошими механическими характеристиками.

Класс стали у труб из углеродистой стали: L245 – X80 (стандарт API 5L)

Трубы с внутренним покрытием: 304,316L, двухфазная нержавеющая сталь, никелевый сплав 825,625 и т.д.; толщина стенки примерно 2.5 – 3мм.



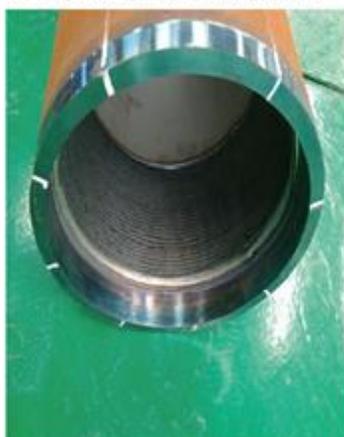
Рисунок 2.13 Схема технологий

ИЗГОТОВЛЕНИЯ

Концы труб с конструкцией уплотняющей сварки



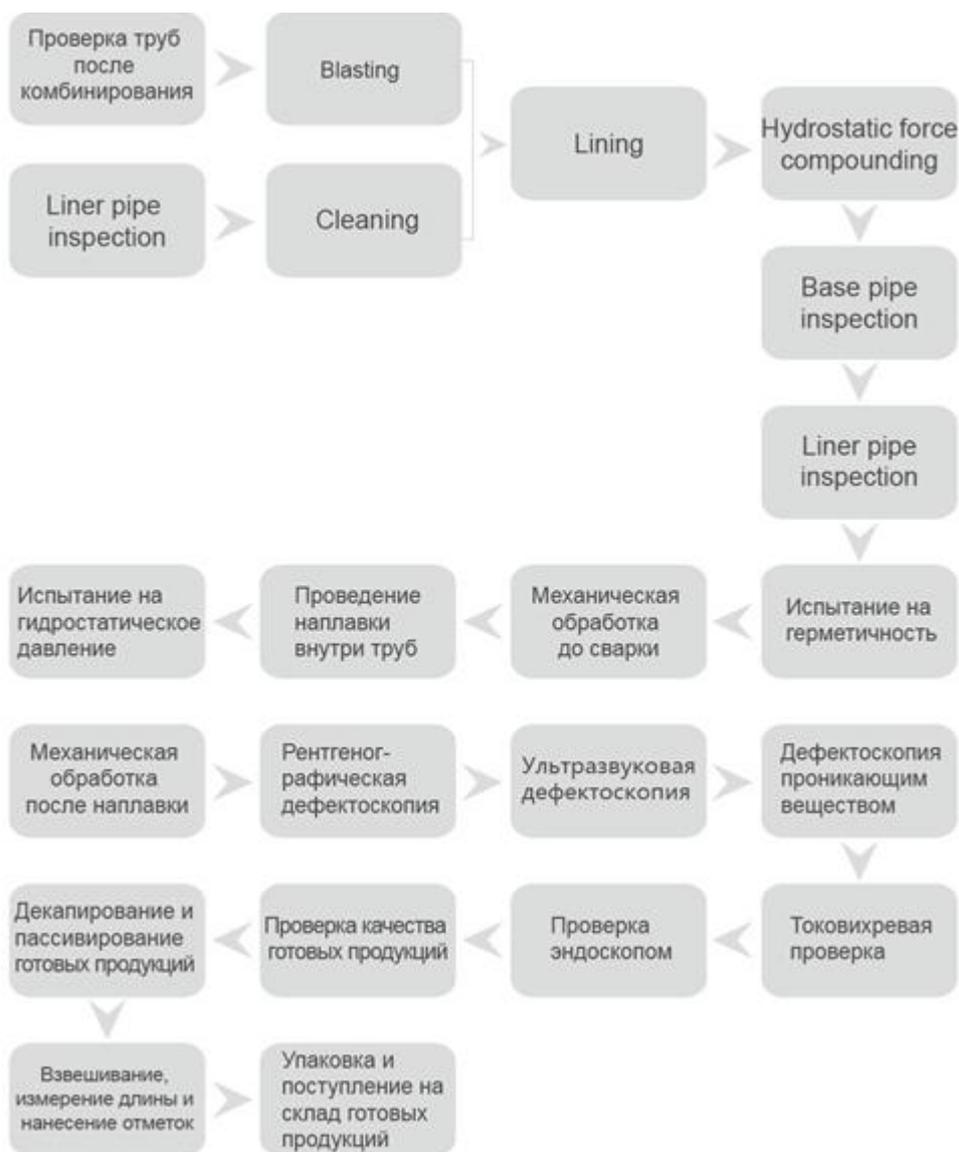
После наплавки и до механической обработки



Концы труб с конструкцией наплавки



Рисунок 2.14 Схема технологий изготовления



## Технология пескоструйного удаления ржавчины

### Принцип удаления ржавчины:

С использованием пневматического или гидравлического мотора выстреливать или выбрасывать стальные дробы или стальные мячики с быстрой скоростью, удалить на поверхность стальных труб и образовывать профиль, и тем достигнуть цели удаления ржавчины на поверхности.

### Требования к технологии:

Чистота поверхности выше Sa 2.0, без прочих внешних дефектов.



Оборудования для пескоструйного удаления ржавчины:

Применяется высокое давление воздуха для пескоструйного удаления. Одновременно можно помещать 4 стальных трубы объемом менее 300мм, и 2 стальных трубы объемом более 300мм, что значительно повысило эффективность пескоструйной обработки; После пескоструйной обработки прибавлены оборудования очистки горячим воздухом, что может предотвращать внесение сжатым воздухом воды и загрязнение ей внутренней поверхности стальных труб.

Технология сборки стальных труб

Принцип сборки

С помощью механических устройств вставлять вложение трубы внутрь основных труб, за двумя концами вложенных труб видны основные трубы, и их длина должна достигнуть установленного значения.

Требования к технологии:

Управлять временем сборки во избежание возникновения явления обратной ржавчины на основных трубах после пескоструйной обработки. В целом процессе основным трубам нельзя соприкасаться с вложенными трубами для предотвращения царапания вложенных труб, и расстояние между ними должно быть умеренным.

					Анализ существующих методов изоляции трубопроводов	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Оборудования для сборки стальных труб:

Проектировать оборудования для бесконтактной сборки. Во время сборки следует обеспечивать отсутствие соприкосновения основных труб с вложенными трубами, и на вложенных трубах нет царапины.

Специально проектировали помещение для удаления влаги и сохранения температуры, обеспечивающее, что относительная влажность меньше 80%, и температура на поверхности стальных труб на 5°C выше, чем температура точки росы.

Технология гидравлического комбинирования

Принцип комбинирования:

После сборки основных труб и вложенных труб концы труб уплотняются (по разработанным компанией уплотнительным устройствам), применяется расчетное компанией давление для принудительного гидравлического расширения диаметра, и тем осуществлять пластическую деформаций вложенных труб и упругую деформацию стальных труб (гидростатическое давление для принудительного расширения диаметра может проектироваться и регулироваться). Переменная величина обратного хода вложенных труб меньше, чем у стальных труб. После восстановления упругости стальных труб вложенные трубы будут набиты.

Требования к технологии:

					Анализ существующих методов изоляции трубопроводов	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Регулировать давление плакированных труб и время комбинирования. Максимальное отношение расширения диаметра не должно превышать 1,5%. Вода не впускается в стальные трубы.

Способность гидравлического комбинирования:

Для обеспечения своевременного выполнения производственных задач следующие три гидравлических прессы могут работать одновременно

Если пересчитывать по стальным трубам  $\Phi 219\text{мм}$ , то годовая производительность может достичь 700км.



**Первый гидравлический пресс**  
Сфера диаметра трубы:  $\Phi 60.3\sim 219.1\text{мм}$   
Максимальное давление: 70МПа



**Второй гидравлический пресс**  
Сфера диаметра трубы:  $\Phi 219.1\sim 610\text{мм}$   
Максимальное давление: 90МПа



**Третий гидравлический пресс**  
Сфера диаметра трубы:  $\Phi 168.3\sim 914\text{мм}$   
Максимальное давление: 120МПа  
Сейчас имеется лидирующий в стране уровень, тем не менее, все тела трубы будут укомплектованы зажимными устройствами.

					Анализ существующих методов изоляции трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	34	35

### 3. Изоляционные средства пассивной защиты от коррозии трубопроводов в Китае

Внешнее антикоррозийное производство Группы Хайлон интегрирует нанесение покрытия на трубопроводы, исследование антикоррозийных технологий нефтяных труб и целостное техническое обслуживание транспортных трубопроводов. Посредством мощи в самостоятельной разработке антикоррозийных красок и передовых технологий по производству покрытия уже успешно приняли участие в многих важных проектах внутри страны и вне ее, представляют клиентам всего мира антикоррозийные продукции для труб как моноэпоксидное покрытие FBE, диэпоксидное покрытие 2FBE, полиэтиленовое покрытие 2PE/3PE, полипропиленовое покрытие 2PP/3PP, жидкие эпоксиды для уменьшения сопротивления, антикоррозийное внутреннее покрытие и т.д.[37]

Применяются самостоятельно разработанные краски серии TC, что может быстро реагировать на специальные требования клиентов, представлять высококачественное, отличительное обслуживание покрытия. По всему миру 13 предприятий по производству покрытия, и годовая производительность выше 6.5 миллионов метров, что занимает более 75% долей на внутреннем рынке. В том числе 50% экспортируется в более 40 стран для представления высококлассного обслуживание покрытия клиентам всего мира. [20].

					<i>Исследование эффективности пассивной защиты от коррозии магистральных нефтепроводов</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Гэ Юй</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод..</i>	<i>Крец В.Г.</i>					36	90
<i>Консульт.</i>					<b>НИТПУ ар.2БМ5Б</b>		
<i>И.О.Зав.Каф</i>	<i>Бурков П.В.</i>						
					35		

### 3.1 Эпоксидное покрытие

Сплавленное эпоксидное порошковое антикоррозийное покрытие имеет хорошие характеристики силы сцепления с поверхностью стальных труб, устойчивости к коррозии химической среды, температурной стойкости, устойчивости к коррозии, устойчивости к катодному отслаиванию, устойчивости к старению, устойчивости к напряжению почвы и т.д. Сфера рабочей температуры широкая (для обычного сплавленных эпоксидных порошков с  $-30^{\circ}\text{C}$  до  $100^{\circ}\text{C}$ ), и используются в большинстве среды почвы и для направленного прохода глинистых почв.



Рисунок 3.1 Эпоксидное покрытие

Сплавленные эпоксидные порошковые краски являются новыми пластиковыми красками, которые не содержат никакого растворителя, распыляются в форме порошков и сплавляются в пленку, и имеют определенную степень механической прочности и эффективную устойчивость к коррозии.

