

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования

**«Ухтинский государственный технический университет»  
(УГТУ)**

**ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА  
ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ**

Методические указания

Ухта, УГТУ, 2014

УДК 622.692.4:620.197 (076.5)

ББК 39.71-082.4 я7

К 82

**Кримчеева, Г. Г.**

К 82            Электрохимическая защита трубопроводов от коррозии [Текст] : метод. указания / Г. Г. Кримчеева, Е. Л. Полубоярцев. – Ухта : УГТУ, 2014. – 56 с.

Методические указания для самостоятельной работы по дисциплине «Электрохимическая защита трубопроводов от коррозии» предназначены для магистрантов направления подготовки «Нефтегазовое дело». Профиль – «Надёжность газонефтепроводов и хранилищ» (магистратура).

Работа выполнена в рамках реализации проекта по подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и организаций регионов (**Программа «Кадры для регионов»**).

**УДК 622.692.4:620.197 (076.5)**

**ББК 39.71-082.4 я7**

**Содержание издания согласовано с Техническим отделом АО «Транснефть-Север» (начальник отдела – В. Т. Фёдоров).**

Методические указания рассмотрены, одобрены и рекомендованы для издания на заседании кафедры ПЭМГ от 26.11.2014 года, протокол №19.

Рецензенты: А. В. Сальников, доцент кафедры ПЭМГ, к.т.н.; В. Т. Фёдоров, начальник Технического отдела АО «Транснефть-Север», к.т.н.

Редактор: Г. Г. Кримчеева.

Научно-методический редактор: В. Е. Кулешов, проректор по научной работе и инновационной деятельности УГТУ, доцент, к.т.н.

Корректор: П. В. Котова. Технический редактор: Л. П. Коровкина.

В методических указаниях учтены замечания рецензентов и редактора.

План 2014 г., позиция 446.

Подписано в печать 15.12.2014 г. Компьютерный набор.

Объём 56 с. Тираж 100 экз. Заказ №291.

©Ухтинский государственный технический университет, 2014

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

Типография УГТУ.

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.

## СОДЕРЖАНИЕ

|  |    |
|--|----|
| Глоссарий .....  | 5  |
| 1. ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ<br>ИЗОЛЯЦИОННЫМИ ПОКРЫТИЯМИ.....   | 7  |
| 1.1. Общие сведения о защите от коррозии подземных трубопроводов.....            | 7  |
| 1.2. Изоляционные покрытия. Общие сведения .....                                 | 8  |
| 1.3. Технология нанесения изоляционных покрытий .....                            | 9  |
| 1.4. Условия применения изоляционных покрытий.....                               | 10 |
| 2. ИЗОЛЯЦИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ТРАССОВОГО<br>НАНЕСЕНИЯ .....             | 11 |
| 2.1. Битумно-мастичные покрытия .....  | 11 |
| 2.2. Полимерные ленточные покрытия.....  | 12 |
| 2.3. Комбинированное мастично-ленточное покрытие.....                            | 14 |
| 2.4. Технология нанесения изоляционных покрытий в трассовых условиях...<br>..... | 15 |
| 3. ИЗОЛЯЦИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ЗАВОДСКОГО<br>НАНЕСЕНИЯ .....             | 16 |
| 3.1. Полиэтиленовое изоляционное покрытие .....                                  | 16 |
| 3.2. Полипропиленовое изоляционное покрытие .....                                | 18 |
| 3.3. Заводское комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие .....            | 19 |
| 3.4. Эпоксидные порошковые изоляционные покрытия.....                            | 20 |
| 3.5. Полиуретановые двухкомпонентные мастики.....                                | 21 |
| 3.6. Примеры нанесения покрытий в заводских условиях.....                        | 21 |
| 4. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ .....                                 | 22 |
| 4.1. Общий подход к оценке качества покрытий.....                                | 22 |
| 4.2. Контроль качества нанесения изоляционных покрытий .....                     | 23 |
| 4.3. Контроль сплошности защитных покрытий .....                                 | 24 |
| 4.4. Контроль адгезии покрытия к поверхности металла .....                       | 24 |
| 4.5. Критерий качества комплексной защиты трубопроводов .....                    | 25 |
| 5. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ИЗОЛЯЦИОННЫХ<br>ПОКРЫТИЙ.....                  | 26 |

|   |    |
|---|----|
| 5.1. Основные причины возникновения дефектов изоляционных покрытий .....                          | 26 |
| 5.2. Дефекты, возникающие при нанесении полимерных изоляционных лент.....                         | 26 |
| 5.3. Дефекты, возникающие при изоляционно-укладочных работах и засыпке трубопровода .....         | 27 |
| 5.4. Дефекты, возникающие при совокупном воздействии грунтов .....                                | 28 |
| 5.5. Нарушения температурного режима.....   | 28 |
| 5.6. Влияние уровня электрохимзащиты и блуждающих токов .....                                     | 28 |
| 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ..... | 29 |
| 6.1. Определение эффективности работы электрохимической защиты (ЭХЗ)                              | 30 |
| 6.2. Определение состояния изоляции .....   | 30 |
| 7. РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ГАЗОПРОВОДА .....  | 31 |
| 8. РЕМОНТ ПОВРЕЖДЕНИЙ ЗАВОДСКИХ ПОКРЫТИЙ ТРУБОПРОВОДОВ..  | 32 |
| 9. ТРЕБОВАНИЯ К ЗАЩИТНЫМ ПОКРЫТИЯМ.....   | 36 |
| 10. ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЕ.....  | 49 |
| Список литературы .....   | 52 |
| Приложения .....  | 53 |
| Приложение 1 .....  | 53 |
| Приложение 2 .....  | 56 |

## ГЛОССАРИЙ

**Армирующие материалы** – рулонный армированный материал (РАМ), производится при совмещении армирующей стеклосетки и расплава мастики «Транскор-Р». Используется для защиты от коррозии при капитальном ремонте изоляционного покрытия для газонефтепродуктопроводов в трассовых условиях.

**Битум** – твёрдое или жидкое (тягучее) органическое вещество, состоящее из смеси высокомолекулярных углеводородов и их производных, содержащих кислород, серу, азот и комплексные соединения металлов. Полностью или частично битумы растворяются только в органических растворителях (хлороформ, бензол, сероуглерод и другие). Подразделяются на природные и нефтяные битумы.

**Битумная мастика** – это вязкая однородная масса, смесь нефтяного битума с минеральными наполнителями, наиболее распространённый герметик и гидроизоляционный материал. В качестве наполнителей для битумной мастики применяются различные вещества: доломит, мел, цемент, золы твёрдых сортов топлива, асбест, минеральная вата и т. д.

**Грунтовка** – состав, наносимый первым слоем на подготовленную к окраске поверхность для создания надёжного сцепления верхних слоёв покрытия с окрашиваемой поверхностью и выравнивания её впитывающей способности.

**Коррозия металлов** – разрушение металлических поверхностей под влиянием химического или электрохимического воздействия окружающей среды.

**Коррозия блуждающими токами** – электрохимическое разрушение подземных газопроводов, вызванное возникновением постоянных и переменных токов, источником которых является электрифицированный рельсовый транспорт (магистральный, пригородный, городской, промышленный).

**Катодная защита** – способ защиты газопроводов от коррозии за счёт их катодной поляризации с помощью тока от внешнего источника.

**Обёртки битумные** – в качестве обёртки для битумных, битумполимерных, асфальтосмолистых и полимерных ленточных покрытий используются изоляционные ленты и обёртки с двусторонним липким слоем.

**Полиэтилен** – синтетический термопластичный неполярный полимер, принадлежащий к классу полиолефинов. Продукт полимеризации этилена.

**Полипропилен** – синтетический термопластичный неполярный полимер, принадлежащий к классу полиолефинов. Продукт полимеризации пропилена.

**Протекторная защита** – заключается в том, что трубопроводу искусственно придают отрицательный заряд, подключая к нему анодные заземлители

из металла (протекторы), обладающие в грунтовой среде (электролите) более отрицательным электрическим зарядом-потенциалом, чем сам газопровод. В результате, защищаемая часть газопровода заряжается катодно без наличия постороннего источника тока.

**Протекторы** – обладают более отрицательной величиной заряда, чем сам газопровод; представляют собой цилиндрические трубки из Al, Mg, Zn, или их сплавов. В центре протектора имеется стальной сердечник, расстояние от газопровода до протектора в среднем составляет 4,5 м.

