

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

| Тема работы |
|--|
| «Разработка рекомендаций по защите от коррозии подземных магистральных газопроводов» |

УДК 622.691.4.053:620.193

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------|---------|----------|
| 2БМ6А | Машуков Г.И. | | 25.05.18 |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|------------------------|---------|----------|
| профессор | Медведев В.В. | д.ф.-м.н, профессор | | 25.05.18 |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|------------------------|---------|----------|
| ассистент | Макашева Ю.С. | | | 25.05.18 |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|----------|
| ассистент | Немцова О.А. | | | 25.05.18 |

Консультант-лингвист

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------|------------------------|---------|----------|
| доцент | Коротченко Т.В. | к.ф.н., доцент | | 25.05.18 |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|-------------|------------------------|---------|----------|
| ОНД ИШПР | Бурков П.В. | д.т.н, профессор | | 25.05.18 |

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ.*

| <i>Код результата</i> | <i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i> | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i> |
|--|--|--|
| <i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i> | | |
| <i>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»</i> | | |
| P1 | Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики) | ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23 |
| P2 | Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы-в области интеллектуальной собственности</i> | ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23 |
| <i>в области производственно-технологической деятельности</i> | | |
| P3 | Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства. | ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23 |
| P4 | <i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> . | ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22 |
| <i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i> | | |
| P5 | Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов | ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20 |
| <i>в области проектной деятельности</i> | | |
| P6 | Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> | ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е) |

| <i>Код результата</i> | <i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i> | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i> |
|---|---|--|
| <i>в области организационно-управленческой деятельности</i> | | |
| P7 | Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы | ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е) |
| P8 | Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности | ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е) |
| Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ» | | |
| P9 | Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i> |
| P10 | Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "</i> <i>Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i> |
| P11 | Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "</i> <i>Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i> |

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|--------------------------|
| магистерской диссертации |
|--------------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|----------------------------|
| 2БМ6А | Машукову Георгию Игоревичу |

Тема работы:

| | |
|---|------------------------|
| «Разработка рекомендаций по защите от коррозии подземных магистральных трубопроводов» | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | от 12.03.2018 № 1625/с |

| | |
|--|----------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 25.05.18 |
|--|----------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| <p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам и т. д.).</i></p> | <p><i>Нормативно-технические источники, статьи отечественных и зарубежных исследователей, монографии, учебники, методические пособия</i></p> |
|---|--|

| | |
|--|---|
| <p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <p><i>Обзор литературы по теме исследования, определение объекта и методов исследования, анализ существующих методов защиты от коррозии, расчет прочностных характеристик защитного покрытия, моделирование напряженно-деформируемого состояния изоляционного покрытия, определение ресурсоэффективности проекта, рассмотрение социальной ответственности при ремонте трубопровода, заключение по работе.</i></p> |
| <p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p> | <p><i>Таблицы – 10; Рисунки – 10.</i></p> |
| <p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p> | |
| <p>Раздел</p> | <p>Консультант</p> |
| <p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p> | <p>Макашева Юлия Сергеевна, ассистент</p> |
| <p>«Социальная ответственность»</p> | <p>Немцова Ольга Александровна, ассистент</p> |
| <p>«Иностранный язык»</p> | <p>Коротченко Татьяна Валериевна, доцент</p> |
| | |
| <p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: зарубежный опыт (foreign experience)</p> | |
| <p>Description of main gas pipeline coatings</p> | |

| | |
|--|----------------------------|
| <p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p> | <p>19.09.2016г.</p> |
|--|----------------------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|--------------|
| профессор | Медведев Валерий Викторович | д.ф.-м.н, профессор | | 19.09.2016г. |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|--------------|
| 2БМ6А | Машуков Георгий Игоревич | | 19.09.2016г. |

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

| |
|--------------------------|
| магистерская диссертация |
|--------------------------|

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

| | |
|--|--|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | |
|--|--|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 16.01.2017 | <i>Сбор литературных данных по поставленной задаче</i> | |
| 28.04.2017 | <i>Изучение методов и технологий защиты магистральных трубопроводов от коррозии, современных конструкций, защитных покрытий</i> | |
| 15.05.2017 | <i>Составление и проработка методики и рекомендации</i> | |
| 15.05.2017 | <i>Выполнение расчетов</i> | |
| 14.10.2017 | <i>Анализ полученных результатов</i> | |
| 29.11.2017 | <i>Исследование напряженно-деформированного состояния защитного покрытия</i> | |
| 05.01.2018 | <i>Финансовый менеджмент</i> | |
| 12.03.2018 | <i>Социальная ответственность</i> | |
| 14.04.2018 | <i>Иностранный язык</i> | |
| 19.04.2018 | <i>Заключение</i> | |
| 10.05.2018 | <i>Презентация</i> | |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|------------------------|---------|------------|
| профессор | Медведев В.В. | д.ф.-м.н, профессор | | 21.02.2018 |

СОГЛАСОВАНО:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|-------------|------------------------|---------|------------|
| ОНД ИШПР | Бурков П.В. | д.т.н, профессор | | 28.02.2018 |

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

Студенту:

| | |
|---------------|--------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2БМ6А | Машуков Георгий Игоревич |

| | | | |
|-------------------------|---------------------------|---------------------------|---|
| Инженерная школа | Природных ресурсов | Отделение | Нефтегазового дела |
| Уровень образования | магистратура | Направление/специальность | 21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ» |

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

| | |
|---|--|
| 1. Стоимость ресурсов проекта: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Материально-технические ресурсы: трубы, диски, дизельное топливо, кислород, пропан, электроды, изоляция, фреза; человеческие ресурсы: машинисты экскаватора, бульдозера, трубоукладчиков, слесари ремонтники, электрогазосварщики; затраты на оплату труда |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др. |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18% |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|---|
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | Технико-экономическое обоснование целесообразности использования данного метода ремонта трубопроводов |
| 2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования | Определение ресурсной (ресурсосберегающей) эффективности проекта |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

| |
|--------------------|
| 1. Таблицы – 2 шт. |
|--------------------|

| | |
|---|--------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 12.03.2018г. |
|---|--------------|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|---------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| ассистент | Макашева Ю.С. | | | 12.03.2018 |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|--------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2БМ6А | Машуков Георгий Игоревич | | 12.03.2018 |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|--------|----------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2БМ6А | Машукову Георгию Игоревичу |

| | | | |
|---------------------|--------------------|---------------------------|--|
| Инженерная школа | Природных ресурсов | Отделение | Нефтегазового дела |
| Уровень образования | магистратура | Направление/специальность | 21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ» |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

| | |
|---|---|
| <p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p> | <p>Рабочее место находится в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе Югра г. Югорск. Преобладает континентальный климат. Приравнен к районам Крайнего Севера Инженерно-геологические условия для ремонтных работ характеризуются как сложные, в связи с наличием разных грунтов по трассе газопровода. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду. Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p> |
|---|---|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|--|
| <p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) | <p>Работа по строительству перехода непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов. К таким факторам можно отнести:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибрации; – отклонение показателей климата на открытом воздухе; – тяжесть и напряженность физического труда. |
| <p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) | <p>На объекте ремонта магистрального газопровода на работников могут действовать опасные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; - электрический ток; - пожаровзрывобезопасность. - электрическая дуга и металлические искры. |
| <p>3. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); | <p>Ремонт магистрального газопровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - загрязнением поверхностных и подземных вод; |

| | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. | <p>- повреждением почвенно-растительного покрова.</p> |
| <p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий | <p>В районе деятельности возможно возникновение чрезвычайных ситуаций различного характера. Одной из основных таких ситуаций является – пожар.</p> |
| <p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны | <p>ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»; Земельный кодекс « Охранные зоны трубопроводов».</p> |

| | |
|---|---------------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 12.03.2018г. |
|---|---------------------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------------|
| ассистент | Немцова О.А. | | | 12.03.2018 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------|---------|------------|
| 2БМ6А | Машуков Г.И. | | 12.03.2018 |

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация 140 с., 10 рис., 10 табл., 45 источника, 1 прил.

Ключевые слова: ИЗОЛЯЦИОННОЕ ПОКРЫТИЕ, МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД, НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ, КОРРОЗИЯ, НАПРЯЖЕНИЯ

Объектом исследования является магистральный газопровод «Уренгой-Петровск»

Цель работы – разработка рекомендаций по защите от коррозии подземных магистральных газопроводов.

В работе было проведено исследование причин коррозии на магистральных подземных газопроводах. Были рассмотрены современные методы защиты подземных магистральных трубопроводов от коррозии, дана классификация способов защиты, выявлены основные причины возникновения дефектов изоляционных покрытий.

В практической части был выполнен расчет деформаций изоляционного покрытия «АРМАС-3» с точки зрения возникающих механических напряжений в реальных условиях эксплуатации: расчет вертикального давления грунта на трубопровод, расчет напряжений сдвига в изоляционном покрытии верхней половины трубопровода, расчет напряжений растяжения в изоляционном покрытии верхней половины трубопровода. Были даны практические рекомендации по применению асвольного ЗП (защитного покрытия) «АРМАС-3» в качестве основного ЗП для проведения капитальных ремонтов методом сплошной переизоляции в условиях Крайнего Севера.

Решение проблемы коррозионных разрушений подземных магистральных газопроводов – является одной из первостепеннейших для газотранспортных предприятий для обеспечения надежности и безопасности магистральных систем транспорта газа. Практическая значимость работы заключается в том, чтобы разработать рекомендации по применению систем дистанционного коррозионного мониторинга и защитных покрытий на основе асвольных материалов для обеспечения надежности и безопасности магистральных систем транспорта газа в реальных условиях эксплуатации.

Сокращения и обозначения

ВЛ – воздушная линия;

ВТД – внутритрубная диагностика;

ГРС – газораспределительная станция;

ГРП – газорегуляторный пункт;

ЕСГ – единая система газоснабжения;

ЗП – защитное покрытие;

ООО – общество с ограниченной ответственностью;

ЛЧ МГ – линейная часть магистрального газопровода;

ЛПУ – линейно-производственное управление;

ЛЭП – линия электропередач;

КР – коррозионное растрескивание;

МГ – магистральный газопровод;

МТ – магистральны трубопровод;

ПАО – публичное акционерное общество;

СЗК – служба защиты от коррозии;

СКЗ – станция катодной защиты;

СДЗ – станция дренажной защиты;

ТП – тяговая подстанция;

ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;

УАВР – управление по аварийным работам.

Содержание

| | |
|--|----|
| Введение..... | 14 |
| 1 Обзор литературы | 12 |
| 2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов | 14 |
| 2.1 Трубопроводный транспорт газа и экономика страны | 14 |
| 2.2 Анализ причин аварий на магистральных трубопроводах | 15 |
| 2.3 Коррозия подземных магистральных трубопроводов..... | 16 |
| 2.3.1 Определения понятия «коррозия»..... | 16 |
| 2.3.2 Виды коррозии и причины её возникновения..... | 17 |
| 2.3.3 Виды коррозионных разрушений..... | 21 |
| 2.3.4 Классифицирование способов защит трубопроводов от наружной коррозии | 24 |
| 2.3.5 Основные причины возникновения дефектов изоляционных покрытий | 28 |
| 2.4 Выводы по главе..... | 29 |
| 3 Анализ современных методов защиты магистральных трубопроводов от коррозии | 31 |
| 3.1 Пассивный метод | 31 |
| 3.2 Активный метод защиты магистральных газопроводов..... | 34 |
| 3.2.1 Катодная защита газопроводов..... | 34 |
| 3.2.2 Дренажная защита..... | 36 |
| 3.2.3 Протекторная защита..... | 38 |
| 3.3 Анализ методов диагностики технического состояния стенки и защитного покрытия трубы..... | 38 |
| 3.3.1 Проблема диагностирования и оценки технического состояния магистральных трубопроводов..... | 38 |
| 3.3.2 Проблема обеспечения надежности оборудования электрохимзащиты | 39 |
| 3.4 Выводы по главе..... | 40 |
| 4 Объект и методы исследования | 43 |
| 4.1 Анализ результатов шурфовок | 43 |
| 4.2 Анализ допустимых к применению защитных покрытий на объектах ПАО «Газпром»..... | 46 |
| 4.3 Критерии оценки материалов для защитных покрытий трубопроводов | 46 |
| 4.4 Обзор защитного покрытия «АРМАС-3» на асмольной основе | 48 |
| 4.4.1 Область применения | 48 |
| 4.4.2 Применение полимерно-асмольных защитных покрытий | 52 |
| 5 Исследование деформации наружного покрытия «АРМАС-3»..... | 54 |
| 5.1 Расчет вертикального давления грунта на трубопровод..... | 57 |
| 5.2 Расчет напряжений сжатия в изоляционном покрытии опорной части трубопровода | 60 |
| 5.3 Расчет напряжений сдвига в изоляционном покрытии верхней половины трубопровода | 63 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 5.4 | Расчет напряжений растяжения в изоляционном покрытии верхней половины трубопровода | 66 |
| 5.5 | Расчет кольцевых напряжений в изоляционных покрытиях трубопроводов | 68 |
| 5.6 | Выводы по главе..... | 70 |
| 6 | Экономическое обоснование внедрения асмольного изоляционного покрытия на участке МГ «Уренгой-Петровск» | 72 |
| 6.1 | Методика оценки экономической целесообразности применения асмольного изоляционного покрытия на участке МГ «Уренгой-Петровск» | 72 |
| 6.2 | Сводные сметные затраты диагностику трубопроводов | 74 |
| 6.3 | Вероятные аварийные ситуации и их последствия | 76 |
| 6.4 | Расчет возможного ущерба от аварии..... | 77 |
| 6.5 | Условная экономия средств (сокращение ущерба) в результате снижения аварийности | 84 |
| 6.6 | Заключение | 85 |
| 7 | Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода ... | 86 |
| 7.1 | Анализ выявленных вредных производственных факторов при при ремонте магистрального газопровода | 87 |
| 7.1.1 | Повышенный уровень шума | 87 |
| 7.1.2 | Отклонения показателей климата на открытом воздухе | 88 |
| 7.1.3 | Тяжесть и напряженность физического труда..... | 90 |
| 7.1.4 | Повышенный уровень вибрации | 91 |
| 7.2 | Анализ выявленных опасных производственных факторов при ремонте магистрального газопровода..... | 93 |
| 7.2.1 | Движущиеся машины и механизмы (в том числе грузоподъемные)..... | 93 |
| 7.2.2 | Электрический ток..... | 96 |
| 7.2.3 | Электрическая дуга и металлические искры..... | 97 |
| 7.2.4 | Пожаровзрывобезопасность..... | 99 |
| 7.3 | Экологическая безопасность..... | 100 |
| 7.3.1 | Воздействия на атмосферу..... | 101 |
| 7.3.2 | Воздействия на гидросферу | 102 |
| 7.3.3 | Воздействия на литосферу | 103 |
| 7.4 | Безопасности в чрезвычайных ситуациях | 104 |
| 7.5 | Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 105 |
| | Заключение | 107 |
| | Список литературы | 110 |
| | Приложение А | 114 |

Введение

Целью данной работы является разработка рекомендаций по защите от коррозии подземных магистральных газопроводов в рамках обеспечения надежности и безопасности существующих, проектируемых и реконструируемых (ремонтируемых) магистральных трубопроводов. В работе учтены производственный опыт дочернего газотранспортного предприятия ООО «Газпром трансгаз Югорск» в области комплексной защиты магистральных трубопроводов (МТ) от коррозии, а также приведены предложения о целесообразности и перспективности введения на объектах магистрального транспорта газа средств дистанционного коррозионного мониторинга.

Не смотря на значительный технический прогресс в сфере защиты магистральных трубопроводов от коррозии, процесс коррозионного разрушения на подземных магистральных газопроводах имеет место быть. Более 50% отказов и аварий на газопроводах возникают вследствие губительного действия коррозионных и стресс-коррозионных процессов. На сегодняшний день, решение задачи обеспечения эффективной комплексной противокоррозионной защиты в значительной степени определяет уровень надежности и безопасности магистральных газопроводов. В свою очередь, надежность и безопасность магистральных газопроводов - важнейший приоритет ПАО «Газпром» для обеспечения стабильности и роста экономического потенциала предприятия и страны.

Объект исследования – магистральные газопроводы высокого давления.

Предмет исследования – методы комплексной защиты от коррозии магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера.

Целью магистерской диссертации является разработка рекомендаций по защите от коррозии подземных магистральных газопроводов с учетом современных требований в данной области.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|--|--------------------------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка рекомендаций по защите от коррозии подземных магистральных трубопроводов</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Машуков Г.И.</i> | | | <i>Введение</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Медведев В.В.</i> | | | | | 14 | 140 |
| <i>Консульт.</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | <i>НИ ТПУ ИШПР ОНГ гр. 2БМ6А</i> | | |
| <i>Заф. Каф</i> | | <i>Бурков П.В.</i> | | | | | | |

В настоящем диссертационном исследовании для реализации поставленной цели решаются следующие задачи:

- определение механизма коррозионных процессов, протекающих на подземных магистральных трубопроводах;
- обзор и анализ современных технологий защиты магистральных трубопроводов от коррозии, применяемых в условиях Крайнего Севера;
- расчет показателей деформации наружного покрытия подземных трубопроводов в реальных условиях эксплуатации на участках ООО «Газпром трансгаз Югорск»;

Научная новизна работы определяется новизной постановки темы, определения предмета и цели исследования, реализацией последовательного соблюдения логического подхода в решении поставленных задач и обоснования методов их решения, исследовании деформаций наружного покрытия подземного газопровода и анализа современных средств дистанционного коррозионного мониторинга.

Практическая значимость выводов и предложений, полученных в результате исследований, определяется заключением о возможности использования полученных результатов расчетов при проектировании строительстве, проведении реконструкций и капитальных ремонтов на магистральных газопроводах.

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

1 Обзор литературы

В отечественной и зарубежной литературе большое внимание уделяется проблемам исследования причин коррозии на магистральных подземных газопроводах. В ходе литературного обзора были изучены труды специалистов, работы, которых представлены ниже. Изучению системы защиты от почвенной коррозии магистральных трубопроводов посвящены труды Р.Р. Гиззатуллина [3] и А.Н. Улихина [12]. В их работах наиболее полно представлены процессы электрохимической коррозии и защиты, даны рекомендации по методам коррозионных изысканий. В работах авторы подчеркивают, что процесс коррозии по своей природе не обратим, но данный вид разрушения металла сооружения можно замедлить путем применения средств коррозионной защиты.

В настоящее время особой популярностью пользуется учебники для профтехобразования Р.Д. Ангала [1] и М.Л. Медведевой [5]. В учебниках даны ответы на вопросы, связанные с химическими процессами, лежащими в основе коррозии, рассмотрены факторы, определяющие коррозионную стойкость конструкционных материалов. Проанализировано влияние почв и грунтов на работоспособность труб, рассмотрена роль отдельных компонентов сред. Р. Ангал подробно рассматривает различные типы защитных покрытий с точки зрения физических и химических свойств, способов их нанесения, а также достоинства и недостатки с материаловедческой стороны. М.Л. Медведева в своем учебном пособии анализирует статистику отказов в 80 - 90-х годах прошлого столетия магистральных газопроводов в зависимости от различных причин

Была проанализирована статьи доктора технических наук, профессора Томского политехнического университета В.И. Хижнякова [10]. Он уделяет большое внимание проблеме в эксплуатации подземных трубопроводов и связанные с нею процессы коррозии.

| | | | | | <i>Разработка рекомендаций по защите от коррозии подземных магистральных трубопроводов</i> | | | |
|------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|--|--------------------------------------|-------------|---------------|
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Машуков Г.И.</i> | | | <i>1 Обзор литературы</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Медведев В.В.</i> | | | | | 12 | 140 |
| <i>Консульт.</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | <i>НИ ТПУ ИШПР ОНГ гр. 2БМ6А</i> | | |
| <i>Заф. Каф</i> | | <i>Бурков П.В.</i> | | | | | | |

В труде М.И. Сайфутдинова [11] он исследует деформации изоляционного покрытия подземного трубопровода под действием грунта, прогнозирует антикоррозионное действие от защитных покрытий и степень влияние характеристик покрытия на скорость коррозии защищаемого металла. Рассмотрев методику ускоренной оценки защитных покрытий, используемую японскими фирмами Nippon Steel и Sumitomo Metal Jnd., им же предложена и усовершенствована методика прогнозирования длительной прочности полимерных покрытий труб в эксплуатационных средах.

Не мало важным обстоятельством при защите трубопроводов от коррозии при сооружении газопроводов является организация строительного контроля, которая прежде всего заключается в определении фактического технического состояния системы. На основании полученных результатов определяется годность к эксплуатации объектов и необходимость в их ремонте. Для определения технического состояния, а также наличия и типа дефектов используют неразрушающий контроль, в частности ультразвуковой контроль. В диссертации Б.С. Ланге [9] рассмотрены варианты усовершенствования технологии строительного контроля, которые отличаются выбором независимых и зависимых параметров, произведено обоснование и разработка модели обработки результатов строительного контроля технологических процессов с целью локализации дефектов и уменьшению размера ущерба от последствий ввода в эксплуатацию трубопроводов.

Таким образом, коррозия металла – это физико-химический процесс, который вызывает разрушение металла или изменение его свойств в результатах химических или электрохимических воздействий окружающей среды. При эксплуатации магистральных газопроводов все сооружения, находящиеся на линейной части, на площадке технологических трубопроводов, а также резервуары, подвергающиеся воздействию внешних и внутренних факторов окружающей среды коррозионные процессы, которые происходят в металле, влекут за собой потерю металла, а также значительные экономические потери. Коррозия является причиной множества аварийных остановок и ремонтов с заменой дефектных участков и врезкой катушек.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
| | | | | | 1 Обзор литературы | Лист |
| | | | | | | 13 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов

2.1 Трубопроводный транспорт газа и экономика страны

Магистральный трубопроводный транспорт – одна из важнейших и неотъемлемых составляющих топливно-энергетического комплекса России. На территории нашей страны создана уникальная единая система газоснабжения (ЕСГ) [1]. Суммарная протяженность газопроводных магистралей составляет 150 тыс. км. С помощью магистрального трубопроводного транспорта перемещается порядка 98% газа. Транспортирование газа по трубопроводам имеет значительные преимущества по сравнению с другими видами транспорта, поэтому трубопроводный транспорт широко применяется для этих целей во всех странах мира.

Трубопроводный транспорт углеводородов ежегодно приносит нашей стране солидную долю государственного бюджета за счет экспорта сырья, а также является гарантом энергетической безопасности регионов России и стран-потребителей. На данный момент, экономика России сильно зависима от доходов от реализации углеводородов.

Объекты трубопроводного транспорта углеводородов относятся к категории опасных, отказ которых ведет, как правило, к значительным материальным и экологическим потерям. Для эксплуатирующей трубопроводы организации важно обеспечить их эксплуатационную надежность, учесть финансовые затраты для оценки технического состояния объектов и провести другие мероприятия, направленные на поддержание надежности. Таким образом, обеспечение надежности и безопасности систем магистрального трубопроводного транспорта является важнейшим приоритетом для обеспечения стабильности и роста экономического потенциала страны.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|--|--------------------------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка рекомендаций по защите от коррозии подземных магистральных трубопроводов</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Машуков Г.И.</i> | | | <i>2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Медведев В.В.</i> | | | | | 14 | 140 |
| <i>Консульт.</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | <i>НИ ТПУ ИШПР ОНГ гр. 2БМ6А</i> | | |
| <i>Заф. Каф</i> | | <i>Бурков П.В.</i> | | | | | | |

2.2 Анализ причин аварий на магистральных трубопроводах

Как известно, надежность трубопроводных систем напрямую связана с возникновением большого количества дефектов, аварий, инцидентов и т.д. Поэтому следует уделять повышенное внимание износу трубопроводных систем в целях повышения надежности эксплуатации трубопроводов.

На текущий момент, преимущественная часть фонда газопроводов (60-70%) выработала свой плановый ресурс.

Согласно последним исследованиям основными причинами выхода из строя магистральных объектов транспорта нефти и газа, являются [2]:

- нарушение требований норм и правил по проектированию и строительству трубопроводов, отступления от проектных решений и низкое качество применяемых конструктивных элементов – 10%;
- непрофессионализм работников и специалистов – 10%;
- внешние воздействия (катаклизмы, чрезвычайные ситуации, умышленная/неумышленная порча, врезки и т.д.) – 15%;
- брак при строительстве – 10%;
- действие коррозии – 45%.

Как видим, основная причина выхода из строя магистральных трубопроводов приходится на разрушительное действие почвенной коррозии (не менее 50% от общего количества аварий и отказов). Таким образом, уровень надёжности газопроводов находится в прямой зависимости от уровня защиты магистральных газопроводов (МГ) от коррозии. Помимо этого, фактор коррозии, в отличие от других факторов, может быть сведен к минимуму за счет целенаправленных действий эксплуатирующей организации (служба защиты от коррозии) и своевременных диагностических обследований трубопровода.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 15 |

2.3 Коррозия подземных магистральных трубопроводов

2.3.1 Определения понятия «коррозия»

Определение понятия «коррозия» [2]:

«Коррозия - разрушение металлов, вызванное химическими или электрохимическими процессами при взаимодействии с окружающей средой.

Среда, в которой металл подвергается коррозии, называется коррозионной или агрессивной.

В процессе коррозии происходит окисление металлов. Образующиеся при этом химические соединения – оксиды металлов – являются наиболее устойчивыми для большинства металлов.

Коррозия - всегда следствие изменения свойств металла. Существует две важнейшие проблемы коррозии трубопроводов [2]:

- 1) возможность эксплуатации пораженного коррозией металла (наиболее существенный для специалистов службы защиты от коррозии)
- 2) предупреждение коррозии металла трубопровода

Один из способов предупредить коррозию - переход от данной системы металла/среда к другой, где коррозионный процесс является термодинамически невозможен, например, изменяя качественный или количественный составы среды. Это физически не осуществимо для существующей системы магистральных трубопроводов.

Вследствие этого при проектировании и эксплуатации единственным способом осуществить защиту существующих трубопроводов – снизив скорость развития коррозии до значения, при котором изменение свойств материалов не скажется на эксплуатационной надежности всех металлоконструкций. Выбор комплекса защитных мероприятий в большей степени зависит от развития процесса и характера его проявления.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 16 |

2.3.2 Виды коррозии и причины её возникновения

Существует несколько видов классификации коррозии [3].

1. По механизмам протекания химических реакций, лежащих в основе коррозионных процессов, различают следующие виды: химическую и электрохимическую коррозию.

Химическая коррозия происходит согласно закону химической кинетики гетерогенной реакций, которая не сопровождается возникновением электрического тока. Во время химической коррозии окислитель воздействует на металл при отсутствии в системе влаги и процесс протекает при высокой температуре.