Основные характеристики:

а. Очень хорошая сила сцепления со стальными трубами. В основном от того, что эпоксидные порошковые краски во время нанесения может образовывать непрерывные пленки, которые сцепляются прямо с поверхностью стальных труб;

					Изоляционные средства пассивной защиты от коррозии трубопроводов в Китае	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

б. Хорошая устойчивость к катодному отслаиванию (хорошая устойчивость к электрической активности);

в. Относительно широкая сфера рабочей температуры: -30–100°C;

г. Низкая стойкость к абсорбции воды, но можно эффективно предотвращать проникновение кислорода, избегать окисления стальных труб.

Спецификация нанесения

Диаметр труб: Ф88,9мм – Ф1420мм

Длина: 8м – 18м

Показатели характеристик

Таблица 3.1

Характеристики	Допустимые показатели	Справочные стандарты
Катодное отслоение при 65°C на 24 часов	Максимальный диаметр отслоения 6,5мм	AS 4352
Катодное отслоение при 20°C на 28 дней	Максимальный диаметр отслоения 8,5мм	AS 4352
Катодное отслоение при 65°C на 28 дней	Максимальный диаметр отслоения 2,5мм	AS 4352
Пористость разреза	Класс 1–4	AS3862 Appendix I
Пористость граничной поверхности	Класс 1–4	AS3862 Appendix I
3,0° испытание на изгиб	Без трещины	AS3862 Appendix I
1,5 Дж испытание на удар	Без точки утечки	ASTM G14
Изгиб покрытия на 2,5°, Катодное отслоение при 65°C на 28 дней	Без трещины	CSA Z245.20
Адгезия при 75°C на 24 часов	Класс 1–3	CSA Z245.20
Адгезия при 75 на 28 дней	Класс 1–3	CSA Z245.20

### 3.2 Двухслойное эпоксидное покрытие

Двухслойное сплавленное эпоксидное порошковое покрытие имеет все достоинства однослойного сплавленного эпоксидного порошкового покрытия, и улучшилось в характеристиках устойчивости к удару, устойчивости к повреждению, гидроизоляции и т.д.



Рисунок 3.2 двухслойное эпоксидное покрытие

Антикоррозийная систем из двухслойных сплавленных эпоксидных порошков значительно повысила устойчивость к механическому повреждению, устойчивость антикоррозийного слоя к удару, температурную стойкость, и непроницаемость при высокой температуре. Одновременно сохраняет совместимость однослойного антикоррозийного слоя из сплавленных эпоксидных порошков с катодной защитой, катодная защита не потеряет действие.

Спецификация нанесения

Диаметр труб: Ф88,9мм – Ф1420мм

Длина: 8м – 18м

Показатели характеристик

Таблица 3.2

Характеристики	Допустимые показатели	Справочные стандарты
Пористость разреза	Класс 1–4	AS3862 Appendix I
Пористость граничной поверхности	Класс 1–4	AS3862 Appendix I
2,0° испытание на изгиб	Без трещины	AS3862 Appendix I
3,0 Дж испытание на удар	Без точки утечки	ASTM G14
Изгиб покрытия на 1,5°, Катодное отслоение при 20°С на 28 дней	Без трещины	CSA Z245.20

### 3.3 Трехслойное полиэтиленовое покрытие

Трехслойное полиэтиленовое антикоррозийное покрытие интегрирует характеристики эпоксидного порошкового покрытия и двухслойного

полиэтиленового покрытия, и является антикоррозийным покрытием, преодолевшим недостатки каждого вида покрытия в антикоррозийном процессе. В том числе, эпоксидное покрытие выполняет основную антикоррозийную функцию; полиэтиленовое покрытие в основном используется для защиты эпоксидное покрытие (защитить от механического повреждения), и имеет очень хорошую водонепроницаемость.



Рисунок 3.3 Трехслойное полиэтиленовое покрытие

Трехслойное полиэтиленовое внешнее антикоррозийное покрытие является системой трехслойного покрытия, состоящее из эпоксидного покрытия основу, прослойку адгезива полиэтиленовых сополимеров и полиэтиленовой поверхности. Система трехслойного этиленового покрытия имеет очень хорошие механической характеристики, и может удовлетворять характеристики нанесенных материалов. Рабочая температура покрытия может достичь 50°C (полиэтилены низкой и средней плотности) или 70°C (полиэтилены высокой плотности)

Функции разных слоев: Эпоксидные краски – устойчивость к химической коррозии и устойчивость к катодному отслаиванию; Адгезив – обеспечение сродства нижнего слой и верхнего слоя. Полиэтилены – Функции механической защиты и антикоррозийная функция.

Спецификация нанесения Диаметр труб: Ф88,9 мм – Ф1420мм Длина :8м – 18м

					Изоляционные средства пассивной защиты от коррозии трубопроводов в Китае	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### Показатели характеристик таблица 3.3

Характеристики	Допустимые показатели	Справочные стандарты
Катодное отслоение при 23°C на 28 дней или при 60°C на 2 дней	Максимально 7 мм	DIN 30670
Прочность на отрыв	20Н/см (50°C) 30Н/см (70°C) 100Н/см (23°C) 150Н/см (23°C)	DIN 30670
Проверка точки утечки	Без точки утечки	DIN 30670
Удлинение при разрыве (23°C±2°C)	Минимально 400%	DIN EN ISO 527-1 TO DIN EN ISO 527-3
Испытание на удар (23°C±2°C)	≥7Дж/мм	DIN 30670
Испытание на удар при низкой температуре	≥7Дж/мм (-40°C±2°C)	DIN 30670
Испытание на твердость надавливанием	Максимально 0,2мм (23°C) Максимально 0,3мм (50°C) Максимально 0,4мм (70°C)	DIN 30670
Удельное сопротивление специального покрытия (23°C±2°C)	≥108Ωм <sup>2</sup>	DIN 30670

### 3.4 Трехслойное полипропиленовое покрытие

Трехслойное полипропиленовое антикоррозийное покрытие состоит из эпоксидных порошков в нижнем слое, адгезива в среднем слое и полипропиленовых материалов в верхнем слое. Трехслойное полипропиленовое антикоррозийное покрытие имеет все превосходные характеристики трехслойного полиэтиленового покрытия, и значительно повысила сферу рабочей температуры. Компания «Хайлон антикоррозия» посредством высокотемпературного трехслойного полипропиленового покрытия на поверхности нержавеющей стали (долговременная рабочая температура выше 110°C) прошла сертификацию PDO (международная нефтяная компания Омана) как первая такая компания в отрасли, и представила ему сотни продуктов компании.



Рисунок 3.4 трёхслойное полипропиленовое покрытие

Трёхслойное полипропиленовое покрытие в основном используется для антикоррозийных труб, транспортирующие среды с относительно высокой температурой и антикоррозийного слоя труб в пустынях с относительно высокой температурой и солнечных часов.

Спецификация нанесения

Диаметр труб: Ф88,9 мм – Ф1420мм

Длина: 8м – 18м

Показатели характеристик

Таблица 3.4

Характеристики	Допустимые показатели	Справочные стандарты
Сплошность покрытия	Без дефектов, прорыва, расслаивания, отделения, точки утечки	ИСО 21809-1
Испытание на твердость надавливанием	0,1мм и менее при 23°C±2°C	ИСО 21809-1
Удлинение полипропиленов при разрыве при 23°C±2°C	≥400%	ИСО 527-3
Прочность на отрыв	и больше при температуре 23°C и больше 4Н/мм и больше при температуре 90°C и больше	ИСО 21809-1

Стабильность обработки полиэтилен или полипропилен (отклонение индекса расплава до и после нанесения)	≤35%	ИСО 1133
Испытание на изгиб	При каждом отношении длины к диаметру и 2,0° изгибе нет трещины	ИСО 21809-1
Испытание кипячением	При каждом отношении длины к диаметру и 2,0° изгибе нет трещины	ИСО 21809-1

### 3.5 Внутреннее покрытие

По видам транспортируемых сред покрытия в основном разделяются на два типа: первый тип используется для уменьшения сопротивления трения транспортируемых трубами сред с внутренней стенкой стальных труб, и называется внутреннее покрытие для уменьшения сопротивления; второй тип используется для уменьшения коррозионного действия транспортируемых сред на внутреннюю стенку стальных труб, и называется внутреннее антикоррозийное покрытие.



Рисунок 3.5 Внутреннее покрытие

Внутреннее покрытие для уменьшения сопротивления может повышать текучесть транспортируемых сред, уменьшать количество компрессорных станций, снижать инвестиции на трубопроводы. Обычно толщина ограничена до 100μм; антикоррозийное внутреннее покрытие может избежать коррозии транспортируемых средств к внутренней стенке стальных труб, повышать

безопасность трубопроводов, удлинять долговечность трубопроводов. Можно выбирать разные материалы внутреннего покрытия для транспортировки воды и в других химических условиях. Обычно толщина внутреннего антикоррозийного покрытия – 250µм.

Спецификация нанесения

Диаметр труб: Ф88,9мм – Ф1420мм Длина: 8м – 18м

Показатели характеристик таблица 4.5

Характеристики	Допустимые показатели	Справочные стандарты
Пористость (проушина)	Без проушки	API RP 5L2 clause 5.3.4.1
Испытание на изгиб	Без отслоения	API RP 5L2 clause 5.3.4.3
Сила сцепления	≤ класс 1	API RP 5L2 clause 5.3.4.4
Испытание на затвердение	Без смягчения, сморщивания, пузырей	API RP 5L2 clause 5.3.4.5
Испытание на погружение в воду	Без уменьшения адгезии, смягчения, сморщивания, пузырей	API RP 5L2 clause 5.3.4.6
Испытание на твердость по Барколу	≥95	ИСО 2815

### 3.6 Покрытие для нефтепроводов

#### 3.6.1ТС-3520А

внутреннего покрытия для насосно-компрессорных труб и обсадных труб, защищающего от стачивания

Характеристики продукции

Износостойкие краски, применяемые в насосно-компрессорных трубах с насосными штангами. Магистральных трубопроводах с высоким содержанием песков.

Иметь отличную износостойкость, Адгезия и гибкость.

Применяться в средах средней кислотной или щелочной коррозии, с содержанием H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, масла, воды, соленой воды.

Поверхность покрытия гладкая, имеет высокий глянец, что повышает эффективности жидкости.

## Типичные свойства

Тип	Эпоксидное порошковое покрытие внутри
Цвет	зеленый
Рабочая температура	≤120°C
Рабочее давление	Вплоть до текучести труб
Толщина покрытия	250–500µм
Основная сфера применения	Производство насосно-компрессорных труб, оборудования на земле и труб трубопроводов
Основная среды эксплуатации	В нефтегазовых скважинах кислотных или пресной водой средней температуры, инъекционных скважинах, повторной добыче нефти с CO <sub>2</sub>
Среды ограниченной эксплуатации	Среда с содержанием H <sub>2</sub> S, рабочая температура >250°C

## Испытание при высокой температуре и высоким давлением в разных условиях

Температура	Давление	Статус тест	Время
120°C	70МПа	pH=12.5 NaOH	24 часа
149°C	35МПа	10%CO <sub>2</sub> /90%CH <sub>4</sub>	16 часа
149°C	45МПа	27%CO <sub>2</sub> /73%CH <sub>4</sub> /5%NaCl	16 часа

### 3.6.2 TC-3000FP

внутреннего покрытия для насосно-компрессорных труб и обсадных труб, Антикоррозионная эпоксидным

#### Характеристики продукции

TC 3000FP представляет собой краски для внутреннего антикоррозионного покрытия, применяемые в разных обсадных трубах, обсадных трубах и трубопроводных коллекторах.