**Почвенная коррозия** – электрохимическое разрушение стальных газопроводов, вызванное действием почвы, грунтов и грунтовых вод.

**Эпоксидные смолы** – группа термореактивных полимеров, обладающих чрезвычайно полезными механическими и электрическими свойствами, устойчивостью, клейкостью, химической стойкостью, диэлектрической прочностью. Эпоксидные смолы используются в качестве клейких изолирующих и защитных покрытий.

**Эпоксидный клей** – поступает в продажу в виде набора двух отдельных компонентов, вязкой смолы и отвердителя, которые смешиваются непосредственно перед применением.

**Электродренажная защита** – защита трубопроводов с помощью электрических дренажей.

**Электрический дренаж** – организованный отвод блуждающих токов от газопровода к источнику этих токов. Самый распространённые виды – прямой и усиленный дренаж. Каждый из этих дренажей осуществляется путём соединения газопровода через дренажные устройства с отрицательной тяговой подстанцией или рельсами ж/д.

# **1. ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗОЛЯЦИОННЫМИ ПОКРЫТИЯМИ**

## **1.1. Общие сведения о защите от коррозии подземных трубопроводов**

Основным фактором, уменьшающим скорость коррозионных процессов на подземных трубопроводах, является активная электрохимическая защита, применяемая в комплексе с изоляционными покрытиями.

Защита осуществляется непрерывной катодной поляризацией всей поверхности изолированных трубопроводов с использованием катодных, протекторных или дренажных установок.

Система катодной защиты включает установки катодной защиты, анодные заземления и соединительные провода (кабели), а также контрольно-измерительные пункты. Величина защитной зоны одной установки на начало эксплуатации должна составлять не менее 20 км для нормальной изоляции и 30 км для усиленной изоляции. В установках катодной защиты осуществляется контроль выходного напряжения, силы тока и оценка суммарного времени работы под нагрузкой.

Системы протекторной защиты состоят из одного или группы протекторов, соединительных проводов (кабелей), а также контрольно-измерительных пунктов. В установках протекторной защиты используют литые протекторные электроды длиной до 1,5 м или протяжённые протекторы с технологической длиной более 10 м.

Литые протекторы устанавливаются в грунтах с удельным сопротивлением не более 50 Ом·м, на глубине не менее 1 м ниже границы зоны промерзания грунта. Протяжённые протекторы используются в грунтах с удельным сопротивлением не более 500 Ом·м.

Групповые протекторные установки, единичные протекторы с интервалом размещения не менее 500 м и протяжённые протекторы должны быть подключены к защищаемому сооружению через контрольно-измерительные пункты.

Системы дренажной защиты используются для защиты трубопроводов от блуждающих токов. Включают установки дренажной защиты, с вероятностью безотказной работы не менее 0,9 наработку до 4 000 ч; соединительные провода (кабели) и, при необходимости, электрические перемычки и дроссель-трансформаторы, а также контрольно-измерительные пункты. Дренажные установки подключают к рельсовой цепи только через отсасывающие фидеры и средние точки путевых дренажных дросселей.

Анализ причин аварийности МТ показывает, что основной причиной отказов на линейных участках, являются коррозионные повреждения (до 40%), которые наблюдаются практически на всех трубопроводах, имеющих дефекты изоляции.

### ***Вопросы:***

Какие виды активной защиты применяются на трубопроводных системах, при каких условиях применяются те или иные варианты защиты? Как влияет качество изоляционных покрытий на систему электрохимической защиты?

## **1.2. Изоляционные покрытия. Общие сведения**

Защита от почвенной коррозии обеспечивается пассивными и активными способами. Пассивная защита осуществляется нанесением противокоррозионных покрытий, активная – с использованием катодной поляризации, что приводит к изменению потенциала «трубопровод-почва» и уменьшения скорости протекания реакций окисления.

Противокоррозионные покрытия при устройстве пассивной защиты подземных трубопроводов должны характеризоваться следующими свойствами:

- высокой химической стойкостью в условиях агрессивных почвенных электролитов;
- химической нейтральностью по отношению к материалу труб;
- механической прочностью, способностью выдерживать усилия при изоляционно-укладочных работах и засыпке уложенного трубопровода;
- высокой степенью адгезии, обеспечивающей прочное сцепление покрытия с поверхностью трубы;
- водонепроницаемостью;
- термической и бактериальной устойчивостью;
- долговечностью;
- высокими диэлектрическими свойствами;
- экономичностью.

Исключительно важным показателем является также электрохимическая нейтральность изоляционного материала в условиях катодной поляризации.

Этим требованиям в комплексе отвечают изоляционные материалы на битумной и петролатумной основе и полярные плёночные материалы. При нанесении изоляционных покрытий на битумной основе применяют битумно-резиновые и реже битумно-полимерные и битумно-минеральные мастики.



Применяются также мягкие изоляционные ленты на основе термосветостабилизированного полиэтилена с каучуковым подслоем.

Наиболее испытанным способом защиты трубопровода считается заводская изоляция. Трубопрокатные заводы выполняют изоляционные покрытия на основе:

- двухслойных и трёхслойных полиэтиленовых покрытий;
- трёхслойных полипропиленовых покрытий;
- двухслойных эпоксидных покрытий.

### ***Вопросы:***

Что представляют собой коррозионные процессы, какие материалы им подвержены. Какие условия необходимы для возникновения коррозионных процессов? Почему следует защищать трубопроводы от почвенной коррозии? Какие методы известны для защиты от коррозии? Что представляет собой пассивная защита? Что представляет собой активная защита? Какие требования предъявляются к противокоррозионным покрытиям? Обоснуйте каждое требование. Дайте расшифровку применяемым понятиям.

### **1.3. Технология нанесения изоляционных покрытий**

Технологический процесс нанесения антикоррозионных покрытий включает:

- сушку труб;
- дробемётную очистку поверхности труб;
- защиту концов труб;
- контроль качества очистки;
- предварительный газовый нагрев труб;
- хроматирование наружной поверхности труб;
- основной индуктивный нагрев труб;
- напыление эпоксидного покрытия;
- нанесение клеевого подслоя и экструдированного полиэтилена;
- водяное охлаждение изолированных труб;
- электрический контроль сплошности покрытия;
- зачистку концов труб от покрытия;
- приёмо-сдаточные испытания, маркировку изолированных труб.

После сварки трубопроводов производится 100% радиографический контроль сварных стыков в соответствии с требованиями нормативной документации. Затем осуществляется изоляция сварных стыков термоусадочными манжетами, устанавливаемыми на эпоксидный праймер.

### ***Вопросы:***

Для чего надо выполнять очистку поверхности труб дробемётной установкой? Почему следует обеспечивать защиту концов труб, а затем очищать их от покрытий? Для чего трубы подогревают, несколькими методами и на разных этапах нанесения покрытий? Для чего выполняют хромирование наружной поверхности труб? Что такое экструдированный полиэтилен? Как его наносят?

#### **1.4. Условия применения изоляционных покрытий**

В зависимости от конкретных условий эксплуатации на трубопроводах используют несколько типов защитных покрытий: нормальный, усиленный и весьма усиленный.

Усиленный и весьма усиленный тип покрытий применяют на трубопроводах диаметром 820 мм и более, независимо от условий прокладки, а также на всех трубопроводах любого диаметра, прокладываемых в зонах повышенной коррозионной опасности:

- в засоленных почвах любого района страны (солончаковых, солонцах, солодах, сорах и др.);
- в болотистых, заболоченных, чернозёмных и поливных почвах, а также на участках перспективного обводнения или орошения;
- на подводных переходах и в поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги, и на расстоянии в обе стороны от переходов по соответствующей нормативной документации;
- на участках промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлака;
- на участках блуждающих токов источников постоянного тока;
- на участках трубопроводов с температурой транспортируемого продукта выше 303 К (30°C);
- на территориях компрессорных, газораспределительных и насосных станций, а также установок комплексной подготовки нефти и на расстоянии в обе стороны от них по соответствующей нормативной документации;
- на пересечении с различными трубопроводами, включая по 350 м в обе стороны от места пересечения, с применением покрытий заводского или базового нанесения в соответствии с нормативной документацией;
- на участках трубопроводов, прокладываемых на выбранных по нормативной документации расстояниях от рек, каналов, озёр, водохранилищ, а также от границ населённых пунктов и промышленных предприятий;
- для транспортирования сжиженных углеводородов и аммиака.