Вместе с химическими механизмами протекают следующие виды коррозии:

- газовая – когда окисление металла кислородом или др. газами при высоких температурах и полнейшем отсутствии влаги на поверхностях металлических изделия (например, коррозия лопатки газовой турбины на компрессорной станции газопровода, дымогарные трубы котельной установки, выхлопные коллекторы двигателя внутреннего сгорания и прочее);
- коррозия в не электролитах – когда разрушение металла в жидкой или газообразной агрессивной среде, обладающие малою электропроводностью (например, коррозия сталей, находящиеся в бензине, бензоле, а также при контакте ее с серой при температурах выше 200 градусов, а также коррозия на внутренних поверхностях трубопровода и аппаратуры при перекачке сортов нефти с высоким содержанием серы.

Электрохимическая коррозия, в соответствии с законами электрохимической кинетики – это окисление металлов в электропроводной среде, которое сопровождается образующимся и протекающим электрическим током. При таком взаимодействии металл с окружающей средой

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 17 |

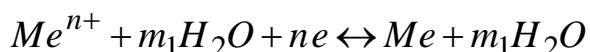
характеризуется как катодным, так и анодными процессами, которые протекают на различных участках поверхностей металла. При этом продукт коррозии образуется только на анодном участке.

Причина электрохимической коррозии металла – это термодинамическая неустойчивость и самопроизвольное растворение, возникающее при взаимодействии с электролитом, а также с образованием двойного электрического слоя в границах раздела фаз и переходов металлов в устойчивые окисленные состояния. Электрохимические реакции протекают с последующим образованием свободных электронов по данной схеме:



где n – количество атомов металла в молекуле оксида,

или по схеме восстановительных процессов:



Эти две реакции проходят в разных местах и одновременно. Деление процессов растворения металлов в электролите на два процесса – анодные и катодные, благодаря чему облегчается во множестве случаях протекание реакций в сравнении с химическими взаимодействиями. При электрохимических взаимодействиях электролит-окислитель выполняет роль деполаризаторов, отнимающих одиночные электроны металлов и обеспечивает переходы металла в ионные состояния, однако не вступая с ними в химические взаимодействия. Для осуществления непрерывных процессов электрохимической коррозии нужно соединять анодный и катодный участки проводниками электрического тока, обеспечивая получение свободных электронов с анодов на катоды. В конечном счете возникает гальваническая пара-элемент, который состоит из электродов – анода А (Me_1) и катода К (Me_2), электролита-растворителя Э и проводника, соединяющего передачу свободных электронов. Электроды гальванического элемента являются металл или его сплавы, погружающие в электролиты и имеющие проводники, чтобы производить отвод тока, то есть свободных электронов. Электроды или сами

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 18 |

являются активными веществами, или находятся с ними в непосредственном контакте.

В природе самопроизвольно происходят только химические процессы, протекающие в сторону направления снижения свободной энергии Гиббса.

Принципиальная термодинамическая возможность протекания электрохимической коррозии имеет место быть при условии:

$$\Delta G = -n\Delta EF < 0$$

где ΔG – изменение свободной энергий Гиббса;

n – число грамм-эквивалента вещества, участвующие в реакции:

$\Delta E = U_{0к} - U_{0а}$ – разность потенциалов элементов, в которых обратимо происходят коррозионные процессы;

$U_{0к}$ – обратимый потенциал катодных реакций в данных электролитах;

$U_{0а} = (U_{0м} -$ обратимый потенциал анода-металла в данных электролитах;

F – числа Фарадея.

Для того, чтобы предотвратить коррозию или затормозить коррозию необходимо определить реакции, лежащие в ее основе (так как кинетика реакций химической и электрохимической коррозии имеет разную природу).

Вместе с электрохимическими механизмами возникают и следующие процессы коррозии [3]:

- коррозия в электролите – коррозия металла в жидкой среде, проводящие электрический ток; в зависимости от типа электролита отличают коррозию в морских или речных водах, растворе кислоты, щелочи и соли;
- подземная коррозия – состоит в разрушении металлических подземных сооружений, вызываемое блуждающим током (проникающие токи утечки с рельсов электрифицированных видов транспорта или другие промышленные электроустановки, имеющие заземления), или под воздействием тока от внешнего источника;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 19 |

- атмосферная коррозия – процесс разрушения металла, находящегося в атмосфере воздуха и в средах любых влажных газов;
- контактная коррозия – вид коррозии, вызываемый электрическими контактами двух металлов с различными электрохимическими потенциалами. Для основной массы металлов, эксплуатирующихся в атмосфере, морской и речной воде, а также в грунте, характерна электрохимическая коррозия.
- биокоррозия металлов – один из частных случаев подземной коррозии, происходящей от воздействия микроорганизмов, в процессе жизнедеятельности которых возникают вещества, ускоряющие коррозионный процесс, в том числе, ускоренная коррозия железа в грунте с сульфатовосстанавливающими бактериями;
- коррозия под напряжениями – коррозия, которая возникает при одновременных воздействиях коррозионных сред и механических повреждений в металле.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 20 |

2.3.3 Виды коррозионных разрушений

По виду поражения коррозию делят на общую и локальную [4].

Общая коррозия сопровождается утонением стенки трубопровода, и вследствие - понижением механических качеств трубы.

Локальная коррозия возникает, если разрушение под действием внешней среды развивается не по всей поверхности, а лишь на отдельных ее участках. Существует следующие виды локальной коррозии:

1. Пятнами – представляет собой отдельные пятна с диаметрами, превышающими глубину прокорродировавших слоев металла.
2. Язвенная – представляет собой отдельные каверны с диаметрами большими или равными их глубине (коррозия углеродистых сталей в грунтах).
3. Питтинговая - представляет собой множество отдельных точек с диаметрами 0,1-2 мм и имеющими значительные глубины (например, коррозия трубопроводов, резервуаров; аустенитной хромоникелевой нержавеющей стали в морской воде).

Питтинговая или язвенная коррозия часто переходит в сквозную, при которой сооружение может быть выведено из эксплуатации.

Общая коррозия – разрушение, развивающееся на всей поверхности металла, контактирующее с технологическими средами. Общая коррозия имеет следующие разновидности: равномерная, неравномерная и избирательная. Рассмотрим каждую по отдельности:

- равномерная коррозия формируется на всей поверхности практически с равной скоростью
- неравномерная коррозия формируется, если глубина достижения одного участка поверхности больше, чем другого.
- избирательная распространяется преимущественно по какой-либо структурной составляющей сплава (обесцинкование латуни, графитизация чугуна и др.)

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 21 |

- подповерхностная коррозия начинается с поверхности, однако распространяется под поверхностью металла и часто вызывает вспучивание металла вместе с его расслоение (например, возникновение пузырей на поверхностях листовых металлов на автомобилях, машинах, механизмах и других сооружениях).
- структурно-избирательная – в процессе которой происходит разрушение в основном одной структурной составляющей сплава или одного компонента сплава (например, графетизация чугуна или обесцинкование латуни).
- межкристаллитная – распространяющаяся по границам металла (этот вид коррозии, не изменяя внешний вид поверхности металла, приводит к быстрой потере прочности и пластичности).

Межкристаллитная коррозия возникает в поликристаллических материалах, преимущественно сплавах железа, алюминия и меди, протекает на границах зерен и является следствием различия химического состава тела зерна и его зернограницных областей.

- коррозионные растрескивания под напряжениями – происходит возникновение коррозионных трещин из-за появления усталостей металлов в процессе воздействия постоянно-растягивающих напряжений.

При таком виде разрушений коррозионные трещины распространяются не только на границах зерен – межкристаллитно, а также сквозь тело кристалла, т.е. кристаллитно. Особая опасность для сооружений, которые находятся под нагрузкой (магистральные трубопроводы, сосуды высокого давления тросы, валы и т.д.)

- нитевидная коррозия – в виде нитей под защитными покрытиями;
- ножевая коррозия – в виде надрезов ножом в зоне сварки.

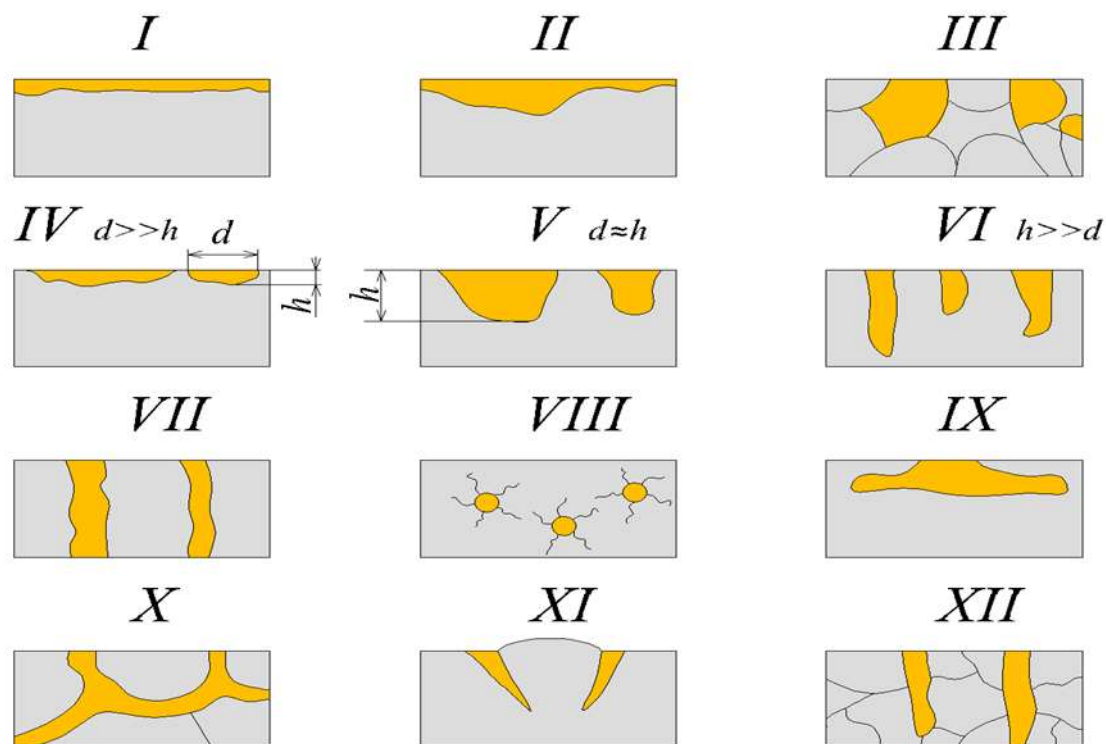


Рисунок 2.1 - Характер коррозионных разрушений

I – равномерный; II – неравномерный; III – избирательный; IV – пятнами; V – язвы; VI – питинги; VII – сквозной; VIII – нитевидный;
 IX – подповерхностный; X – межкристаллитный; XI – ножевой;
 XII – растрескивание; d и h – диаметр и глубина коррозионных разрушений

Проведенные множественные статические исследования различных типов и видов коррозии показывают распределение следующим образом:

- равномерная – 31,5%;
- коррозия под напряжениями – 21,6%;
- язвенная – 15,7%;
- межкристаллитная – 11,5%;
- коррозионная эрозия – 9,0%;
- избирательная – 2,4%;
- газовая (высокотемпературная) – 4,5%;
- щелевая – 1,8%;
- коррозионная усталость – 1,9%;
- контактная – 0,1%.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 23 |

Наиболее опасные виды коррозионных разрушений для трубопроводов остаются коррозионное растрескивание, язвенная и питтинговая коррозии. Поговорим о них более подробно:

Язвенная коррозия заключается в разрушении поверхности, развивающееся по отдельным участкам, с площадью пораженной поверхности, обычно, превышающую глубину. Язвенная коррозия часто распространяется с внешних сторон труб под слоями изоляции или других на участках разрушенных изоляционных покрытий.

Питтинговая коррозия – локальный вид разрушения, в котором глубина поражаемого участка намного больше в сравнении с его площадью. Питтинговая коррозия появляется на запариваемых участках трубопроводов, с происходящими локальными нарушениями пассивного состояния.

Коррозионное растрескивание (КР) считается наиболее опасным видом локальной коррозии. КР осуществляется в виде трещин, которые появляются в металлах под воздействием двумя факторов - коррозионной среды и растягивающих напряжений. Коррозионное растрескивание инициируется коррозионной язвой или другими различными локальными поражениями поверхности. Коррозионные трещины на первых этапах своего появления распространяется достаточно медленно, пока не начнет достигать критических размеров. С этих моментов начинается лавинный рост трещин, приводящий к катастрофическим разрушениям металлических конструкций. КР – один из характерных видов коррозии магистральных газопроводов.

2.3.4 Классифицирование способов защит трубопроводов от наружной коррозии

Подземные трубопроводы, находясь в специфических коррозионных условиях, имеют необходимость в коррозионной защите. Почвенная коррозия считается серьезным фактором в определениях условий эксплуатации

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 24 |

магистральных трубопроводов. Как уже говорилось выше, около 45% аварий на трубопроводе происходят по причинам коррозии. Следовательно, уровень надёжности трубопровода в значимой степени определяется эффективностью противокоррозионной защиты. Выбор способа защиты трубопровода от коррозии формируется технико-экономическим соображением. При разработке проектов принимается во внимание те факты, как технические (наличие/отсутствие блуждающего тока, коррозионная активность грунта, виды противокоррозионного изоляционного покрытия и пр.), так и экономические факторы (размер единовременных затрат, эксплуатационные расходы и пр.)

Рассмотрим описанные выше способы подробнее:

1. Применение коррозионностойких труб.

Данный способ защиты от коррозии производится внедрением в металл различных компонентов, способные повысить его коррозионную стойкость в принятых условиях или же удаляют вредные примеси, которые ускоряют коррозию. Чтобы это осуществить на стадии изготовления металла, а также при термических и механических обработках металлических деталей. Во различных случаях легирование металлов, не склонного к пассивированию, с металлом, легко пассивируемый в данной среде, приводит к образовыванию сплава, с теми же свойствами пассивируемости, что и легирующий металл. И все-таки широко распространение этого способа тормозится высокой стоимостью нержавеющей стали. Так же можно отнести применение сплавов титана и алюминия для труб, а также из неметаллических материалов, имеющие высокую химическую стойкость (полимеры, бетон, керамика, стеклопластик и т.д.)

Отдельно можно рассмотреть не включаемый в классификацию, редко применяемый, с наличием своих собственных особенностей метода оксидирования – процесса образования оксидной пленки на поверхности металлического изделия. Метод оксидирования стали состоит в химической и электрохимической обработке деталей оборудования в щелочном растворе. Некоторые

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 25 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

зарубежные фирмы по производству труб из низколегированных углеродистых сталей выполняют заводское консервационное покрытие своей продукции оксидированием. После такой обработки трубы не подвергаются атмосферной коррозии при транспортировке и хранении.

2. Изолирование поверхности сооружения от контактирования с внешними агрессивными или пассивная защита.

Пассивная защита осуществляется нанесением на поверхность металла и окружающей его агрессивной среды веществ с высоким диэлектрическим потенциалом. В качестве защитных материалов применяют различного рода полимерные мастичные материалы, краски, лаки эмали и т.д. Эти материалы образуют пленку, которая обладает достаточной прочностью и хорошим сцеплением (адгезией) с поверхностью защищаемого металла. Применение защитного слоя на металлических объектах – наиболее распространенный метод. В некоторых случаях на изделия из углеродистых и низколегированных сталей наносят тонкий слой другого металла, обладающий меньшей скоростью коррозии в данной среде (например, цинкование, хромирование или никелирование стальных изделий)

Также к методу пассивной защиты относят специальные метод укладки, часто применяемые для защиты подземных сооружений на территории городов и промышленных площадок, например коллекторную прокладку, при которой подземные трубопроводы размещают в специальных каналах. Изолирующим слоем в данном случае является воздушный зазор между стенкой трубопровода и каналом.

3. Снижение агрессивности окружающей среды:

1-ый способ: введение ингибиторов (замедлителей) коррозии, которые предусматривают дезактивационную обработку агрессивной среды. Согласно, ISO 8044, ингибиторами коррозии называются соединения, которые присутствуют в коррозионной системе в достаточной концентрации, уменьшают скорость коррозии без значительного изменения концентрации любого коррозионного реагента. Действие ингибиторов сводится в основном

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 26 |

к адсорбции на поверхности металла молекул или ионов ингибитора, тормозящих коррозию.

2-ой способ: деаэрация электролита почвы – снижение концентрации растворенного кислорода воздуха как агрессивного реагента, участвующего в катодной и анодных реакциях, протекающих в режиме истинной кинетики.

3-ий способ: Добавление в засыпаемый грунт различных ядохимикатов (например, наиболее дешевым материалом является известь). При высоких значениях рН прекращается рост сульфатовосстанавливающих бактерий. Поэтому используют специальные засыпки, создающие высокие значения рН вокруг трубы.

4-ый способ: гидрофобизация грунтов – обеспечивает защиты изоляции трубопровода от механических повреждений, вредного воздействия окружающей среды и замедляет процесс ее старения. Термин «гидрофобизированные» - подразумевает грунты, обработанные вяжущими продуктами и имеющие повышенную водостойкость, водонепроницаемость, низкую коррозионную активность и воздухопроницаемость.

5-ый способ: замена грунта на менее агрессивный с целью уменьшения коррозионной активности грунта, т.е. улучшения его физико-механических свойств. С этой же целью производят нейтрализацию грунта щелочами и кислотами.

4. Применение электрохимической защиты подземных металлических сооружений носит название катодной защиты

Сюда относят:

1) постоянную катодную поляризацию металлического сооружения, эксплуатирующегося в среде с достаточно большой электропроводностью. Такая поляризация, осуществляемая от внешнего источника электрической энергии, носит название катодной защиты. При катодной защите изделию придается настолько электроотрицательный потенциал, что оно становится катодом и разрушение металла термодинамически невозможно.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 27 |

2) протекторная защита – основана на катодной поляризации, вызванной электрическим контактом сооружения с металлом, обладающим более отрицательным электродным потенциалом

2.3.5 Основные причины возникновения дефектов изоляционных покрытий

Основными причинами возникновения дефектов изоляционных покрытий являются:

- 1) некачественные изоляционные материалы (при неправильном хранении, транспортировке и нанесении) [6];
- 2) некачественное нанесение грунтовки на трубопровод: на влажную поверхность, при оседании пыли после очистки от ржавчины и так далее;
- 3) дефекты, возникающие при нанесении лент.

Большая разнотолщинность ленты при механизированном нанесении приводит к складкам, морщинам, гофрам. Неправильно отрегулированная изоляционная машина может привести к образованию гофр, морщин и неравномерному нахлёсту;

- 4) дефекты, возникающие при изоляционно-укладочных работах и засыпке трубопровода;

Изоляционное покрытие может быть повреждено от оплывания на солнце, растрескивания на морозе; продавливания на лежках и других посторонних механических воздействий;

Повреждения покрытия при укладке трубопровода с бермы в траншею возникают:

- при захвате трубы петлей троса;
- при недостаточной ширине полотенца или при вытаскивании полотенца из-под трубопровода;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 28 |

- при соприкосновениях или ударах трубопровода об откосы траншеи во время опускания, особенно на криволинейных участках трассы.
- 5) механические воздействия грунта при эксплуатации;
- 6) физико-химическое воздействие грунта;
- 7) неправильная эксплуатация трубопровода (резкий перепад температур перекачиваемого продукта, перекачка продукта с температурой выше проектной и т.д.);
- 8) низкое качество ЭХЗ
- 9) несоблюдение режимов нанесения ЗП
- 10) смерзание ЗП трубопровода с водонасыщенным грунтом [7].

2.4 Выводы по главе

Объекты трубопроводного транспорта углеводородов относятся к категории опасных, отказ которых ведет, как правило, к значительным материальным и экологическим потерям. Обеспечение надежности и безопасности систем магистрального трубопроводного транспорта является важнейшим приоритетом для обеспечения стабильности и роста экономического потенциала страны.

Как видим, основная причина выхода из строя магистральных трубопроводов приходится на разрушительное действие почвенной коррозии (не менее 50% от общего количества аварий и отказов). Таким образом, уровень надёжности газопроводов находится в прямой зависимости от уровня защиты магистральных газопроводов (МГ) от коррозии. Помимо этого, фактор коррозии, в отличие от других факторов, может быть сведен к минимуму за счет целенаправленных действий эксплуатирующей организации (служба защиты от коррозии) и своевременных диагностических обследований трубопровода.

На подземных трубопроводах имеет место быть подземная коррозия и коррозия в электролитах.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 29 |

Коррозия подземных стальных магистральных трубопроводов – явление, которое нельзя остановить, возможно только уменьшить скорость коррозионных процессов.

Для борьбы с коррозией предлагается:

- применение новых конструкций и способов нанесения изоляционных покрытий
- использование инновационных, высокоустойчивых к коррозии конструкционных материалов
- введение в коррозионную среду соединений, способных уменьшить коррозионную активность (использование ингибиторов);
- рациональное строительство и эксплуатация деталей и сооружений из металлов (использование высокоэффективных и экономичных труб).

Наиболее опасными видами коррозионных разрушений для трубопроводов являются коррозионное растрескивание, язвенная и питтинговая коррозия, но как таковая коррозия не является причиной аварий на газопроводах ввиду малого раскрытия коррозионных пор. Коррозия приводит к растрескиванию трубопроводов под напряжением (явление стресс-коррозии) - основная причина аварий.

Коррозия подземных магистральных газопроводов после проведения капитальных ремонтов (КР) возникает вследствие нарушения технологии нанесения защитных покрытий, механических повреждений при укладке трубопровода и эксплуатации газопроводов.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 2 Надежность и безопасность магистральных газопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 30 |

3 Анализ современных методов защиты магистральных трубопроводов от коррозии

Согласно, п. 6.2.1. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные трубопроводы. Защита газопроводов от подземной коррозии» [8], независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки, должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты. Таким образом, методы защиты подразделяются на пассивные и активные.

3.1 Пассивный метод

Пассивный метод защиты от коррозии предполагает создание непроницаемого барьера между металлом трубопровода и окружающим его грунтом. Это достигается нанесением на трубу защитных покрытий. Защитные покрытия применяются при подземной, надземной и подводной прокладке газопроводов.

Основная функция защитных покрытий – оградить трубопровод от контакта с почвенно-грунтовым электролитом.

Защитные покрытия должны иметь соответствующие свойства и значения следующих характеристик:

- водо- и газонепроницаемостью;
- хорошей адгезией (прилипаемость);
- сплошностью;
- механической и ударной прочностью;
- упругостью растяжимость (дуктильность);

| | | | | | | | | |
|------------------|----------------------|-----------------|----------------|-------------|--|----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка рекомендаций по защите от коррозии подземных магистральных трубопроводов</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | <i>Машуков Г.И.</i> | | | | <i>3 Анализ современных методов защиты магистральных трубопроводов от коррозии</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | <i>Медведев В.В.</i> | | | | | | 31 | 140 |
| <i>Консульт.</i> | <i>Брусник О.В.</i> | | | | | <i>НИ ТПУ ИШПР</i> | | |
| <i>Заф. Каф</i> | <i>Бурков П.В.</i> | | | | | <i>ОНГ гр. 2БМ6А</i> | | |

- высоким электросопротивлением термостойкостью и морозостойкостью надежностью;
- устойчивостью к катодному отслаиванию защитной способностью от стресс-коррозии;
- устойчивостью к атмосферным воздействиям и ультрафиолетовой радиации;
- химической стойкостью, обеспечивающей длительную работу покрытия в условиях агрессивных сред;
- отсутствием коррозионного и химического воздействия на защищаемый объект;
- электрохимической нейтральностью, отдельные составляющие покрытия не должны участвовать в катодном процессе;
- возможностью механизации процесса нанесения защитного покрытия, как в базовых, так и в полевых условиях;
- низкой материалоемкостью (большая толщина покрытия, существенно увеличивает вес трубопровода);
- наличием сырьевой базы (широкое применение находят только те материалы, которые имеются в достаточном количестве);
- наличием квалифицированного обученного персонала;
- обеспечением производственной безопасности изоляционно-укладочных работ;
- экологичностью, долговечностью, биологической стойкостью.

По условиям нанесения защитного покрытия:

- базовые;
- трассовые;
- заводские.

В зависимости от условий прокладки газопровода защитные покрытия делятся на два типа: нормальный и усиленный.

В зависимости от типа нанесения защитного покрытия на трубопровод:

- на внешнюю поверхность;

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Э Анализ современных методов защиты магистральных трубопроводов от коррозии</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 32 |

- на внутреннюю поверхность;
- на обе поверхности.

В зависимости от количества слоёв:

- однослойные;
- многослойные.

В зависимости от применения технологии армирования:

- армированные;
- неармированные.

По температуре нанесения:

- «холодного»;
- «горячего»;
- с тепловой обработкой;
- с подогревом (зимой).

По способу нанесения:

- окраской;
- напылением;
- экструдированием;
- намоткой (ленточные);
- розливом (жидкие).

По состоянию исходного материала:

- пластичные;
- жидкие;
- твердые;
- порошкообразные;
- твердо-пластичные.

По назначению:

- изоляционные;
- конструкционные (армирующие);
- оберточные.

По температурной подготовке трубы:

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>3 Анализ современных методов защиты магистральных трубопроводов от коррозии</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | <i>33</i> |

- с предварительным подогревом;
- без подогрева.

Конструкция защитных покрытий зависит от их типа. ГОСТ Р 51164-98 [9] регламентирует типы покрытий и их конструкции, которые необходимо применять при прокладке, ремонте и реконструкции газопроводов.

На линейной части МГ в настоящее время на наиболее ответственных участках применяются трубы с заводской изоляцией из экструдированного полиэтилена.

3.2 Активный метод защиты магистральных газопроводов

Активный метод электрохимической защиты обеспечивает торможение коррозии путем смещения потенциала трубопровода в несплошностях изоляции до уровня, обеспечивающего допустимую коррозию трубопровода.

3.2.1 Катодная защита газопроводов

Принцип катодной защиты заключается в поляризации участка газопровода (смещение потенциала участка МГ в область более отрицательных значений) под действием постоянного источника внешнего тока, которая является составной частью установки катодной защиты (УКЗ) [10].