Иметь отличную адгезию, износостойкость и химическую устойчивость.

Применяться в средах средней кислотной или щелочной коррозии, с содержанием H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, масла, воды, соленой воды.

Поверхность покрытия гладкая, имеет высокий глянец, что эффективности жидкости.

					Изоляционные средства пассивной защиты от коррозии трубопроводов в Китае	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Таблица технических параметров

Тип	Эпоксидное порошковое покрытие внутри
Цвет	зеленый
Износостойкость	$\geq 2L/\mu\text{м}$ $\leq 120\text{мг}$ (износ 1000г каждый 5000 оборотов при колесе CS17)
pH	3–13
Адгезия	Выше уровня В
Твердость	$\geq 130$
Испытание при высокой температуре и высоком давлении(pH=12.5 ,148°C,70Мпа)	$\geq 48$ часы, без пузырей, без изменений адгезии
Устойчивость к коррозии химических сред	Замочка в 10%H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ,10%NaCl,10%NaOH при нормальной температуре на 90 дней Замочка в сточной воде в нефтяном месторождении и сырьевой нефти при температуре 80°C на 90 дней Замочка в бензине, дизельном топливе, керосин при нормальной температуре на 90 дней 168 часов, H <sub>2</sub> S(2.5МПа)+CO <sub>2</sub> (2.0 Мпа), смоченной в 80° С
Рабочая температура	$\leq 204^\circ\text{C}$
Рабочая давление	Вплоть до текучести труб
Толщина покрытия	175–375μм
Основная сфера применения	Производство насосно-компрессорных труб, оборудования под скважиной, оборудования на земле и труб для трубопроводов
Основная среды эксплуатации	В средах с содержанием H <sub>2</sub> S, в нефтегазовых скважинах кислотных или пресной водой, инъекционных скважинах с высокой температурой, высокого давлением, повторной добыче нефти с CO <sub>2</sub> .
Среды ограниченной эксплуатации	$> 204^\circ\text{C}$

Испытание при высокой температуре и высоким давлением в разных условиях

температура	давление	Статус Тест	время
149°C	70МПа	pH=12.5 NaOH	48 часа
149°C	35МПа	10%CO <sub>2</sub> 90%CH <sub>4</sub>	48 часа
149°C	45МПа	27%CO <sub>2</sub> 73%CH <sub>4</sub> ,5%NaCl углеводороды	72 часа
65°C	14МПа	3%CO <sub>2</sub> 97%CH <sub>4</sub> 5% NaCl раствор H <sub>2</sub> S насыщенный	28 дней

### 3.6.3 TC-3000I

отвердевающие при нормальной температуре, для внутреннего покрытия насосно-компрессорных труб и обсадных труб

Характеристики продукции

					Изоляционные средства пассивной защиты от коррозии трубопроводов в Китае	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Вид специальной эпоксидной краски, отвердевающей с помощью модифицированного амина жирного ряда, который может долгое время использоваться в средах температурной ниже 120°C

- Можно отвердевать при нормальной температуре и средней температуре
- Отличная гибкость и адгезия
- Отличная химическая устойчивость
- Хорошая коррозионная стойкость

#### Рекомендуемые

Применяться во внутренней и внешней антикоррозийной защите насосно-компрессорных труб и обсадных труб.

#### Толщина покрытия и доза

Температура	10°C	25°C	40°C
Время высыхания	16 часа	1 часа	0,5 часа
Время сухого отверждения	168 часа	72 часа	4 часа
Минимальное время отверждения до балласта	15 дня	7 дня	3 дня

#### Обработка поверхности

Все нанесенные поверхности должны находиться в чистом и сухом состоянии и без загрязнителя. До нанесения все поверхности должны оцениваться и обрабатываться в соответствии с международным стандартом ИСО8504:2000.

Чистота: Пескоструйная очистка вплоть до соответствия стандарту Sa2.5(ИСО8501–1:2007)

Шероховатость: обрабатывать с использованием подходящих абразивов вплоть до соответствия среднему уровню поверхностной шероховатости, установленному в международном стандарте ИСО 8503– 2

#### Проведение работ

Условия для проведения работ

Температура материалов подложки не должна меньше 10°C, и, по крайней мере, должна на 3°C выше, чем температура точки росы в воздухе. Во время нанесения покрытия в закрытом пространстве необходимо создать хорошие вентиляционные условия для обеспечения нормальной сушки покрытия. В процессе нанесения и сушки покрытие не вентиляции нельзя сначала вводить теплый воздух во избежание образования коры на поверхности покрытия. Нельзя соприкасаться с химикатами, нефтепродуктами и внешней силой.

#### Соотношение компонентов

сначала отдельно размешивать компонент А (основные материалы) компонент Б (отвердитель) равномерно, затем массовое соотношение компонента А: Компонент Б=100:2,5 Ингредиенты

Разбавитель у тоньше, чем местного природоохранного законодательства

#### Высокоскоростное вращательное распыление

Рекомендуемые по применению. Пропорция прибавления разбавителя меньше 5% по объему

Размер сопла 0,43 – 0,53 мм давление сопла 0,2Мпа

Рекомендуется использовать фильтровальную сетку более 60 мешов, и часто проводить проверку и обеспечивать чистоту фильтровальной сетки.

#### Нанесение щетками

Рекомендовано для полосовой окраски и небольших областей должны быть приняты для достижения необходимой толщины сухого слоя.

#### Меры предосторожности

1. Так как после смешанного использования долговечность станет короче, после нанесения данной продукции следует немедленно чистить сопло и другие элементы распылительного оборудования.

2.Следует использовать высококачественные шланги для передачи красок, длина шлангов должно ограничиться в необходимой сфере.

					<i>Изоляционные средства пассивной защиты от коррозии трубопроводов в Китае</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

3. Так как после смешанного использования долговечность станет короче, температура при смешивании основных материалов и отвердителя должна не выше 23°C.

3.6.4 Внутреннее покрытие для Эпоксидные без растворителей, отвердевающие при нормальной температуре ТС-3000Н

ТС 3000Н внутри продуктов с покрытием, отвердевающей при нормальной температуре, экологически чистый, неядовитый, и без загрязнения. Покрытие соответствует соответствующим санитарным стандартам для нефти, и имеет отличные механические характеристики и химическую устойчивость.

- Хорошая гибкость и адгезия
- Отличная водоустойчивость
- Отличная химическая устойчивость
- Хорошая устойчивость к катодному отслаиванию

Рекомендуемые

Применяться в антикоррозийные защиты внутренних стенок нефтепроводов, резервуаров нефти, трубопроводов и резервуаров с содержанием коррозионных сред.

Толщина покрытия и доза

Температура основания	10°C	23°C	40°C
Время высыхания	15 часа	4 часа	1,5 часа
Время сухого отверждения	30 часа	16 часа	4 часа
время отверждения	10 дней	7 дней	3 дней
Минимальный интервал времени нанесения	30 часа	12 часа	4 часа
Максимальная интервал времени нанесения	96 дней	48 дней	18 дней

## Обработка поверхности

Все нанесенные поверхности должны находиться в чистом и сухом состоянии и без загрязнителя. Поверхность должна быть осмотрена и подготовлена в соответствии с международным стандартом ИСО8504.

Чистота: струйная очистка до минимальной Sa2.5(ИСО8501–1:2007)

Шероховатость: использовать абразивы, подходящие для удовлетворения международного стандарта ИСО 8503– 2. Шероховатость класс в середине на положениях (50-85μм, Ry5)

## Проведение работ

### Строительные условия

Температура поверхности основных материалов не должна меньше 10°C, и, по крайней мере, должна на 3°C выше, чем температура точки росы в воздухе. Во время нанесения покрытия в закрытом пространстве необходимо создать хорошие вентиляционные условия для обеспечения нормальной сушки покрытия. Во время строительства и в процессе сушки, покрытие не должно подвергаться воздействию высокой влажности, так скучно.

### Соотношение

сначала отдельно размешивать компонент А (основные материалы), затем массовое соотношение компонента А: Компонент Б=2, 8:1

### Ингредиенты

Разбавитель у тоньше, чем местного природоохранного законодательства

### Высокоскоростное вращательное распыление

Рекомендуемые, Пропорция прибавления разбавителя меньше 5% по объему

Размер сопла 0,53 – 0,66 мм скорость распыления 40° –80°

Рекомендоваться использовать фильтровальную сетку более 60 мешов, и часто проводить проверку и обеспечивать чистоту фильтровальной сетки.

### Нанесение щетками

					Изоляционные средства пассивной защиты от коррозии трубопроводов в Китае	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

При нанесении щетками рекомендуется проводить работы по маленькой площадке и предварительное нанесение. Может быть, нужно многократное нанесение, чтобы достичь установленной толщины пленки.

#### Меры предосторожности

1. Так как после смешанного использования долговечность станет короче, после нанесения данной продукции следует немедленно чистить сопло и другие элементы распылительного оборудования.

2. Следует использовать высококачественные шланги для передачи красок, длина шлангов должно ограничиться в необходимой сфере.

3. Так как после смешанного использования долговечность станет короче, температура при смешивании основных материалов и отвердителя должна не выше 23°C.

4. Если вязкость слишком большая и нанесение трудно, то можно нагревать основные материалы до 60°C – 70°C водяной баней или электрическим нагревом, одновременно непрерывно размешивать их, и потом использовать.

#### 3.6.5 TC-3000F внутреннего покрытия для насосно-компрессорных труб и обсадных труб

Характеристики продукции TC 3000F представляет собой краски для внутреннего антикоррозийного покрытия, применяемые в разных обсадных трубах, обсадных трубах и трубопроводных коллекторах.

Иметь отличную антикоррозийную характеристику, особенно в устойчивости к коррозии грязевой кислоты.

Применяться в строгих условиях: например, в средах присутствия вод под скважиной, среде добычи нефти и системах обработки воды

Гладкая поверхность может уменьшать износ, и тем повышает эффективность течения на более 25%.