Во всех остальных случаях применяются защитные покрытия нормального типа.

### ***Вопросы:***

Объясните, как отличаются обычные покрытия от покрытий усиленного и весьма усиленного типа. Где рекомендуют применять покрытия усиленного типа? Обоснуйте необходимость использования покрытий усиленного типа, например, при переходе через автомобильную или железную дороги? На участках засоленных почв? На участках блуждающих токов?

## **2. ИЗОЛЯЦИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ТРАССОВОГО НАНЕСЕНИЯ**

### **2.1. Битумно-мастичные покрытия**

Битумно-мастичные покрытия являлись основным типом наружного защитного покрытия отечественных трубопроводов на протяжении многих десятилетий. Конструкция покрытия состоит из слоя битумной или битумно-полимерной грунтовки (раствор битума в бензине), двух или трёх слоёв битумной мастики, между которыми находится армирующий материал (стеклохолст или стеклоткань) и наружного слоя из защитной обёртки.

Защитной обёрткой служили обёрточные материалы на битумно-каучуковой основе типа «бризол», «гидроизол» и др. или крафт-бумага.

Общая толщина битумно-мастичного покрытия усиленного типа составляет не менее 6,0 мм, а для покрытия трассового нанесения нормального типа – не менее 4,0 мм.

В качестве изоляционных мастик для нанесения битумно-мастичных покрытий применяются:

- битумно-резиновые мастики;
- битумно-полимерные мастики, с добавками полиэтилена, атактического полипропилена;
- битумные мастики с добавками термоэластопластов;
- мастики на основе асфальтосмолистых соединений типа «Асмор».

В последние годы появился целый ряд битумных мастик нового поколения, обладающих повышенными показателями свойств (Биом-2, Трансмор, Битеп, Изобит).

К преимуществам битумно-мастичных покрытий относятся:

- их дешевизна, большой опыт применения, достаточно простая технология нанесения в заводских и трассовых условиях;
- битумные покрытия проницаемы для токов электрозащиты, хорошо работают совместно со средствами электрохимической защиты.

Основными недостатками битумно-мастичных покрытий являются:

- узкий температурный диапазон применения (от минус 10°C до 40°C);
- недостаточно высокая ударная прочность и стойкость к продавливанию;
- повышенная влагонасыщаемость и низкая биостойкость покрытий.

Срок службы битумных покрытий ограничен и, как правило, не превышает 15 лет. Рекомендуемая область их применения – защита от коррозии трубопроводов малых и средних диаметров, работающих при нормальных температурах эксплуатации. В соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164, применение битумных покрытий ограничивается диаметрами трубопроводов не более DN 800 и температурой эксплуатации не выше 40°C.

### ***Вопросы:***

Что представляют собой битумно-мастичные покрытия? Какова структура этих покрытий? Для чего применяют армирующие материалы в структуре покрытий? Перечислите основные положительные и отрицательные характеристики этих покрытий. Область применения, ограничения в применении.

## **2.2. Полимерные ленточные покрытия**

Полимерные ленточные покрытия за рубежом стали применяться в начале 60-х гг. прошлого века. В нашей стране пик применения полимерных ленточных покрытий пришёлся на 70-80 гг., на период строительства целой сети протяжённых МТ. К настоящему времени на долю полимерных ленточных покрытий на российских трубопроводах приходится до 65% от их общей протяжённости.

Полимерное ленточное покрытие трассового нанесения в соответствии с ГОСТ Р 51164 состоит из слоя адгезионной грунтовки, одного слоя полимерной изоляционной ленты толщиной не менее 0,6 мм и одного слоя защитной полимерной обёртки толщиной не менее 0,6 мм. Общая толщина покрытия – не менее 1,2 мм.

При заводской изоляции труб количество слоёв изоляционной ленты и обёртки увеличивается. При этом общая толщина покрытия должна составлять: не менее 1,2 мм для труб диаметром до DN 250, не менее 1,8 мм для труб диаметром до DN 500 и не менее 2,4 мм для труб диаметром до DN 800 включительно.

Для трубопроводов допускается применять ленточные покрытия трассового нанесения при изоляции труб диаметром до DN 1200, но при этом общая толщина покрытия должна составлять не менее 1,8 мм (наносятся два слоя полимерной ленты и один слой защитной обёртки).

В полимерном ленточном покрытии функции изоляционной ленты и защитной обёртки различные. Изоляционная лента обеспечивает адгезию покрытия к стали (не менее 2 кг/см ширины), стойкость к катодному отслаиванию, выполняет функции защитного барьера, препятствующего проникновению к поверхности труб воды, почвенного электролита, кислорода, т. е. коррозионно-активных агентов.

Защитная обёртка служит в основном для повышения механической, ударной прочности покрытия. Она предохраняет ленточное покрытие от повреждений при укладке трубопровода в траншею и засыпке его грунтом, а также при усадке грунта и технологических подвижках трубопровода.

Полимерные ленты, защитные обёртки поставляются комплектно с адгезионной грунтовкой (праймером) заводского изготовления.

К преимуществам ленточных покрытий следует отнести:

- высокую технологичность их нанесения на трубы в заводских и трассовых условиях;
- хорошие диэлектрические характеристики;
- низкую влажностепрооницаемость;
- достаточно широкий температурный диапазон применения.

Основными недостатками полимерных ленточных покрытий являются:

- низкая устойчивость к сдвигу под воздействием осадки грунта;
- недостаточно высокая ударная прочность покрытий;
- экранировка ЭХЗ;
- низкая биостойкость адгезионного подслоя покрытия.

Опыт эксплуатации отечественных трубопроводов показал, что срок службы полимерных ленточных покрытий на трубопроводах диаметром DN 1000 и выше составляет от 7 до 15 лет, что в 2-4 раза меньше нормативного срока амортизации МТ (не менее 33 лет).

### ***Вопросы:***

Чем полимерно-ленточные покрытия отличаются от битумно-мастичных? Перечислите основные достоинства полимерно-ленточных покрытий, их технологические характеристики, область применения. Перечислите основные недостатки полимерно-ленточных покрытий. Объясните их отношение к системе электрохимзащиты.

### 2.3. Комбинированное мастично-ленточное покрытие

Комбинированное мастично-ленточное покрытие типа «Пластобит» конструктивно состоит из слоя адгезионного праймера, слоя изоляционной мастики на основе битума или асфальтосмолистых соединений, слоя изоляционной полимерной ленты толщиной не менее 0,4 мм и слоя полимерной защитной обёртки толщиной не менее 0,5 мм. Общая толщина комбинированного мастично-ленточного покрытия составляет не менее 4,0 мм.

При нанесении изоляционной битумной мастики в зимнее время её, как правило, пластифицируют добавками специальных масел, которые предотвращают охрупчивание мастики при отрицательных температурах окружающей среды. Битумная мастика, наносимая по праймеру, обеспечивает адгезию покрытия к стали, и является основным изоляционным слоем покрытия.

#### Преимущества этих покрытий:

- полимерная лента и защитная обёртка повышают механические характеристики и ударную прочность покрытия, обеспечивают равномерное распределение изоляционного мастичного слоя по периметру и длине трубопровода.

Практическое применение комбинированных покрытий типа «Пластобит» подтвердило их достаточно высокие защитные и эксплуатационные характеристики. При этом в конструкции битумно-ленточного покрытия применяют преимущественно полиэтиленовые термоусаживающиеся ленты, обладающие повышенной теплостойкостью и высокими механическими характеристиками, а в качестве изоляционных мастик используют специальные модифицированные битумные мастики нового поколения.

Основные недостатки комбинированного мастично-ленточного покрытия те же, что и у битумно-мастичных покрытий:

- недостаточно широкий температурный диапазон применения (от минус 10°С до плюс 40°С);
- недостаточно высокие физико-механические показатели свойств (ударная прочность, стойкость к продавливанию и др.).

#### ***Вопросы:***

Что представляют собой полиэтиленовые термоусаживающиеся ленты? Как совмещаются в комбинированных покрытиях свойства плёночных и битумных составляющих? Какие положительные свойства приобретают комбинированные покрытия? Что изменилось в конструкции комбинированных покрытий в сравнении с составляющими компонентами? Как изменились температурные условия применения комбинированных покрытий?

## 2.4. Технология нанесения изоляционных покрытий в трассовых условиях

Нанесение защитных битумно-мастичных и полимерных ленточных покрытий в трассовых условиях осуществляется после сварки труб и контроля сварных стыков.