В состав УКЗ входят (Рисунок 3.1): станция катодной защиты (СКЗ), анодные заземлители, анодные и катодные линии, точки дренажа, контрольно-измерительные пункты. Составной частью электрической цепи УКЗ является защищаемый газопровод и объём грунта, замыкающий анодный и катодный участок электрохимической системы.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>3 Анализ современных методов защиты магистральных трубопроводов от коррозии</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 34 |

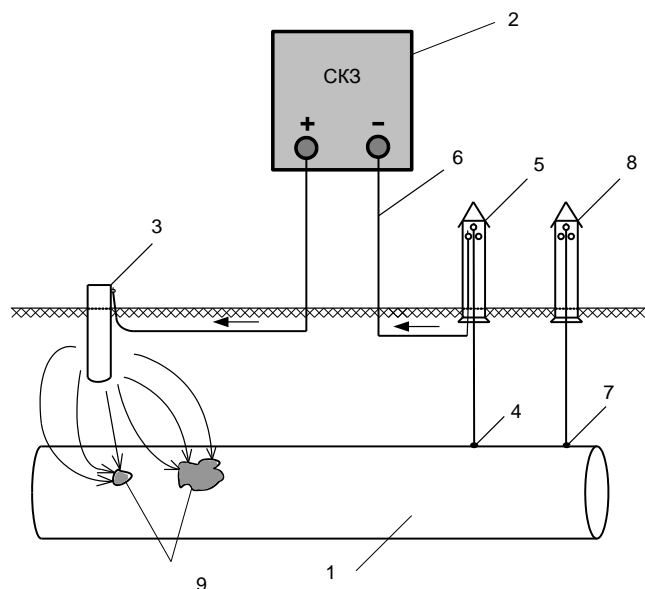


Рисунок 3.1. - Принципиальная схема катодной защиты

1 - газопровод; 2 - внешний источник постоянного тока; 3 - анодное заземление; 4 - контакт дренажного кабеля с газопроводом; 5- “точка дренажа”; 6 - дренажный кабель; 7 - контакт катодного вывода; 8 - контрольно-измерительный пункт (КИП); 9 - повреждения защитного покрытия

При катодной защите к газопроводу подключается отрицательный полюс источника постоянного тока. Положительный полюс источника тока подключают к анодному заземлителю. При включении источника тока создаётся электрическая цепь: плюсовая клемма источника тока – анодное заземление – почвенный электролит – газопровод - минусовая клемма источника тока.

В зависимости от условий электроснабжения в качестве источника тока СКЗ могут использоваться выпрямительные устройства, питаемые от линии электропередачи (ЛЭП) номинальным напряжением 220, 380 В (условно обозначаемым 0,4 кВ), 6 и 10 кВ, или автономные источники – электрогенераторы, термоэлектрогенераторы и т.д.

3.2.2 Дренажная защита

Принцип дренажной защиты заключается в отводе блуждающих токов с газопровода в рельсовую часть цепи тяговой подстанции. [10]

Блуждающим ток - ток любой электроустановки, случайно или специально использующий землю в качестве проводника. Источниками блуждающих токов являются: электрифицированный железнодорожный (ж/д) транспорт, работающий на постоянном токе и использующий рельсы в качестве обратного провода, а также ЛЭП (линия электропередачи) постоянного тока, электросварка и токи СКЗ относительно других сооружений.

Наиболее мощным и распространённым источником блуждающих токов для МГ является электрифицированный ж/д транспорт (Рисунок 3.2).

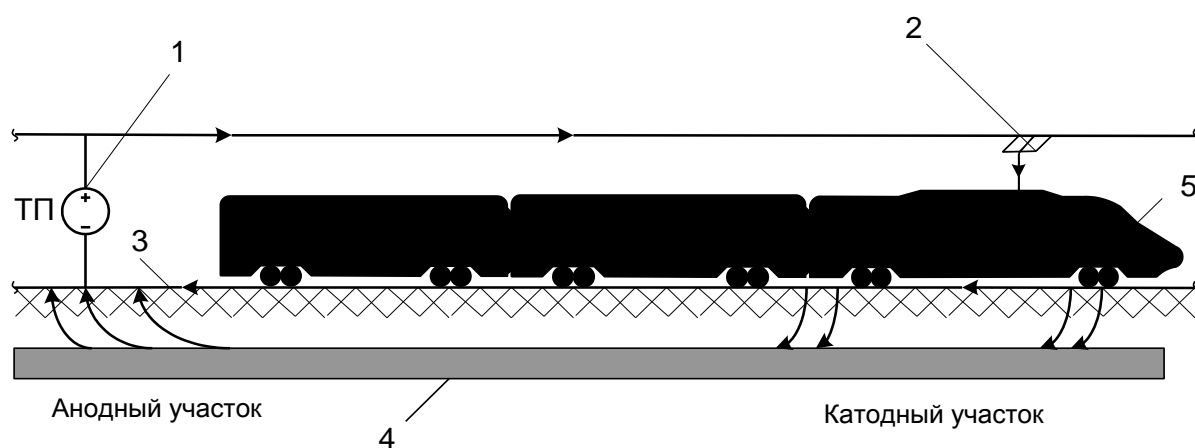


Рисунок 3.2 - Схема возникновения блуждающих токов на электрифицированном железнодорожном транспорте.

1 - тяговая подстанция (ТП); 2 - токоприёмник; 3 - рельсы; 4 - трубопровод; 5 - электровоз.

Тяговый ток от положительной шины тяговой подстанции (ТП) (1) по контактному проводу поступает через токоприёмник (2) к электродвигателю электровоза (5) и далее, через рельсы (3), к отрицательной шине ТП. Причиной утечки тока в землю с рельсов является несовершенство изоляции рельсов от земли.

Натекающий ток на трубопровод создаёт катодную зону, в которой разрушения металла не происходит. При стекании блуждающего тока с трубопровода, создаётся анодная зона, здесь протекают коррозионные процессы.

Если весь блуждающий ток отводить (дренировать с трубопровода), то ток везде будет только натекающим, что и обеспечит эффект защиты.

В состав станции дренажной защиты (СДЗ) входят (Рисунок 3.3):

- электродренажная установка;
- катодный вывод от газопровода;
- контактное устройство с рельсовой цепью;
- дренажный кабель.

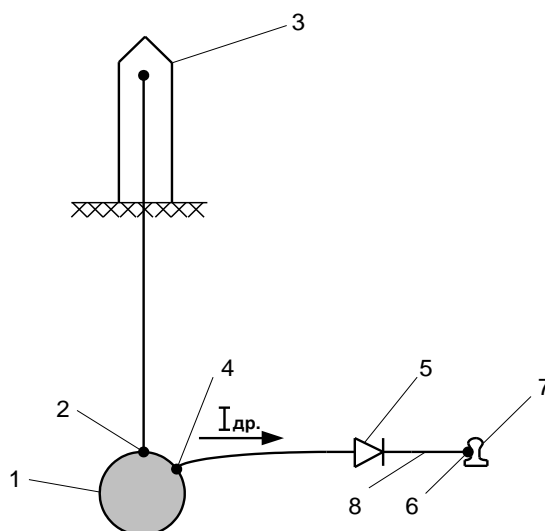


Рисунок 3.3 - Принципиальная схема электродренажной защиты.

1 - газопровод; 2 - контакт катодного вывода; 3 - катодный вывод; 4 - точка дренажа на газопроводе; 5 - поляризованная электродренажная установка; 6 - контактное устройство с рельсовой сетью; 7 - рельсовая сеть; 8 - дренажный кабель.

3.2.3 Протекторная защита

Протекторная защита – электрохимическая защита с помощью тока гальванической пары.

Принцип протекторной защиты заключается в подавлении тока коррозии при помощи гальванической пары, в которой протектор изготовлен из более активного металла, чем трубопровод (магний, цинк, алюминий). При этом протектор является анодом и разрушается, а трубопровод – катодом и защищается (Рисунок 3.4).

Протекторная защита газопроводов осуществляется, как правило, в грунтах с удельным сопротивлением до 50 Ом·м.

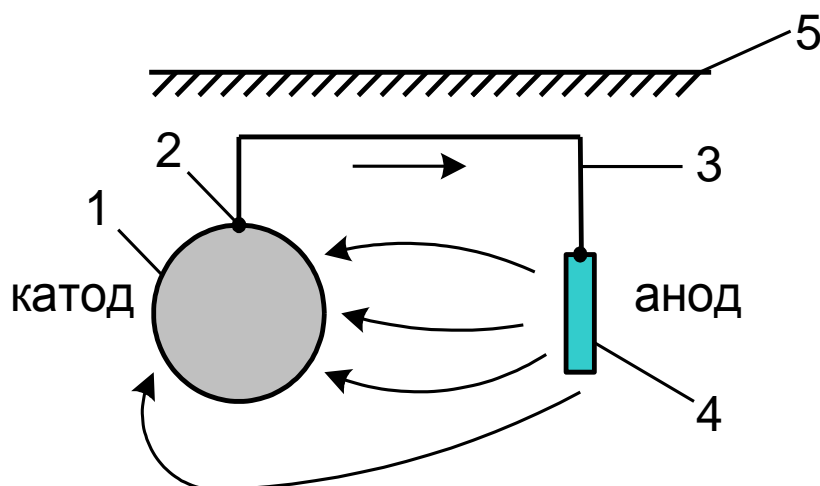


Рисунок 3.4. - Принципиальная схема протекторной защиты.

1 – газопровод; 2 – точка дренажа; 3 – изолированный провод; 4 – протектор; 5 – поверхность земли.

3.3 Анализ методов диагностики технического состояния стенки и защитного покрытия трубы

3.3.1 Проблема диагностирования и оценки технического состояния магистральных трубопроводов

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [11] требует принятие необходимых мер по

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 3 Анализ современных методов защиты магистральных трубопроводов от коррозии | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 38 |

предупреждению коррозионных аварий трубопроводного транспорта: своевременное диагностическое выявление и устранение опасных коррозионных дефектов, а также обеспечение трубопроводов надежными средствами электрохимической защиты от коррозии.

Основными методами диагностики линейной части магистральных газопроводов в России являются внутритрубная дефектоскопия (ВТД) и электрометрические измерения с последующим приборным обследованием состояния металла и изоляции труб в контрольных шурфах.

Однако, пока только 40% газопроводов подготовлены к пропуску снарядов-дефектоскопов и в ближайшее 3-5 лет нереально ожидать существенного увеличения доли газопроводов с возможностью осуществления внутритрубной дефектоскопии.

Анализ достоверности результатов дефектоскопии показывает, что, несмотря на победные реляции то одной, то другой групп создателей приборов, фактическая результативность их достаточно низка. Так, реальные размеры дефектов порой расходятся с диагностическими данными на 600%. Многие дефекты вообще не регистрируются, здесь не имеются в виду) продольно ориентированные трещины, для этого вида повреждений, созданы специальные снаряды. Но когда практически все коррозионные язвы в зоне продольных заводских швов не фиксируются, об эффективности пропущенных дефектоскопов говорить не приходится. Эти негативные факторы вынуждают эксплуатационников проводить большое количество контрольных шурфовок для уточнения параметров дефектов.

3.3.2 Проблема обеспечения надежности оборудования электрохимзащиты

Надежная и безаварийная работа оборудования ЭХЗ – важнейшее условие непрерывной по времени и протяженности противокоррозионной защиты МГ.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Э Анализ современных методов защиты магистральных трубопроводов от коррозии</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | <i>39</i> |

Основными факторами, влияющими на техническое состояние оборудования ЭХЗ и защищённость по протяжённости и во времени магистральных трубопроводов являются:

- Отсутствие всесезонных вдольтрассовых проездов к УКЗ, осложняющих доставку персонала для обслуживания оборудования ЭХЗ.
- Ошибочные действия персонала СЗК при проведении работ по ТОиР.
- Умышленная порча и кража элементов оборудования (вандализм), неумышленная порча элементов оборудования вследствие проведения ремонтных работ на участках трассы МГ строительными подрядными организациями.
- Суровые климатические условия: эксплуатация оборудования в условиях пониженных температур (высокоамплитудные перепады температур), ветровые нагрузки на высотные линии (ВЛ), грозовые явления.
- Несовершенство конструкционных решений: недостатки при изготовлении оборудования, недоработки производителей.

3.4 Выводы по главе

На практике не удается добиться полной сплошности изоляционного покрытия вне зависимости от вида применяемого ЗП. Различные виды покрытия обеспечивают различный уровень диффузионной проницаемости и поэтому обеспечивают различную степень изоляции трубы от окружающей среды. В процессе строительства и эксплуатации в изоляционном покрытии возникают трещины, задиры, вмятины и другие дефекты. Наиболее опасными для трубопроводов являются остающиеся без защиты сквозные повреждения защитного покрытия, где возможно развитие локальной коррозии с большими скоростями на небольших (менее 1%) участках поверхности трубопровода.

В качестве примера износа качества изоляционных покрытий и мер для предотвращения коррозионного разрушения трубопровода можно привести

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>3 Анализ современных методов защиты магистральных трубопроводов от коррозии</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 40 |

опыт дочернего газотранспортного предприятия ООО «Газпром трансгаз Югорск». Срок эксплуатации газопроводов с пленочными защитными покрытиями, состоящих на балансе предприятия, составляет уже от 10 до 35 лет и более. Как показывает практика, через 10 лет пленочная изоляция теряет свои изоляционные свойства, целостность и адгезию к телу трубы. На пленочной изоляции образуются гофры, вздутия и пустоты, которые заполнившись почвенным электролитом создают изолированный от внешней среды микроклимат, благоприятный для развития на трубе различных коррозионных процессов. Результаты ежегодно проводимой диагностики МГ подтверждают, что в таких местах образуется множество коррозионных и стресс-коррозионных дефектов трубы, которые активно развиваются, не смотря на работу системы электрохимзащиты. Эти дефекты в значительной степени влияют на надежность и безопасность эксплуатации МГ.

Как вывод: одним лишь пассивным методом не удастся осуществить полную защиту трубопровода от коррозии, для этого также необходимо применять средства для электрохимической защиты трубопроводов, обеспечивающие торможение электрохимических процессов, протекающих на границе металла трубы и грунтового электролита в открытых дефектах изоляции. Совместная активно-пассивная защита носит название *комплексной защиты*.

На основании проведенного обзора конструкций и способов нанесения изоляционных покрытий трубопроводов была сформирована и представлена классификация защитных покрытий по типу, материалам покрытий, способам нанесения на поверхность.

Проведенный анализ требований к качествам защитных покрытий показывает нам следующее: следует совершенствовать технологии переизоляции трубопроводов в трассовых условиях и использовать изоляционные покрытия в зависимости от конкретных условий строительства, строго следить за условиями хранения покрытий, за технологией нанесения покрытий.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 3 Анализ современных методов защиты магистральных трубопроводов от коррозии | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 41 |

В настоящий момент, ни одно из существующих ЗП не отвечает требованиям, описанным в главе 4.1., именно поэтому выбор изоляционного покрытия определяется конкретными условиями строительства и эксплуатации трубопроводов, наличием сырьевой базы, технологичностью процесса нанесения покрытия и т.д., которые определяют диапазон материалов, применяемых в качестве покрытий для стальных труб.

За последние годы новшеств в области активной защиты подземных магистральных трубопроводов практически не было за исключением конструкций станций катодной защиты и источников питания к ним. Разработки в области активной защиты подземных сооружений, в основном затрагивают экономическую составляющую использования установок катодной защиты. Предложено, производить катодную поляризацию не постоянно, а периодически, что обеспечивает значительный экономический эффект для эксплуатирующих организаций. Затраты на катодную поляризацию сильно зависят от состояния защитных покрытий и переходного сопротивления изоляции. Соответственно, затраты на активную защиту находятся в прямой зависимости от технического состояний изоляционных покрытий.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>3 Анализ современных методов защиты магистральных трубопроводов от коррозии</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 42 |

4 Объект и методы исследования

Согласно, письму от начальника ПО эксплуатации МГ по ООО «Газпром трансгаз Югорск» существует потребность в переизоляции магистральных газопроводов в больших объемах. На базе данных проведенных 34 шурфовок газопроводов по 17 ЛПУ МГ, дать рекомендации по выбору наиболее эффективного изоляционного покрытия для проведения капитальных ремонтов методом сплошной переизоляции. Также обосновать технико-экономическое преимущество того или иного материала защитных покрытий для конкретных условий эксплуатации магистральных газопроводов из списка разрешенных к применению в ПАО «Газпром» защитных покрытий в условиях Крайнего Севера.

4.1 Анализ результатов шурфовок

Начиная с 2002 года, в ООО «Газпром трансгаз Югорск» в рамках капитального ремонта начали применять для переизоляции газопроводов защитные покрытия на основе битумно-полимерных материалов «Транскор-Газ», «Техногаз» и «РАМ».

В 2015 году в ООО «Газпром трансгаз Югорск» для оценки текущего состояния и определения характера изменения защитных свойств битумно-полимерных покрытий в процессе эксплуатации была разработана программа и выполнены обследования защитных покрытий в шурфах в 34 шурфах в 17 ЛПУ МГ, в том числе обследовано:

- защитное покрытие «РАМ» - в 13 шурфах;
- защитное покрытие «Транскор-Газ» - в 18 шурфах;
- защитное покрытие «Техногаз» - в 3 шурфах.

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|--|----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка рекомендаций по защите от коррозии подземных магистральных трубопроводов</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Машуков Г.И.</i> | | | 4 Объект и методы исследования | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Медведев В.В.</i> | | | | | 43 | 140 |
| <i>Консульт..</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | НИ ТПУ ИШПР | | |
| <i>Заф. Каф</i> | | <i>Бурков П.В.</i> | | | | ОНГ гр. 2БМ6А | | |

Объем работ по обследованию защитных покрытий включал в себя:

- оценку внешнего вида покрытия: состояние обёртки, (отсутствие или наличие гофр, складок, отслоений краёв обёртки, сплошных повреждений)
- измерение нахлёста защитной обёртки (в 4 точках каждого сечения), не менее 3 см;
- контроль толщины покрытия (в одном сечении 1 измерение на каждый час сечения трубы и в местах вызывающих сомнение);
- контроль диэлектрической сплошности (5 кВ на 1 мм толщины ЗП);
- измерение адгезии (не менее 4 измерений по сечению на 3ч., 6ч., 9ч, 12ч. и в местах вызывающих сомнение) [9];
- оценка характера отслаивания изоляции [9];
- оценка коррозионного состояния поверхности металла и качества подготовки при переизоляции, а также коррозионных дефектов (определяется в местах контроля адгезии);
- измерение pH – грунта (кислотность);
- контроль наличия подсыпки трубопровода мелким грунтом.

Перечень приборов, применяемых для оценки параметров защитных покрытий.

- комплект визуально-измерительного контроля;
- контроль толщины защитных покрытий производился приборами «ИТИ-2», «МВД-2МК» и др;
- величина адгезии измерялась приборами на сдвиг «СМ-1», на отрыв «АР-2»;
- определение сплошности защитного покрытия производилось приборами «Bucleys PHD 2-40», «Elcometer 236 FP»;
- измерение температуры грунта и стенки трубы производилось термометрами «DAN-TEMP», «FLUKE»;
- измерение кислотности (pH) выполнялось прибором «TOLEDO»;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 4 Объект и методы исследования | Лист |
| | | | | | | 44 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- измерение сопротивления грунта производилось приборами «М-416», «ИСЗ» и др.;
- измерение защитного потенциала в шурфе производилось мультиметрами «МУ-68» с помощью медно-сульфатных электродов и др.

Шурфовки выполнены на участках МГ после капитальных ремонтов подрядным способом, с нанесенным битумно-полимерным защитным покрытием в период с 2003 по 2015 гг.

По результатам оценки технического состояния битумно-полимерных защитных покрытий переизолированных газопроводов, можно сделать заключение: из 34 обследованных шурфов во всех выявлено неудовлетворительное состояние защитных покрытий, из них:

1. на основе защитного покрытия «РАМ» - 13 шурфов из 13;
2. на основе защитного покрытия «Транскор-Газ» - 18 шурфов из 18;
3. на основе защитного покрытия «Техногаз» - 3 шурфов из 3.

По внешнему виду выявлено 32 несоответствие: по «РАМ» 13 (100%) случаев, по «Транскор-Газ» 16 (89%) случаев, по «Техногаз» 3 (100%) случая;

По толщине покрытия выявлено 4 несоответствия: по «РАМ» 1 (8%) случай, по «Транскор-Газ» 3 (17%) случая, «Техногаз» 0 случаев;

По адгезии к стали выявлено 5 несоответствий: по «РАМ» 3 (23%) случая, по «Транскор-Газ» 2 (11%) случая, «Техногаз» 0 случаев;

По диэлектрической сплошности выявлено 5 несоответствий: по «РАМ» (31%) случая, по «Транскор-Газ» 1 (6%) случай, «Техногаз» 0 случаев.

Проанализировав результаты шурфовок, было предложено для проведения последующих капитальных ремонтов использовать новый тип защитного покрытия на базе материала асмол в качестве замены битумно-полимерным.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 4 Объект и методы исследования | Лист |
| | | | | | | 45 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Но прежде чем применять данное защитное покрытие необходимо проанализировать реестр допустимых к применению защитных покрытий на объектах ПАО Газпром и технические условия защитных покрытий на базе асмола.

4.2 Анализ допустимых к применению защитных покрытий на объектах ПАО «Газпром»

Проанализировав [3] Реестр изоляционных материалов и покрытий, разрешенных к применению на объектах ПАО «Газпром» по отношению к базе данных по защитным покрытиям на предприятии ООО «Газпром трансгаз Югорск», самыми распространенными типам ЗП являются:

- битумно-полимерные («ТРАНСКОР-ГАЗ», «ТРАНСКОР-РАМ», «ТЕХНОГАЗ» и др.);
- термореактивные («FRUCS», «Protegol», «Терморад-МСТ»);
- из экструдированного полиэтилена (трубы с заводской изоляцией)
- асмольные покрытия («АРМАС-3»)

4.3 Критерии оценки материалов для защитных покрытий трубопроводов

Для того, чтобы дать заключение о применении защитного покрытия «АРМАС-3» необходимо проанализировать ТУ на соответствие критериям оценки материалов для ЗП трубопроводов по следующим критериям:

- долговечность: это основной критерий при выборе изоляционных материалов;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 4 Объект и методы исследования | Лист |
| | | | | | | 46 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

В соответствии с [9] защита трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную (по этой причине) работу на весь период эксплуатации;

- экономичность: экономические затраты на антикоррозионные покрытия должны быть минимальными;
- доступность: применяемые материалы должны производиться из отечественного сырья на отечественных предприятиях в достаточных количествах;
- стабильность прочностных и адгезионных характеристик.

Применяемые антикоррозионные покрытия должны быть химически стойкими, не подверженными старению под воздействием внутренних и внешних факторов, способными к сохранению защитных свойств на протяжении эксплуатационного срока службы трубопровода;

- технологичность нанесения: материалы, предназначенные для защиты трубопроводов от коррозии, должны быть удобными для нанесения на трубы в заводских, базовых и полевых условиях с применением высокопроизводительных технических средств.

Технология нанесения защитного антикоррозионного покрытия должна быть не сложной и обеспечивать высокую производительность;

- противодействие нагрузкам, возникающим в покрытии в период укладки трубопровода и его эксплуатации;

Защитные покрытия должны противостоять действиям нагрузок, возникающих под воздействием термических, механических, биологических и других факторов, и не подвергаться разрушению под действием этих нагрузок;

- инертность по отношению к окружающей среде.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 4 Объект и методы исследования | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 47 |

Защитные покрытия, оставаясь стойкими против действия микроорганизмов, насекомых, грызунов, грибковых растений, не должны быть источниками заражения окружающей среды и вредными для животных, птиц, человека и культурных растений.

4.4 Обзор защитного покрытия «АРМАС-3» на асмольной основе

Наружнее изоляционное асмольное покрытие – уникальный антикоррозионный изоляционный материал для защиты трубопроводов. Асмол содержит соединения, относящиеся к классу поверхностно-активных веществ, которые в результате химических реакций создают многобарьерную антикоррозионную защиту трубопроводов. В зависимости от условий пролегания трубопроводов возможны разные конструкции асмольного покрытия: на основе мастики АСМОЛ («горячее» нанесение) и на основе рулонных асмольных материалов «АРМАС» («холодное» нанесение).

Преимущества асмольных покрытий:

- защита от коррозии на молекулярном уровне химического взаимодействия Асмола с металлом трубы;
- высокая адгезия мастики к поверхности металла;
- снижение требований к степени подготовки поверхности;
- возможны изоляционные работы в зимних условиях (до минус 30°C);
- не требуется подогрев трубы;
- применение материалов до минус 10 °С без выдерживания при положительных температурах.

4.4.1 Область применения

Грунтовка асмольная [13] - предназначена для нанесения на наружную поверхность подземных стальных нефте-, газо-, продуктопроводов под ленту

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 4 Объект и методы исследования | Лист |
| | | | | | | 48 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

ЛИАМ, а также под мастики на основе «Асмола» для формирования защитных покрытий при температуре от минус 20 °С до плюс 60 °С. Расход грунтовки в зависимости от способа нанесения составляет 130...160 г/м²

Мастичная композиция для антикоррозионных покрытий «АСМОЛ» [14] с изм. №1 - предназначена для применения в качестве антикоррозионного мастичного слоя в конструкциях наружных комбинированных покрытий базового или трассового нанесения для защиты от коррозии линейной части магистральных газонефтепродуктопроводов диаметром до 1420 мм включительно, а также сварных швов и криволинейных участков при строительстве и ремонте.

Асмольный рулонный материал армированный стеклосеткой «АРМАС» [15] – применяется в качестве армированного мастичного слоя в конструкциях наружных комбинированных изоляционных покрытий для защиты от подземной коррозии поверхности линейной части стальных газонефтепродуктопроводов диаметром до 1420 мм включительно. В зависимости от используемой мастики и условий применения материал выпускается двух марок: летний АРМАС-Л и зимний АРМАС-З.

Лента антикоррозионная полимерно-асмольная «ЛИАМ» [17] предназначена для защиты от коррозии наружной поверхности подземных стальных нефте-, газо-, продуктопроводов, а также трубопроводов различного назначения диаметром до 1420 мм при их ремонте или сооружении с температурой транспортируемого продукта до плюс 40 °С. Лента ЛИАМ выпускается следующих марок: лента ЛИАМ–Л (летняя) для нанесения на трубопровод при температуре окружающего воздуха от плюс 5 °С до плюс 30 °С, лента ЛИАМ–З (зимняя) – при температуре от -20 °С до +10 °С.

В качестве защитного покрытия для проведения переизоляционных работ в трассовых условиях, рассмотрим состоящий на балансе защитное покрытие АРМАС-З, с внешним слоем в виде ленты ЛИАМ, представляющей собой полимерную основу с нанесенным асмольным мастичным слоем.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 4 Объект и методы исследования | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 49 |

Поверх мастичного слоя наносится антиадгезивный материал, предотвращающий слипание ленты при смотке ее в рулон.

Отличие ленты ЛИАМ от других полимерно-битумных материалов заключается в специально-разработанной рецептуре мастичного слоя. Мастичный слой ленты ЛИАМ содержит соединения с высокомолекулярными функциональными группами, обеспечивающими химическое взаимодействие с поверхностью металла. Для обычных изоляционных покрытий взаимодействие мастичного слоя с поверхностью металла происходит за счет физических процессов. Кроме того, присутствие этих функциональных групп обеспечивает высокие адгезионные свойства как к полярным полимерам (ПВХ), так и к полиолефинам (полиэтилен).

По сравнению с другими видами покрытия новая лента обладает рядом преимуществ: высоким защитным эффектом, продолжительным сроком службы, технологичностью меньшей стоимостью.

Изоляционную ленту изготавливают в базовых (стационарных) условиях методом нанесения асвольной мастики МАК [17] на полимерную ленту-основу на базе композиций полиэтилена высокого давления по [18] и [19].