					Изоляционные средства пассивной защиты от коррозии трубопроводов в Китае	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Таблица технических параметров

Тип	Модифицированная эпоксидная фенольная внутреннее покрытие
Цвет	зеленый
Износостойкость	≥2L/μм
шок	≥5Дж
Адгезия	Выше уровня В
Твердость	≥5Н
Испытание при высокой температуре и высоком давлении (рН=12.5 ,148°C,70Мпа)	≥48 часы, без пузырей, без изменений адгезии
Устойчивость к коррозии химических сред	Замочка в 10%Н2SO4,10%NaCl,10%NaOH при нормальной температуре на 90 дней Замочка в сточной воде в нефтяном месторождении и сырьевой нефти при температуре 80°C на 90 дней Замочка в бензине, дизельном топливе, керосин при нормальной температуре на 90 дней
Рабочая температура	≤150°C
Рабочая давление	Вплоть до текучести труб
Толщина покрытия	150–250μм
Основная сфера применения	Газовые скважины, системы магистральных трубопроводов
Основная среды эксплуатации	Среды высокой температуры и высокого давления, требующие частотного окисления

Испытание при высокой температуре и высоким давлением в разных условиях

температура	давление	Статус Тест	время
149°C	70МПа	рН=12.5	48 часа
149°C	70МПа	3%CO2 97%CH4	48 часа
177°C	45МПа	5%NaCl	48 часа
149°C	45МПа	Смешанные углеводородные растворы	48часа
93°C	20 МПа	12%НСl+3%HF+Смешанная кислота	24 часа
149°C	20 МПа	Парциальное давление CO2 3Мпа, с нагнетанием воды	360 часа

3.6.6 ТС3000-С внутреннего покрытия для насосно-компрессорных труб и обсадных труб, устойчивого к H2S и CO2

Характеристики продукции

ТС 3000С представляет собой краски для внутреннего антикоррозийного покрытия, применяемые в разных обсадных трубах, обсадных трубах и трубопроводных коллекторах.

Иметь хорошую адгезию, износостойкость, защиту от отложения парафина и коррозионная стойкость.

Очень хорошая устойчивость к коррозии кислот, применяться в скважинах природного газа с содержанием H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>, системах нефтедобычи, смешивания и нагнетания воздуха.

Гладкая поверхность может уменьшать износ, и тем повышает эффективность течения на более 25%.

#### Таблица технических параметров

Тип	Полимер внутненнее покрытие
Цвет	зеленый
Износостойкость	≥2L/μм ≤45мг(износ 1000г каждый 5000 оборотов при колесе CS17)
pH	2–13
Адгезия	Выше уровня В
Твердость	≥5Н
Испытание при высокой температуре и высоком давлении(pH=12.5 ,148°C,70Мпа)	≥20 часы, без пузырей, без изменений адгезии
Устойчивость к коррозии химических сред	Замочка в 10%H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ,10%NaCl,10%NaOH при нормальной температуре на 90 дней Замочка в сточной воде в нефтяном месторождении и сырьевой нефти при температуре 80°C на 90 дней Замочка в бензине, дизельном топливе, керосин при нормальной температуре на 90 дней
Рабочая температура	≤180°C
Рабочая давление	Вплоть до текучести труб
Толщина покрытия	150–250μм
Основная сфера применения	Усиленная система разработки, система обработки соленой воды, трубопроводы для сырой нефти, нефтепроводы кислотного гидр разрыва, и магистральные трубопроводы.
Основная среды эксплуатация	Кислотная среда (содержать H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> )

Испытание при высокой температуре и высоким давлением в разных условиях

температура	давление	Статус Тест	время
149°C	70МПа	pH=12.5	48 часа
177°C	70МПа	3%CO2 97%CH4	48 часа
177°C	45МПа	5%NaCl	72 часа
149°C	45МПа	Смешанные углеводородные растворы	48часа
93°C	20 МПа	12%НСl+3%HF+Смешанная кислота	24 часа
160°C	70 МПа	Парциальное давление CO2 20Мпа, с нагнетанием воды	168 часа
160°C	45 МПа	Парциальное давление CO2 3Мпа, с нагнетанием воды	168 часа
149°C	34.5 МПа	Парциальное давление CO2 1Мпа, с нагнетанием воды	168 часа

#### 4 Моделирование напряженно-деформированного состояния участка трубопровода с коррозией

При ремонте трубопровода с заменой изоляции осуществляется предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов обнаруженных ВИП и другими методами, и ремонт их при необходимости.

Рассматривался участок трубопровода с дефектам «ручейковая коррозия»

Моделирование данного явления позволяет выявить все негативные стороны ручейковой коррозии, и учитывая их принять соответствующие меры по ремонту или замене трубопровода.

Таблица 4.1 – Технические параметры трубопровода в среде ANSYS Workbench

Рабочая среда	Жидкие углеводороды, вода
Рабочее давление, МПа.	5.5
Рабочая температура, °С	22
Протяженность, м.	5,0
Наружный диаметр, мм.	1020
Толщина стенки, мм.	10

Этапы моделирования в среде ANSYS Workbench. [26]

					<i>Исследование эффективности пассивной защиты от коррозии магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Гэ Юй				Моделирование напряженно-деформированного состояния участка трубопровода с коррозией	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод</i>	Крец В.Г.						55	90
<i>Консульт</i>						<b>НИТПУ эр.2БМ5Б</b>		
<i>И.О.Зав.Каф</i>	Бурков П.В.							
					54			

## 1. Моделирование ручейковой коррозии.

ручейковой коррозии длина 2м глубина 6мм

Все параметры геометрии, включая внутренний радиус трубопровода, толщину стенки, длину трубы, расстояние до центра круга-модели дефекта, а также его радиус, могут быть изменены централизованно из меню параметров в нижней части панели.

## 2. Моделирование нагрузок

Нагрузки и заделки прикладываются в среде ANSYS Mechanical

Трубопровод закреплен жестко, т.е без степеней свободы. Во внимание принимаются лишь нагрузки, которые металл испытывает на некотором расстоянии от сварного шва.

### Расчет НДС трубопровода

В данной работе критерием, определяющим работоспособность газопровода, является достижение напряжений в стенке предела текучести металла. В связи с этим единственным интересующим нас результатом, которые мы выведем в окне Results, будет являться эквивалентное напряжение фон Мизеса.

Обнаруженный дефект трубопровода является критическим и его следует устранить при капитальном ремонте трубопроводов переизоляцией.

					Моделирование напряженно-деформированного состояния участка трубопровода с коррозией	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

## 5. Расчет срока службы различных изоляционных покрытий

5.1. Расчет остаточного ресурса изоляционных покрытий эксплуатируемых трубопроводов

Определение остаточного срока службы изоляционного покрытия подземного трубопровода при наличии катодной поляризации после пяти лет эксплуатации по РД 39Р-00147105-025-02

Исходные данные:

- удельное электросопротивление грунта  $\rho_{гр} = 20 \text{ Ом м}$ ;
- диаметр трубопровода  $D = 1,02 \text{ м}$ .

Конечное переходное сопротивление составляет  $130 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$

Измеренные значения начального  $R_{п.н.}$  и переходного сопротивления в период эксплуатации трубопровода по годам составляют:

$R_{п.н.},$ Ом м <sup>2</sup>	$R_i^3, \text{ Ом м}^2$				
	1	2	3	4	5
$6,2 \cdot 10^4$	$3,2 \cdot 10^4$	$2,6 \cdot 10^4$	$2,5 \cdot 10^4$	$2,4 \cdot 10^4$	$2,3 \cdot 10^4$

Решение:

Значение  $a_1$  определяется по формуле  $\frac{\ln b_0 \cdot \sum_{i=1}^n \tau_i - \sum_{i=1}^n \tau_i \cdot \ln b_i}{\sum_{i=1}^n \tau_i^2}$ . Определим

значения величин, входящих в формулу  $\frac{\ln b_0 \cdot \sum_{i=1}^n \tau_i - \sum_{i=1}^n \tau_i \cdot \ln b_i}{\sum_{i=1}^n \tau_i^2}$

n	1	2	3	4	5
$\tau \cdot \ln b_i$	10,4	20,3	30,4	40,3	50,2

$$\sum_{i=1}^n \tau_i \cdot \ln b_i = 151,6; \quad \sum_{i=1}^m \tau_i^2 = 55; \quad \ln b_0 = 11,03$$

Получим  $a_1 = \frac{\ln b_0 \cdot \sum_{i=1}^n \tau_i - \sum_{i=1}^n \tau_i \cdot \ln b_i}{\sum_{i=1}^n \tau_i^2} = \frac{11,03 \cdot 15 - 168}{55} = 0,24/\text{г}$

					<i>Исследование эффективности пассивной защиты от коррозии магистральных нефтепроводов</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	Гэ Юй					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>	Крец В.Г.						58
<i>Консульт.</i>							90
<i>И.О.Зав.Каф</i>	Бурков П.В.				<b>НИТПУ эр.2БМ5Б</b>		
					56		

Окончательно получаем срок службы изоляции  $\tau$

$$\tau = \frac{1}{a_1} \ln \left( \frac{R_{п.н.} - R_k}{10^3 - R_k} \right) = 17,5 \text{ г}$$

Остаточный срок службы изоляции:

$$\tau_{oc} = 17,5 - 5 = 12,5 \text{ лет}$$

## 5.2 Расчет срок службы изоляционного покрытия трубопровода в период проектирования

Расчет срока службы изоляционных покрытий подземных трубопроводов при наличии катодной поляризации в период проектирования трубопровода.

Исходные данные: удельное электросопротивление грунта  $p_{gp} - 20 \text{ Ом м}$ ;

диаметр трубопровода  $D = 1,02 \text{ м}$ ;

изоляция битумная  $R_{п.н.} = 5 \cdot 10^4 \text{ Ом м}^2$ ;

$$a = 0,105 \text{ 1/год.}$$

Конечное переходное сопротивление определяется по номограмме (РД 39Р-00147105-025-02)

$$R_k = 130 \text{ Ом м}^2.$$

Срок службы изоляции определяется

$$\tau = \frac{1}{0,105} \ln \left( \frac{5 \cdot 10^4 - 130}{1000 - 130} \right) = 22,39 \text{ годам}$$

## 5.3 Расчет срок службы различных изоляционных покрытий

Определить срок службы изоляционного покрытия.

Сравнить время, за которое переходное сопротивление различных изоляционных покрытий достигает предельного по сроку службы значения  $10^3 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$  при прочих равных условиях.

Исходные данные:  $p_{gp} = 20 \text{ Ом м}$ ;  $D = 1,02 \text{ м}$ ;  $R_k = 130 \text{ Ом м}^2$ ;  $a = 0,105 \text{ 1/год.}$

а) Битумное покрытие:  $R_{п.н.} = 5 \cdot 10^4 \text{ Ом м}^2$  (ГОСТ Р 51164-98, таблицы 2 и 3).

б) Комбинирование мастично-ленточные покрытие  $R_{п.н.} = 10^5 \text{ Ом м}^2$  (ГОСТ Р 51164-98, таблицы 2 и 3).

в) трехслойное полимерное покрытие заводского нанесения:  $R_{п.н.} = 3 \cdot 10^5 \text{ Ом м}^2$  (ГОСТ Р 51164-98, таблицы 2 и 3).