Для нанесения покрытий используются передвижные механизированные колонны, включающие: трубоукладчики и навесное технологическое оборудование (очистные и изоляционные машины, комбайны и т. д.), перемещающиеся по сваренному в «нитку» трубопроводу и выполняющие операции по щёточной очистке, праймированию поверхности труб, нанесению на них защитного покрытия. При выполнении работ в зимнее время в состав оборудования дополнительно вводится передвижная печь для нагрева и сушки труб.

При нанесении битумных покрытий в составе механизированных колонн используются также битумно-плавильные котлы и специальные изоляционные машины.



Рисунок 1 – Устройства для очистки и нанесения изоляционных покрытий в трассовых условиях

До нанесения покрытий производится очистка труб от грязи, ржавчины, рыхлой окалины. Для очистки поверхности труб применяются скребки, механические щётки и иглофрезы. Праймирование труб осуществляется посредством полива на поверхность труб дозированного количества адгезионного праймера с последующим его растиранием брезентовым полотенцем.

На праймированные трубы с использованием изоляционной машины наносится слой горячей битумной мастики, после чего осуществляется нанесение на трубы армирующего материала (стеклохолст), второго слоя битумной мастики и слоя наружной защитной обёртки. Ленточные покрытия наносятся на

поверхность трубопроводов посредством спиральной намотки на праймированные трубы слоя изоляционной ленты и слоя защитной обёртки, с заданным усилием натяжения и величиной нахлёста.

Практический опыт показал, что, несмотря на достаточно высокую степень механизации изоляционных работ в трассовых условиях, данный способ изоляции не обеспечивает качественного нанесения на трубы защитных покрытий. Это обусловлено влиянием погодных условий, отсутствием средств и методов пооперационного технологического контроля, а также недостаточно высокими механическими и защитными свойствами битумных и ленточных покрытий.

Перенос процесса наружной изоляции труб из трассовых условий в заводские или базовые условия не только позволил ускорить темпы строительства трубопроводов, но и в значительной степени повысить качество и надёжность их противокоррозионной защиты. При заводской изоляции труб на качество работ не влияют погодные условия, проводится последовательный пооперационный технологический контроль. Кроме того, при изоляции труб в заводских условиях появляется возможность использовать современные изоляционные материалы и технологии их нанесения, которые невозможно реализовать при трассовой изоляции трубопроводов.

### ***Вопросы:***

Каков порядок нанесения покрытий в трассовых условиях. Перечислите технические средства, используемые при нанесении покрытий в трассовых условиях? Для чего нужны плавильные котлы. Когда осуществляется работа по нанесению покрытий в трассовых условиях? Назовите плюсы и минусы этого нанесения? Каким должно быть усилие натяга и величина нахлёста, чтобы обеспечить качественное нанесение покрытия?

## **3. ИЗОЛЯЦИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ЗАВОДСКОГО НАНЕСЕНИЯ**

### **3.1. Полиэтиленовое изоляционное покрытие**

Впервые однослойные полиэтиленовые покрытия труб на основе порошкового полиэтилена стали применяться в конце 50-х – начале 60-х гг. прошлого века. Технология нанесения однослойного полиэтиленового покрытия аналогична технологии нанесения покрытий из порошковых эпоксидных красок.



Из-за низкой водостойкости адгезии и стойкости к катодному отслаиванию однослойные полиэтиленовые покрытия не получили достаточно широкого применения.

Им на смену пришли двухслойные покрытия с «мягким» адгезионным подслоем. В конструкции такого покрытия в качестве адгезионного слоя применялись изоляционные битумно-каучуковые мастики («мягкие» адгезивы) толщиной от 150 до 300 мкм, наносимые по слою праймера, а в качестве наружного ударопрочного слоя использовался экструдированный полиэтилен толщиной не менее 3,0 мм.

После того как фирмой «BASF» (Германия) был разработан сополимер этилена и эфира акриловой кислоты («Lucalen»), который впервые был опробован в конструкции заводского полиэтиленового покрытия труб в качестве термоплавого полимерного клеевого подслоя, в практику строительства трубопроводов было внедрено двухслойное полиэтиленовое покрытие с «жестким» адгезионным подслоем.

Позднее был разработан ещё целый ряд термопластичных клеевых композиций на основе сополимеров этилена и винилацетата, этилена и акрилата.

Двухслойные полиэтиленовые покрытия получили широкое применение и на долгие годы стали основными заводскими покрытиями труб.

Конструктивно двухслойное полиэтиленовое покрытие состоит из адгезионного подслоя на основе термопластичной полимерной композиции толщиной от 250 до 400 мкм и наружного полиэтиленового слоя толщиной от 1,6 до 3,0 мм. В зависимости от диаметров труб общая толщина покрытия составляет не менее 2,0 мм для труб до DN 250 включительно и не менее 3,0 мм для труб до DN 1000 и выше.

Для нанесения двухслойных полиэтиленовых покрытий применяются как российские, так и иностранные изоляционные материалы (термопластичные композиции на основе сополимеров – для нанесения адгезионного слоя, композиции термостойко-стабилизированного полиэтилена – для нанесения наружного слоя).

С целью повышения устойчивости двухслойных полиэтиленовых покрытий к воздействию воды и стойкости к катодному отслаиванию при повышенных температурах проводится обработка поверхности очищенных труб (пассивация) раствором хромата.

При правильном подборе изоляционных материалов двухслойное полиэтиленовое покрытие обладает достаточно высокими показателями свойств и отвечает техническим требованиям, предъявляемым к заводским покрытиям труб. Оно способно обеспечить защиту трубопроводов от коррозии на срок до 30 лет и выше.

Более эффективным наружным антикоррозионным покрытием является заводское трёхслойное полиэтиленовое покрытие труб, конструкция которого отличается от двухслойного полиэтиленового покрытия наличием ещё одного слоя – эпоксидного праймера.

Эпоксидный слой обеспечивает повышенную адгезию покрытия к стали, водостойкость адгезии и стойкость покрытия к катодному отслаиванию.

Полимерный адгезионный подслой является вторым, промежуточным слоем, в конструкции трёхслойного покрытия. Его функции состоят в обеспечении сцепления (адгезии) между полиэтиленовым наружным слоем и внутренним эпоксидным слоем. Наружная полиэтиленовая оболочка имеет низкую влажностепрооницаемость, выполняет функции «диффузионного барьера» и обеспечивает покрытию высокую механическую и ударную прочность.

Сочетание всех трёх слоёв покрытия делает трёхслойное полиэтиленовое покрытие одним из наиболее эффективных наружных защитных покрытий трубопроводов.

Трёхслойное полиэтиленовое покрытие отвечает самым современным техническим требованиям и способно обеспечить эффективную защиту трубопроводов от коррозии на продолжительный период их эксплуатации (до 40-50 лет и более).

Для нанесения трёхслойного полиэтиленового покрытия используют специально подобранные системы изоляционных материалов: порошковые эпоксидные краски, адгезионные полимерные композиции, композиции термостойкого стабилизированного полиэтилена низкой, высокой и средней плотности.

### ***Вопросы:***

Какие виды покрытий заводского нанесения вы можете назвать? Как они отличаются друг от друга? Что следует понимать под термином конструкция покрытия? Объясните значение терминов адгезия и когезия. Где проявляются эти явления, на каких участках покрытий? Как можно обеспечить целостность и механическую прочность многослойного покрытия? Какие функции выполняются каждым слоем? Какой состав этих слоёв?

## **3.2. Полипропиленовое изоляционное покрытие**

Конструкция заводского полипропиленового покрытия аналогична конструкции заводского трёхслойного полиэтиленового покрытия труб. Для нанесения покрытия используются порошковые эпоксидные краски, термостойкие полимерные композиции и термостойкостабилизированные композиции полипропилена.

Основная область применения полипропиленовых покрытий – противокоррозионная защита «горячих» (от 110°C до 140°C) участков трубопроводов, защита от коррозии морских, шельфовых трубопроводов, подводных переходов, участков трубопроводов, строящихся методами «закрытой» прокладки (проколы под дорогами, прокладка труб методом наклонно-направленного бурения и т. д.).

Полипропиленовые покрытия имеют, как правило, белый цвет, что обусловлено использованием в качестве основного светостабилизатора добавки двуокиси титана.

Из-за высокой ударной прочности полипропиленового покрытия его толщина может быть на 20-25% меньше толщины полиэтиленового покрытия труб (от 1,8 до 2,5 мм).