Оборудование для нанесения комбинированной ленты в трассовых условиях включает щеточную очистную машину для обработки поверхности трубы перед нанесением пленочного покрытия и изоляционную машину, оснащенную дополнительным устройством для сматывания антиадгезивного слоя.

В отличие от традиционных (битумных) асвольные покрытия содержат высоко-полярные функциональные группы, обладающие химической и поверхностной активностью (сульфоновые и сульфокислотные). Присутствие нейтральных высокодонорных функциональных групп обеспечивает высокую адгезионную способность асвольной ленты к металлам и ингибиторные свойства по отношению ко многим коррозионным агентам.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 4 Объект и методы исследования | Лист |
| | | | | | | 50 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Благодаря наличию олигомерных и полимерных сульфокислот, способных вступать во взаимодействие с металлами и поверхностными пленками продуктов коррозии с образованием растворимых в асмольной мастике соединений [14], лента ЛИАМ обладает уникальными свойствами, к числу которых относятся:

- возможность нанесения ленты на трубопровод, очищенный лишь от поверхностных загрязнений и ржавчины (4-я степень очистки);
- диффузия продуктов коррозии с границы полимер - металл в асмольную мастику, что позволяет сохранять высокую адгезию покрытия в течение всего срока эксплуатации;
- улучшение барьерных свойств покрытий в процессе эксплуатации.

Исследования набухаемости ленты ЛИАМ на стальной подложке показали, что, несмотря на наличие полярных функциональных групп, влагопоглощение находится в пределах нормы.

Покрытие трубопровода лентой ЛИАМ соответствует нормальному и усиленному [9] или весьма усиленному [19] типу изоляции.

Адгезия битумно-полимерной ленты к металлу обеспечивается либо подплавлением мастичного битумного слоя, либо его подрастворением за счет грунтовки и имеет физическую природу. Адгезия асмольной комбинированной ленты является результатом химической связи и имеет химическую природу (на уровне структурных связей).

Разница в защитной способности битумной и асмольной ленты подтверждается малой площадью катодного отслаивания покрытия при поляризации, а также рекомендуемой нормативной документацией конструкцией изоляционного покрытия: один слой ленты и один слой обертки для асмольной ленты, два слоя ленты и один слой обертки при использовании битумной ленты.

По данным коррозионных исследований Института органической химии Сибирского отделения РАН, скорость коррозии металла под асмольным покрытием составляет $6,5 \cdot 10^{-3}$ мкм/ч, а под битумным покрытием – $1,2 \cdot 10^{-2}$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | 4 Объект и методы исследования | Лист |
| | | | | | | 51 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

мкм/ч. При этом расчетный срок службы асмольного покрытия толщиной 300 мкм составляет 35 лет, т.е. превышает нормативный (33 года)

Лента ЛИАМ находит широкое применение в ОАО АК "Транснефть", а также внедряется на объектах ОАО "Газпром". В 2000 г. лента использовалась при ремонте газопровода Уренгой-Новопсков диаметром 1420 мм. Проведенное Баштрансгазом обследование состояния покрытия после его годичной эксплуатации показало, что исходные характеристики ленты ЛИАМ полностью сохранились. Опытная апробация ленты в зимний период 2002 г. осуществлялась в Пермтрансгазе, Уралтрансгазе, Оренбурггазпроме.

Результаты опытно-промышленной проверки позволяют рекомендовать антикоррозионную ленту ЛИАМ к промышленному внедрению на объектах ОАО "Газпром".

4.4.2 Применение полимерно-асмольных защитных покрытий

Преимущества ленты ЛИАМ и покрытия на ее основе от других полимерно-битумных материалов и покрытий на их основе заключаются в следующем:

- высокая технологичность применения материала, особенно при нанесении в зимних условиях и в условиях межсезонья, что обеспечивает высокую производительность колонны;
- нанесение покрытия на недостаточно подготовленную поверхность (степень очистки 4 [19]), нагрева поверхности трубы перед нанесением не требуется;
- высокая адгезия к металлу и к полимерной основе, сохраняющаяся в течение длительного времени эксплуатации, из-за наличия в мастичном слое высокодонорных функциональных групп, что способствует образованию химической связи «мастика-металл»;
- наличие в составе мастичной композиции соединений, являющихся ингибиторами коррозии;

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 52 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | 4 Объект и методы исследования | | | | |

- высокая пластичность мастичного слоя, что обеспечивает заполнение всех неровностей поверхности трубы, вследствие чего в зоне сварных швов не наблюдается шатрового эффекта;
- высокая смачиваемость поверхности металла асмольной грунтовкой
- высокая стойкость к катодному отслаиванию покрытия за счет химической природы адгезионных связей «мастика-металл».

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>4 Объект и методы исследования</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | <i>53</i> |

5 Исследование деформации наружного покрытия «АРМАС-3»

В процессе эксплуатации наружное покрытие подземного трубопровода испытывает воздействие контактной нагрузки со стороны грунта, что обуславливает развитие в нем деформаций во времени.

При низкой несущей способности покрытия величина деформации может быть достаточно большой, что приведет к значительному уменьшению толщины покрытия во времени и, как результат этого, нарушению его противокоррозионного действия.

Как показали шурфовки, проведенные магистральных трубопроводов большого диаметра (1420 мм) установлено, что изоляционное покрытие трубопровода может получить сквозное повреждение как на опорной его части, так и в верхней половине. Появление этих повреждений объясняется совместными воздействиями повышенных температур и механических напряжений [21].

Для оценки возможности применения покрытия на основе «АРМАС-3» в качестве изоляции трубопроводов диаметром 1420 мм необходимо рассчитать напряжения, действующие на покрытие в реальных условиях эксплуатации, определить величину относительной деформации его при действии этих напряжений и сопоставить ее с допустимой для этого типа покрытий деформацией по ТУ.

Напряжения в изоляционных покрытиях газопроводов можно различать по характеру, величине, месту возникновения и длительности действия; однако, наиболее целесообразно их классифицировать в зависимости от причин, их вызывающих. Такая классификация позволяет разработать одинаковый подход к расчету напряжений одного типа (вызываемых одной и той же причиной).

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|--|----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка рекомендаций по защите от коррозии подземных магистральных трубопроводов</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Машуков Г.И.</i> | | | <i>5 Исследование деформации наружного покрытия «АРМАС-3»</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Медведев В.В.</i> | | | | | 54 | 140 |
| <i>Консульт.</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | <i>НИ ТПУ ИШПР</i> | | |
| <i>Заф. Каф</i> | | <i>Бурков П.В.</i> | | | | <i>ОНГ гр. 2БМ6А</i> | | |

По этому принципу напряжения в изоляционных покрытиях можно классифицировать следующим образом [7, 21]:

Механические напряжения в ЗП:

- касательные напряжения, возникающие в изоляционном покрытии трубопровода при продольных и поперечных перемещениях последнего в окружающем грунте в результате колебания давления и температуры;
- нормальные и касательные напряжения, образующиеся в изоляционном покрытии трубопровода (нижней его половины) под действием веса трубы, транспортируемого продукта и грунтовой засыпки;
- нормальные и касательные напряжения, возникающие в изоляционном покрытии верхней половины трубопровода вследствие усадки грунтовой засыпки или термоупругого перемещения трубопровода вверх;
- термоупругие кольцевые напряжения, возникающие в изоляционном покрытии трубопровода вследствие разности коэффициентов линейного расширения изоляционного покрытия и стали при колебаниях температуры в трубопроводе, а также в связи с сезонными колебаниями температуры грунта.

Напряжения в изоляционных покрытиях подземных трубопроводов варьируются ввиду:

- диаметра трубы
- температуры газа
- характеристик грунта
- случайных причин

Появление в покрытиях максимальных напряжений обусловлено случайными причинами, поэтому представляется целесообразным при решении использовать тот или иной вид изоляционных покрытий учитывать максимальные значения напряжений, действующих в них в период

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 5 Исследование деформации наружного покрытия «АРМАС-3» | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 55 |

эксплуатации. В зависимости от диаметра трубопровода, характеристик грунта и высоты грунтовой засыпки определяются максимальные напряжения сжатия в покрытии опорной части трубопровода, а также максимальные напряжения сдвига и растяжения в изоляционном покрытии на верхней половине трубопровода. Зная значения этих напряжений можно определить допустимые условия, обеспечивающие механическую устойчивость изоляционных покрытий трубопровода при взаимодействии их с окружающим грунтом в процессе эксплуатации.

Принято оценивать механические свойства покрытий на основании лабораторных испытаний материалов:

1. устойчивость к напряжениям растяжения - по пределу прочности при разрыве;
2. устойчивость к касательным напряжениям – по адгезионной прочности при сдвиге;
3. устойчивость изоляционных покрытий к термоупругим кольцевым напряжениям - по показателю относительного удлинения.

В связи с традиционно установившимися методами оценки механических свойств покрытий эти свойства нормируются в технических требованиях пределом прочности, при разрыве и адгезионной прочностью при сдвиге. Такой подход можно считать корректным в том случае, если установлены однозначные зависимости между получаемыми при испытаниях значениями прочности и значениями напряжений, действие которых покрытие способно выдержать в течение длительного времени, соответствующего времени эксплуатации (30-35 лет) при действии влаги и тепла, аналогично условиям эксплуатации.

Поэтому предлагается свести расчет деформаций покрытия к сравнительному анализу соответственно напряжений растяжения – с пределом прочности при разрыве и напряжений сдвига – с адгезионной прочностью при сдвиге.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 5 Исследование деформации наружного покрытия «АРМАС-3» | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 56 |

5.1 Расчет вертикального давления грунта на трубопровод

Величина силы вертикального давления грунта на трубопровод определяется гидростатическим давлением,

где γ_{Γ} - объемный вес грунта, H - высота столба грунта.

$$G_B = \gamma_{\Gamma}(H_0 D + 0,1075 \cdot D^2), \quad (5.1)$$

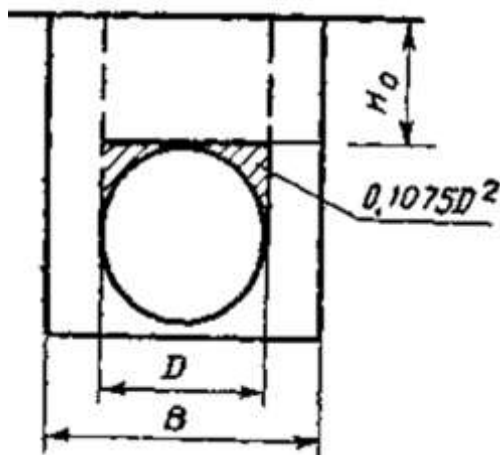


Рисунок 5.1 - Схема к расчету вертикального давления грунта на трубопровод где G_B - основная составляющая силы вертикального давления, отнесенная к единице длины трубопровода;

D - диаметр трубопровода;

H_0 - высота засыпки;

$0,1075D^2$ - сечение, ограниченное верхней полуокружностью трубы и касательными к трубе горизонтальной и вертикальной плоскостями.

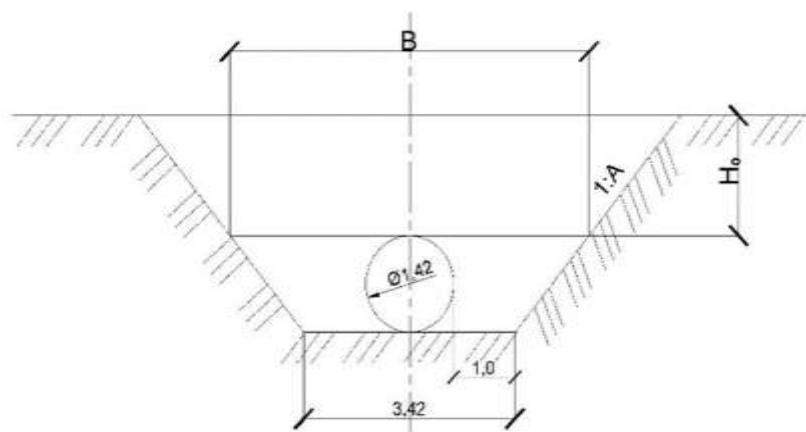


Рисунок 5.2 – Профиль траншеи МГ «Уренгой-Петровск», км 868,7 Комсомольского ЛПУМГ. Диаметр трубы 1420 мм, толщина стенки трубы 17,5 мм, марка стали х-70, завод-изготовитель Харцызский ТПЗ

Расчет дополнительной составляющей силы вертикального давления, определяемой частью веса грунта в боковых пазухах, передаваемой на трубу при усадке грунта, основан на непосредственном вычислении дополнительных сил T , возникающих при оседании грунта в боковых пазухах траншеи. Полное давление грунта в этом случае определяется так:

$$G_{\Gamma} = G_B + 2 \cdot T, \quad (5.2)$$

Вычисление сил трения, действующих по условным вертикальным плоскостям скольжения:

$$T = \tau_c \cdot H + \frac{D}{2}, \quad (5.3)$$

где τ_c – сопротивление грунта сдвигу, равно:

$$\tau_c = c + p_x + tg\varphi, \quad (5.4)$$

где c – связность грунта;

φ – угол внутреннего трения грунта;

p_x – горизонтальное давление грунта.

Горизонтальное давление грунта на глубине z равно:

$$p_x = \gamma_z \cdot z \frac{1 - \sin \varphi}{1 + \sin \varphi}, \quad (5.5)$$

Рассмотрим элементарный участок вертикальной плоскости скольжения высотой dz на глубине z . Элементарная сила трения на этом участке:

$$dT = c \cdot dz + \gamma_z \cdot z \cdot \frac{1 - \sin \varphi}{1 + \sin \varphi} \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot dz, \quad (5.6)$$

Интегрируя

$$T_2 = c \cdot z + \gamma_z \cdot \frac{1 - \sin \varphi}{1 + \sin \varphi} \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot \frac{z^2}{2} + C_0, \quad (5.7)$$

Наложим граничные условия на уравнение $z=0$, $T_2=0$, постоянная интегрирования $C_0 = 0$.

При $z = H_0 + \frac{D}{2}$, имеем

$$T_2 = c \cdot H_0 + \frac{D}{2} + \frac{\gamma}{2} \cdot \left(H_0 + \frac{D}{2} \right)^2 \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot \frac{1 - \sin \varphi}{1 + \sin \varphi}, \quad (5.8)$$

В случае, когда после укладки и засыпки трубопровода рекультивацию земель не производят, а вынутый грунт укладывают вдоль оси трубопровода в виде валика, при расчете вертикального давления грунта следует учитывать также вес этого грунта.

Тогда:

$$G_{z1} = G_B + 2 \cdot T + \frac{\pi D^2}{4} \cdot \gamma_z, \quad (5.9)$$

Таблица 5.1. Сила вертикального давления грунта

| Размеры траншеи, м | | | Дополнительная составляющая силы вертикального давления грунта, Н/мм | Полная сила вертикального давления грунта (Н/мм) при укладке трубопровода |
|--|------|-------|--|---|
| D | B | H_0 | T_2 | $G_{Г1}$ (с рекультивацией земель) |
| Песок $\gamma_{Г} = 1,6 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$ $c = 0$ $\varphi = 35^\circ$ | 5,62 | 1,9 | 15,201 | 115,14 |
| Глина $\gamma_{Г} = 2,1 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$ $c = 0,06 \text{ Мпа}$ $\varphi = 20^\circ$ | 5,55 | 1,9 | 65,55 | 214,5 |
| Суглинок $\gamma_{Г} = 1,9 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$ $c = 0,025 \text{ Мпа}$ $\varphi = 17^\circ$ | 4,84 | 1,9 | 59,85 | 216,56 |

5.2 Расчет напряжений сжатия в изоляционном покрытии опорной части трубопровода

Сжимающая нагрузка на покрытие нижней части трубопровода складывается из собственного веса трубопровода, силы вертикального давления грунта и веса транспортируемого продукта

$$G = G_m + G_{2p} + G_{\text{прод}}, \quad (5.10)$$

где G_m – вес трубопровода, $G_m = \pi \cdot D \cdot \delta_{ст} \cdot \gamma_{ст}$,

$\gamma_{ст}$ – удельный вес стали, $\gamma_{ст} = 7,85 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$

$\delta_{ст}$ – толщина стенки трубопровода

G_m – сила вертикального давления грунта

$G_{\text{прод}}$ – вес транспортируемого продукта (пренебрегаем)

Таблица 5.2 - Расчетные параметры сжимающей нагрузки, действующей на трубопровод

| Тип грунта | супесь | суглинок | глина |
|----------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| δ_{cm} , мм | 17,5 | 17,5 | 17,5 |
| γ_{cm} , Н/м ³ | $7,85 \cdot 10^4$ | $7,85 \cdot 10^4$ | $7,85 \cdot 10^4$ |
| G_m , Н/м | $6,05 \cdot 10^3$ | | |
| $G_{прод}$, Н/м | 0 | | |
| $G_{зр}$, Н/м | $160,3 \cdot 10^3$ | $187,9 \cdot 10^3$ | $181,1 \cdot 10^3$ |
| G | $166,5 \cdot 10^3$ | $194,1 \cdot 10^3$ | $187,3 \cdot 10^3$ |

Под действием вертикальной сжимающей силы в изоляционном покрытии возникают нормальные напряжения сжатия и касательные напряжения сдвига.

При укладке трубопровода на жесткое основание в первом приближении можно считать вертикальную нагрузку равномерно распределенной по горизонтальной проекции дуги трубопровода (рисунок 5.3а) В этом случае распределение нормальных и касательных напряжений на поверхности опирания можно представить, считая поверхность трубопровода наклонной плоскостью с переменным углом наклона β (рисунок 5.4), следующим образом:

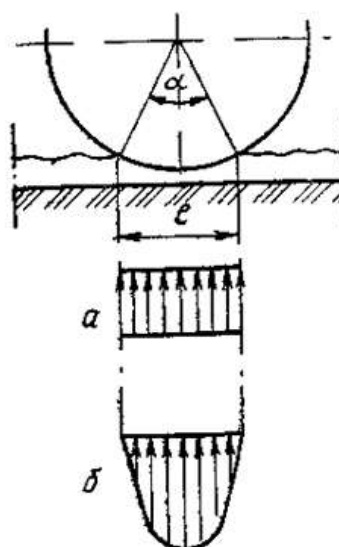


Рисунок 5.3. – Эпюры нормальных напряжений сжатия в изоляционном покрытии опорной части трубопровода

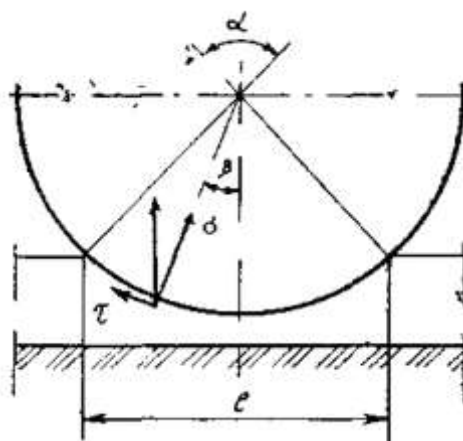


Рисунок 5.4 – Схема к расчету напряжений в изоляционном покрытии опорной части трубопровода

Эпюра нормальных напряжений в изоляционном покрытии на опорной части реального трубопровода показан на рисунке 5.3б.

Максимальное нормальное напряжение вычисляется по формуле

$$\sigma_{N \max} = \frac{G}{l} \cdot K_k, \quad (5.11)$$

где K_k – коэффициент концентрации напряжений.

Исходя из того, что значения коэффициента практически для всех грунтов лежат в пределах 1,5-2, то рекомендуется для практических расчетов использовать значение $K_k = 2$;

l - горизонтальная проекция дуги опирания, $l = D \cdot \sin \frac{\alpha}{2}$;

α - угол опирания трубопровода на грунт ($\alpha = 30^\circ$).

Результаты вычислений максимальных нормальных напряжений, возникающих в трубопроводе представлены в табл. 5.3.

Таблица 5.3 - Значения максимальных нормальных напряжений сжатия в изоляционном покрытии опорной части трубопровод

| Тип грунта | супесь | суглинок | глина |
|----------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| δ_{cm} , мм | 17,5 | 17,5 | 17,5 |
| γ_{cm} , Н/м ³ | $7,85 \cdot 10^4$ | $7,85 \cdot 10^4$ | $7,85 \cdot 10^4$ |
| G_m , Н/м | $6,05 \cdot 10^3$ | | |
| G_{nrod} , Н/м | $0,1 \cdot 10^3$ | | |
| G_{zp} , Н/м | $115,1 \cdot 10^3$ | $214,5 \cdot 10^3$ | $216,6 \cdot 10^3$ |
| G , Н/м | $121,2 \cdot 10^3$ | $220,6 \cdot 10^3$ | $222,6 \cdot 10^3$ |
| σ_{Nmax} , МПа | 0,242 | 0,441 | 0,445 |

5.3 Расчет напряжений сдвига в изоляционном покрытии верхней половины трубопровода

На рис. 5.5 показано распределение напряжений в верхней половине трубопровода. Вертикальное давление грунта в произвольно расположенной на верхней полуокружности трубопровода точке А, координата которой определена радиусом ОА, проведенным под углом β_1 к вертикальному диаметру, равно H_A . Высота грунтовой засыпки над точкой А:

$$H_A = H_0 + \frac{D}{2} \cdot (1 - \cos \beta_1), \quad (5.13)$$

где H_0 - высота засыпки от верхней образующей трубопровода до уровня поверхности земли.

Давление грунта над точкой А:

$$P_A = \left[H_0 + \frac{D}{2} (1 - \cos \beta) \right] \gamma_z, \quad (5.14)$$

Представляя цилиндрическую поверхность трубопровода как наклонную плоскость с переменным углом наклона β_1 , для нормальных и касательных напряжений:

$$\sigma_N = P_A \cdot \cos^2 \beta, \quad (5.15)$$

$$\tau = P_A \cdot \cos \beta \cdot \sin \beta, \quad (5.16)$$

Следовательно,

$$\begin{aligned} \sigma_N &= \left[H_0 + \frac{D}{2}(1 - \cos \beta) \right] \cos^2 \beta \cdot \gamma_2, \\ \tau &= \left[H_0 + \frac{D}{2}(1 - \cos \beta) \right] \cos \beta \cdot \sin \beta \cdot \gamma_2, \end{aligned} \quad (5.17)$$

Нас интересуют касательные напряжения в верхней половине трубопровода, т.к. касательные напряжения в ЗП верхней половины трубы – активные (происходит при оседании засыпаемого грунта)

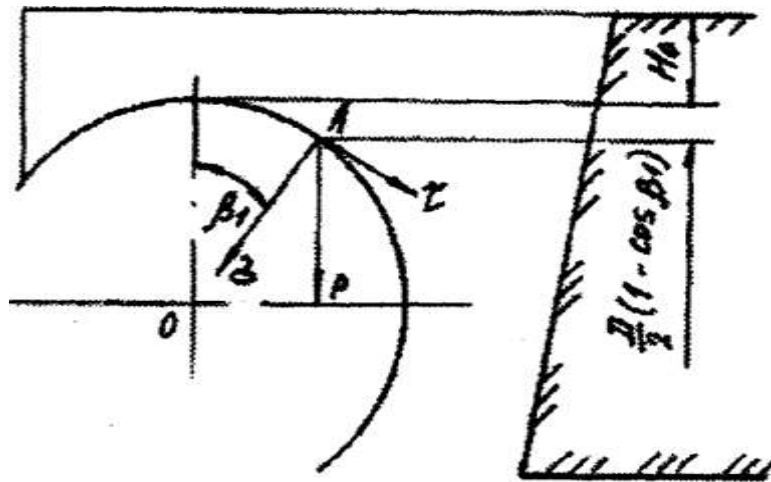


Рисунок 5.5 - Распределение напряжений в верхней половине трубопровода

При обследованиях действующих трубопроводов неоднократно замечено разрушение защитной обертки в окрестности точки, характеризуемой углом $\beta_1 = 35...45^\circ$. Одной из возможных причин такого разрушения является осадка грунтовой засыпки в боковых пазухах траншеи. При этом грунт как бы «сползает» по поверхности трубы, а так как он связан с изоляционным покрытием силами трения, то в покрытии возникают нормальные напряжения растяжения, а в адгезионном слое – касательные напряжения сдвига.

Очевидно, что грунт не может «сползать» с горизонтальной поверхности, а также с наклонной плоскости при небольших углах наклона β_1 .

Минимальное значение β_1 при котором происходит сползание грунта с наклонной поверхности или с боковой поверхности трубопровода является характеристикой границы разлома грунта. Граница разлома грунта – условная горизонтальная линия на боковой поверхности трубы, ниже которой грунт может «сползать» с поверхности трубы. Место разрыва защитной обертки соответствует положению границы разлома. Из условия статического равновесия тела на наклонной плоскости следует, что положение границы разлома соответствует значению:

$$\beta = \varphi$$

где φ – угол внутреннего трения грунта

Дополнительную составляющую давления грунта, обусловленную оседанием грунтовой засыпки в боковых пазухах траншеи, можно определить считая половину веса грунта в боковых пазухах траншеи с наклонными стенками равномерно распределенной по части диаметра трубопровода, соответствующей границе разлома грунт.

Тогда, с учетом реальной геометрии траншеи

$$H_1 = \frac{\left[(B - D) \cdot \left(H_0 + \frac{D}{2} \right) \right]}{2D \cdot (1 - \sin \varphi)}, \quad (5.18)$$

где B – ширина траншеи на уровне верха трубопровода;

β – угол наклона стенок траншеи, равный 40° ;

φ – угол внутреннего трения грунта засыпки.

Учитывая, что значения угла, определяющего точку приложения максимальных касательных напряжений весьма близки к $\beta = 45^\circ$, формула для расчета касательных напряжений:

$$\tau = (H_0 + H_1 + 0,15D) \cdot \gamma_2 \cdot 0,5 \quad (5.19)$$

Результаты расчетов максимальных касательных напряжений в изоляционных покрытиях верхней половины трубопровода представлены в табл. 5.4.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 5 Исследование деформации наружного покрытия «АРМАС-3» | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 65 |

Для участка с песком в виде грунта засыпки:

$$H_1 = \frac{\left[(5,62 - 1,42) \cdot \left(1,8 + \frac{1,42}{2} \right) \right]}{2 \cdot 1,42 \cdot (1 - \sin 35)} = 7,27 \text{ м.}$$

Тогда

$$\tau = (1,8 + 7,27 + 0,15 \cdot 1,42) \cdot 1,6 \cdot 10^3 \cdot 0,5 = 0,074 \text{ МПа.}$$

Для других типов грунта, значения касательных напряжений τ в верхней половине трубопровода представлены в таблице ниже.