					Расчет срока службы различных изоляционных покрытий	Лист
					57	59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$R_K = 130 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2.$$

Определение срока службы изоляции ведётся

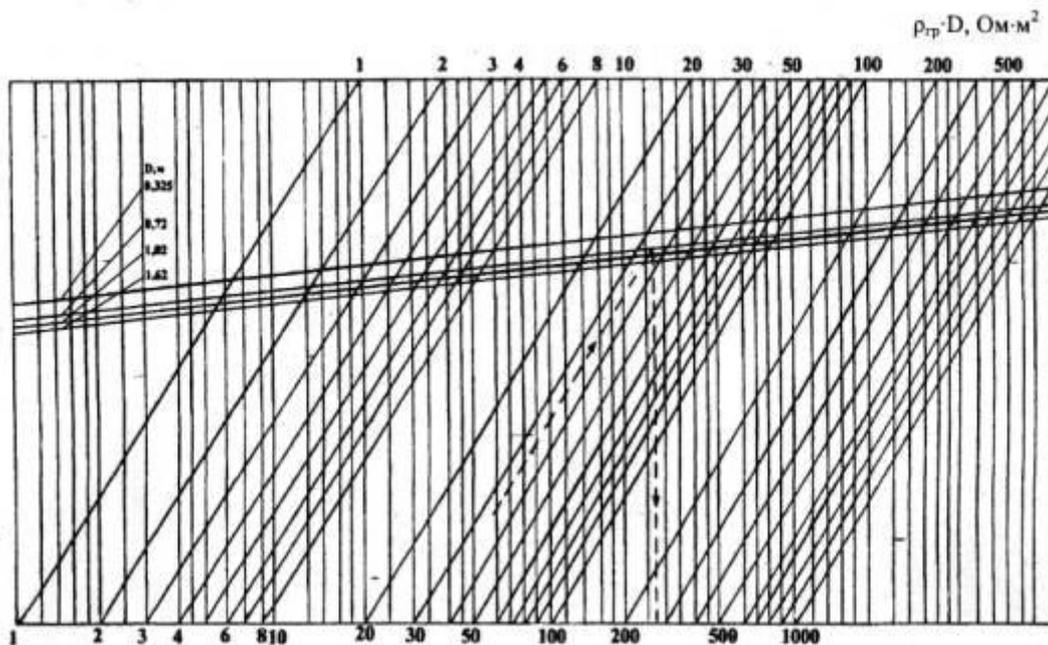
$$\text{а) } \tau = \frac{1}{a} \ln \left( \frac{R_{\text{п.н.}} - R_K}{10^3 - R_K} \right) = \frac{1}{0,105} \ln \left( \frac{5 \cdot 10^4 - 130}{1000 - 130} \right) = 21,55 \text{ г.}$$

$$\text{б) } \tau = \frac{1}{a} \ln \left( \frac{R_{\text{п.н.}} - R_K}{10^3 - R_K} \right) = \frac{1}{0,105} \ln \left( \frac{10^5 - 130}{1000 - 130} \right) = 35,2 \text{ г.}$$

$$\text{в) } \tau = \frac{1}{a} \ln \left( \frac{R_{\text{п.н.}} - R_K}{10^3 - R_K} \right) = \frac{1}{0,105} \ln \left( \frac{3 \cdot 10^5 - 130}{1000 - 130} \right) = 55,6 \text{ г.}$$

В результате получаем, что время эксплуатации трубопровода с битумно-полимерным покрытием будет на 21,55 год. Комбинирование мастично-ленточные покрытие будет на 35,2 год. Трехслойное полимерное покрытие на 55,6 год.

Номограмма для определения конечного переходного сопротивления



## 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данной главе необходимо произвести расчеты стоимости работ по изоляции участка магистрального нефтепровода протяженностью 7000 м с целью определения срока окупаемости, рентабельности и целесообразности осуществления данных работ.

Стоимость работ по изоляции участка нефтепровода включает в себя следующие расчеты:

- амортизация оборудования;
- оплата труда;
- стоимость материалов;
- отчисления на социальные нужды;
- прочие расходы.

### 6.1 Расчёт затрат времени, труда, заработной платы, материалов и оборудования

Наименование	Марка	Кол-во	Цена ед. руб	Стоимость всего оборудования	Стоимость монтажа, руб	Транспортные расходы, руб
Трубоукладчик	К-594	4	2688000	10752000	0	8040
Одноковшовый экскаватор	ЭО-4121	2	1456000	2912000	0	1240
Бульдозер	ДЗ-110	3	1507520	4556000	0	5451,2
Очистная машина	ОМ-1422	1	405100	405100	20255	1102
Изоляционная машина	ИЛ-1422	1	1433600	1433600	71680	2672
<b>Общий расход</b>	<b>20 169 140,20р.</b>	<b>11</b>		<b>20058700</b>	<b>91935</b>	<b>18505,2</b>

Таблица 6.1 - Потребность в оборудовании

					<i>Исследование эффективности пассивной защиты от коррозии магистральных нефтепроводов</i>							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Разраб.</i>	<i>Гэ Юй</i>				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение							
<i>Руковод.</i>	<i>Крец В.Г.</i>									61	90	
<i>Консульт</i>	<i>Шарф И.В.</i>							НИТПУ эр.2БМ5Б				
<i>И.О.Зав.Каф</i>	<i>Бурков П.В.</i>											
					59							

Полную стоимость амортизации рассчитаем с учетом стоимости транспортных расходов и стоимости монтажа, которые составляют соответственно 2 % и 5 % от стоимости всего оборудования. Далее определяем стоимость основных и вспомогательных материалов.

Таблица 6.2 - Определение потребности материалов

Наименование материала	Ед. измерения	Кол-во	Цена за ед., руб.	Стоимость всего объема, руб.
Праймер	кг	1200	15,62	18744
Плѐнка	Пог.м	7000	7	49000
Обѐртка	Пог.м	7000	6	42000
Ватин	шт	120	600	72000
Утяжелитель	шт	120	7050	846000
Транспортные расходы				184300
Итого				1193300

Далее определяем затраты на оплату труда в период строительства с учетом премии и районного коэффициента (таблица 6.3).

Таблица 6.3 - Фонд оплаты труда

Профессия	Разряд	Кол-во, чел	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия		Основная ЗП, руб.	Районный коэффициент 15%	Общий фонд ЗП,
					%	Сумма			
Машинист трубоукладчика	6	4	97,2	28016,6	50	14008	42024,9	6303,735	48329
Машинист экскаватора	5	2	97,2	19338,8	50	9669,4	29008,2	4351,23	33359
Машинист бульдозера	5	3	97,2	22008,4	50	11004	33012,6	4951,89	37964
Линейный трубопроводчик	6	4	97,2	23347,2	50	11674	35020,8	5253,12	40274
Линейный трубопроводчик	4	2	66,4	14382	50	7191	21573	3235,95	24809
Машинист изоляционной машины	6	1	97,2	12669,4	50	6334,7	19004,1	2850,615	21855
Машинист очистной машины	6	1	97,2	12669,4	50	6334,7	19004,1	2850,615	21855
Мастер	6	4	97,2	26677,8	50	13339	40016,7	6002,505	46019
Изолировщик	6	1	97,2	12669,4	50	6334,7	19004,1	2850,615	21855
Водители	5	4	22,8	8739,8	50	10740	32219,4	4832,91	37052
Итого		26					289887,9	43483,19	333371

ФОТ (фонд оплаты труда) денежная сумма которая, выплачивается работникам организации оговоренным расценкам, тарифам, окладам, премии в течении некоторого промежутка времени.

Фонд оплаты труда состоит из:

фонд социального страхования (ФСС);

Фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС);

пенсионный фонд Российской Федерации ПФР)

Зная общий фонд заработной платы рассчитываем величину отчислений на социальные нужды (30%).

$$СН = 333371,1 * 0,30 = 100011,33 \text{ руб.}$$

$$ФСС = 333371,1 * 0,029 = 9667,7 \text{ руб.}$$

$$ФОМС = 333371,1 * 0,051 = 17001,9 \text{ руб.}$$

$$ПФР = 333371,1 * 0,22 = 73341,6 \text{ руб.}$$

Таблица 6.4 - Расчёт амортизационных средств

Наименование	Марка	Кол-во, чел	Полная стоимость, руб	Норма амортизации %	Сумма амортизации, руб
Трубоукладчик	К-594	4	10760400	20	2152200,8
Одноковшовый эксковатор	ЭО-4121	2	2913240	20	582648,0
Бульдозер	ДЗ-110	3	4556545,2	20	911309,2
Очистная машина	ОМ-1422	1	426457	20	85291,4
Изоляционная машина	ИЛ-1422	1	1507952	20	301590,4
Шлифовальная машина		2	8160	20	1632,0
Газоанализатор	АНТ-2М	1	5355	20	1071,0
Трассоискатель	ВТМ-IVM	1	7650	20	1530,0
Итого			20185759		4037273

Сумма амортизации исчисляется за период строительства:

$$\sum A / 2360 \cdot 96 = 164288,7 \text{ руб.} \quad (6.1)$$

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д., и составляют 40 % от прямых затрат.

$$\text{Прочие расходы} = (333371,1 + 100011,33 + 1193300) \cdot 0,4 =$$

= 650 672,9 руб.

Составляем смету затрат на работы по изоляции нефтепровода. Данные заносим в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 - Смета затрат на изоляцию

Показатели	Стоимость, руб
Материалы	1193300
Заработная плата	333371,1
Отчисления на социальные нужды	100011,73
Амортизация основных средств	164288,7
Прочие расходы	650 672,9
Итого	2441644,03

Амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:  $A = H_a \cdot C_{of}$

(6.2)

$$A = 0,04 \cdot 2441644,03 = 97665,76 \text{ руб.}$$

где:

A - амортизационные отчисления основных фондов, руб.;

Соф – Первоначальная стоимость основных фондов, руб.;

На - норма амортизационных отчислений (4 %).

В результате проведения расчета стоимости работ по изоляции участка магистрального нефтепровода протяженностью 7000 метров было определено, что полная стоимость проведения данных работ составит 2441644,03 руб. С учетом накладных расходов 16% полная стоимость изоляционных расходов составит 2832307,07 руб.

В результате проведения расчета стоимости работ по изоляции участка магистрального нефтепровода протяженностью 7000 метров было определено, что полная стоимость проведения данных работ составит 2441644,03 руб. С учетом накладных расходов 16% полная стоимость изоляционных расходов составит 2832307,07 руб.

## 7. Социальная ответственность

При проведении работ по изоляции нефтепровода необходимо уделять большое внимание безопасности и экологичности проводимых работ. Магистральный нефтепровод “Александровское – Анжеро-Судженск” диаметром 1020 и 1220 мм и общей протяженностью 818 км. Нефтепровод располагается в Центральной Сибири и проходит с севера по территории Александровского, Каргасокского, Парабельского, Колпашевского, Чаинского и Томского района Томской области до Анжеро-Судженска Кемеровской области.

Климат почти на всей территории района расположения резко континентальный, характеризующийся продолжительной и холодной зимой, теплым, но не продолжительным летом, короткой весной и осенью. Время проведения изоляционных работ – лето.

Средняя температура июля - самого жаркого месяца составляет плюс 17<sup>0</sup>С, максимальная температура достигает плюс 37<sup>0</sup>С.

### 7.1 Производственная безопасность

Приведем основные опасные и вредные факторы при выполнении изоляционных работ в таблице 7.1.