К преимуществам полипропиленовых покрытий относятся:

- повышенная теплостойкость;
- высокая механическая, ударная прочность;
- стойкость к продавливанию и абразивному износу.

К недостаткам полипропиленовых покрытий следует отнести:

- пониженную морозостойкость.

Стандартное полипропиленовое покрытие рекомендуется применять при температурах строительства трубопроводов до минус 10°C, а температура окружающей среды при хранении изолированных труб не должна быть ниже минус 20°C. Специально разработанное морозостойкое полипропиленовое покрытие может применяться при температурах строительства трубопроводов до минус 30°C и температурах хранения изолированных труб до минус 40°C.

### ***Вопросы:***

Перечислите основные характеристики полипропиленовых покрытий и в чем они отличаются от полиэтиленовых? Где их применяют, на каких объектах они предпочтительны? Как наносят полипропиленовые покрытия в заводских условиях? Основные недостатки полипропиленовых покрытий.

### **3.3. Заводское комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие**

Для противокоррозионной защиты трубопроводов малых и средних диаметров (до DN 500) в последние годы довольно широко и успешно используется комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие.

Комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие наносится на трубы в заводских или базовых условиях.

Конструктивно покрытие состоит из слоя адгезионной грунтовки, слоя дублированной полиэтиленовой ленты и наружного слоя на основе экструдированного полиэтилена. Общая толщина комбинированного ленточно-полиэтиленового покрытия составляет от 2,2 до 3,0 мм.

В конструкции комбинированного покрытия полиэтиленовая лента, нанесённая по адгезионной грунтовке, выполняет основные изоляционные функции, а наружный полиэтиленовый слой защищает ленточное покрытие от механических повреждений при транспортировке, погрузке и разгрузке изолированных труб, при проведении строительно-монтажных работ.

По показателям свойств комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие уступает заводским двухслойным и трёхслойным полиэтиленовым покрытиям труб, но в то же время в значительной степени превосходит битумно-мастичные и полимерные ленточные покрытия трубопроводов. Покрытие внесено в ГОСТ Р 51164.

### ***Вопросы:***

Какие особенности в конструкции комбинированных покрытий? Какие функции выполняет каждый слой изоляционного покрытия? Какие основные положительные качества можно отметить для этих конструкций?

## **3.4. Эпоксидные порошковые изоляционные покрытия**

В 1980-х годах в России была установлена линия по нанесению эпоксидных порошковых покрытий. Эти покрытия получают методом напыления порошковой эпоксидной краски с толщиной слоя от 350 до 500 мкм на предварительно очищенную и нагретую от 180°C до 240°C трубу.

Однако, как показал опыт использования труб с таким покрытием, они не в состоянии противостоять механическим нагрузкам, возникающим в процессе транспортировки, погрузочно-разгрузочных и строительно-монтажных работ.

Количество повреждений оказывалось столь значительным, что после сварки труб в нитку их ремонт оказывался экономически нецелесообразным и такой участок подвергался переизоляции с использованием полимерных липких лент. С учётом вышеуказанных недостатков применение труб с порошковым эпоксидным покрытием было ограничено трубами до DN 800.

### ***Вопросы:***

Чем технология нанесения эпоксидных покрытий отличается от нанесения прочих покрытий? Назовите основные недостатки этих покрытий. Область применения эпоксидных порошковых покрытий.

### 3.5. Полиуретановые двухкомпонентные мастики

Другой тип покрытий, применяемых в основном для антикоррозионной защиты изделий со сложной конфигурацией поверхности, – полиуретановые двухкомпонентные мастики. Эти покрытия наносятся на поверхность труб и соединительных деталей при строительстве насосных станций и технологических обвязок трубопроводов.

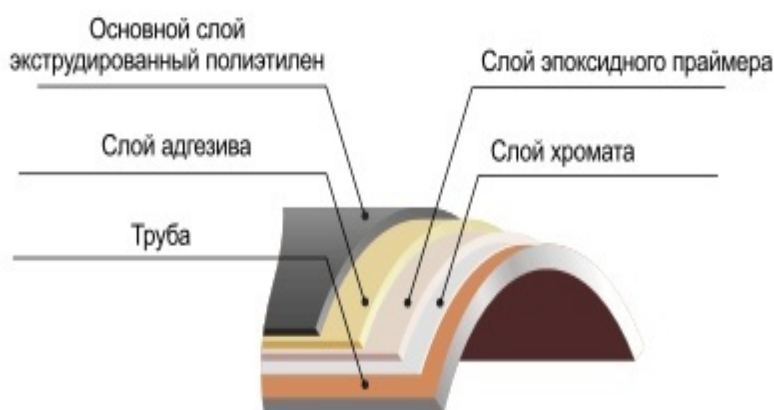
Исходя из практического опыта, срок эксплуатационной надёжности этого типа покрытия составляет от 20 до 25 лет. В настоящее время отработана заводская технология нанесения полиуретановых покрытий на соединительные детали диаметром до 1 220 мм.

#### **Вопросы:**

Область применения полиуретановых покрытий. Чем обусловлен срок службы этих покрытий?

### 3.6. Примеры нанесения покрытий в заводских условиях

Весьма усиленная изоляция стальных труб ВУС предназначена для промышленных и магистральных трубопроводов для подводной и подземной прокладки.



Весьма усиленная (ВУС) изоляция труб – это усиленная изоляция, состоящая из двух или трёх слоёв, которые способствуют тому, что труба не подвергается ржавчине и механическим повреждениям. Поэтому такие трубы часто используют в

условиях агрессивных сред. ВУС изоляция – это эффективный метод защиты трубопроводов от коррозии.

В настоящее время направление заводской изоляции труб экструдированным полиэтиленом (трубы ВУС) является приоритетным в мировой практике защиты трубопроводов от коррозии. Защита от коррозии труб, изоляция труб с наружным, весьма усиленным двухслойным антикоррозийным полиэтиленовым покрытием (ВУС изолированные трубы) и фасонные изделия осуществляется по ГОСТ 9.602-2005.

Покрытие наносится методом боковой экструзии. С целью обеспечения высоких адгезионных свойств покрытия применяется высококачественная дробеструйная очистка, нанесение промежуточного клеящего слоя и далее нанесение наружного защитного слоя на основе термостойкостабилизированной композиции полиэтилена.



Рисунок 2 – Нанесение покрытий в заводских условиях

## **4. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ**

### **4.1. Общий подход к оценке качества покрытий**

Эффективность и стоимость защиты от коррозии зависят от правильного выбора покрытия, его свойств и качества нанесения. Чем хуже защитное покрытие, тем выше расходы на электрохимическую защиту, содержание и техническое обслуживание трубопровода. На каждой стадии изоляции и укладки следует контролировать изоляционный материал, качество очистки поверхности трубопровода, толщину и сплошности нанесённого покрытия. Необходимо также выявлять места дефектов покрытия после укладки трубопровода в траншею и его засыпки.

Контроль изоляционных покрытий до и после укладки осуществляется с помощью толщиномеров, адгезиметров, дефектоскопов, искателей повреждений изоляции на подземных трубопроводах.

Качество исходных материалов проверяют, сопоставляя данные, приведённые в паспорте и сертификатах, с результатами лабораторных и трассовых измерений, а также контролем соответствия их свойств требованиям нормативных документов на эти материалы.

### ***Вопросы:***

Какие виды контроля необходимо выполнять при изоляции и укладке трубопроводов? Перечислите приборы и системы, используемые при этих мероприятиях? Для каких видов измерений они предназначены?

## **4.2. Контроль качества нанесения изоляционных покрытий**

Качество нанесённого на трубы изоляционного покрытия определяют внешним осмотром, измерением толщины и сплошности покрытия, адгезии (прилипаемости) к металлу, прочности при ударе и значением переходного сопротивления.

Внешний осмотр осуществляется как при наложении каждого слоя покрытия, так и после окончания изоляции, по всей длине трубы. При этом не допускаются пропуски, поры, трещины, сгустки, вздутия, пузыри, расслоения, складки и другие дефекты в покрытии.

Величину перехлёста рулонных материалов измеряют после их нанесения и кратковременной остановки изоляционной машины. Частота замеров величины нахлёста ленты или обёртки – не реже, чем через каждые 50 м изолированного трубопровода и не менее двух раз за рабочую смену. Величина нахлёста смежных витков, при однослойном нанесении, должна составлять не менее 3 см, а при двухслойном – наносимый виток должен перекрывать уложенный на 50% от его ширины плюс 3 см.