Таблица 5.4 - Значения касательных напряжений τ в верхней половине трубопровода

| Тип грунта | Супесь | Суглинок | Глина |
|-------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| H_1 , м | 7,27 | 7,52 | 6,31 |
| B , м | 5,62 | 5,55 | 4,84 |
| H_0 | 1,8 | 1,8 | 1,8 |
| β | 40 | 37 | 27 |
| γ_z , Н/м ³ | $1,6 \cdot 10^4$ | $1,9 \cdot 10^4$ | $2,1 \cdot 10^4$ |
| τ , МПа | 0,074 | 0,091 | 0,06 |
| φ | 35° | 17° | 20° |
| G , Н/м | $121,19 \cdot 10^3$ | $220,55 \cdot 10^3$ | $222,61 \cdot 10^3$ |

5.4 Расчет напряжений растяжения в изоляционном покрытии верхней половины трубопровода

Напряжения растяжения в изоляционном покрытии верхней половины трубопровода обусловлены действием грунтовой засыпки, оседающей в боковых пазухах траншеи.

При этом касательная составляющая вертикального давления, вызывая растяжение покрытия, является активным фактором, способным привести к разрушению (разрыву) покрытия. Нормальная составляющая вертикального давления обеспечивает силу трения грунтовой засыпки по покрытию,

благодаря которой грунтовая засыпка в боковых пазухах траншеи при осадке как бы тянет покрытие за собой.

Исходя из изложенного ранее выражения для нормального и касательного напряжений в изоляционном покрытии верхней половины трубопровода можно записать следующим образом:

$$\sigma_N = \left[H_0 + H_1 + \frac{D}{2}(1 - \cos \beta) \right] \cos^2 \beta \cdot \gamma_z, \quad (5.20)$$

$$\tau = \left[H_0 + H_1 + \frac{D}{2}(1 - \cos \beta) \right] \cdot \cos \beta \cdot \sin \beta \cdot \gamma_z, \quad (5.21)$$

где H_0 – глубина заложения трубопровода

D – наружный диаметр трубопровода;

β – угол между вертикальным диаметром и радиусом, проведенным из точки в которой определяется напряжение;

γ – объемный вес грунта;

H_1 – величина, учитывающая увеличение вертикального давления грунта при оседании грунтовой засыпки в боковых пазухах траншеи;

При укладке трубопровода расчетная формула для определения напряжений растяжения в случае засыпки трубопровода с рекультивацией земель:

$$T_R = \gamma_z \cdot \frac{D}{2} \cdot 0,7 \cdot \left[0,25 \cdot \left(H_0 + H_1 + \frac{D}{2} \right) - 0,16 \cdot \frac{D}{2} \right], \quad (5.22)$$

$$T_R = 1,6 \cdot 10^4 \cdot \frac{1,42}{2} \cdot 0,7 \cdot \left[0,25 \cdot \left(1,8 + 7,27 + \frac{1,42}{2} \right) - 0,16 \cdot \frac{1,42}{2} \right] = 18539 \text{ Н / м.}$$

Для оценки способности изоляционных покрытий противостоять усилиям растяжения по этим усилиям рассчитывают напряжения растяжения, учитывая реальную толщину применяемого покрытия, по следующей формуле:

$$\sigma_N = \frac{T}{\delta_{из}}, \quad (5.22)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 5 Исследование деформации наружного покрытия «АРМАС-3» | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 67 |

Таблица 5.5 - Значения напряжений растяжения σ_N в верхней половине трубопровода

| Тип грунта | супесь | суглинок | глина |
|-------------------------------|------------------|------------------|------------------|
| H_1 , м | 7,27 | 7,52 | 6,31 |
| D , м | 1,42 | 1,42 | 1,42 |
| H_0 , м | 1,8 | 1,8 | 1,8 |
| γ_z , Н/м ³ | $1,6 \cdot 10^4$ | $1,9 \cdot 10^4$ | $2,1 \cdot 10^4$ |
| T_R , Н/м | 18539 | 19036 | 16630,9 |
| σ_N , МПа | 1,029 | 1,057 | 0,924 |

5.5 Расчет кольцевых напряжений в изоляционных покрытиях трубопроводов

При понижении температуры на Δt °С периметр трубы сокращается на

$$\Delta P = P \cdot \alpha_{cm} \cdot \Delta t, \quad (5.23)$$

где P – начальный периметр трубы, измеренный по границе контакта «труба – покрытие».

Изменение периметра, к которому стремится покрытие, следующее:

$$\Delta P_{uz} = P \cdot \alpha_{uz} \cdot \Delta t, \quad (5.24)$$

α_{uz} – коэффициент линейного расширения изоляционного покрытия.

В покрытии, нанесенном на трубу, сокращение периметра не может реализоваться полностью, периметр изоляции может уменьшится только на значение ΔP , вследствие чего покрытие подвергается деформации растяжения

$$\Delta l_{uz} = \Delta P_{uz} - \Delta P, \quad (5.25)$$

Максимально возможный перепад температуры Δt принимается равным 60°С (от плюс 40°С до минус 20°С при остановке и вскрытии трубопровода зимой). Относительное удлинение, возникающее при этом при этом в асвольном изоляционном покрытии при $\alpha_{uz} = 5,5 \cdot 10^{-4} \text{ К}^{-1}$, $\alpha_{uz} = 0,12 \cdot 10^{-4} \text{ К}^{-1}$, составляет:

$$\varepsilon = \frac{\Delta l_{uz}}{\Pi} = \frac{\Pi \cdot \Delta l_{uz} \cdot (\alpha_{uz} - \alpha_{cm})}{\Pi}, \quad (5.26)$$

$$\varepsilon = 60 \cdot (5,5 - 0,12) \cdot 10^{-4} = 3,22\%.$$

Напряжения, возникающие при этом, можно рассчитать по закону Гука, т.к. покрытия эксплуатируются в области упругих деформаций:

$$\sigma = E \cdot \varepsilon \quad (5.27)$$

где E - модуль упругости материала покрытия

Однако, в связи с тем, что модуль упругости сильно зависит от температуры и степени старения материала и его определение затруднено и не всегда осуществимо, вместо вычисления напряжений и сравнения их с прочностью материала применяется другой подход для оценки работоспособности изоляционного покрытия.

Этот подход заключается в измерении относительного удлинения при разрыве данного изоляционного материала при температуре охлаждения трубопровода и сравнение этой величины с термоупругой деформацией, вычисленной по формуле 5.27. Если термоупругая деформация больше разрывного удлинения, то покрытие неработоспособно.

Термоупругие деформации реализуются в полной мере при остановках трубопровода и действие их кратковременно, поэтому неверно при оценке долговечности покрытия суммировать их с напряжениями растяжения, возникающими в результате оседания грунтовой засыпки.

При повышении давления в трубопроводе от 0 до p в стальной стенке трубы возникают кольцевые напряжения растяжения, которые определяются по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{p \cdot D}{2 \cdot \delta} - p, \quad (4.25)$$

где p – изменение давления в трубопроводе;

D – наружный диаметр трубопровода;

δ – толщина стенки трубопровода.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 5 Исследование деформации наружного покрытия «АРМАС-3» | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 69 |

$$\sigma_{кц} = \frac{6,5 \cdot 10^6 \cdot 1,42}{2 \cdot 17,5 \cdot 10^{-3}} - 6,5 \cdot 10^6 = 249,89 \text{ МПа.}$$

Относительное удлинение определяется по закону Гука:

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E}, \quad (5.28)$$

Где $E = 2,1 \cdot 10^{11} \text{ Па}$ – модуль упругости стали

Тогда для нашего газопровода имеем:

$$\varepsilon = \frac{249,89 \cdot 10^6}{2,1 \cdot 10^{11}} = 0,00525 \approx 0,53\%.$$

Относительные удлинения покрытия, вызываемые изменениями давления в трубопроводе весьма незначительны. Следовательно, напряжения растяжения, определяемые этими деформациями также мала и ими можно пренебречь при оценке долговечности покрытия.

5.6 Выводы по главе

В ходе проведенного расчета деформации защитного покрытия «АРМАС-3» на деформации было выявлено следующее:

1. Лента полимерно-асмольная «ЛИАМ-3» [22] (предел прочности при разрыве составляет не менее 12 МПа, а по расчёту самое большое из значений составило 1,091 МПа) - в случае укладки трубопроводов во всех типах грунтов.
2. Касательные напряжения сдвига малы по сравнению с адгезионной прочностью по сдвигу ленты «ЛИАМ-3» [22] значение которой составляет не менее 0,20 МПа, а по расчёту составили 0,091 Мпа (по суглинку).
3. Относительное удлинение ленты «ЛИАМ-3» составило 0,53% от первоначальной длины, что вновь удовлетворяет требованиям ГОСТ 51164-98 [9] и ТУ на покрытие АРМАС-3. По ТУ Относительное

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 5 Исследование деформации наружного покрытия «АРМАС-3» | Лист |
| | | | | | | 70 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

удлинение при разрыве полиэтиленовой основы составляет не менее 200%.

Согласно проведенному расчету, можно судить о том, что в условиях реальной эксплуатации ЗП «АРМАС-3» можно использовать в качестве замены широко-распространенным битумно-полимерным покрытиям, в частности ЗП «Транскор-газ», «Транскор-РАМ» и другим.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>5 Исследование деформации наружного покрытия «АРМАС-3»</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 71 |

6 Экономическое обоснование внедрения асвольного изоляционного покрытия на участке МГ «Уренгой-Петровск»

6.1 Методика оценки экономической целесообразности применения асвольного изоляционного покрытия на участке МГ «Уренгой-Петровск»

Надежность, экономичность и экологичность объектов нефтегазовых сооружений напрямую зависят от состояния основных производственных фондов системы, поэтому на современном этапе весьма актуальны работы по их модернизации (реконструкции) и капитальному ремонту, а также строительству новых ниток нефтепроводов (в том числе резервных).

Методические указания по бухгалтерскому учету основных средств, утв. Приказом Минфина России от 13.10.2003 № 91н. Для принятия решения об образовании резерва расходов на эксплуатацию и диагностику [объектов основных средств], используются документы, подтверждающие правильность определения ежемесячных отчислений, как, например, дефектные ведомости (обосновывающие необходимость проведения ремонтных работ).

Таким образом, все расходы, связанные с диагностикой, включаются в состав текущих затрат на производство и реализацию продукции.

При образовании резерва расходов на диагностику основных средств в затраты на производство включается сумма отчислений, исчисленная исходя из годовой сметной стоимости ремонта. Ремонт и содержание объектов основных фондов непроизводственного назначения осуществляются за счет чистой прибыли предприятия (прибыли после налогообложения).

С целью проведения количественной оценки эффективности асвольного защитного покрытия (ЗП) «АРМАС-3» необходимо исходить из того, что вероятность появления аварийных ситуаций вновь построенном объекте ниже чем на уже используемом (причина-износ).

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка рекомендаций по защите от коррозии подземных магистральных трубопроводов</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Машуков Г.И.</i> | | | <i>6 Экономическое обоснование внедрения асвольного изоляционного покрытия на участке МГ «Уренгой-Петровск»</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Медведев В.В.</i> | | | | | 72 | 140 |
| <i>Консульт.</i> | | <i>Макашева Ю.С.</i> | | | | <i>НИ ТПУ ИШПР</i> | | |
| <i>Заф. Каф</i> | | <i>Бурков П.В.</i> | | | | <i>ОНГ гр. 2БМ6А</i> | | |

Ожидаемая эффективность может быть получена за счет снижения вероятности возникновения аварии и ущерба наносимого в результате аварии и кроме того будут сокращены потери от снижения упущенной выгоды (потери доходов от временной приостановки транспортировки газа).

Структура ущерба от аварии на опасных производственных объектах системы магистральных трубопроводов, как правило, включает:

- прямые финансовые потери компании (организации), эксплуатирующей опасный производственный объект (потери основных фондов; потери товарно-материальных ценностей; потери имущества третьих лиц);
- расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии;
- социально-экономические потери (потери от гибели персонала; потери от травмирования персонала; потери от гибели третьих лиц; потери от травмирования третьих лиц);
- косвенный ущерб (заработная плата и условно-постоянные расходы за время простоя; недополученная прибыль в результате простоя; убытки от уплаты штрафов, пени и т.п.; недополученная прибыль третьих лиц)
- экологический ущерб (ущерб от загрязнения атмосферы; ущерб от загрязнения водных ресурсов; ущерб от загрязнения почвы; ущерб от загрязнения территории обломками; ущерб от уничтожения биологических ресурсов).

Предлагается в дополнении к обоснованию общей величине возможного ущерба от аварии на данном объекте рассчитывать условный период возмещения затрат строительство объекта. При этом исходим из того, что вероятность появления аварийных ситуаций на капитально отремонтированном объекте снижается и ожидаемая эффективность может быть получена за счет снижения потенциального ущерба наносимого в результате аварии.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>б Экономическое обоснование внедрения асбестового изоляционного покрытия на участке МГ «Уренгой-Петровск»</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | <i>73</i> |

По результатам проведенного исследования сделаны следующие выводы:

- проведенный анализ позволил получить общеизвестную и весьма удручающую картину технического состояния значительной части объектов системы трубопроводного транспорта – идет быстрый процесс старения объектов основных производственных средств;
- надежность, безопасность, экологичность и прибыльность функционирования трубопровода напрямую зависят от состояния основных фондов.

Для проведения оценки технико-экономической целесообразности применения ЗП с учетом особенностей налогового законодательства РФ рекомендованы следующие расчетные этапы:

1. Обоснование сметных проектных затрат на проведение диагностики;
2. Расчет возможной величины общего ущерба от аварии на объекте;
3. Обоснование среднегодовой величины эффективности (величины среднегодового сокращения потенциального (возможного) ущерба);
4. Расчет условной величины периода возмещения сметных затрат на диагностику.

В экономической части данной работы проведен анализ количественной оценки косвенной эффективности применения ЗП. Ожидаемая эффективность может быть получена за счет снижения ущерба, в результате аварии, будут сокращаться потери от снижения упущенной выгоды.

6.2 Сводные сметные затраты диагностику трубопроводов

Локальные, объектные сметы и сводный сметный расчёт к рабочему проекту составляются согласно «Методике определения стоимости

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 6 Экономическое обоснование внедрения асбестового изоляционного покрытия на участке МГ «Уренгой-Петровск» | Лист |
| | | | | | | 74 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

строительной продукции на территории Российской Федерации» МДС 81-35.2004, введенной в действие постановлением Госстроя России от 05 марта.

Стоимость работ по локальным сметам определяется по ЕРЕРах и должна быть пересчитана в текущие цены по индексам изменения сметной стоимости на 2015 г., на основании письма Министерства Регионального Развития РФ № 2585-МП/70 от 27.05.2005, с применением значений:

- материалы – 2,82;
- оплата труда – 5,08;
- эксплуатация машин и механизмов – 3,26.

Накладные расходы на общестроительные работы в базисном уровне цен необходимо принять в соответствии с "Методическими указаниями по определению величины накладных расходов в строительстве" МДС 81-33.2004 по видам строительных и монтажных работ.

Нормативы сметной прибыли определяются в соответствии с МДС 81-25.2001 по видам строительно-монтажных работ.

Дополнительные затраты определяются по нормам, приведенным в «Сборнике сметных норм затрат на строительство временных зданий и сооружений» ГСН 81-05-01-2001 п.5.6.2.2, и «Сборнике сметных норм дополнительных затрат при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время» ГСН 81-05-02-2001. Резерв средств на непредвиденные работы и затраты составляет 3% согласно п.4.96 МДС 81-35.2004.

Стоимость по сметам определяется на основании:

1. Сборников ЕРЕР для 7,3 территориального района с применением каталогов ЕРЕР и ценников местных цен на строительные материалы.
2. Действующих общероссийских сборников на монтаж оборудования и преискурантов основных цен.

Накладные расходы принимаются на основании утвержденных норм: на общестроительные расходы (в %), на временные здания и сооружения (в %).

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 6 Экономическое обоснование внедрения асбестового изоляционного покрытия на участке МГ «Уренгой-Петровск» | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 75 |

На сумму прямых затрат и накладных расходов начисляются плановые накопления в размере 8 %. Сводный сметный расчёт стоимости затрат по капитальному ремонту пересчитывается в цены текущего года 2018 г. с использованием индексов пересчёта в соответствии с "Методическими указаниями по пересчёту локальных, объектных смет и договорных цен на объекты промышленного строительства". Общая сметная стоимость по расчёту в ценах на 1 квартал 2018 г. без НДС на диагностику трубопровода 631,9 тыс. руб.

Таблица 6.1 – Структура сводных сметных затрат на контроль трубопроводов

| Сметные затраты | Стоимость (тыс. руб.) | % |
|-------------------------------|-----------------------|-------|
| Диагностические работы | 295,1 | 46,7 |
| Обработка результатов | 196,5 | 31,1 |
| Оборудование и приспособления | 120,7 | 19,1 |
| Прочие затраты | 19,6 | 3,1 |
| Итого | 631,9 | 100,0 |

6.3 Вероятные аварийные ситуации и их последствия

Аварийные ситуации возникают из-за собственных внутренних и внешних дестабилизирующих факторов.

К собственным дестабилизирующим факторам относятся:

- нарушение производственных и технологических режимов;
- нарушение требований нормативно-технических документов, регламентирующих размещение объекта и его составных частей;
- вероятность разгерметизации трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры с выходом наружу нефтепродуктов и их испарение.

К внешним дестабилизирующим факторам относится ухудшение природно-климатических, геологических, гидрогеологических, санитарно-

эпидемио- логических, социально-экономических и других условий в районе размещения объекта нефтедобычи.

Анализ сведений об известных авариях на технологических объектах позволяет прогнозировать возможные аварии на объекте:

- порыв технологических трубопроводов;
- возникновение загрязнения прилегающей территории в результате частичной разгерметизации оборудования.

Причинами возникновения аварий на трубопроводах могут быть:

- механическое повреждение. По статистике примерно 26% от числа ожидаемых аварий различной степени тяжести вызывается механическими повреждениями, к которым относятся дефекты строительства и повреждения;
- эксплуатационные неполадки и человеческие ошибки, которые составляют около 7% от общего числа аварий;
- наружные и внутренние коррозионные повреждения - около 30% аварий, из них наружные коррозионные повреждения составляют около 23%, внутренние – примерно 7%;
- посторонние воздействия - по статистике около 40% аварий вызвано посторонними воздействиями;
- природные явления, из которых наиболее опасными являются оползни, карсты (опускание грунта), наводнения.

6.4 Расчет возможного ущерба от аварии

Структура ущерба от аварий на опасных производственных объектах, как правило, включает:

- прямые финансовые потери организации (потери от уничтожения или повреждения основных фондов и товарно-материальных ценностей), эксплуатирующей опасный производственный объект, на котором произошла авария;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 6 Экономическое обоснование внедрения асбестового изоляционного покрытия на участке МГ «Уренгой-Петровск» | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 77 |

- расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование причин аварии;
- социально-экономические потери, связанные с травмами и гибелью людей (персонала организации и третьих лиц);
- вред, нанесенный окружающей природной среде;
- косвенный ущерб и потери государства от выбытия трудовых ресурсов.

Составляющие ущерба могут быть рассчитаны независимо друг от друга.

Ущерб от аварий на опасных производственных объектах может быть выражен в общем виде:

$$Y_A = Y_{ПП} + Y_{ЛА} + Y_{СЭ} + Y_{КОС} + Y_{ЭКОЛ} + Y_{ВТР}, \quad (6.1)$$

где Y_A - полный ущерб от аварии, тыс. руб.;

$Y_{ПП}$ - прямые потери;

$Y_{ЛА}$ - затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии;

$Y_{СЭ}$ - социально-экономические потери (затраты, понесенные вследствие гибели и травматизма людей);

$Y_{КОС}$ - косвенный ущерб;

$Y_{ЭКОЛ}$ - экологический ущерб (урон, нанесенный объектам окружающей природной среды);

$Y_{ВТР}$ - потери от выбытия трудовых ресурсов в результате гибели людей или потери ими трудоспособности.

Прямые потери ($Y_{пп}$) можно определить по формуле

$$Y_{ПП} = Y_{ОФ} + Y_{ТМЦ} + Y_{ИМ}, \quad (6.2)$$

где $Y_{ОФ}$ - потери предприятия в результате уничтожения (повреждения) основных фондов (производственных и непроизводственных), руб.; «Поврежденными» считаются материальные ценности (здания, сооружения, оборудование, продукция, личное имущество и т.д.),

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 6 Экономическое обоснование внедрения асбестового изоляционного покрытия на участке МГ «Уренгой-Петровск» | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 78 |

которые в результате ремонтно-восстановительных работ после аварии могут быть приведены в состояние, позволяющее их использовать по первоначальному функциональному назначению. В противном случае они считаются уничтоженными.

$U_{ТМЦ}$ - потери предприятия в результате уничтожения (повреждения) товарно-материальных ценностей (продукции, сырья и т.п.), руб.;

$U_{ИМ}$ - потери в результате уничтожения (повреждения) имущества третьих лиц, руб.

Затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии ($U_{ЛА}$), можно определить по формул

$$U_{ЛА} = U_{Л} + U_{Р}, \quad (6.3)$$

где $U_{Л}$ - расходы, связанные с локализацией и ликвидацией последствий аварий;

$U_{Р}$ - расходы на расследование аварий.

Социально-экономические потери, $U_{СЭ}$, можно определить как сумму затрат на компенсации и мероприятия вследствие гибели персонала ($U_{ГП}$), третьих лиц ($U_{ГТЛ}$) и (или) травмирования персонала ($U_{ТП}$) и третьих лиц ($U_{ТТЛ}$):

$$U_{СЭ} = U_{ГП} + U_{ГТЛ} + U_{ТП} + U_{ТТЛ}, \quad (6.4)$$

Косвенный ущерб ($U_{КОС}$) вследствие аварий рекомендуется определять как часть доходов, недополученных предприятием в результате простоя ($U_{НП}$), расходов на зарплату и условно-постоянные расходы предприятия за время простоя ($U_{ЗП}$) и убытки, вызванные уплатой различных неустоек, штрафов, пени и пр. ($U_{КОС}$), а также убытки третьих лиц из-за недополученной ими прибыли ($U_{ПРЛ}$)

$$U_{КОС} = U_{НП} + U_{ЗП} + U_{КОС} + U_{ПРЛ}, \quad (6.5)$$

Экологический ущерб ($U_{ЭКОЛ}$) рекомендуется определять как сумму ущербов от различных видов вредного воздействия на объекты окружающей природной среды

$$U_{ЭКОЛ} = Э_A + Э_B + Э_П + Э_Б + Э_О, У \quad (6.6)$$

где $Э_A$ - ущерб от загрязнения атмосферы;

$Э_B$ - ущерб от загрязнения водных ресурсов;

$Э_П$ - ущерб от загрязнения морской территории;

$Э_Б$ - ущерб, связанный с уничтожением биологических ресурсов;

$Э_О$ - ущерб от засорения (повреждения) территории обломками (осколками) оборудования.

Из производственной деятельности в результате гибели человека ($U_{ВТР}$) условно рассчитываются исходя из прибыли, недоданной работающим за 6000 рабочих дней. При этом рекомендуется использовать показатели национального (регионального) дохода по предприятиям ТЭК с учетом средней заработной платы.

Прямые потери ($U_{ПП}$) результате уничтожения при аварии основных производственных фондов (линейная часть МГ)

1. Потери предприятия в результате уничтожения при аварии основных производственных фондов (линейная часть магистрального газопровода)

$$U_{ЛЧ} = 568,3 - 0,4 = 567,9 \text{ тыс. руб.}$$

2. Потери предприятия в результате повреждения при аварии линейной части магистрального трубопровода)

- стоимость ремонта и восстановления - 12,40 тыс. руб.;
- стоимость ремонта незначительно пострадавших коммуникаций – 12,0 тыс. руб.;
- стоимость услуг сторонних организаций, привлеченных к ремонту -15,0 тыс. руб.;

- транспортные расходы, надбавки к заработной плате и затраты на дополнительную электроэнергию составили 4,5 тыс. руб.

$$U_{ПОВ} = 12,4 + 12,0 + 15,0 + 4,5 = 43,9 \text{ тыс. руб.}$$

3. Расчет убытков от потери продукции (газа)

Потеря продукции в объеме, вытекшей жидкости от момента аварии до момента отключения, рассчитывается по выражению

$$U_{ПРОД} = V_{Ж} \cdot Ц_{ПРОД} = 4,6 \cdot 7362 = 33,9 \text{ тыс. руб.}$$

Газ, вышедший из трубопровода, от момента аварии до момента отключения (коэффициента сбора - 60%, средняя оптовая отпускная цена газа на момент аварии равна 7362 руб./т). Повреждения материальных ценностей незначительны, ущерб имуществу третьих лиц не нанесен - остальные составляющие прямого ущерба не учитываются.

Таким образом: $U_{ПП} = 567,9 + 43,9 + 33,9 = 651,7 \text{ тыс. руб.}$

Расходы, связанные с ликвидацией и локализацией аварии, составят:

- непредусмотренные выплаты заработной платы (премии) персоналу при ликвидации и локализации аварии - 14,3 тыс. руб.;
- специализированные организации к ликвидации аварии не привлекались;
- стоимость материалов, израсходованных при локализации (ликвидации) аварии - 10,0 тыс. руб.

Таким образом, ущерб (потери) при локализации и ликвидации аварии:

$$U_{ДЛ} = 15,3 + 10,0 = 25,3 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на мероприятия, связанные с расследованием аварии – 73,27 тыс. руб.

Таким образом, расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование причин аварии составят:

$$U_{ДЛР} = 25,3 + 73,27 = 98,57 \text{ тыс. руб.}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 6 Экономическое обоснование внедрения асбестового изоляционного покрытия на участке МГ «Уренгой-Петровск» | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 81 |

На МГ «Уренгой-Петровск» средняя заработная плата производственных рабочих составляет 3000 руб./день; число сотрудников, не использованных на работе в результате простоя, составило 20 чел.; часть условно-постоянных расходов, составляет 6272,0 руб./день.

Величина $U_{3П}$, обозначающая сумму израсходованной зарплаты и части условно-постоянных расходов, рассчитываемая за 10 дней, составит

$$U_{3П} = (3000 \cdot 20 + 6272,2) \cdot 10 = 662,7 \text{ тыс. руб.}$$

Недополученная в результате аварии прибыль составит 108,33 тыс. руб. (условно принята в размере 2,74% от годовой величины прибыли) Убытки, вызванные уплатой различных штрафов, пени и прочее не учитываются, так как никаких штрафов, пени и пр. на предприятие не накладывалось.

Так как соседние организации не пострадали от аварии, недополученная прибыль третьих лиц не рассчитывается.