					<i>Исследование эффективности пассивной защиты от коррозии магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Гэ Юй				Социальная ответственность организаций при выполнении изоляционных работ 63	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Крец В.Г.						65	90
<i>Консульт</i>	Маланова.Н.В					<b>НИТПУ гр.2БМ5Б</b>		
<i>И.О.Зав.Каф</i>	Бурков П.В.							

Таблица – 7.1 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по изоляции нефтепровода

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) очистка внутренней полости трубопровода от инородных предметов; 2) калибровка трубопровода; 3) обследование трубопровода профицемером; 4) обследование трубопровода внутритрубными магнитными пипи ультразвуковыми дефектоскопами	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток.	Приводятся нормативные документы, которые регламентируют действие каждого выявленного фактора с указанием ссылки на список литературы. Например, параметры микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4-548-96 [1].

7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Отклонение климатических показателей может привести к ухудшению общего благосостояния трудящихся. В пределах открытой зоны параметры не выполняются, но конкретные меры принимаются для снижения негативного воздействия на организм работников.

Если наружные экологические индикаторы должны быть отклонены, персонал должен быть оснащен средствами индивидуальной защиты (рабочей одеждой), которые регулируются отраслевыми нормами и соответствуют сроку действия года. В холодное время года при определенной температуре воздуха и скорости ветра работа была приостановлена. Для предотвращения клещей защитное оборудование и средства используются для отражения клещей. Личные и групповые средства для предотвращения возмездия. Личная защита - это специальная защита, противомоскитные сетки и средства от насекомых (сдерживающие). Механическое устройство содержит сотовый трикотаж (толстая нить, имеющая большую единицу и тонкую сетку из тонких нитей над ней). Такая рубашка, наложенная друг на друга, не пропускает комаров, мошек, летит тело; в то же время они не горячие, в отличие от бури. Используется - москиты (тонкая сетчатая тканая ткань, натянутая на раму).

Задействованные в изоляции сотрудников должны основываться на типичных отраслевых стандартах, бесплатной доставке одежды, обуви и других средств индивидуальной защиты с помощью униформы, специальной обуви и других средств защиты. Порядок выдачи и использования средств индивидуальной защиты определяется предоставлением работникам таких правил, как специальная одежда, специальная обувь и т.д. СИЗ.

Применение рабочей одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты должно иметь свидетельство.

Работникам не должно разрешаться работать в отсутствие униформ и стандартов СИЗ, и они должны использоваться во время надлежащей работы. Члены бригады, выполняющие работы по копанию, опасности траншейного газа (трубопроводы, трубопроводы наружных установок и т. д.), Должны обеспечивать рабочую одежду для защиты от повышенных температур с сертификатом соответствия. Кто такой единообразный список работников, выданных по приему допуска к людям, чтобы решить.

В открытых домашних работниках, независимо от времени года, следует предусмотреть комплект холодного и горячего индивидуального защитного снаряжения (СИЗ) с учетом климатической зоны (с), с положительными эпидемиологическими заключениями, указывающими количество теплоизоляции.

В целях предотвращения перегревания время пребывания на рабочих местах (непрерывно или суммарно за рабочую смену) в соответствии с СанПиНом 2.2.4.548-96 утвержденных Постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 01.10.1996 № 21, может быть ограничено следующими величинами:

К средствам защиты лица, глаз и органов слуха работников, выполняющих изоляционные работы на нефтепроводах, относятся щитки защитные лицевые, очки защитные, противозумные наушники, вкладыши.

## 2. Превышение уровней шума и вибрации

					<b>Социальная ответственность</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Шум - это неупорядоченная комбинация различных частот звука. Источники шума могут управляться машинами (одноколонными экскаваторами, бульдозерами, шайбами, изоляционными машинами, измельчителями) при изоляции основной трубы.

Шум до уровня звукового давления до 30-35 дБ хорошо знаком человеку, который его не беспокоит. Увеличение этого уровня в окружающей среде на 40-70 децибел создает значительную нагрузку на нервную систему, что приводит к долгосрочным последствиям благополучия и ухудшения может быть причиной невроза. Воздействие шума свыше 75 дБ приводит к потере слуха - профессиональной потере слуха. При высоком уровне шума (более 140 дБ) барабанная перепонка, разрыв ударной волны и даже выше (более 160 дБ) и гибель роли возможны.

Средства индивидуальной защиты: наушники (ГОСТ Р 12.4.208-99[31]), противозумные наушники, смонтированные с защитной каской (ГОСТ Р 12.4.210-99[32]), ушные вкладыши (ГОСТ Р 12.4.209-99[33]).

### 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

При обслуживании нефтепроводов и выполнении соответствующей ИТ-работы есть риски от разлива нефтепровода. В то же время человек в этом веществе пара, что опасно не только для собственного здоровья, но и для жизни контакта. Масло опасно для четвертой категории и его допустимая концентрация составляет 300 мг / л. Не забывайте, что продукты нефтепереработки: нефть, бензин, керосин, которые также несут угрозу для здоровья человека.

### 4. Тяжесть и напряженность физического труда

При длительном расширении и удаленной связи с нефтепроводом поселений рабочие собираются ехать за плату, что сопровождается тяжелым и напряженным ручным трудом в течение длительного времени. Тяжелая и тяжелая физическая работа может повлиять на общее самочувствие работников и привести к развитию различных заболеваний. Кто занят тяжелым и трудным ручным трудом, должен иметь перерыв на обед (1300-

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

1400) и регулярные короткие перерывы, а также оплачивать и оставлять 8- часовые рабочие дни, в течение которых люди должны быть увеличены.

7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы — это факторы, которые могут привести к различным травмам работника.

### 1. Электрический ток

Во время изоляции источником удара может быть плохо проводящий проводящий элемент, элемент механизма очистки и изоляции и электроинструмент. Известно, что шок человека возможен только тогда, когда цепь закрыта человеческим телом, то есть когда по меньшей мере два человека находятся в контакте с сетью. Воздействие текущей опасности само по себе представляет собой электрический шок (ожоги, металл кожи, механические повреждения), электрический шок и профессиональное заболевание. Все электрооборудование и электроинструменты должны быть заземлены и заменены отдельным жилым кабелем с площадью поперечного сечения, по меньшей мере, рабочей секции сердечника. Для защиты персонала от поражения электрическим током, механизма электрификации и отключения изоляции электроинструмента должен быть оснащен устройством защиты от остаточного тока.

Заземление автономных передвижных источников питания с глухо- заземленной нейтралью для питания трубрезных машин должно быть не более 4 Ом, электроустановок с изолированной нейтралью мощностью до 100 кВА не более 10 Ом. Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТу 12.1.038-82 ССБТ[34] и быть не более 50 мА.

Значение безопасного напряжения определяется пределом тока, который человеческий организм может выдержать в течение нескольких часов. Этот ток называется безопасным. Его значение составляет около 50-75 мкА. Согласно современным стандартам электробезопасности, безопасность человека считается напряжением не более 50 В.

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

Воздействие на тело тока не вызывает опасных физиологических последствий, максимально допустимое время зависит от количества касаний напряжения.

## 2. Пожаро– и взрывоопасность

Источниками возникновения пожара могут быть электрические искры, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Негативными последствиями пожара и взрыва на человеческом теле являются тяжесть травмы и возможная смерть от ожога.

Реконструкция трубопровода, часть применения изоляционных инженерных работ, должна осуществляться через проект разрешения на работу с опасными газами. Перед очисткой и изоляцией необходимо проверить воздушную среду на предмет загрязнения газом.

В изолированной трубе для очистки труб запрещается использование огня. При производстве изоляционных работ использование асфальтовой печи с открытым пламенем для обеспечения расстояния от нефтепровода не более 50 метров. При приготовлении праймеров нагрейте до 180 градусов асфальта, впрысните в бензин и наоборот.

Вечером освещение рабочих ям должно выполняться прожекторами или лампами в взрывобезопасном исполнении. Для местного освещения вы должны использовать лампу с напряжением не более 12 В или лампу батареи (которая должна быть открыта и закрыта вне зоны взрыва).

## 3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

К движущимся машинам и механизмам относятся краны всех типов, лебедки, подъемники, вышки, лифты, домкраты, а также съемные грузозахватные приспособления: крюки, канатные и цепные стропы, траверсы, грузоподъемные электромагниты и вакуумные захваты.

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

## 7.2 Экологическая безопасность

В настоящее время большинство нефтегазовых объектов эксплуатируются более 20-25 лет и являются загрязнителями окружающей среды. Естественная среда - это полный набор природных элементов и компонентов инженерного пространства и прилегающих территорий. Целью охраны окружающей среды является исключение или ограничение вредных последствий рекультивации, рационального использования природных ресурсов и их воспроизводства.

Загрязнение подземной среды происходит с момента утечки до ликвидации. Разливы нефти отводятся в естественные депрессии, защитные сараи, каналы или грязевые плотины. Это делается с основной работой по ликвидации аварии. Проект мелиорации земель представляет собой комплексный проект по восстановлению экологической и экологической безопасности загрязненных и загрязненных земель.

## 7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При взрыве паро- и газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом ( $R_1$ ), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

$$R_1 = 185 \sqrt[3]{Q_v}, \quad (7.1)$$

где  $Q$  – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{с/т} = 0,3 \sqrt[3]{Q_v} \quad (7.2)$$

## 7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.4.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.

Работники организаций выполняют обязанности по охране труда, определяемые с учетом специальности, квалификации и (или) занимаемой должности в объеме должностных инструкций, разработанных с учетом рекомендаций Минтруда России или инструкций по охране труда.

					<b>Социальная ответственность</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

В организациях должны в установленном порядке разрабатываться, соответственно оформляться, тиражироваться и храниться следующие виды производственно-отраслевых нормативных документов по охране и безопасности труда:

В организации должны быть созданы условия для изучения работниками правил и инструкций по охране труда, требования которых распространяются на данный вид производственной деятельности. Комплект документов по охране и безопасности труда, издаваемых Госстроем России, должен быть в каждом производственном подразделении организации и предоставляться работникам для самоподготовки.

Персонал организации (лица), производящей обслуживание машин, оборудования, установок и работы, подконтрольной органам государственного надзора России, допускается к работе в соответствии с требованиями этих органов.

#### 7.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

При проектировании рабочего места в зависимости от характера работы следует работу в положении сидя предпочитать работе в положении стоя или обеспечить возможность чередования обоих положений (например, с применением вспомогательного кресла).

Организация рабочего места должна обеспечивать возможность изменения рабочей позы.

Организация рабочего места должна обеспечивать устойчивое положение и свободу движений работающего, сенсорный контроль деятельности и безопасность выполнения трудовых операций.

Организация рабочего места должна исключать или допускать редко и кратковременно работу в неудобных позах (характеризующихся, например, необходимостью сильно наклоняться вперед или в стороны, приседать, работать с вытянутыми или высоко поднятыми руками и т.п.), вызывающих повышенную утомляемость. [36]

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрены основные причины, связанные с коррозией трубопроводов, представлена классификация средств защиты трубопроводов от наружной коррозии. Выявлены современные мировые, в том числе российские и китайские средства пассивной защиты от коррозии трубопроводов и даны рекомендации по их применению для трубопроводов, их стыков и арматуры.