Натяжение полотнища обёрток должно обеспечивать их плотное прилегание к поверхности изоляционного покрытия. Ширина нахлёста витков должна быть не менее 2 см (на концах обёртки – от 10 до 15 см).

Защитные обёртки, в конце полотнища, а при необходимости и через каждые 10-12 м, закрепляются бандажом, клеем или другим подходящим способом.

Толщину изоляции проверяют при заводском или базовом нанесении на 10% труб и в местах, вызывающих сомнение, не менее чем в трёх сечениях по длине трубы и в четырёх точках каждого сечения. При трассовом нанесении – не менее одного замера на каждые 100 м трубопровода и не менее чем в восьми точках сечения, а также в местах вызывающие сомнения.

### ***Вопросы:***

Перечислите основные измеряемые величины? Обоснуйте необходимость их контроля. Чем определяется толщина изоляционного покрытия? Чем ограничена толщина покрытия? Как надо измерять толщину изоляционного покрытия? Как выбирается база для измерений, как можно представить замеры в восьми точках сечения?

### 4.3. Контроль сплошности защитных покрытий

Сплошность защитных покрытий контролируют искровыми дефектоскопами. При нанесении изоляции в трассовых условиях сплошность покрытия проверяют, например, искровыми дефектоскопами типа ДЭП-1, ДЭП-2, ДИ-74 или аналогичными приборами.

Напряжение на щупе устанавливают из расчёта не менее 5 кВ на каждый миллиметр толщины покрытия на всем изолируемом участке трубопровода, а также в местах, вызывающих сомнение по результатам визуального осмотра. В случае пробоя защитного покрытия дефектные места ремонтируют и повторно проверяют.

#### **Вопросы:**

Как показатель сплошности характеризует свойства покрытия?

### 4.4. Контроль адгезии покрытия к поверхности металла

Адгезию покрытия к поверхности металла определяют с помощью адгезиметров типа СМ-1, АД-1, А-1. Прибор СМ-1 предназначен для оценки адгезионной прочности битумных изоляционных материалов и покрытия. Принцип действия прибора основан на измерении усилия, необходимого для сдвига образца изоляции контурной площадью 1 см<sup>2</sup>. Этот прибор обеспечивает возможность оценки адгезионной прочности в пределах от 0 до 1,5 МПа при погрешности не более 6%. Прибор АД-1 предназначен для оценки адгезионной прочности битумных покрытий путём измерения усилия, необходимого для отрыва покрытия от поверхности трубы. Пределы измерения прибора – от 0 до 1,6 МПа. Прибор А-1 предназначен для контроля адгезии изоляционных покрытий из полимерных лент. Принцип действия прибора основан на измерении усилия, необходимого для отрыва надрезанной полоски изоляции определённой ширины (например, 5 см).



Рисунок 3 – Замер показателя адгезии методом отслаивания





Рисунок 4 – Когезионный характер отрыва покрытия РАМ (при контрольном замере адгезии), нанесённого с соблюдением технологии

### ***Вопросы:***

Что такое адгезия? Для чего её следует измерять. Какое значение должна принимать эта величина? Где выше адгезия, на каких из рассмотренных покрытий она должна быть максимальной?

## **4.5. Критерий качества комплексной защиты трубопроводов**

Критерием качества комплексной защиты трубопроводов является переходное сопротивление, которое характеризует состояние изоляционного покрытия и позволяет оптимизировать расход тока катодной поляризации трубопровода.

Снижение переходного сопротивления во времени вызывает необходимость либо увеличивать ток катодных станций и их число, либо ремонтировать изоляцию на данном участке.

Наибольшее влияние на состояние изоляционного покрытия и, следовательно, на значение переходного сопротивления и его изменение во времени оказывают следующие основные факторы:

- материал и толщина изоляционного покрытия;
- диаметр трубопровода;
- температура транспортируемого продукта;
- удельное электрическое сопротивление и состав грунта.

## **5. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ**

Полимерные изоляционные покрытия, предназначенные для защиты подземных трубопроводов от коррозии, выполняются из слоя грунтовки и одного – трёх слоёв липкой полимерной ленты.

Однослойные покрытия соответствуют нормальной, двухслойные – усиленной, трёхслойные – весьма усиленной конструкции изоляции.

### **5.1. Основные причины возникновения дефектов изоляционных покрытий**

Основными причинами возникновения дефектов изоляционных покрытий являются применение некачественных либо несоответствующих условиям эксплуатации изоляционных материалов.

Изменение показателей качества изоляционных материалов происходит в результате несоблюдения правил:

- транспортировки (деформация рулонов);
- хранения (засорения битума землёй);
- при обводнении битума в условиях хранения под открытым небом;
- приготовления, нарушения дозировки компонентов битумной мастики;
- при перегреве мастики, чрезмерного разведения грунтовки растворителем;
- некачественного нанесения грунтовки на трубопровод.

При длительном или неудовлетворительном хранении грунтовки происходит её загустевание, в связи, с чем грунтовка наносится на трубопровод неравномерно, с подтёками.

При нанесении грунтовки на влажную поверхность трубы образуются пузыри, которые снижают прилипаемость грунтовки и покрытия к металлу.

В случае нанесения грунтовки в ветреную погоду в грунтовочном слое могут образовываться воздушные пузыри.

Одной из причин плохой прилипаемости грунтовки является пыль, оседающая на трубе после очистки от ржавчины.

### **5.2. Дефекты, возникающие при нанесении полимерных изоляционных лент**

Неправильная регулировка изоляционной машины, неправильно выбранный угол наклона шпуль, недостаточное натяжение и разнотолщинность ленты приводят к образованию гофр, морщин, складок и неравномерному нахлёсту.

Нанесение липкой ленты двумя рулонами разной ширины приводит к неравномерному нахлёсту и несплошности покрытия. При переходе клея на смежную нелипкую сторону нарушается прилипаемость ленты. Плохая торцовка рулонов и телескопический сдвиг витков ленты в рулоне также приводят к некачественному нанесению покрытия.

Несоблюдение температурного режима ухудшает качество нанесения покрытий. Плохо очищенная от брызг металла и грата поверхность сварных стыков приводит к проколам изоляционного покрытия. Эти места перед нанесением изоляции необходимо зачищать.

Недостаточное или чрезмерное натяжение ленты при размотке рулона ведёт к образованию гофр, перекосу и, как следствие, к образованию поперечных морщин и складок.

### **5.3. Дефекты, возникающие при изоляционно-укладочных работах и засыпке трубопровода**

При раздельном способе производства изоляционно-укладочных работ, когда трубопровод находится на берме траншеи, изоляционное покрытие может быть повреждено от оплывания на солнце, растрескивания на морозе, продавливания на лёжках и других посторонних механических воздействий.

Дефекты могут быть выявлены при осмотре покрытия, после чего должен быть выполнен ремонт покрытия с последующей проверкой качества дефектоскопом.

Повреждения покрытия при укладке трубопровода с бермы в траншею возникают:

- при захвате трубы петлёй троса;
- при недостаточной ширине полотенца или при вытаскивании полотенца из-под трубопровода;
- при соприкосновениях или ударах трубопровода об откосы траншеи во время укладки трубы, особенно на криволинейных участках трассы.

Повреждения покрытия при совмещённом способе производства изоляционно-укладочных работ могут возникать при укладке трубопровода не по оси траншеи.

При укладке трубопровода в жаркую погоду, когда покрытие не успевает остыть и касается стенок траншеи, возможны его продавливания и сдирывы.

Опускание трубопровода с температурой битумного покрытия выше 30°C на неровное дно траншеи, а также наличие на нем камней или комьев засохшей глины неизбежно приводит к продавливанию покрытия.

#### **5.4. Дефекты, возникающие при совокупном воздействии грунтов**

Механические воздействия грунта при эксплуатации, может приводить к сдвигающим или растягивающим напряжениям изоляционного покрытия, при этом происходит «растрескивание» и образование складок, задиров, царапин, гофр.

Физико-химическое воздействие грунта, влияние поверхностно-активных компонентов грунтово-коллоидной среды, в т. ч. может приводить к выпотеванию и вымыванию пластификаторов из изоляционных покрытий.

После укладки изолированного трубопровода в траншею при стабилизации грунтовой засыпки покрытие подвергается всевозможным деформациям.