Таким образом, косвенный ущерб будет равен

$$U_{КОС} = 662,7 + 108,3 = 771,0 \text{ тыс. руб.}$$

В силу того, что разлитие нефти при аварии было ограничено, то ущерб $U_{ЭКОЛ}$, будет определяться, главным образом, размером взысканий за вред, причиненный продуктами горения газа по выражению

$$\mathcal{E}_A = 5 \cdot \sum (H_{БА_i} \cdot M_i) \cdot K_{II} \cdot K_{3А},$$

где $H_{БА_i}$ - базовый норматив платы за выброс в атмосферу продуктов горения газа: CO, NO_x, SO_x, H₂S, сажи (С), HCN, дыма (ультрадисперсные частицы SiO₂), формальдегида и органических кислот в пределах установленных лимитов, $H_{БА_i}$ принимался равным 25, 2075, 1650, 10325, 1650, 8250, 1650, 27500 и 1375 руб./т соответственно;

M_i - масса i -го загрязняющего вещества, выброшенного в атмосферу при аварии (пожаре), тонн;

K_{II} - коэффициент индексации платы за загрязнение окружающей природной среды, принимался равным 94;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 6 Экономическое обоснование внедрения асбестового изоляционного покрытия на участке МГ «Уренгой-Петровск» | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 82 |

K_{3A} - коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферного воздуха экономических районов Российской Федерации.

При выбросе загрязняющих веществ:

$$K_{3A} = 1,32. \text{ С учетом изложенного } U_{ЭКОЛ} = 352,0 \text{ тыс. руб.}$$

Потери при выбытии трудовых ресурсов условно приняты в размере 34,8 тыс. руб. ($1,135 \cdot U_{СЭ}$)

В результате проведенного расчета суммарный ущерб от потенциальной аварии составляет:

$$U_A = U_{ПП} + U_{ЛА} + U_{СЭ} + U_{КОС} + U_{ЭКОЛ} + U_{ВТР} = \\ = 651,4 + 98,57 + 6,17 + 124,6 + 352,0 + 34,8 = 1377,6 \text{ тыс. руб.}$$

Полученные результаты сведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Суммарный ущерб

| Вид ущерба | Величина ущерба, тыс. руб. |
|--|----------------------------|
| Прямой ущерб | 651,7 |
| В том числе ущерб имуществу третьих лиц | 0 |
| Расходы на ликвидацию (локализацию) аварии | 98,57 |
| Социально-экономические потери | 6,17 |
| В том числе гибель (травмирование) третьих лиц | 2,4 |
| Косвенный ущерб | 124,6 |
| В том числе для третьих лиц | 0 |
| Экологический ущерб | 352,0 |
| Потери от выбытия трудовых ресурсов | 34,8 |
| ИТОГО: | 1261,7 |
| в том числе ущерб третьим лицам и окружающей среде | 354,4 |

6.5. Условная экономия средств (сокращение ущерба) в результате снижения аварийности

Доля сокращения ущерба за счет своевременного проведения диагностики:

λ - коэффициент сокращения ущерба ($\lambda = 0,15-0,75$)

Условная экономия средств предприятия в результате снижения ущерба:

$$\Delta \mathcal{E}_{УСЛ} = U_A \cdot \lambda = 1261,7 \cdot 0,13 = 164,0 \text{ тыс. руб.}$$

Условная годовая экономия средств предприятия в результате снижения ущерба:

$$\Delta \mathcal{E}_{УСЛ}^{год} = \frac{\mathcal{E}_{УСЛ}}{T_{ав}} = \frac{164,0}{0,86} = 141,0 \text{ тыс. руб.}$$

где $T_{ав}$ – среднее время в годах между аварийными ситуациями. Принимается на основе статистических данных по МГ «Уренгой-Петровск» ($T_{ав} = 0,5 \div 3$ года).

Условный срок возмещения затрат на применение ЗП за счёт ожидаемого сокращения ущербов от аварий рассчитывается по выражению

$$T_{ОК} = \sum KB = \frac{631,9}{141,0} = 4,4 \text{ года.}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 6 Экономическое обоснование внедрения асбестового изоляционного покрытия на участке МГ «Уренгой-Петровск» | Лист |
| | | | | | | 84 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

6.6 Заключение

Наиболее экономически выгодным в соотношении «цена-качество» является асбестовое изоляционное покрытие «АРМАС-3». Экономическая стоимость, хоть и выше традиционных ЗП, но достаточно быстро окупает затраты себестоимости приборов и эксплуатационных затрат (с учетом исчисления амортизации). Своевременное обнаружение дефектов магистральных трубопроводов является первостепенной задачей диагностического обследования объектов, как на этапе строительства, так и во время последующей эксплуатации. Учитывая наибольшую потенциальную опасность дефектов и их способность к развитию под действием эксплуатационных нагрузок необходимо определять их преобладающее значение при проведении дефектоскопии. При этом представляется целесообразным использовать методы, обеспечивающие наибольшую вероятность выявления и определения размеров этих дефектов.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>6 Экономическое обоснование внедрения асбестового изоляционного покрытия на участке МГ «Уренгой-Петровск»</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | <i>85</i> |

7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода

Социальная ответственность – это ответственность предприятия за воздействие ее решений и деятельности на людей и окружающую среду.

Цель раздела «Социальная ответственность» – характеристика вредных и опасных факторов, воздействующих на работников на месте ремонта магистрального. В данном разделе выполнен анализ главных вредных и опасных производственных факторов, характерных для данного вида работ; предложены средства защиты от этих факторов; рассмотрены вопросы охраны окружающей среды; рассмотрены рекомендации защиты работников в чрезвычайных ситуациях (ЧС).

Опасные и вредные факторы при выполнении работ при ремонте магистрального газопровода представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ

| Источник фактора, наименование видов работ | Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015*) | | Нормативные документы |
|--|---|---|---|
| | Вредные | Опасные | |
| Полевые работы; земляные работы; электросварочные работы; изоляционно-укладочные работы; погрузочно-разгрузочные работы. | 1) повышенный уровень шума; 2) повышенный уровень вибрации; 3) отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 4) тяжесть и напряженность физического труда | 1) движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2) электрический ток; 3) пожаровзрывобезопасность. 4) электрическая дуга и металлические искры | 1) уровень шума регламентируется СанПиН 2.2.4-3359-2016 [13]; 2) параметры микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4-548-96 [3]; 3) виды физических и нервно-физических перегрузок приводятся в ГОСТ 12.0.003-2015 [4]; 4) Параметры уровней вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 [5]; 5) Параметры движущихся машин и механизмов устанавливаются ГОСТ 12.2.003-74 [6], ГОСТ 12.3.009-76 [7]; 6) Параметры электрического тока устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [8], ГОСТ 12.1.045-84 [9], ГОСТ 12.1.030-81 [10]. 7) Требования по пожарной безопасности представлены в ФЗ-№123 от 22.07.2008 г. [11]. |

| | | | | | | | | |
|-----------|---------------|----------|---------|------|--|------------------------------|------|--------|
| | | | | | <i>Разработка рекомендаций по защите от коррозии подземных магистральных трубопроводов</i> | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | Машуков Г.И. | | | | 7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | Медведев В.В. | | | | | | 86 | 140 |
| Консульт. | Немцова О.А. | | | | | НИ ТПУ ИШПР ОНГ гр. 2БМ6А | | |
| Заф. Каф | Бурков П.В. | | | | | | | |

7.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов при при ремонте магистрального газопровода

При осуществлении данных строительных и монтажных работ на работников, инженерно-технический комплекс и окружающую среду действуют множество вредных и опасных производственных факторов.

Вредный производственный фактор – это фактор трудового процесса или среды, воздействие которого на при определенных условиях на работника может вызвать профессиональное заболевание, снижение работоспособности [4].

7.1.1 Повышенный уровень шума

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источником шума на месте при ремонте магистрального газопровода являются машины для производства земляных работ: буровые установки, бульдозеры, экскаваторы, трубоукладчики.

Продолжительное воздействие шума отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии работников и может привести к ухудшению слуха.

Шум приводит к необратимым изменениям в органах слуха человека, увеличивает утомляемость. Предельные допустимые значения шума регламентируются ГОСТ 12.1.003-83 [2]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука представлены в таблице 2.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 87 |

Таблица 2 – Допустимый уровень звукового давления и эквивалентного уровня звука

| Рабочие места | Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц | | | | | | | | | Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА |
|---|--|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|--|
| | 31,5 | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 | |
| Производственные помещения и территория предприятия | 107 | 95 | 87 | 82 | 78 | 75 | 73 | 71 | 69 | 80 |

Методы борьбы с шумом включают [1]:

- использование средств и методов коллективной защиты;
- использование средств индивидуальной защиты (противошумные наушники, шлемы и каски).

7.1.2 Отклонения показателей климата на открытом воздухе

Климат – это комплекс физических параметров воздуха, которые влияют на тепловое состояние организма человека. К параметрам климата относятся: температура, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца и величина атмосферного давления. Параметры микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4-548-96 [3].

Ремонт магистрального газопровода запланировано на летний период. В среднем лето в Ханты-Мансийском автономном округе начинается 26 июня. С 6-го по 20-е августа средняя суточная температура по нормам 1981 – 2015 гг. превышает 20 С. Средняя температура августа составляет плюс 21 С. Абсолютный максимум температуры составляет плюс 33,6 °С (зарегистрирован в июле 1958).

Температура воздуха оказывает значительное влияние на организм человека.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | <i>88</i> |

Перегрев организма снижает работоспособность, приводит к учащению пульса и дыхания, нарушает водно-солевой баланс, приводит к замедлению мыслительной деятельности, рассеивает внимание, ухудшает восприятие информации, приводит к опасным сердечно-сосудистым, щелудочно-кишечным заболеваниям. Продолжительное воздействие теплового излучения может привести к развитию профессиональной катаракты.

Наиболее опасным последствием перегрева организма человека является тепловой удар, а на открытом воздухе вследствие сильного облучения головы является солнечный удар.

Наиболее благоприятная для организма человека относительная влажность воздуха приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Благоприятная относительная влажность

| | | | | | | |
|--|---------|----|----|----|----|----|
| Относительная влажность воздуха, %, не более | 30 – 50 | 55 | 60 | 65 | 70 | 75 |
| Температура окружающей среды, °С | 13 – 22 | 28 | 27 | 26 | 25 | 24 |

Оптимальной для человека является относительная влажность около 40 – 60 %. Если влажность воздуха повышена (более 75 – 85 %), то в сочетании с низкими температурами оказывается значительное охлаждающее воздействие, а в сочетании с высокими приводит к перегреванию организма. Пониженная влажность (менее 25 %) также оказывает отрицательное воздействие на человека, так как способствует высыханию слизистых оболочек верхних дыхательных путей.

Движение воздуха приводит к отдаче теплоты при температуре воздуха ниже температуры тела человека. При температуре воздуха выше температуры тела человека возможен перегрев организма.

Для снижения неблагоприятного воздействия климата на организм, рабочие на открытой территории в летний период года должны быть снабжены спецодеждой согласно времени года и температуры окружающей среды.

При повышенных температурах воздуха при работе под открытым небом можно изменить график работы так, чтобы она приходилась на более прохладное время суток. Внутренние помещения, предназначенные для

отдыха, следует охлаждать воздухом с помощью кондиционера или за счёт подачи наружного воздуха вентиляцией, если его температура достаточно низкая.

Рабочие должны пить больше жидкости для обеспечения нормальной жизнедеятельности организма, обмена веществ.

Также необходимо соблюдать режим труда и отдыха, устраивать перерывы в зависимости от температуры окружающей среды.

7.1.3 Тяжесть и напряженность физического труда

Так как трубопроводы имеют большую протяженностью и, как правило, удалены от населенных пунктов, персоналу длительное время необходимо проводить в командировках, чему сопутствует тяжелый и напряженный физический труд. Физические и нервно-физические перегрузки влияют на самочувствие работника и может привести к развитию разнообразных заболеваний.

Физические перегрузки определяются нагрузкой на опорно-двигательный аппарат и различные системы организма. К тяжести и напряженности физического труда относятся:

- динамическая физическая нагрузка;
- вес перемещаемого или поднимаемого груза;
- совокупность стереотипных рабочих движений;
- объем статической нагрузки;
- поза, в которой производится работа.

Нервно-физические перегрузки влияют центральную нервную систему, эмоциональную область и органы чувств.

Нервно-психические перегрузки подразделяются на:

- умственное перенапряжение;
- перенапряжение анализаторов;
- монотонность труда;

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 90 |

– эмоциональные перегрузки.

Для снижения влияния физических и нервно-психических перегрузок на организм человека необходимо: соблюдать режимы труда и отдыха, обеспечить работника санаторно-курортным лечением, увеличить продолжительность ежегодного отпуска, обеспечить доплату за вредность, организовать лечебно-профилактическое питание.

7.1.4 Повышенный уровень вибрации

Нормы по ограничению вибрации рабочих мест устанавливает величину уровня колебательной скорости в октавных полосах со среднегеометрическими значениями частот 1; 2; 4; 8; 16; 32; 63 Гц (ГОСТ 12.1.012-90 [23])

Источниками вибрации при ремонте магистрального газопровода являются: механизмы, машины, механизированный инструмент. В основе шума и вибрации лежит одно физическое явление – механические колебания, создаваемые при работе машин и механизмов из-за неуравновешенности вращающихся частей, трения и соударения деталей.

Вибрация является раздражителем общебиологического действия, вызывающее общее заболевание организма человека. Длительное воздействие вибрации оказывает влияние на периферическую и центральную нервную систему, сердечно-сосудистую систему и опорно-двигательный аппарат. Их тяжелые и необратимые изменения, вызванные длительным воздействием вибраций, превышающих допустимые уровни, являются признаком виброболезни, запущенные и тяжелые формы которой ведут к частичной или полной потере трудоспособности.

Вредное влияние вибрации требует принятия действенных мер по его устранению или резкому снижению.

Ответственность за соблюдение установленных гигиенических нормативов по вибрации на рабочих местах лежит на работодателе. Для этого

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 91 |

он должен оценить риск, связанный с воздействием вибрации на рабочих, и принять меры, необходимые для снижения вибрационной нагрузки. Эти меры включают в себя, в частности:

- проектирование рабочих мест с учетом максимального снижения вибрации;
- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- оптимальное размещение виброактивных машин, минимизирующее вибрацию на рабочем месте;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- обучение рабочих виброопасных профессий правильному применению машин, уменьшающему риск получения вибрационной болезни;
- контроль за правильным использованием средств виброзащиты;
- проведение периодического контроля вибрации на рабочих местах и организация на основе полученных результатов режима труда, способствующего снижению вибрационной нагрузки на человека, а также контроль за его соблюдением;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- организацию профилактических мероприятий, ослабляющих неблагоприятное воздействие вибрации.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 92 |

7.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов при ремонте магистрального газопровода

Опасный производственный фактор – фактор способный стать причиной острого заболевания, резкого ухудшения здоровья или летального исхода.

При производстве работ по ремонту магистрального газопровода имеют место следующие опасные производственные факторы:

- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;
- электрический ток;
- пожаровзрыво- безопасность.
- электрическая дуга и металлические искры.

7.2.1 Движущиеся машины и механизмы (в том числе грузоподъемные)

Погрузочно-разгрузочные работы должны производиться механизированными способами согласно требованиям ПОТ Р М-007-98 (Межотраслевые правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов), ГОСТ 12.3.009-2015 (Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности), и при наличии разрешения на производство работ от соответствующих железнодорожных служб.

Работники, производящие работы по перемещению грузов кранами и обслуживающие это оборудование, должны быть обучены, аттестованы, допущены к самостоятельным работам в установленном порядке в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов и др., и им должны быть созданы условия для безопасного и безаварийного производства работ (климат рабочей зоны и мест производства работ, техническое и организационное обеспечение этих работ, средства защиты от воздействия опасных и вредных производственных

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода | Лист |
| | | | | | | 93 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

факторов, четкое распределение обязанностей и ответственности среди исполнителей работ и организация взаимодействия между ними, ответственность каждого за исполнение своих обязанностей).

Спецодежда, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям [ГОСТ 12.4.011-89](#).

При выполнении погрузочно-разгрузочных работ следует использовать средства индивидуальной защиты в зависимости от вида груза и условий ведения работ.

Краны должны устанавливаться на все имеющиеся опоры. Под опоры подкладываются устойчивые подкладки, которые являются инвентарной принадлежностью крана. Не допускаются работы на грузоподъемном кране, если скорость ветра превышает допустимую величину, указанную в паспорте крана.

Категорически запрещается устанавливать и работать на грузоподъемных кранах непосредственно под проводами линий электропередачи.

В процессе эксплуатации грузозахватные приспособления и тара должны подвергаться периодическому испытанию и осмотру лицом, на которое возложен надзор за безопасной работой машин и механизмов.

Запрещается участвовать в погрузочно-разгрузочных работах водителям или другим лицам, не входящим в состав бригады.

Машины и механизмы при строительстве подводного перехода трубопровода, могут являться причиной травмирования работников. Причем эти повреждения могут быть довольно серьезными для человека и могут привести к летальному исходу (смерть), серьезным телесным повреждениям (переломы, ушибы), а также материальным потерям (выход из строя устройств, механизмов, приборов).

Превентивные меры:

- монтаж ограждений по периметру работающего оборудования;
- применение работниками средств индивидуальной защиты;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 94 |

- применение оборудования и установок, которые находятся в списке реестра используемых устройств организации. Движущиеся машины и механизмы как опасный фактор представлены в ГОСТ 12.0.003-2015* [4].

Также множество несчастных случаев на производстве случается при производстве погрузочно-разгрузочных работ [6]. При выполнении погрузочно-разгрузочных работ запрещается:

- стоять под стрелой во время поднятия и перемещения грузов;
- поправлять стропы с поднятым грузом.

Краны следует устанавливать на все опоры крана. Под опоры подкладываются устойчивые подкладки, являющиеся инвентарной принадлежностью крана.

Выполнение работ на грузоподъемном кране должно быть прекращено, если скорость ветра выше допустимой величины, которая указана в паспорте крана.

Не допускается работать на грузоподъемных кранах прямо под проводами линий электропередачи.

Во время выполнения работ по подъему, перемещению и укладке грузов следует следовать следующим правилам:

- работникам, не занятым данной работой, запрещено находиться в зоне выполнения работ и на кранах;
- для поднятия людей на конструкции и средства передвижения следует использовать инвентарные лестницы с площадками;
- после строповки груза, работники обязаны переместиться в безопасное место, и только после этого старший стропальщик должен подать команду машинисту грузоподъемного крана о подъеме;
- до подъема груз необходимо сначала поднять на высоту 20 – 30 см, чтобы убедиться в надежности строповки;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 95 |

- перемещать груз в горизонтальной плоскости необходимо сначала подняв их на высоту более 50 см над встречающимися на пути препятствиями;
- при перемещении груза следует применять специальные оттяжки;
- недопустимо находиться работникам под стрелой автокрана плюс 5 м, также нельзя перемещать груз над работниками;
- недопустимо производить расстроповку груза, не удостоверившись в надежности закрепления груза в штабеле или на средстве передвижения.

7.2.2 Электрический ток

Основным документом, регламентирующим воздействие электрического тока в производственных условиях, является ГОСТ Р 12.1.009-2009.

По степени опасности поражения людей электрическим током спиральный цех относится к категории 2 - помещения с повышенной опасностью, характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность, а именно возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования - с другой. Электрический ток представляет значительную опасность для здоровья человека непосредственно при контакте человека с токопроводящей поверхностью.

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного действия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества. Прохождение электрического тока через тело человека вызывает поражение различных

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода | Лист |
| | | | | | | 96 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

органов, оказывает воздействие на нервную систему, кровеносно-сосудистую систему человека, на кровь, сердце, мозг и т.д.

Виды воздействий электрического тока на организм человека:

1. Термическое воздействие тока проявляется в ожогах, нагрев кровеносных сосудов, сердца, мозга и других органов, находящихся на пути протекания тока до критической температуры;

2. Электролитическое действие тока выражается в разложении крови, что нарушает ее состав и функции;

3. Механическое действие тока проявляется в значительном давлении в кровеносных сосудах и мышечных тканях; 4. Биологическое действие тока проявляется в раздражении живых тканей, что вызывает реакцию организма – возбуждение, что и обуславливает непроизвольное сокращение мышц. При наиболее неблагоприятном исходе воздействие электрического тока может привести к смерти человека. Для защиты персонала от поражения электрическим током в цехах завода используются следующие меры: защита от случайного прикосновения; защитное заземление; зануление.

7.2.3 Электрическая дуга и металлические искры

Электросварочные работы должны производиться в соответствии с требованиями СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 1,2. Строительное производство, ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности».

Производство электросварочных работ во время снегопада при отсутствии навесов над электросварочным оборудованием и рабочим местом электросварщика не допускается.

Электрододержатели, применяемые при ручной дуговой сварке металлическими электродами, должны удовлетворять требованиям ГОСТ 14651-78*.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 97 |

Ручную дуговую сварку металлическими электродами производить с применением двух проводов, один из которых присоединить к электродержателю, а другой (обратный) – к свариваемой детали (основанию). При этом зажим вторичной обмотки сварочного трансформатора, к которому присоединен обратный провод, заземлить.

В качестве обратного провода, присоединяемого к сварочному изделию, не допускается использовать сети заземления, трубы технологических сетей, технологическое оборудование.

Сварка стыков выполняется электродуговой сваркой по разработанной технологической карте сварки. При выполнении сварки труб с заводской изоляцией необходимо применить защитные коврики из асбестовой ткани, которые предназначены для предохранения заводского изоляционного покрытия от попадания на него брызг расплавленного металла.

Для производства процесса сварки существует несколько опасных факторов воздействий на сварщика: поражение лучами электрической дуги глаз и открытой поверхности кожи; ожоги от капель брызг металла и шлака при сварке; взрыва в результате проведения сварки вблизи легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ; травмы различного рода механического характера при подготовке листов резервуара к сварке и в процессе сварки.

Для предохранения от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги, сварщик должен носить положенную спецодежду и спецобувь, а глаза и лицо закрывать специальной маской или щитком со светофильтром. Электросварщику следует работать на резиновом коврике, пользоваться диэлектрическими перчатками. Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными средствами пожаротушения. Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 98 |

7.2.4 Пожаровзрывобезопасность

Поражение человека открытым пламенем может служить причиной летального исхода, поражения кожных покровов тела, поражения волосяных покровов.

Ответственным за пожарную безопасность назначается руководитель объекта. Работники должны получать доступ к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а также должны пройти обучение по пожарно-техническому минимуму. Силовые блоки, установка для наклонно-направленного бурения, электростанции, насосные установки, бытовые и производственные помещения, а также территория расположения указанных помещений обеспечиваются средствами первичного пожаротушения.

Первичные средства пожаротушения следует размещать вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, с обеспечением к ним свободного доступа, по согласованию с пожарной охраной.

Огнетушители, ящики для песка, ведра, щиты, шкафы и инвентарь должны иметь соответствующую окраску.

Проверку пригодности заряда огнетушителей, их перезарядку и гидравлические испытания следует производить в соответствии с паспортами заводов-изготовителей и инструкций по зарядке, перезарядке и эксплуатации.

Площадь, занимаемую для складирования, необходимо очищать от горючего мусора (сухой травы, коры, щепы и т.д.)

Хранение всех легковоспламеняющихся и горючих жидкостей разрешается только в исправной металлической герметически закрывающейся таре.

Все виды грузоподъемной техники не должны допускаться к штабелям и навесам на расстояние менее 3м при наличии у них неисправных искрогасителей.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 99 |

Строительная площадка должна быть укомплектована первичными средствами пожаротушения (огнетушители, ящики с песком, пожарные щиты и т.д.) в количестве 4 шт. За единицу первичных средств пожаротушения принято:

- рукав выкидной с пожарными гайками - 70 м;
- ствол пожарный - 2 шт.;
- лом - 2 шт.;
- кайло - 2 шт.;
- лопата породная (совковая) - 2 шт.;
- пила поперечная - 1 шт.;
- топор - 2 шт.;
- ведро железное - 4 шт.;
- носилки - 2 шт.;
- пояс спасательный - 2 шт.;
- перчатки диэлектрические - 1 пара;
- веревка диаметром 25 мм - 50 м;
- песок в ящике - 0,5 м³;
- пожарный щит – 1 шт.,
- огнетушитель порошковый – 2 шт.

7.3 Экологическая безопасность

Перед началом производства работ по ремонту магистрального газопровода следует получить разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферу.

В период строительства источниками влияния на окружающую природную среду являются:

- строительные машины и механизмы;
- оборудование для сварки и изоляции;
- временные строительные сооружения.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 100 |

Природоохранные мероприятия необходимо направить на предупреждение или сокращение:

- загрязнения воздушной среды;
- загрязнения различных водоемов;
- загрязнения грунта;

7.3.1 Воздействия на атмосферу

Загрязнение атмосферного воздуха во время производства строительных работ по ремонту магистрального газопровода носит кратковременный характер.

Загрязняющие вещества при производстве строительных работ: продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительной техники; вещества, которые выделяются при заправке машин, при производстве сварочных работ, работе дизельной электростанции.

Для сокращения суммарных выбросов загрязняющих веществ во время производства строительных работ следует предусмотреть:

- исключение использования во время производства строительных работ веществ и строительных материалов, которые не имеют российских сертификатов качества;
- запрет на разведение костров, сжигание в кострах строительного мусора и отходов;
- непрерывный контроль за соблюдением технологических процессов, необходимый для сокращения выбросов в атмосферу;
- прекращение применения машин и оборудования, выбросы которых выше допустимых норм;
- исключение применения во время производства строительных работ материалов и веществ, которые выделяют в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества, неприятные запахи и т. д.;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 101 |

- производство контроля за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах машин и оборудования;
- обеспечение контроля за топливной системой машин и механизмов, регулировка подачи топлива, которая обеспечивает полное его сгорание;
- допуск к эксплуатации машины и оборудование в исправном техническом состоянии.

7.3.2 Воздействия на гидросферу

Возможно загрязнение сточными водами и мусором в котловане при ремонте магистрального трубопровода. Общие требования к охране подземных вод приведены в ГОСТ 17.1.3.06–82 [10].

Для уменьшения воздействия временные жилые городки, вспомогательные объекты и сооружения следует располагать за границами водоохранной зоны при ремонте магистрального трубопровода. Емкости с отработанными горюче-смазочными материалами (ГСМ) следует временно хранить на специально выделенной площадке на металлических поддонах, с установленным герметичным бордюром, который позволяет предотвратить разлив хранящихся отходов ГСМ за пределы площадки. При возникновении нештатной ситуации, связанной с разливом ГСМ, места разливов зачищаются немедленно при помощи песка. Образующиеся отходы должны храниться в отдельном контейнере.

Площадки для стоянки, обслуживания и заправки строительной техники необходимо оборудовать и располагать в специально отведенном месте.

Не допускается засыпка ложбин и естественных водостоков, дренирующих территорию производства строительных работ.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 102 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

7.3.3 Воздействия на литосферу

Во время производства работ возможно засорение почвы производственными отходами (топливо, строительный мусор, отработанный бентонитовый раствор).

Восстановление (рекультивация) нарушенных строительством земель производится в два основных этапа: технический и биологический.