Высокий уровень противокоррозионной защиты магистральных нефтепроводов обеспечивается широким применением труб с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием, фасонных деталей и задвижек с заводскими полиуретановыми и эпоксидно-полиуретановыми покрытиями и использованием для изоляции сварных стыков трубопроводов покрытий на основе термоусаживающихся полимерных лент.

По показателям защитных и эксплуатационных свойств наружные покрытия фитингов, задвижек, равно как и покрытия сварных стыков трубопроводов, должны быть сопоставимы с заводскими покрытиями труб.

Для трубопроводов целесообразны:

Битумно-мастичные покрытия для трассовых и заводских условий - Битумные мастики нового поколения;

Полимерные ленточные покрытия – защитные комплектно с адгезионной грунтовкой (адгезионные грунтовки типа «П-001», «НК-50»);

Комбинированное мастично-ленточное покрытие – типа «Пластобит»

Заводское эпоксидное покрытие – на основе экструдированного полиэтилена;

Заводское полиэтиленовое покрытие – российских изоляционных материалов для трехслойных полиэтиленовых покрытий труб (ЗАО "АНКОРТ");

					<i>Исследование эффективности пассивной защиты от коррозии магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Гэ Юй</i>				заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Крец В.Г.</i>						73	129
<i>Консульт</i>						<b>НИТПУ гр.2БМ5Б</b>		
<i>И.О.Зав.Каф</i>	<i>Бурков П.В.</i>							
					71			

Заводское полипропиленовое покрытие – Противокоррозионная защита горячих трубопроводов; защита от коррозии морских трубопроводов;

Комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие – адгезионные грунтовки и дублированные полиэтиленовые ленты фирм США, Италия, Япония и российские материалы.

Рассмотрены современные изоляционные материалы группы «Хайлон».

Для стыков трубопроводов целесообразны:

Термоусаживающие полимерные ленты «ТИАЛ», «ТЕРМА», «ДОНРАД», двухкомпонентного полиуретанового покрытия Scotchkote 352.

Для арматуры трубопроводов целесообразны:

полиуретановые и эпоксидно-полиуретановые защитные покрытия "UP 1000 I Ficus 1000 A" (Япония) и другие.

Рекомендуется экспериментальное использование на участках малой протяженности плакированные трубы.

Рекомендуется в лабораторных условиях исследовать «живую изоляцию».

В ходе выполнения данной работы был смоделирован трубопровод с коррозией в программном комплексе ANSYS. Наглядно стало видно, что происходит с трубопроводом за большой срок работы эксплуатации. Выявление дефектов позволяет принять решение по его устранению.

Проведен расчет экономической эффективности проведения работ по изоляции участка трубопровода и срок службы различных изоляционных средств. Рассмотрены вопросы социальной ответственности при изоляционных работах.

Изоляционные покрытия должны выполнять свои функции в широком интервале температур строительства и эксплуатации трубопроводов, обеспечивая их защиту от коррозии на максимально возможный срок их эксплуатации и повышения их эксплуатационной надежности.

					72	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			74

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Импорт нефти в Китай застыл на уровнях декабря 2015 г. [Электронный ресурс]. – [https://investbrothers.ru/2017/02/20/import\\_nefti\\_v\\_kitaj\\_zastyl/](https://investbrothers.ru/2017/02/20/import_nefti_v_kitaj_zastyl/).
2. Safety and Accident Prevention of Oil Pipeline – CHINA HIGH TECHNOLOGY ENTERPRISES NO.19 2010 / Fang Xuying.
3. Сборник нормативно-технических документов для газопровода Россия-Турция через акваторию Черного моря (проект «Голубой поток»). ВРД 39-1.10-017-2000. Т. 1, 2. – М. 2002.
4. Скугоры Л.П. Материалы для сооружения газонефтепроводов и хранилищ: Учебник для вузов. - 3-е изд, перераб .. и доп. - М.: Нефть и газ, 1996. - 350 с.
5. Кузнецов М.В., Новоселов В.Ф., Тугуны П.И., Коты В.Ф. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1992. - 238 с.
6. Воронин В.И., Воронина Т.С. Изоляционные покрытия подземных нефтегазопроводов. - М: ВНИИОЭНГ, 1990. – 198с.
7. ОБЗОР МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ ИЗОЛЯЦИОННЫМИ ПОКРЫТИЯМИ Ф.М. Мустафин
8. Защита трубопроводов от коррозии с использованием современных изоляционных покрытий [Электронный ресурс]. – <http://www.ankort.ru/story2.php>
9. Харисов Р.А. Разработка конструкции изоляционной ленты с двусторонним липким слоем / Р.А. Харисов // Нефтегазовое дело. – 2009. - № 2. – С. 5-34.

					<i>Исследование эффективности пассивной защиты от коррозии магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Гэ Юй				СПИСОК ЛИТЕРАТУРА	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Крец В.Г.						75	90
<i>Консульт</i>						НИТПУ гр.2БМ5Б		
<i>И.О.Зав.Каф</i>	Бурков П.В.							
					73			



22. Сопротивление материалов. Коррозионное растрескивание. Учебное пособие Хижняков В.И 2016,01

23. Гуды А.И., Сайфутдины М.И. Повышение качества изоляционных материалов и совершенствование технологии их нанесения при капитальном ремонте и реконструкции магистральных нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. - 1998. - №2. - С. 22-23.

24. Груздев А.А., Тютнев А.М., Черказы Н.М. Новые материалы, технология и оборудование для защиты магистральных нефтепроводов от коррозии // Трубопроводный транспорт нефти. - 1998. - № 1. - С. 20-21.

25. Гончаров В.М., Капцов И.И., Россох А.М., Скрильник В.В. Эпоксидно-битумное покрытие для антикоррозионной защиты трубопроводов. Розроблення епоксидно-бітумної композитної покриття для антикорозійного захисту трубопроводів // Нафта і газ. промисловість [Нефть і газ. промисловість]. - 1998. - № 1. - С. 37.

26. Ю.Р.Галиева, Р.Ю.Кван, П.В.Бурков «Моделирование НДС трубопровода с ручейковой коррозией» // Перспективные разработки науки и техники. - 2013

27. Трубопроводный транспорт – 2016: материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции / редкол. Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 455 с.

28. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: Санитарные правила и нормы – Введ. 1996.10.01 М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 2001– 20с.

29. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. –Введ. 1976.01.01 М.: ИПК Издательство стандартов, 2004 – 4с

30. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Введ. 1970.07.01 М.: ИПК Издательство стандартов, 2004 – 8с

					СПИСОК ЛИТЕРАТУРА	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

31. ГОСТ Р 12.4.208-99 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Наушники. – Введ 2002.01.01 М.: ИПК Издательство стандартов, 2003 – 16с

32. ГОСТ Р 12.4.210-99 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумные наушники, смонтированные с защитной каской. – Введ 2002.01.01 М.: ИПК Издательство стандартов, 2000 – 24с

33. ГОСТ Р 12.4.209-99 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Вкладыши. – Введ 2002.01.01 М.: ИПК Издательство стандартов, 2000 – 16с

34. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – Введ 1983.07.01 М.: Издательство стандартов, 2001 – 7с

35 СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования – Взамен СНиП 12-03-99, СНиП III- 4-80 в части разделов 1-7, ГОСТ 12.1.013-78; Введ 2001.09.01.

36. ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам. – Введ 1982.07.01 М.: Стандартиформ 2008 – 4с.

37. [http://ru.hilonggroup.com/index.php/app/win/cn/product\\_gdjsfw/52](http://ru.hilonggroup.com/index.php/app/win/cn/product_gdjsfw/52)

					СПИСОК ЛИТЕРАТУРА	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Приложение А

### COATING PROCESS

**Студент:**

Группа	ФИО
2БМ5Б	Гэ Юй

**Консультант кафедры ТХНГ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н		

**Консультант-лингвист: Кафедра иностранных языков**

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

## Coating features

Under normal construction conditions, when the pipeline is laid in a trench, backfill material without harmful elements such as sharp stones etc. is used; the pipe is handled with normal care under transportation, most coatings perform well and the main consideration is the capability to protect the pipe from corrosion in operation. Alternative construction methods or the risk of damage during transportation and handling conditions brings forward the advantages of stronger coatings.

A more resistant and expensive coating can be used when the pipeline is laid in a rocky terrain and the transportation of sand or other high quality backfill is difficult and expensive. In such cases the rock can be crushed and used as such. As has been earlier mentioned one purpose of the test was to find a suitable coating combination for trenchless construction methods.

The coatings used in this test are oil based plastic products or reinforced fibre concrete. The latter has been considered to be a very resistant coating in difficult conditions. Such conditions may appear different types of trenchless construction methods, the use of low quality backfill materials, crossings etc. This test indicates that a commonly used 3 mm HDPE coating fulfils most requirements in various situations. It has very good mechanical properties and it is the economic alternative. For purposes, where additional durability is required a double or triple layer of HDPE provides sufficient protection against most external mechanical damages.

					<i>Исследование эффективности пассивной защиты от коррозии магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Гэ Юй</i>				<b>COATING PROCESS</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод</i>	<i>Крец В.Г.</i>						80	90
<i>Консульт</i>	<i>Коротченко Т.В.</i>					<b>НИТПУ эр.2БМ5Б</b>		
<i>И.О.Зав.Каф</i>	<i>Бурков П.В.</i>							
					78			





coating. Borstar technology combines excellent processability and melt strength of the polymer with very high properties like notch resistance, abrasion resistance, improved impact at low and elevated temperatures, peel strength and indentation resistance. The HDPE and PP top coat are supplied in compounded form to withstand long term thermal ageing and light ageing.

A high level of investment in research and development in close co-operation with customers ensures the continual development of innovative new products and pipe system solutions. Several new products are under development including a PE top coat with very high resistance to slow crack growth, machine applied PE for field joint coatings, PP weight coating and PP injection moulded systems for field joint coating.

The result of this approach is a long pipeline service life with minimum maintenance cost for the pipeline owner, fast production and high output for the pipe coater, easy installation without repairs for the installers and peace of mind and reliability for the engineering consultant.

Oil and gas exploration and production companies face significant technical challenges – protecting carbon steel pipelines from corrosion and addressing significant insulation requirements as lines are installed at larger lengths and at greater seabed depths. Pipeline engineers require more advanced materials for the manufacture of applications that can address their operational, handling, transport and installation needs.

Due to the increasing energy demands in Europe and China, Russian oil and gas companies need to construct much larger pipelines at lengths in the thousands of kilometers range. “Global demand is about 400 KT for pipe coating materials, and over 20 per cent of this demand originates from Russia,” said Hans Videler, Global Business Manager for Pipe Coatings at LyondellBasell Industries. “To address these market needs, LyondellBasell has established a dedicated sales team for Russian pipe coating customers in its Moscow office. We are well-positioned to serve the needs of our Russian customers with tailor-made solutions and hands on customer service.” LyondellBasell is also engaged with the entire value chain of

the pipe coating industry, including research centers and certification institutions, to help establish industry standards for end-use specifications.