Деформации совместно с действием поверхностно-активных составляющих грунтов приводят к разрушению покрытий, то есть нарушению целостности изоляции и интенсивной коррозии трубопроводов.

При засыпке трубопровода грунтом в траншее ударная нагрузка на покрытие может быть весьма значительной – особенно в зимнее время, когда обледенелый грунт имеет высокую твёрдость, а покрытие находится в состоянии, близком к хрупкому.

Возможно усиление биологической коррозии за счёт увеличения интенсивности жизнедеятельности микроорганизмов и бактерий.

#### **5.5. Нарушения температурного режима**

Неправильная эксплуатация трубопровода (резкий перепад температур перекачиваемого продукта, перекачка продукта с температурой выше проектной и т. д.).

Несоблюдение режимов нанесения изоляционных покрытий в зимних условиях приводит к нарушению режимов подогрева трубопровода, грунтовки, изоляционных покрытий, нарушению режимов хранения.

Возможно также смерзание изоляционного покрытия трубопровода с водонасыщенным грунтом, что приводит к разрушению покрытий.

#### **5.6. Влияние уровня электрохимзащиты и блуждающих токов**

Невыполнение требований РД-33.040.99-КТН-210-10 и ГОСТ Р 51164, по ограничению величины защитного поляризационного потенциала (не больше чем минус 1,15 В) от действия электрохимической защиты может приводить к отслоению изоляции за счёт интенсивного образования газообразного водорода. Опасность коррозионного разрушения подземных трубопроводов обуслов-

лена не только почвенной коррозией, но и действием постоянных токов электрических установок, в которых в качестве обратного провода используется земля – коррозия блуждающими токами.

На практике возможны случаи, когда трубопровод находится в экстремальных условиях, то есть на него действует весь комплекс неблагоприятных воздействий.

### ***Вопросы:***

Что следует понимать под изменением качества изоляционных материалов, в результате чего возникают дефекты в изоляционных покрытиях? Перечислите виды изменения качественных показателей.

Перечислите примеры некачественного нанесения грунтовки на трубопровод, к чему это может привести? Перечислите дефекты, возникающие при некачественном нанесении полимерных изоляционных лент? К чему может привести неправильный выбор угла наклона шпуль изоляционной машины? Какое значение имеет температурный режим на прилипаемость изоляционной ленты?

Какие дефекты могут формироваться при укладке трубопровода в грунт? Как взаимодействуют грунты с изоляционными покрытиями? Как влияет режим поляризации на прилипаемость покрытия к трубе? Что следует понимать под катодным отслоением покрытия, причины этого дефекта? К чему может привести явление смерзания изоляционного покрытия с грунтом?

## **6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ**

Определение технического состояния трубопроводов осуществляется путём сравнения фактических значений параметров технического состояния с критическими значениями соответствующих параметров предельного состояния.

Сравнения выполняются, прежде всего, по динамике изменения характеристик свойств металла и изоляционных покрытий, используемых для расчёта остаточного срока службы трубопровода. Для металла труб рассматриваются временное сопротивление, предел текучести, ударная вязкость, полученные по данным сертификатов заводов-изготовителей или, при их отсутствии, по результатам лабораторных испытаний. Для изоляционного покрытия определяют переходное сопротивление и параметры, характеризующие адгезию. Показателем эффективности защиты трубопроводов от коррозии являются режимы работы электрохимической защиты.

## **6.1. Определение эффективности работы электрохимической защиты (ЭХЗ)**

Требования к ЭХЗ и методы контроля определяются разделом 5 «Требования к электрохимической защите и методы контроля» ГОСТ 9.602, ПБ 12-368-00 и РД 12-411-01 Инструкцией по защите городских подземных трубопроводов от электрохимической коррозии.

Оценка состояния ЭХЗ участка газопровода осуществляется по уровню:

- защищённости участка газопровода по протяжённости;
- защищённости участка газопровода по времени.

Защищённость участка газопровода по протяжённости определяется как отношение длины участков, имеющих поляризационный или защитный потенциал не менее требуемых значений, определяемых в соответствии с ГОСТ 9.602, к общей длине данного газопровода. При соотношении меньше единицы необходимо проверить работоспособность каждого преобразователя, анодного заземления, протекторов и других средств защиты.

Защищённость участка газопровода по времени определяется как выраженное в процентах отношение суммарного времени нормальной работы в установленном режиме всех средств защиты за время эксплуатации, к длительности периода работы в отсутствии необходимого поляризационного или суммарного защитного потенциала к общему времени эксплуатации. Показатель защищённости, являющийся критерием предельного состояния, должен быть не менее 95%.

## **6.2. Определение состояния изоляции**

Критериями предельного состояния изоляции являются сплошность, сквозные повреждения и значение переходного сопротивления.

Оценка состояния изоляционного покрытия в шурфе включает следующие параметры:

- тип, материал изоляции, внешний вид покрытия (наличие, расположение, площадь сквозных повреждений), характер покрытия (бугристость, наличие трещин, толщина по периметру, наличие обёртки);
- адгезию, величина которой определяется по методикам, предусмотренным приложением Б ГОСТ Р 51164-98;
- величину переходного сопротивления.

Одновременно определяется удельное электрическое сопротивление грунта в месте расположения шурфа.

Величина переходного сопротивления  $R$  определяется с помощью мегомметра, например, типа М1101М или другого типа с килоомной шкалой и напряжением 100 В. Состояние изоляционного покрытия оценивается по фактическому переходному сопротивлению  $R_{\phi}$  в сравнении с критическим(предельным)  $R_k$  значением конечного переходного сопротивления трубогрунт. Критическое (предельное) переходное сопротивление на диагностируемом участке газопровода вычисляется решением трансцендентного уравнения

$$R_k = \frac{\rho_e D}{2} \ln \left[ \frac{\pi h (D - h) R_k}{D^2 H \cdot 0,4 \cdot 10^{-6}} \right], \quad (1)$$

где  $\rho_e$  – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом · м;

$D$  – наружный диаметр трубопровода, м;

$H$  – глубина от поверхности земли до верхней образующей трубопровода, м;

$h$  – толщина стенки трубы, м.

Уравнение решают путём подбора значения  $R_k$ , обеспечивающего равенство левой и правой частей уравнения с точностью 0,5.

Если фактическое значение переходного сопротивления меньше критического ( $R_{\phi} < R_k$ ), делается вывод о полной деградации изоляционного покрытия на данном участке газопровода.

Если  $2R_k \geq R_{\phi} \geq R_k$ , то покрытие находится на пределе защитных свойств. Если  $R_{\phi} > 2R_k$  и имеется только пассивная защита газопровода, то рассчитывается остаточный срок службы изоляционного покрытия в соответствии с п. [7.1](#).

При определении изоляционного покрытия на участке газопровода, как полностью деградировавшего или находящегося на пределе защитных свойств, в случае экономической целесообразности назначается корректировка режимов работы действующих установок ЭХЗ, а при недостаточности принимаемых мер – обустройством на газопроводе дополнительных пассивных и активных средств ЭХЗ.

При экономической нецелесообразности дополнительных защитных мероприятий назначаются мероприятия по защите локальных зон, и остаточный срок службы газопровода рассчитывается с учётом прогнозируемого уменьшения толщины стенки труб в результате коррозии, исключая защитные свойства изоляции.

## 7. РАСЧЁТ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ГАЗОПРОВОДА

7.1. Расчёт остаточного срока службы изоляционного покрытия по переходному сопротивлению ( $t_{ост}$ , год) проводится по формуле

$$t_{ост} = \frac{1}{\alpha} \ln \left[ \frac{R_{\phi} - R_k}{R_k} \right], \quad (2)$$

где  $\alpha$  – постоянная времени старения ( $\text{год}^{-1}$ ), рассчитываемая по формуле

$$\alpha = \frac{1}{t_{\phi}} \ln \left[ \frac{R_0 - R_{\kappa}}{R_{\phi} - R_{\kappa}} \right], \quad (3)$$

где  $R_0$  – переходное сопротивление изоляционного покрытия на законченном строительстве участка газопровода. Берётся реально измеренное  $R_0$  значение для данного участка либо принимается по таблице 1;

$t_{\phi}$  – фактическое время эксплуатации газопровода до начала диагностирования, год.

Пример расчёта остаточного срока службы изоляционного покрытия приведён в приложении 2.