Техническая рекультивация включает в себя уборку строительного мусора, засыпка котлованов и траншей грунтом, выравнивание грунтовой поверхности. После этого нарушенные участки засеивают травой быстрой всхожести (биологическая рекультивация).

Для сокращения загрязнения земель на время проведения строительных работ на магистральном газопроводе, необходимо предусмотреть следующие меры:

- оборудовать рабочие и бытовые помещения контейнерами для мусора и бытовых отходов;
- вовремя вывозить промышленные отходы и строительный мусор с места выполнения работ на полигоны утилизации отходов;
- запретить мойку строительных машин и механизмов на строительной площадке;
- использовать строительные материалы, которые имеют сертификат качества.
- С целью сокращения воздействия на окружающую среду при строительстве временных дорог следует предусматривать следующие природоохранные мероприятия:
 - выбор места строительства временных дорог выполняется с учетом минимального занятия территорий;
 - грунт, который предназначен для отсыпки земляного полотна, транспортируется из карьеров по существующим или временным дорогам;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 103 |

- при строительстве максимально используют существующие автодороги.

7.4 Безопасности в чрезвычайных ситуациях

На месте строительства возможны следующие виды ЧС:

- техногенные, которые вызваны транспортными авариями;
- природные, связанные с опасными метеорологическими явлениями (сильный ветер, дождь, метель, и снегопад), гидрологическими явлениями (наводнения, резкое повышение уровня подземных вод и пр.);
- военно-политического характера (террористические акты, широкомасштабные или локальные внутригосударственные, межгосударственные военные конфликты).

Мероприятия по предупреждению возникновения ЧС и сокращению ущерба от них должны включать [12]:

- контролирование и прогнозирование опасных природных явлений и отрицательных последствий хозяйственной деятельности человека;
- оповещение персонала и органов управления о возможности возникновения ЧС;
- планирование действий по предотвращению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение персонала к действиям при ЧС;
- поддержание в готовности средств индивидуальной и коллективной защиты.

Защита работников в ЧС следует производить тремя методами:

- применением средств индивидуальной защиты;
- укрытием работников в защитных зданиях и сооружениях;
- эвакуацией.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 104 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

До начала возникновения ЧС следует производить накопление средств индивидуальной и коллективной защиты, составить план эвакуации работников и в ходе ЧС его использовать.

Одним из примеров ЧС на рабочем месте может послужит пожар. Пожар относят к ЧС техногенного характера. Как правило, основным источником возгорания являются устройства, работающие от электричества. Такие устройства при некоторых обстоятельствах (перегрев элементов, неисправность, отсутствие изоляции) могут являться причиной возгорания. Источниками взрыва могут быть трубопроводы и сосуды под давлением, газовые баллоны.

7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования по охране труда при сооружении подводных трубопроводов определяются Федеральным законом от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Федеральным законом от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Земельным кодексом РФ от 10 июля 1998 г. N 1736 (Статья 28.1. Охранные зоны трубопроводов) и Уголовным кодексом Российской Федерации от 13 июня 1996 г. N 63-ФЗ (УК РФ) (Статья 269. Нарушение правил безопасности при строительстве, эксплуатации или ремонте магистральных трубопроводов)

Ответственность за соблюдение требований промышленной безопасности, а также за организацию и осуществление производственного контроля несут руководитель эксплуатирующей организации и лица, на которых возложены такие обязанности в соответствии с должностными инструкциями.

Согласно Федеральному закону от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 105 |

подводный трубопровод и входящие в его состав объекты, относятся к опасным производственным объектам.

К работам по ремонту магистрального трубопровода допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие в установленном порядке инструктаж, подготовку, не имеющие медицинских противопоказаний при работе на опасных производственных объектах.

Инструкции по охране труда разрабатываются руководителями участков, лабораторий и т.д. в соответствии с перечнем по профессиям и видам работ, утвержденным руководителем предприятия.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>7 Социальная ответственность при ремонте магистрального трубопровода</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | <i>106</i> |

Заключение

Согласно проведенному анализу причин возникновения аварий и исследованию причин коррозии на подземных магистральных газопроводах были даны следующие рекомендации:

1. Согласно проведенному расчету, можно судить о том, что в условиях реальной эксплуатации ЗП «АРМАС-3» можно использовать в качестве замены широко-распространенным битумно-полимерным покрытиям, в частности ЗП «Транскор-газ», «Транскор-РАМ» и другим.

На сегодняшний день, основная причина выхода из строя магистральных трубопроводов приходится на разрушительное действие почвенной коррозии (не менее 50% от общего количества аварий и отказов). Таким образом, уровень надёжности газопроводов находится в прямой зависимости от уровня защиты магистральных газопроводов (МГ) от коррозии. Помимо этого, фактор коррозии, в отличие от других факторов, может быть сведен к минимуму за счет целенаправленных действий эксплуатирующей организации (служба защиты от коррозии) и своевременных диагностических обследований трубопровода.

Коррозия подземных стальных магистральных трубопроводов – явление, которое нельзя остановить, возможно только уменьшить скорость коррозионных процессов.

2. Для борьбы с коррозией предлагается:
 - применение новых конструкций и способов нанесения изоляционных покрытий;
 - использование инновационных, высокоустойчивых к коррозии конструкционных материалов;

| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
|-----------|------|---------------|---------|------|--|------|--------|
| | | | | | <i>Разработка рекомендаций по защите от коррозии подземных магистральных трубопроводов</i> | | |
| Разраб. | | Машуков Г.И. | | | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Медведев В.В. | | | | 107 | 140 |
| Консульт. | | Немцова О.А. | | | Заключение НИ ТПУ ИШПР ОНГ гр. 2БМ6А | | |
| Заф. Каф | | Бурков П.В. | | | | | |

- введение в коррозионную среду соединений, способных уменьшить коррозионную активность (использование ингибиторов);
- рациональное строительство и эксплуатация деталей и сооружений из металлов (использование высокоэффективных и экономичных труб);
- диагностика и мониторинг объектов (создание надежных методов обследования действующих трубопроводов без нарушения режима их работы).

На практике не удается добиться полной сплошности изоляционного покрытия вне зависимости от вида применяемого ЗП. Различные виды покрытия обеспечивают различный уровень диффузионной проницаемости и поэтому обеспечивают различную степень изоляции трубы от окружающей среды. В процессе строительства и эксплуатации в изоляционном покрытии возникают трещины, задиры, вмятины и другие дефекты. Наиболее опасными для трубопроводов являются остающиеся без защиты сквозные повреждения защитного покрытия, где возможно развитие локальной коррозии с большими скоростями на небольших (менее 1%) участках поверхности трубопровода.

На основании проведенного обзора конструкций и способов нанесения изоляционных покрытий трубопроводов была сформирована и представлена классификация защитных покрытий по типу, материалам покрытий, способам нанесения на поверхность.

3. Проведенный анализ требований к качествам защитных покрытий показывает нам следующее: следует совершенствовать технологии переизоляции трубопроводов в трассовых условиях и использовать изоляционные покрытия в зависимости от конкретных условий строительства, строго следить за условиями хранения покрытий, за технологией нанесения покрытий.

В настоящий момент, ни одно из существующих ЗП не отвечает требованиям, описанным в главе 5.1., именно поэтому выбор изоляционного покрытия определяется конкретными условиями строительства и

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------|-------------|
| | | | | | <i>Заключение</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 108 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

эксплуатации трубопроводов, наличием сырьевой базы, технологичностью процесса нанесения покрытия и т.д., которые определяют диапазон материалов, применяемых в качестве покрытий для стальных труб.

За последние годы новшеств в области активной защиты подземных магистральных трубопроводов практически не было за исключением конструкций станций катодной защиты и источников питания к ним. Разработки в области активной защиты подземных сооружений, в основном затрагивают экономическую составляющую использования установок катодной защиты. Предложено, производить катодную поляризацию не постоянно, а периодически, что обеспечивает значительный экономический эффект для эксплуатирующих организаций. Затраты на катодную поляризацию сильно зависят от состояния защитных покрытий и переходного сопротивления изоляции. Соответственно, затраты на активную защиту находятся в прямой зависимости от технического состояний изоляционных покрытий.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------|-------------|
| | | | | | <i>Заключение</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 109 |

Список литературы

1. Ангал, Р. Коррозия и защита от коррозии: учебное пособие, Долгопрудный : Интеллект , 2013
2. Прыгаев А.К., Медведева М.Л. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров. М.: РГУ нефти и газа, 2010. – 324 с
3. Васильев Г.Г., Орехов В.В., Лежнев М.А. «Сооружение и ремонт магистральных трубопроводов». М.: РГУ нефти и газа, 2004. – 118 с.
4. Гиззатуллин Р. Р. Усовершенствование метода защиты магистральных трубопроводов от коррозии в трассовых условиях на основе разработанных новых изоляционных материалов. Диссертация на соискание уч. ст. докт. техн. наук. Уфа, ИПТЭР, 2004 г.
5. Медведева М.Л., Мурадов А.В., Прыгаев А.К. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров. М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013. – 250 с
6. Мустафин, Ф.М. Защита трубопроводов от коррозии: Том 2: Учеб. Пособие / Ф.М. Мустафин. Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – СПб.: ООО «Недра», 2007. – 708 с.
7. Мустафин, Ф.М. Защита трубопроводов от коррозии: Том 1: Учеб. Пособие / Ф.М. Мустафин. Г.Г. Васильев, М.В. Кузнецов и др. – СПб.: ООО «Недра», 2005. – 602 с.
8. Кузнецов, М.В. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров: Учебник для вузов. –М.: Недра, 1992. – 238 с.
9. Ланге Б.С – Разработка методологии комплексной оценки качества магистральных трубопроводов в процессе строительного контроля Диссертация на соискание уч. ст. докт. техн. наук. Москва, РГУ нефти и газа, 2004 г.

10. Сукогурова, Л.П. Материалы для сооружения газонефтепроводов и хранилищ: Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Нефть и газ, 1996. – 350 с.

11. Сайфутдинов М.И. Повышение качества капитального ремонта нефтепроводов больших диаметров на основе комплексного обследования и совершенствования изоляционных материалов: дис. канд. техн. наук, Уфа, 2002. – 197 с.

12. Улихин, А.Н. Разработка методов контроля систем электрохимической защиты магистральных газопроводов, эксплуатирующихся в сложных условиях, дис. канд. техн. наук, Москва, 2012. – 197 с.

13. Воронин, В.И, Изоляционные покрытия подземных нефтегазопроводов. – М.: ВНИООЭНГ, 1990. – 1998 с.

14. Хижняков, В.И. Коррозионное растрескивание трубопроводов под напряжением при транспорте нефти и газа / В.И. Хижняков. – М. : Изд-во КАРТЭК, 2013. – с. 37.

15. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные трубопроводы. Защита газопроводов от подземной коррозии»

16. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – М. Всероссийский научно-исследовательский институт по строительству трубопроводов и объектов ТЭК (АО ВНИИСТ)

17. Ментюков, В.И. Электрохимическая защита магистральных трубопроводов от коррозии - Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. - 2003. - № 1. - С. 136-147.

18. Российская Федерация. Законы. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87] [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>, свободный. - Загл. с экрана.

19. Федеральный Закон № 111730-5 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности»
20. Разработка методов контроля систем электрохимической защиты. Диссертация на соискание уч. ст. канд. техн. наук. Москва, ИПТЭР, 2012 г.
21. ТУ 2312-021-16802026-2000 Грунтовка асмольная. Технические условия.
22. ТУ 0258-037-16802026-2009 Мастичная композиция для антикоррозионных покрытий «Асмол»
23. 15. ТУ 5774-027-16802026-2012 Асмольный рулонный материал армированный стеклосеткой «АРМАС»
24. ГОСТ Р 52602-2006 Лента антикоррозионная полимерно-асмольная «ЛИАМ»
25. ГОСТ 16337-77 Полиэтилен высокого давления. Технические условия.
26. ГОСТ 16336-77 Композиции полиэтилена для кабельной промышленности. Технические условия
27. ГОСТ 9.602-89 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
28. ТУ 2245-044-82119587-2013 Лента полиэтиленовая радиационно-модифицированная «ТЕРМА-Л»
29. ГОСТ 9.602-89* «ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии» [16]
30. СТО Газпром РД 39-1.10-088-2004[8] Регламент электрометрической диагностики линейной части магистральных газопроводов
31. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения
32. Перечень изоляционных материалов и покрытий, разрешенных к применению на объектах ОАО Газпром» от 2014.09.22

33. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2007. – 11 с.
34. СанПиН 2.2.4-548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Минздрав России, 2001. – 20 с.
35. ГОСТ 12.0.003-2015*. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 4 с.
36. ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования – М.: Стандартинформ, 2004. – 21 с.
37. ГОСТ 12.2.003-74. Оборудование производственное. Общие правила безопасности. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1989. – 11 с.
38. ГОСТ 12.3.009-76. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2006. – 7 с.
39. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения прикосновения и токов. – М.: Стандартинформ, 2001. – 7 с.
40. ГОСТ 12.1.045-84. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. – М.: Стандартинформ, 2001. – 3 с.
41. ГОСТ 12.1.030-81. Защитное заземление, зануление. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 10 с.
42. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ.
43. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 2 с.
44. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения. – М.: Госстандарт России, 1994. – 6 с.
45. СанПиН 2.2.4- 3359-2016 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах

Приложение А
(справочное)

Description of main gas pipeline coatings

Студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------|---------|------------|
| 2БМ6А | Машуков Г.И. | | 25.05.2018 |

Консультант отделения НД

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|---------------------------|---------|------------|
| профессор | Медведев В.В. | д.ф.-м.н., профессор | | 25.05.2018 |

Консультант – лингвист отделения ШБИП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------|---------------------------|---------|------------|
| доцент | Коротченко Т.В. | к.ф.н., доцент | | 25.05.2018 |

Introduction

When people talk about pipeline coatings, they think of them primarily as a barrier to aqueous corrosion. While that is a major role, coatings do so much more than just “block moisture.” Some other functions include the following:

- Separating the pipeline from corrosive chemicals, gases, and microbiologically influenced corrosion (MIC).
- Reducing the amount of cathodic protection current required for corrosion mitigation.
- Protecting piping against Corrosion Under Insulation (CUI).
- Reflection of thermal radiation and insulation of the pipe contents from heat loss or heat gain.
- Reducing the friction between the liquid media and the pipe wall.
- Resisting abrasion and impact during transportation and burial.
- Controlling pipe buoyancy in offshore applications.
- Reducing or preventing deposit buildup, thus boosting production rates.
- Passive fire protection (generally cementitious or intumescent coatings).

For example, it is widely perceived that internal pipeline coatings are there for corrosion prevention but they are just as useful as “flow coats.” That is to reduce the friction between the viscous crude and the internal pipe wall. This allows more throughput and hence greater production rates.

However, the two functions cannot be simply interchanged. A flow coat can be effective from 40 mm. That is, just enough to cover the “hills and valleys” of the steel surface roughness. But to operate as a meaningful corrosion barrier, it needs a minimum of about 125 mm! In addition to fulfilling such tasks, coatings also have to exhibit *economy, functionality, and practicality*.

Economy means that the product itself must be inexpensive, and there must be a practical pathway for its cheap application to the pipe (spray, brush, wrapping, fusing, etc.).

Functionality simply means that the product must withstand exposure to atmospheric, buried or immersion conditions, extremes of temperature, soil currents, soil stresses, microorganisms, pressure, aggressive chemicals, and so forth.

Practicality refers to the fact that the product must resist ultraviolet (UV) exposure and mechanical damage during storage and transportation, withstand mechanical operations (bending, hydro-testing) in the field, and must be sufficiently abrasion and impact resistant to survive the rigors of burial or thrust-boring activities.

This review only addresses tubular oil and gas gathering or flow lines, trunk lines, and transmission lines. This discussion does not cover plastic-coated pipes, drill pipes, risers, heat exchanger tubing, coatings under insulation etc, because their requirements and protection mechanisms are outside the scope of this chapter.

A.1 Older technologies

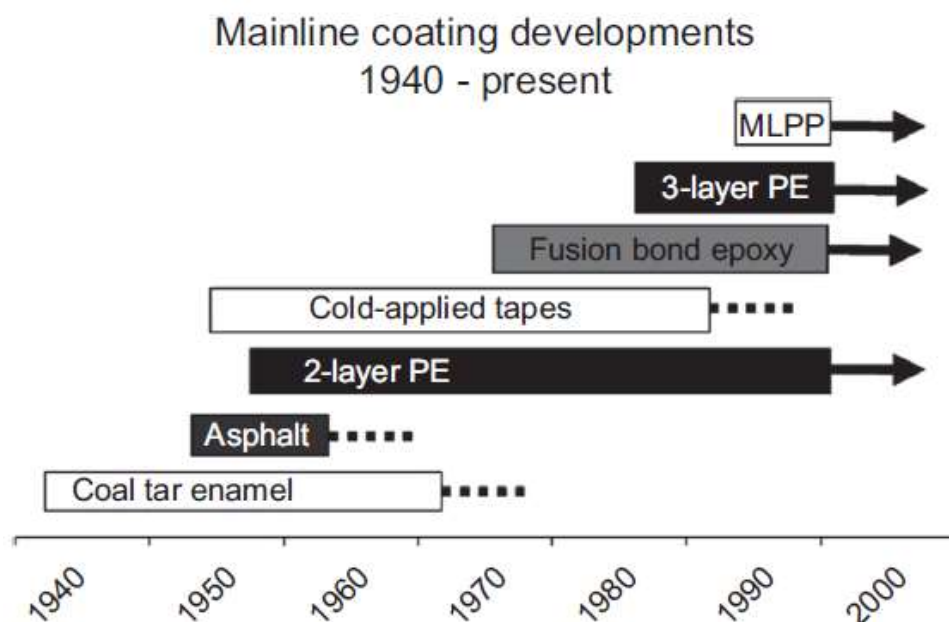


Figure A.1 – Evolution of pipe mainline coatings

As can be seen in Fig. A.1, the first real external coatings were bituminous or tar based, which had the virtues of being sticky, water repellent, and available. Nevertheless, they were cheap and effective and up until 1978, coal tar enamel and cement mortar were the only two coatings listed in the American Water Works Association (AWWA) standards!

The products in this section can still be commonly found, but their performance has been, to some extent, superseded by newer products with superior characteristics [1]. This is usually higher performance, better environmental compliance, easier and safer handling, less demanding surface preparation, and so forth.

A.1.1 Coal tar enamel

Coal tar enamel (CTE) is a polymer-based coating produced from the plasticization of coal tar pitch, coal, and distillates. Inert fillers are added to provide the desired properties of the system. The coal tar pitch, which forms the basis for the enamel, consists of polynuclear aromatic hydrocarbons and heterocyclic compounds. Over the years, this coating has been used in conjunction with a primer, a fiber glass or mineral felt reinforcement, and an outer wrap [3].

The introduction of glass fiber inner wraps and the application of outer wraps onto the coating surface improved the mechanical strength of the system and provided extra protection against soil stresses and impact damage during handling and installation.

CTE coatings have very good electrical insulation and low water permeation properties that resist bacterial attack and the solvent action of petroleum oils. Coal tar is particularly durable and used for low-maintenance items. For example, the lock gates of the Panama Canal have used CTE for decades [4]. CTE is still used under Concrete Weight Coatings (CWCs) for offshore use. However, CTE has carcinogenic properties, and many countries have now banned its use.

A.1.2 Asphalt

Asphalt is a by-product of the oil refining process, but can also occur naturally. A common specification is BS-EN-10300. Asphalt's electrical resistivity

and resistance to water permeation tends to drop with time compared with those of coal tar, but it is one of the cheapest coatings on the market [5].

Although it looks and behaves in a similar fashion, it is chemically distinct from coal tar. Bituminous is sometimes used to refer to both CTE and asphalt, which causes some confusion.

A.1.3 Dielectric tapes/wraps

A typical tape system comprises a liquid primer applied on the steel, followed by one or more layers of two-ply tape. Two-ply tape is usually made from polyethylene (PE) or polyvinyl chloride (PVC) with an adhesive layer of butyl rubber on one side. The backing tape and the adhesive are the “two plies” in the description.

Butyl rubber is sticky and adhesive with good resistance to oxygen (compare with tire bladders, which are mostly butyl rubber). PE and PVC have excellent water resistance and are strong dielectrics (i.e.; highly insulating). AWWA C214 is a well-known specification for tape coatings.

Robust adhesive backed outer wrap(s) are commonly used over the inner wrap(s) for mechanical protection. Variations exist where the cold adhesive is replaced by “hot-melt” adhesives as covered under AWWA C225, or the inner wrap has adhesive placed on both sides (3-ply tape) as discussed in BS-EN-12068.

While in principle it sounds like an ideal solution, tapes historically have received some “bad press.” This is due to their susceptibility to soil stresses (which can wrinkle the tape) and the shielding properties of the PE/PVC. The dielectric (insulating) properties that frustrate corrosion currents unfortunately also block protective cathodic protection (CP) current. This, however, is only an issue if the tape disbonds. If CP current is prevented from reaching the disbonded areas and water is present, then corrosion can progress unchecked.

Three-ply or so-called “self-amalgamating” tapes are said to offer better performance over two-ply tapes. This is because with adhesive on one side only,

there will always be a defined interface along which moisture can travel. Because butyl rubber is more like a viscoelastic than a solid, placing it on both sides (see Fig. 24.2) means the adhesives will merge, wherever it contacts itself and any interface will gradually disappear [6].

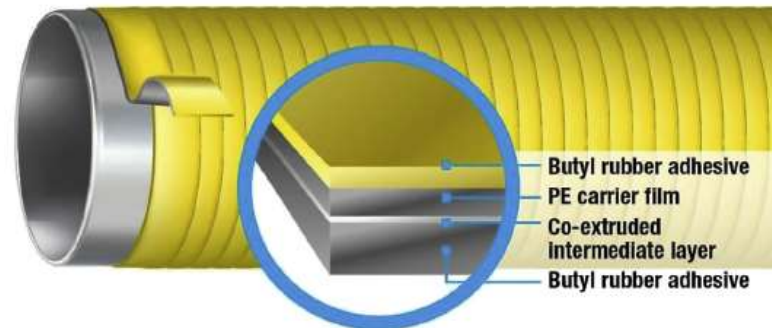


Figure A.2 – Three-ply (i.e.; double-sided adhesive) pipeline tape [7].

A.2 Current technologies

A.2.1 Fusion-bonded epoxy

Fusion-bonded epoxy (FBE) is also referred to as powder coating. The first commercial powder marketed in 1959 was 3M's Scotchkote 101. To demonstrate the FBE pipe coating's toughness to skeptical contractors familiar with coal tar coatings, 3M representatives would "beat the coating off a coal tar enamel-coated pipe, with a piece of pipe coated with Scotchkote 101. The coal tar enamel flew off while the Scotchkote coating remained intact" [8].

FBE is plant applied by the electrostatic application of micron-sized thermosetting powders onto heated steel (see Fig. A.3). The FBE powders melt and flow between 180 and 250°C and form a smooth, glossy film typically 300-600 thick on the steel surface.

As the cross-linking reactions proceed, the film gels and ultimately cures. The whole process can take place in under a minute. Internal FBE coatings usually make use of a primer, generally phenolic. FBE sees wide application to mainline pipe, girth welds (GWs), valves, etc.



Figure 24.3 – Fusion-bonded epoxy powder application onto heated pipe [9].

The most important property of FBE and indeed all polymers is the glass transition temperature (T_g). This is the temperature at which the polymer transitions from a hard rigid state to a soft plastic material. Near the T_g , permeation of moisture and gases becomes easier.

Before the year 2000, most FBE only had a T_g of about 100°C and were thus limited to operating temperatures of 60°C [10]. Operating too close to the T_g risks water absorption, which can decrease the T_g . However, operating temperatures greater than 150°C (302°F) are now possible.

FBE is applied relatively thin compared to other coatings, which means it is possible for some moisture to reach the steel-FBE interface. This allows for the conduction of Figure 24.2 Three-ply (i.e.; double-sided adhesive) pipeline tape [7]. Pipeline coatings 567 sufficient CP current to protect the underlying steel. Very few failures due to cathodic shielding are known from FBE. Repair is usually achieved by liquid epoxies or FBE melt sticks. Common specifications include CSA Z245.20, ISO 21809-2, API RP 5L9, and NACE SP0394.

A.2.2 Dual-layer coatings

Sometimes, two layers coatings are specified (e.g.; Dual Layer FBE). The secondary layer may be for abrasion resistance, a friction surface for CWCs, a thermal or impact barrier, a UV barrier for increased corrosion resistance, and so on.

The second layer need not necessarily be the same as the first layer and could be polyurethane, polyester, or some other coating.

A.2.3 Polyolefin

PE and polypropylene (PP) are both examples of polyolefins (POs). POs are specified almost as often as FBE for the protection of steel pipe.

PE is impermeable to water but has poor gouge resistance. PP has superior resistance to impact, indentation, abrasion and soil stress, excellent chemical resistance, and low water vapor transmission. PP is also resistant to higher operating temperatures than PE.

A.2.4 Two layerd2LPO

POs are nonpolar and do not bond well to steel. Therefore either a mastic or PE-copolymer adhesive is used to generate adhesion between the PO and steel (the Figure 24.3 Fusion-bonded epoxy powder application onto heated pipe [9].

PO and the adhesive are the 2 layers in a 2LPO system). Mastic-based adhesives, although being relatively inexpensive, provide good cathodic disbondment (CD) resistance.

However, they have low shear and peel strength values and are restricted to lowtemperature applications. Products based on copolymers have very good adhesion and shear resistance but generally poor CD resistance. CD is measured as the growth of a circular holiday made on an immersed coating subject to an electrical potential. The bigger the hole grows, the lower the resistance. A common specification for 2LPO is ISO 21809-4.

A.2.5 Three layerd3LPO

A three-layer system consists of the PO, a copolymer adhesive layer and an FBE layer against the steel as a primer (hence 3 layer). All three layers are applied sequentially onto a prepared pipe as can be seen in Fig. A.4.



Figure A.4 – 3LPE coating in-line application process [11].

The FBE has excellent adhesion to steel and is an excellent corrosion barrier, whereas the PO has excellent mechanical and impact properties. The copolymer has polar functional groups grafted onto a PE or PP backbone, usually through reaction with free radical initiators and maleic anhydride [12]. The resultant polymer therefore has affinity with both the polar FBE and the nonpolar PO [13].

The PO itself is applied hotdeither by coextrusion or by side-extrusion (wrapping) as shown in Fig. A.5.

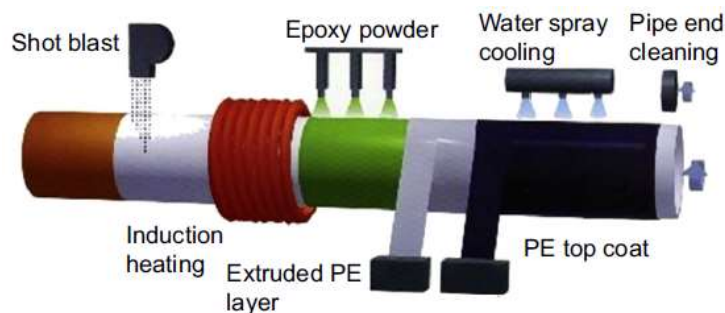


Figure A.5 – 3LPE inline coating process [14].