LyondellBasell's broad product portfolio includes materials that are selected and used by customers and end users to protect and insulate oil and gas pipelines in both land and off-shore applications. Depending upon operational and environmental requirements, a variety of products have been selected and utilised by customers to construct systems with three to five layers, including foamed and syntactic layers for improved insulation and creep properties in deepwater conditions. Also, LyondellBasell produces specialty resin solutions that have been used by customers to manufacture field joints, bends, shrink sleeves and repair applications.

Modern three-layer polyolefin systems, originally introduced in Europe during the early 1980s, have been updated and applied by pipeline manufacturers to address the stringent demands of today's deep-sea installations. These systems consist of an epoxy primer, a thermoplastic adhesive and a polyethylene or polypropylene topcoat. This "sandwich" structure combines the beneficial properties of the thermosetting primer, which has very good adhesion to steel and offers high resistance to cathodic disbonding. In addition, thermoplastic polyethylene and polypropylene offers ductility, impact resistance, long-term performance, good dielectric properties and low permeability. Today, well-engineered processes for applying three-layer coating systems, even for extreme deepwater applications, are readily available in the market.

To increase productivity, pipe coating materials must take the heat . . . and the cold on-shore oil and gas transportation pipelines require adequate protection against corrosion to ensure reliable service over a long period of time. However, many of today's lines are increasingly operated at higher temperatures due to the higher pressures required for faster transport of goods to their final destination. In addition, more lines are now installed in areas with harsh environments. As a consequence, pipe coating requirements are becoming much more stringent. To

address these requirements, customers can rely on LyondellBasell's benchmark portfolio of polyethylene and polypropylene products.

The company's product range includes specialty Lucalen polyethylene and Hifax polypropylene-based adhesives for pipe coating to address stringent requirements such as ambient temperatures to as low as -40°C, along with peak short-term operating temperatures of up to 140°C. In addition to the Lucalen A2910M and A3110M adhesive grades for standard temperature requirements, Lucalen G3710E is a new generation of maleic-anhydride grafted adhesive with superior adhesion at high operating temperatures up to 85°C. The polypropylene-based adhesive Hifax EP2 015/60 is a well proven and established benchmark used by customers for pipelines transporting hot fluids (up to 120°C). For very high operating temperatures of up to 140°C, customers have chosen Hifax EPR/60 Bianco with good performance results.

In steel pipe top-coat applications, LyondellBasell's customers select polyethylene based Lupolen 4552D SW00413 – or polypropylene-based Moplen Coat products. Lupolen 4552D SW00413 represents a new multi-modal HDPE product featuring outstanding environmental stress cracking resistance and is also being applied at increased coating speeds. Deep sea off-shore pipeline installations use new and innovative LyondellBasell multi-layer polyolefin pipe coating materials.

Offshore pipelines are presenting new and more demanding operating requirements as more pipes are laid in deeper water environments. For example, deep water lines are exposed to extreme pressures and low temperatures on the outside of the lines, while oil temperatures inside the line exceed temperatures of 130°C. Therefore, coating systems must ensure not only anti-corrosion protection, but also must demonstrate sufficient insulation properties.

LyondellBasell's customers have utilised certain Hifax and Moplen Coat polypropylene grades for their top-coat applications involving high operating temperatures, and weighted and thermally insulating coatings for off-shore deepwater applications. In these applications, the final coatings on the steel pipes

					83	COATING PROCESS	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			85

are produced through multiple layers of solid and foamed polypropylene (using blowing agents) for application in rigid or flexible flow lines and risers.

One of the world's most challenging pipeline installations, the Blue Stream Project, which links Russia and Turkey across the Black Sea, was completed in 2002. The pipeline carries 16 billion cubic meters of natural gas annually from the gas fields in Russia to Ankara. At an average depth of over 2000 meters, Blue Stream, along the 437km sub-sea route, is the deepest pipeline ever installed using a J-lay pipe laying technique. LyondellBasell's customers involved in the project selected an inner layer epoxy resin to provide maximum adhesion to the pipe sections, an outer layer of tough Moplen Coat EP/60 Bianco, and an intermediate adhesive layer of Hifax EP2 015/60 to bind the epoxy resin to the polypropylene.

The coating solution used in Blue Stream had to provide resistance to high compression and shear stresses that the pipe sections were subjected to during laying operations. A collar of Hifax CA197J White was injected around the weld joints both on the lay barge and on the side where the quadruple joints were prepared. The joints in the shallow water sections were coated through the Cigarette Wrap method using extruded Hifax EP5 10/60 Bianco polypropylene sheets.

New capacities based on the Hostalen ACP technology are expected to come on stream in 2009 in feedstock-rich regions such as Saudi Arabia. Here LyondellBasell established a Joint Venture with Tasnee Petrochemicals and Sahara Petrochemical Company. This new company is currently constructing, amongst others, a 400 KT per year HDPE plant "As the global leader in polyolefins technology, production and marketing, we believe in complementary partnerships, and this new capacity positions us effectively to support the growing pipe coating industry in Russia," says Videler.

"The property spectrum of Lupolen HDPE resins has been broadened even further through our latest-generation Hostalen process technology," explained Sean Comerford, Technical Development Manager in LyondellBasell's Pipe Coatings business. "In pipe top coatings, our Lupolen 4552D SW00413 resin combines

					84	<b>COATING PROCESS</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			86

outstanding environmental stress cracking resistance, superior high and low temperature impact performance, indentation, and excellent processability far beyond that of standard grades.” In addition, Lupolen 4552D SW00413 is a tailored UV carbon black grade, with light stabilizers and low-leach anti-oxidants to address the specialised requirements of our pipe coating customers.

In addition, new materials and technologies are available which could potentially offer significant productivity and efficiency enhancements for pipe coating production. A recent example of the company’s innovative strength can be found in a joint project involving LyondellBasell and Mülheim Pipe Coatings GmbH in which the joined project team has developed a Lupolen cross-linked polyethylene (PEX)-based pipe coating system for steel pipes that has further improved properties over bimodal PE coatings. Improved resistance to mechanical damage. By applying LyondellBasell’s PEX on top of a conventional 3-layer PE pipe coating system, the team exploited the mechanical properties of PEX, resulting in pipe coatings that can provide improved impact strength, enhanced stress-cracking resistance and that can withstand extended operational temperatures up to 95°C.

“The handling and installation of PE coated pipes is even more critical at very low temperatures, as these may lead to cracks within the coating,” said Comerford “In addition the abrasion resistance of bimodal PE is not sufficient.”

#### Reduced installation costs

In addition to its mechanical properties, the new PEX pipe coating system offers significant cost reduction potential in the laying process itself. “By eliminating the need for protection sheet or special backfilling materials such as crushed stones, pipe contractors can eliminate a number of steps in the laying process,” said Comerford. The first implementation of PEX pipe coatings was conducted for WINGAS in a pipeline extension project in Germany. “The trench was backfilled with the original excavated limestone rock fragments. The pipeline has been successfully in use since the spring of 2006,” said Frank Rau, Project Manager at WINGAS.

					85	COATING PROCESS	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			87

Both partners see significant market potential for the new PEX pipe coating applications in Europe, Russia and Asia Pacific. “The development of PEX for pipe coating applications demonstrates the commitment of LyondellBasell to the pipe coating industry by bringing innovative solutions to our customers,” said Comerford. In traditional markets such as pipe systems, the new PEX solution represents a real breakthrough, as it can significantly improve the mechanical performance of the coating and help to reduce actual pipe laying costs. Additionally, the new material will increase reliability and service life of pipe systems, bringing value to customers and end-users.”

Another example of LyondellBasell’s engagement to meet the stringent customer needs of the pipe coating industry is the newly developed Lucalen G3710E polyethylene adhesive resin for pipe coating applications.

The resin can be used by customers as an adhesive tie layer in 3 layer coating applications, between fusion bonded epoxy resins and the HDPE top coat material Lupolen 4552D SW00413. Lucalen G3710E has further improved coating properties versus former Lucalen adhesive resins such as better adhesion, excellent peel strength and a broader application window, making Lucalen G3710E also a good candidate for use in induction coil and flame heating systems.

“The first industrial coating trials using Lucalen G3710E have shown ‘best-in-class’ performance versus competitive PE grafted adhesive resins,” said Piet Roose, LyondellBasell’s Global Marketing Manager for Pipe Coating. Lucalen G3710E demonstrates excellent processability of stable film extrusion, including good melt strength without the problem of the adhesive sticking to the pressure rolls. The trials have also shown excellent adhesion at 23°C and 80°C, with very good cohesive peeling on rough surfaces. According to Roose: “We have been very pleased with the early market acceptance of Lucalen G3710E in highly demanding 3LPE coating applications. We will continue to exploit the potential of this new adhesive benchmark.”

#### Conclusion

Pipeline construction methods have been developed in the direction of non-digging techniques, such as horizontal directional drilling (HDD). These methods demand different properties of the pipeline coating material. The background for the tests and development work described in this paper are the experiences faced by Gasum in pipeline construction work where especially HDD has been utilized.

The objective of the work was to compare different coating materials and weld seam tapes in as realistic conditions as possible and to evaluate their resistance against abrasive load. The main purpose of the testing equipment was to simulate actual field conditions during pulling a pipeline through soil expected to contain rock or similar harmful elements. A test jig was constructed through which a 16" - 20" pipe could be pulled. During pulling different abrasive loads were applied on the surface. As abrasive element were used natural stone with rounded edges, sharp edged stone (blasted rock) and a V-shaped steel knife. Tests were performed on two different High Density Polypropylene coatings, a Low Density PE-coating, a Polypropylene coating, two different types of fibre concrete coatings and a PP coating, still under development. In addition the tests were performed to six different weld seam coatings. The test results indicated that the performance of high density polyethylene is sufficient in most applications. The 10 mm HDPE coating could not be penetrated with a natural, round edged stone. A sharp edged stone penetrated the coating with the maximum load the test equipment could perform. The LDPE coating has poor ability to withstand abrasive forces. The performance of PP coating was better than LDPE but all tests considered it did not perform as well as HDPE . Two different types of fibre concrete were tested, 6 and 12 mm. The 6 mm coating was attached to the pipe with grooves in order to improve the bonding. The 12 mm fibre concrete was applied on a smooth surface. The performance of the 6 mm coating was comparable to that of HDPE. The poor bonding between the coating and the surface of the 12 mm fibre concrete caused the coating to peel off as a result of even a minor mechanical damage.

Most weld seam coatings performed rather poorly. One coating, which has been developed for similar applications performed well. Considering the physical

properties of the coatings and also the overall costs of gas pipeline construction the main conclusion is that normal 3 mm HDPE coating is sufficient for most applications. In extreme conditions where the risk for coating damage is high a thicker layer of HDPE, up to 10 mm can be justified. The use of fibre concrete does not provide any particular advantage.

					88	COATING PROCESS	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			90