Usually the FBE, adhesive, and PO are applied within seconds of each other, before completion of the cross-linking process to ensure the best interlayer adhesion. A common 3LPO specification is ISO 21809-1.

Part of the limitation on the operating temperature of FBE is environmental moisture and mechanical impact at or near the T_g. However, because the PO jacket is a tough and very effective moisture barrier, 3LPE and 3LPP can sometimes be used at temperatures at or above the T_g of the FBE primer. This is tempered, however, by the reality that significant stresses are present in the PO coating that may damage the primer layer if the T_g of the FBE is on par with the operating condition.

A.2.6 Liquid coatings

Liquid coatings can be applied by spray, brush, or roller. A typical standard is AWWA C210. Although the volumes of liquid coatings used for mainline pipes are small compared with FBE and 2LPO/3LPO, there are definite applications, for example, repairing other coatings, short coating runs, GWs, valves, spools, tanks, vessels, specialized environments (wear, chemical, UV), etc. where liquid coatings are indispensable.

Typically liquid paints tend to be epoxies, but almost any coating can be utilized to protect pipe surfaces. Polyurethanes have been used for external UV protection, abrasion coatings, and GWs. Even inorganic zinc has been used as an external coating for the MorganeWhyalla above groundwater pipeline in South Australia, which has delivered outstanding service since 1944 [15].

For aggressive media, specialty formulations such as Epoxy Novalac are used to combat low pH, high temperatures, and aggressive solvents. Baked phenolics are occasionally used for the internals of tube heat exchangers because of their high chemical and heat resistance up to 200°C.

A.2.7 Tapes and wraps

A.2.7.1 Viscoelastic wraps

Viscoelastics are novel materials based on polyisobutene the same material used in chewing gum. They adhere to almost any surface, flow under pressure, and are insensitive to surface preparation. In addition, they are highly moisture repellent, immune to polar solvents and bacteria, and can be applied at very low temperatures. The material is normally sold as a roll or tape with an internal mesh layer for support and a release film. But it is also sold as a profiling putty or even an injectable liquid.

This system is occasionally described as being “CP compatible”; however, this is misleading. CP compatible is generally understood to mean that CP current will pass through a coating, and disbondment will not increase the risk of corrosion. In reality, viscoelastic systems are rarely used without a rigid outer wrap (usually PVC) to provide rigidity and impact protection to the whole system. PVC or PE will not pass CP current.

Therefore more accurate descriptions are “CD resistant” and “CP cooperative.” This is because in the event of a penetration the material will flow around and out of the hole, effectively healing the puncture. That is, the outer wrap is wound sufficiently tightly that the viscoelastic is placed under compression. In other words, CD values of zero or even negative values are possible!

The second point is that the material is so sticky that it tends to fail cohesively, rather than by disbondment (adhesively). This should be apparent from Fig. A.6. That is significant quantities of material will always adhere to the steel, which means that no additional CP current will be required.

Field data suggest that this material has excellent corrosion resistance [17]. A relevant specification is CSA Z245.30. Viscoelastics can be used as maintenance coatings, for mainline pipes, GWs, valves, flanges, and other complicated shapes.

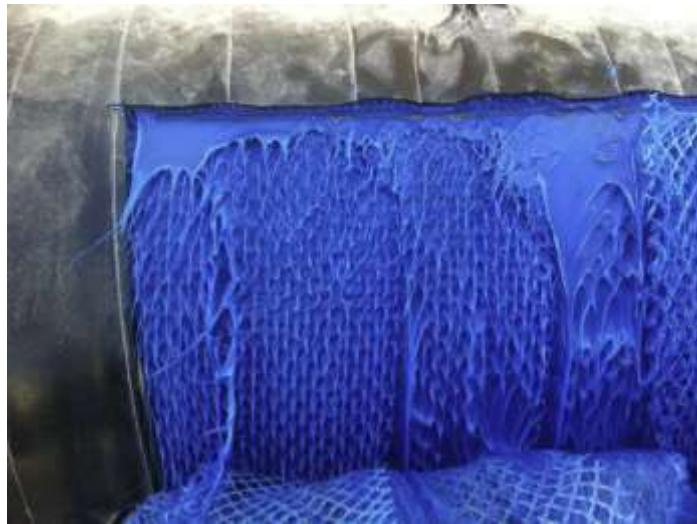


Figure A.6 – Viscoelastic with expanded carrier mesh and outer wrap [16].

A.2.7.2 Wax tapes

Wax systems generally use a primer against the steel followed by a microcrystalline wax-impregnated carrier mesh. AWWA C217 is a typical specification. This product makes use of the water-repellent properties of wax to exclude water from the steel surface. An outer wrap is often required for mechanical protection. Wax tapes can dry out and crack, and like all tapes, there is some possibility of damage due to soil stresses. They are not commonly specified for mainline pipe or GWs, but they do have good utility for valves, flanges, and other similarly complicated shapes because of their ability to conform to such surfaces.

A.2.7.3 “Cathodic protection-compatible” tapes

To retain the convenience of tape mounted systems, some manufacturers have dispensed with dielectric backings in favor of woven geotextile meshes or fabrics backed with rubber-modified bituminous adhesive.

The geotextile is for shear and impact protection. The open weave of the tape is meant to allow electrolyte (hence current) to access the surface of the tape, whereas the adhesive adheres tenaciously to the steel, providing the corrosion

protection [18]. These products are not common, and the number of manufacturers is limited.

A.3.8 Abrasion-resistant overlays

There is a distinction between pipe that is buried in rocky ground where impact resistance is desirable; and pipes that are thrust-bored where abrasion resistance is mandatory [19]. Both need tough, gouge-resistant coatings, and abrasion-resistant overlay (ARO) is the blanket term used for both scenarios. AROs usually take the form of a secondary coating over a primary corrosion barrier layer.

For alluvial soils, polyolefinic coatings or polyurethane might be quite satisfactory. For rockier soils, dual layer epoxies with superior hardness and gouge resistance are needed. For severe soil conditions or horizontal directionally drilled applications, composite wraps employing fiber (glass) reinforcement or polymer concrete (a mixture of concrete and epoxy) present a particularly hard wearing surface.

A.2.9 Concrete

Concrete is not a material that springs to mind as a corrosion coating; however, the passivating action on iron and the self-healing properties of concrete actually make it a very good solution for protection of steel. For example, an underground pipe lined with cement mortar lining (CML) and externally coated with concrete was constructed in 1855 in St. John, New Brunswick, Canada. This pipeline was inspected in 1963 and still found to be in reasonable condition [20]. Indeed mortar lining is still routinely used for water transmission purposes. Incidentally, the mortar itself is occasionally protected with an organic coating to minimize leaching and calcification of the conduit.

In the context of the petrochemical industry, cement is used but mainly for buoyancy control on subsea pipelines, namely as Concrete Weight Coatings (CWC). ISO 21809-5 is a common specification. Because concrete is permeable to chloride ions and chloride de-passivates steel, FBE (or CTE) is used as the corrosion barrier against steel for offshore piping, with the concrete placed over the top. Concrete is also occasionally used as an ARO as described in the previous section.

A.2.10 Summary

Several standards that were referenced throughout this chapter are compiled in Table 24.1. They are good references for those interested in the different coating types. Only the most commonly used coating materials were covered, but many others are possible. For example polychloroprene, ethylene propylene diene monomer, and so on. The coatings discussed in the previous sections are summarized below in Table 24.2, which also includes the maximum operating temperatures and benefits and disadvantages of each method.

A.3 Field joint coatings

Field joint (FJ) also referred to as GW coatings are listed here in a separate section from the mainline. These include the following:

- Ensuring adhesion between the mainline (parent) and FJ coating.
- Maintaining quality in joint surface preparation and coating application, because such coatings are usually applied in the field.
- The need to execute the joint quickly. For offshore applications, the FJ and coating must be completed in minutes, as the cost of the pipe-laying barge is measured in thousands of dollars per day. The same applies to thrust-bored pipes, where the pipe string cannot be jacked until the preceding pipe GW and coating is completed.

- Practical issues such as availability of equipment and skilled personnel.

FBE powder or liquid paints (e.g.; epoxies) are commonly used for the FJ of FBE mainline pipe. For PO mainline pipes, there are a number of options. Tape wraps were traditionally employed as they were cheap, effective, and simple to use, but have fallen from favor because of a number of historical failures. Similar failures have also been experienced under HSS.

A.3.1 Heat shrink sleeves

An HSS is a radiation cross-linked PO sheet with usually some form of adhesive backing. For application to bare steel, either a mastic or hot melt adhesive would be employed. For application to FBE (or liquid) epoxy primed pipe, a copolymer adhesive backing is preferred. In both cases, the sheet is wrapped around the GW and the free ends joined by means of a closure strip.

The sleeve is then heated. The polymer chains “shrink” and the internal diameter (ID) of the wrap shrinks until it is tightly clamped onto the GW. Fig. A.8 is an example of a sleeved GW.



Figure A.8 – Heat shrink sleeve [23].

A successful application is usually signaled by the absence of wrinkles in the sleeve and the uniform extrusion of the adhesive from out of the open end(s) of the sleeve.

However on occasion the heating is uneven, or soil stress deforms the shrink. This can generate a path for moisture to enter. Because the wrap is a strong dielectric, cathodic protection is unable to combat corrosion underneath the film. HSSs are still

popular, but CP shielding and pitting failures can be the result if the specification or application is poorly executed.

A.4 Challenges and drivers

Improvements in pipeline coating technologies are influenced by four main drivers: Economics, Legislation, Innovation, and Efficiency.

Economics means the cost associated with the construction (capital cost) and ongoing maintenance of a coated pipeline. These can be broken down into the following:

- **Material Costs:** the costs of the paints and abrasives used.
- **Labor Costs:** associated with mobilization, surface preparation, coating application, stand-by time etc. Upfront material and labor costs can be lumped together under the term CAPEX (capital expenditure).
- **Maintenance Costs:** associated with maintaining the coating to a reasonable condition. The frequency of maintenance depends on the quality of the original specification and products used, skill of the applicator, and so on. These costs are sometimes described as OPEX (operating expenses).

Improvement in any one of these areas translates into a financial or performance windfall for the asset owner.

Legislation alludes to the greater scrutiny that operators are subjected to, thanks to a greater public awareness of the environmental and safety consequences posed by “uncontrolled hydrocarbon releases.” The Santa Barbara incident in May 2015, where a 24” pipeline failed and released 2934 barrels of heavy crude oil (500 of which went into the Pacific Ocean), is a recent example [24]. This even impacts testing protocols, because the best way to avoid failures is to ensure that the standards are truly representative of operating conditions.

Innovation implies advancements in technology that facilitate new opportunities previously considered unfeasible. For example; FBE coatings beyond

150°C will allow exploitation of oil reservoirs inaccessible to “older” technologies, which translates into greater national economic output. Some other examples of immediate industry challenges would be the following:

- Internal coatings resistant to methanol and monoethylene glycol or MEG (used for hydrate prevention) at temperatures above 60C (140F).
- Successful application of FBE onto high strength steel at temperatures, without adversely impacting the metallurgical properties of the pipe.
- External coatings for subsea piping below 2000 m (6560 ft.). That is, lower profile, lower weight, better insulating coatings, resistant to higher pressures.
- Internal coatings for sour gas service (>5 mol% H₂S, >8 mol% CO₂) with service temperatures higher than 95°C.
- More rapidly applied or cured GW coatings (powder, liquid or wraps) for offshore or thrustboring applications.
- More resistant and flexible ARO coatings.
- Improvement in PO chemistries and elimination of the adhesive layer in 3LPO applications (direct application of PO onto FBE).
- External coatings with improved adhesion and lower CD values.
- Improved standard testing methodologies that better reflect and predict real-life environments.

Other challenges include the growing use of biofuels (e.g., ethanol), which tend to have more moisture absorption and MIC problems. Carbon sequestration means coatings that will have to resist 100% CO₂. Oil sands and shale oil are very viscous, abrasive, and tend to be transported at elevated temperatures. As exploration delves into the Arctic, permafrost and ultra-low temperatures present issues for application and operation of coated lines.

Efficiency relates to any technological advance that will decrease running costs (or boost production) under a fixed set of operating conditions. An example would be the use of a smoother ID coating to increase production rates on an existing line.

A.5 Incremental technologies

24.6.1 Improved heat and pressure resistance

Before we start, the important property of the T_g should be defined. Each polymer has a different T_g value, and it represents a point where the intermolecular forces that render the polymer chains relatively immobile with respect to one another are overcome by the thermally activated motion of those chains.

Therefore as the temperature is increased, a transition from a rigid to a rubbery state is observed. This is particularly important for coatings as the rate of diffusion of water, 578 Trends in Oil and Gas Corrosion Research and Technologies anions, cations, and oxygen accelerates at temperatures beyond the T_g [25]. The further the operating temperature is below the T_g, the more inelastic the behavior. This can cause issues with pipe bending and so on. The T_g can be influenced by altering the base chemistry, the functional groups, chain lengths, degree of crosslinking, and crystallinity of the polymer.

The current maximum temperature limit for commercial FBE is around 125°C. While higher T_g epoxies can already be realized by using highly functionalized resin systems to increase the cross-link density, this negatively impacts the flexibility of the material. Therefore most efforts have been aimed at increasing the stiffness of the polymeric backbone. Operating temperatures above 150C (302F) are seen as attainable.

These performances are a large improvement on current products. Of course, research is not only limited to epoxies and many other systems including polyetherimides, bismaleimides, polycyanurates, vinyl esters, fluorinated compounds, and so forth are under investigation [28].

A.5.2 Low application temperature fusion-bonded epoxy

To achieve optimal performance, current FBE products require application temperatures in excess of 230°C for single layer systems and 200°C for three-layer

systems. The introduction of high-strength steels such as X80, X100, and X120 for use in pipeline construction has presented a challenge to the industry in terms of the availability of suitable coating systems.

High-strength steels (particularly grades X100 and greater) cannot withstand preheat temperatures in excess of 200C (392F). Exposure to the high heat required when coating with a typical FBE product results in the degradation of some of the key properties of these high strength steels. Low application temperature (LAT) chemistries that can be applied under 180C (356F) are under development [29].

One project in Alberta Canada, applied a LAT primer onto 3600 X-120 steel, followed by a high-performance composite coating system (HPCC) 3LPE type coating with good results [30]. LAT products are also useful for offshore GW coatings, where the shorter heating times mean more production and hence greater cost savings.

A.5.3 High-performance composite coating system

An HPCC system is a monolithic, all powder, multicomponent coating system consisting of an FBE base coat, a tie layer containing a chemically modified PE adhesive, and a medium-density PE outer coat. All three components of the composite coating are applied as powders, using an electrostatic powdercoating process.

The tie layer is a blend of adhesive and FBE with a gradation of FBE concentration. Thus there is no sharp and well-defined interface between the tie layer and the FBE base coat, nor with the PE outer coat. The adhesive and PE are similar to each other and intermingle easily to disperse any interface.

The coats are therefore strongly interlocked and behave as a single-layer coating system without the risk of delamination. Delamination has been a performance issue with some three-layer PE coatings, especially under cyclic conditions. Being a single layer coating and thinner, the HPCC will have less internal stress development when subjected to large temperature changes.

24.6.4 Improved chemical resistance

Of the world's remaining conventional gas reserves to be produced, approximately 40% representing over 2600 trillion cubic feet (tcf) are sour. Among these sour reserves, more than 350 tcf contain H₂S in excess of 10 mol%, and almost 700 tcf contain over 10 mol% CO₂ [31]. For example, the Kashagan Field in the Caspian Sea has 15 mol% H₂S and 4 mol% CO₂.

Acid gases such as H₂S and CO₂ are highly corrosive, and new resin chemistries are required to deal with them. As existing wells age, seawater is often injected to boost reservoir pressures. However, this increases the water-cut of the produced oil and introduces oxygen, chlorides, and bacteria with corresponding negative impacts on downstream pipelines.

A 2008 United States Geological Survey (USGS) report estimated that 90 billion barrels of undiscovered, technically recoverable oil, 1670 trillion cubic feet of technically recoverable natural gas, and 44 billion barrels of technically recoverable natural gas liquids are contained north of the Arctic Circle. Of this figure, which represents 13% of the expected undiscovered oil in the world, 84% is expected to occur offshore [32].

But with lower temperatures comes a greater likelihood of methane hydrate formation, which can build up and plug a pipeline. The common solution thereto is with methanol or MEG injection. However, these chemicals are highly aggressive to organic coatings.

Many firms are working on products to meet all of the challenges mentioned. One such example is ethylene-chlorotrifluoroethylene (ECTFE) powder coatings, which can withstand very high concentrations of chemicals up to 150C (302F) but can still be applied using conventional powder application methods [33]. Fluorinated coatings are already in common use for offshore and subsea fasteners.

A.5.5 Improved flow properties

The use of internal flow coatings has many beneficial effects: control over corrosion during storage and operation, improved flow and production rates, and reduced fouling and fuel (pumping) costs [34]. The degree of drag imposed by the coating onto the media depends on the physical smoothness of the coating and/or the physio-chemical affinity between the coating and the media.

One manufacturer produces a flow coat that provides a pipe surface that is over 50% smoother, with surface roughness reduced to 1e4 mm (0.04e0.15 mil). Compare this with 20-35 mm for bare steel, or 10-15 mm for solvent-based coatings. The term IPC (Internal Plastic Coating) is sometimes used for flow coats. See also

A.5.6 Improved abrasion resistance

For coated pipes buried in rocky ground or pipes installed by thrust boring, resistance to abrasion, impact, and gouging are essential. The same applies to pipes installed by microtunneling, pipe jacking, or horizontal directional drilling. Currently the chief means of protection is with dual layer FBE coatings. Work is being done on even tougher FBE coatings, but polyurethaned a highly wear resistant materialdis also sometimes specified.

For particularly severe conditions, laminate wraps using glass or carbon fiber in thermoset resins are gradually being adopted. The main problem with ARO type coatingsd and that includes the GWs-is that there is a strong time pressure to apply and cure them, because the pipe string is usually laid as soon as the GW or ARO layer is ready.

A.5.7 Improved mechanical properties

Improved mechanical properties such as flexibility (resistance to cracking) are particularly desirable in liquid coatings subject to bending. Products such as FBE

already tend to have good flexibility (3 degrees/PD). This is important because pipes are often bent in the field to accommodate changes in terrain. Some concrete jacketing products even claim to have some capacity for bending.

24.6.8 Improved insulation

As offshore exploration pushes into deeper waters, more effective insulation is required to prevent cooling of the product. As the temperature drops, the viscosity of the fluid and the risk of hydrate formation rise. Hydrates, also known as methane clathrates, can solidify and block a flowline.

The immense subsea pressures mean that the external insulation must be incompressible and prevent migration of water to the steel interface. It turns out that PP is an ideal candidate. PP can be foamed to various densities. It can be filled with glass (up to 25%) to form “syntactic polypropylene.” Or it can be used as a solid coating. As the density of the PP increases, so does the incompressibility, but at the expense of the insulation factor.

So ubiquitous is this PP insulation technology, that new designations have been developed to communicate the concept within the industry. For example, 5LPP is similar to 3LPP, but with an added thick layer of PP insulation, finished off with an outer shield layer as demonstrated in Fig. A.9. Sometimes an additional insulating/ shield layer is added, forming 7LPP. Even more layers can be added, giving rise to what is known as “multilayer coatings.”



1. Fusion bonded epoxy
2. Adhesive
3. Solid PP
4. TDF
5. Outer shield

Figure A.9 – 5LPP insulated pipe [25].

24.6.9 Advances in preparation and application

If a coating engineer had a wish list, it might include coatings tolerant of marginal surface preparation, insensitive to surface contamination (salts, oxidation, humidity) and applicable by unskilled labor. Other items on the list might include the ability to reliably blast and coat smaller diameter pipe (using robotic techniques), improved inspection possibilities (again via robotic techniques), less environmentally damaging products (reduced waste, lower VOC's), and so forth. These are all areas of active investigation.

24.6.10 3LPO field joint coatings

One of the limitations of 3LPO coating is that the application of the FBE primer, the copolymer adhesive layer and the final PO topcoat are applied within seconds of each other to ensure that sufficient unreacted functional groups are available to react and develop decent interfacial adhesion between each layer. This can be problematic for FJs.

A new product which combines the adhesive and the PO components together is based on a semi-interpenetrating network (IPN) of linear POs and a cross-linkable monomeric epoxy . The term “protective network coatings (PNCs)” is used interchangeably with IPN.

An example is Scotchkote's PNC1011. This is sold as tape in 16"-28" wide rolls of 1 mm thick film. It can be applied directly to a gelled or cured FBE primer by machine in under 6 minutes. Multiple layers can be applied up to 3 mm total. It bonds equally well to itself, the FBE, and the PO parent coating. The benefit of such products is that the adhesive application step is eliminated and processing times are speeded up considerably.

Other providers offer a complete GW coating system where a machine applies the FBE powder coat, followed by a hot melt PE. The PE is modified with

active functional groups so that an intermediate adhesive layer is not required to ensure bonding to the FBE [37].

A.5.11 Advances in testing and standards

There are many shortcomings in existing test standards. For example, older weathering tests had poor correlation to actual field results. For CUI coatings, there are no international standards. Accurate testing is particularly critical in an era where coating (i.e.; pipe) failures can attract heavy fines and intense scrutiny.

Coatings subject to cathodic protection are at risk of CD. This is because where there are breaks in the coating, alkaline conditions are generated, which may degrade the ability of the coating to adhere to the steel. New products that are tolerant of much higher CP current densities are being produced.

Most of the existing standard CD test methods were originally designed for onshore pipeline applications with service temperatures $<95^{\circ}\text{C}$. Limited CD data are available for testing temperatures higher than 95°C . There is also some debate about the best place to measure the test temperature in the experimental set-up, because this will obviously affect the results. That existing standards or their modifications are suitable for the needs of subsea/ deep-water pipeline applications needs to be investigated with the proliferation of new higher temperature and often much thicker coating systems [28].

Conclusion

The earliest recorded use of pipe to transport hydrocarbons dates back to the Chinese in 1000 CE, where bamboo piping was used to transport natural gas used in the heating of brine. However, it was not until the advent of steel pipes in the 1900s that the first concerted pipeline coatings emerged.

The first coating c.1920 was probably coal tar or asphalt, poured directly onto steel pipe in the trench, and smeared on with a mitt and/or rag. Within the space of 100 years, coatings have been developed which can operate up to 150°C in quite severe conditions. However, the number of emerging technologies suggests an

explosion of innovation in the coming decades. This is not only important to the exploitation of the world's current resources, but is instrumental in meeting the challenges of the next century like pipelines for carbon sequestration and biofuel transport.

Those interested in learning more about current coatings are referred to the excellent publication "Onshore Pipelines: The Road to Success" by the International Pipe Line & Offshore Contractors Association (IPLOCA) for more information.

References

1. IPLOCA, The Road to Success, third ed., IPLOCA, September 2013.
- 2 D. Tailor, Field Joint Developments and Compatibility Considerations, ResearchGate, October 2003.
- 3 Journal of Protective Coatings and Linings, Protecting and Maintaining Transmission Pipeline, Technology Publishing Company, Pittsburgh, 2012.
- 4 Coal tar enamel, PCI International (May 31, 2001).
<http://www.pcimag.com/articles/85670-coal-tar-enamel>.
- 5 K. Andre, The use of coal tar enamel for lining and wrapping pipes, The Civil Engineer 9(1) (January 1967) 1e8.
- 6 T. Rehberg, M. Schad, Corrosion protective coating technology for transit pipelines in Europe, in: 3R International, February 2010.
- 7 DENSOLEN®-AS40 Plus, [Online]. Available:
<http://www.denso.de/en/products/product/densolen-pebutyl-tapes-and-mastics/densolen-corrosion-prevention-tape-three-ply/densolen-as40-plus/>.
- 8 J. Dickerson, Fifty Years of EPON Resins: A History of the Epoxy Resin Business.
- 9 Seamless Carbon Steel Pipe, [Online]. Available:
<http://www.seamlesscarbonsteelpipe.com/Content/ue/net/upload1/Other/98544/6361325760750381765901925.png>.
- 10 S. Guan, A.J. Kehr, High-temperature cathodic disbondment testing: review and surveydPart 1, Materials Performance 54 (2) (February 2015).
- 11 International Supplies e Oil and Gas, [Online]. Available:
<http://isog.al/references/3-layerpolyethylene-coating-line-pipe/>.
- 12 V. Russell, K. Leong, Polymer coatings for oilfield chemicals, in: A.E. Hughes, J. Mol, M.L. Zheludkevich, R.G. Buchheit (Eds.), Active Protective Coatings: New-Generation Coatings for Metals, Springer, Netherland, 2016, pp. 385e428.

13 S. Guan, Advanced two layer polyethylene coating technology for pipeline protection, in: International Corrosion Control Conference, Sydney, Australia, 2007.

14 3LPE Pipe Coating Process, [Online]. Available: <http://www.prdcompany.com/wpcontent/uploads/2016/03/PRD-3-Layer-PE-Coating.jpg>.

15 R.A. Francis, Sixty Years of Inorganic Zinc Coatings: History, Chemistry, Properties, Applications and Alternatives, Australasian Corrosion Association, 1999.

16 VISCOWRAP-HT, [Online]. Available: <http://www.viscotaq.com/en/products/corrosionprevention/viscowrap-ht.html>

17 J. Doddema, The use of visco-elastic self-healing pipeline coating, in: NACE CORROSION 2010, San Antonio, Texas, 14e18 March 2010, 2010.

18 R. Norsworthy, Fail safe tape system used in connection with cathodic protection, Materials Performance 43 (6) (June 2004) 34e38.

19 A. Williamson, J. Jameson, Design and coating selection considerations for successful completion of a horizontal directionally drilled (HDD) crossing, in: CORROSION 2000, Orlando, Florida, 26e31 March 2000, March 2000.

20 American Water Works Association, External Corrosion Introduction to Chemistry and Control Manual 27, third ed., AWWA, 2014.

21 R. Buchanan, W. Hodgins, High temperature pipeline coatings e field joint challenges in remote construction, in: BHR 16th International Conference on Pipeline Protection, Paphos, Cyprus, 2e4 November 2005, 2005.

22 Gas Technology Institute, GRI-05/0179-Field Applied Pipeline Coatings, Gas Technology Institute, Des Plaines, IL.

23 Dirax&Welded joint heat shrink sleeve, [Online]. Available: <http://www.samm.com/en/product/163/dirax-welded-joint-heat-shrink-sleeve-for-directional-drilling.html>.

24 Failure Investigation Report, Plains Pipeline, LP, Line 901 Crude Oil Release, PHMSA, Santa Barbara County, California, May 19, 2016.