7.2. За остаточный срок службы газопровода принимается минимальное значение из остаточных сроков службы, рассчитанных по каждому из следующих параметров:

- пластичности металла труб;
- ударной вязкости металла;
- НДС при наличии фронтальной коррозии;
- локальному НДС в местах коррозионных язв (питтингов).

Таблица 1 – Переходное сопротивление изоляционного покрытия  $R_0$  на законченном строительстве участка газопровода

| Основа покрытия               | Переходное сопротивление, Ом · м <sup>2</sup> |
|-------------------------------|---|
| Битумные мастики              | $5 \cdot 10^4$                                |
| Полимерные рулонные материалы | $10^5$  |
| Полиэтилен экструдированный   | $3 \cdot 10^5$                                |
| Стеклоэмаль                   | $10^3$  |

При ремонте или замене (вырезке) поражённого язвенной или фронтальной коррозией участка расчёт остаточного срока службы металла труб для этого участка не производится, а определение остаточного срока службы производится по другим параметрам.

## 8. РЕМОНТ ПОВРЕЖДЕНИЙ ЗАВОДСКИХ ПОКРЫТИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

Ремонту подлежат:

- несквозные дефекты заводского полиэтиленового покрытия (вмятины, царапины, сдиры и т. д.) при толщине оставшегося слоя покрытия менее 1,5 мм и электрической сплошности покрытия на ремонтируемых участках менее 7,5 кВ;



- несквозные дефекты заводского полипропиленового покрытия при толщине оставшегося слоя покрытия менее 1,0 мм и диэлектрической сплошности менее 7,5 кВ;

- несквозные повреждения заводских эпоксидных покрытий, которые ремонтируются при оставшейся толщине покрытия менее 200 мкм и диэлектрической сплошности менее 1,0 кВ.

Для ремонта несквозных повреждений заводских покрытий трубопроводов используются:

- жидкие двухкомпонентные системы;
- термоплавкие ремонтные заполнители (термоплавкие «карандаши»).

Для ремонта несквозных повреждений заводских полиэтиленовых и полипропиленовых покрытий трубопроводов применяется жидкий ремонтный полиуретановый состав. Для ремонта несквозных повреждений заводского эпоксидного покрытия используется жидкий ремонтный двухкомпонентный эпоксидный состав.

Ремонту подлежат все сквозные дефекты заводских покрытий, обнаруженные при обследовании трубопроводов и проведении ремонтно-восстановительных работ, а также искусственно созданные места повреждений покрытия на участках приварки вантузов, узлов отбора давления и элементов ЭХЗ.

Для ремонта сквозных повреждений используются следующие ремонтные материалы:

- жидкие ремонтные системы;
- ремонтные покрытия на основе мастичных или термоплавких заполнителей и заплат из термоусаживающихся лент;
- ремонтные покрытия на основе термоусаживающихся манжет.

Жидкие ремонтные системы применяются для ремонта сквозных повреждений площадью до 0,04 м<sup>2</sup>. Для ремонта дефектов площадью более 0,04 м<sup>2</sup> допускается использование жидких ремонтных систем, обеспечивающих адгезию к заводскому покрытию.

Для ремонта сквозных повреждений заводских полиэтиленовых и полипропиленовых покрытий трубопроводов применяется жидкие полиуретановые материалы. Для ремонта сквозных повреждений заводского эпоксидного покрытия используется жидкие эпоксидные материалы.

Ремонтные покрытия на основе мастичных или термоплавких заполнителей и заплат из термоусаживающихся лент применяются для ремонта сквозных повреждений площадью до 0,04 м<sup>2</sup>.

Ремонтные покрытия на основе термоусаживающихся манжет предназначены для ремонта сквозных повреждений площадью более 0,04 м<sup>2</sup>, а также царапин длиной более 300 мм.

Работы по нанесению мастичных, термоплавких заполнителей и термоусаживающихся манжет, требующие использования открытого пламени, должны проводиться с оформлением наряда-допуска на огневые работы и организацией контроля загазованности окружающей среды.

Термоплавкий ремонтный заполнитель представляет собой «карандаш» цилиндрической формы на основе термоплавких полимерных композиций.

**Технология выполнения работ по ремонту заводских покрытий с применением в качестве ремонтных материалов термоплавких ремонтных заполнителей (термоплавких «карандашей»)** включает следующие последовательно проводимые операции:

- очистка ремонтируемого участка покрытия от загрязнений;
- удаление острых кромок повреждённого покрытия;
- обработка зоны ремонта покрытия наждачной бумагой или шлифмашинкой с щёткой;
- нагрев зоны ремонта покрытия;
- нагрев термоплавкого заполнителя до размягчения;
- нанесение расплава заполнителя на ремонтируемый участок;
- нагрев и разглаживание расплава с помощью шпателя;
- контроль качества отремонтированного покрытия.

Перед выполнением ремонтных работ покрытие на ремонтируемом участке очищается от грязи, пыли и влаги с помощью чистой ветоши, а при наличии жировых загрязнений нефти – с помощью ветоши, смоченной в органическом растворителе (ацетон, неэтилированный бензин). Острые кромки повреждённого покрытия обрезаются ножом.

Ремонтируемый участок дополнительно обрабатывается крупнозернистой наждачной бумагой №30 – №50 или шлифмашинкой с круглой проволоочной щёткой. Очистка поверхности покрытия до металла не допускается.

Пропановой горелкой производится равномерный разогрев зоны ремонта покрытия до температуры от 80°С до 100°С (если иная температура не указана в технической документации изготовителя ремонтного материала). Температура поверхности контролируется с помощью контактного термометра.

Пропановой горелкой производится нагрев концевой участка термоплавкого «карандаша» до начала его размягчения и плавления.

Расплав полимера наносится на ремонтируемый участок, а затем с помощью шпателя втирается в него до полного заполнения зоны ремонта покрытия.

После этого проводится дополнительный нагрев горелкой ремонтируемого участка и разглаживание расплава полимера по покрытию. При необходимости осуществляется нанесение второго и третьего слоёв расплава полимера до толщины, равной толщине заводского покрытия трубопроводов.

#### **Контроль отремонтированных сквозных участков трубопровода:**

- контролю подвергается каждый отремонтированный дефект покрытия;
- ремонтное покрытие должно быть ровным, гладким без механических включений и видимых дефектов. Заплата из термоусаживающихся лент не должна иметь гофр, складок, прожогов, мест отслоений заплаты от поверхности трубопровода;
- толщина покрытия на отремонтированном участке должна соответствовать общей толщине по телу трубопровода;
- величина нахлёста на заводское покрытие должна составлять не менее 50 мм;
- диэлектрическая сплошность должна составлять не менее 5 кВ/мм толщины покрытия;
- адгезия контролируется выборочно.

#### **Контроль качества отремонтированных несквозных повреждений:**

- контролю подвергается каждый отремонтированный дефект покрытия;
- покрытие на отремонтированном участке должно быть ровным, гладким, без механических включений и видимых дефектов;
- толщина покрытия на отремонтированном участке должна соответствовать общей толщине по телу трубопровода;
- диэлектрическая сплошность должна составлять не менее 5 кВ/мм толщины покрытия;
- после проведения ремонта и контроля качества покрытия отремонтированный трубопровод должен быть засыпан.

#### **Вопросы:**

Какие дефекты могут быть отнесены к несквозным и быть отремонтированы жидкими двухкомпонентными системами?

Какие дефекты могут быть отнесены к сквозным и ремонтироваться жидкими ремонтными системами?

Перечислите необходимые технологические операции при выполнении ремонтных работ с использованием термоплавких карандашей и жидких ремонтных систем?

Перечислите требования к качеству отремонтированных участков? Какие измеряемые параметры могут быть основными?

Объясните требования по значению температуры разогрева поверхности перед нанесением полимерного покрытия?

Чем опасны дефекты в виде пропусков, пузырей, проколов, прожогов, мест отслоений?

Как влияет температура на проведение ремонтных работ с восстановлением изоляционных дефектов? Как следует оформлять условия выполнения ремонтных работ?

## 9. ТРЕБОВАНИЯ К ЗАЩИТНЫМ ПОКРЫТИЯМ

Конструкция защитных покрытий трубопроводов при их подземной, подводной (с заглублением в дно) и наземной (в насыпи) прокладке в зависимости от вида материалов и условий нанесения покрытий приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Конструкция защитных покрытий строящихся и реконструируемых трубопроводов

| Условия нанесения покрытия <sup>1)</sup> | Номер конструкции | Конструкция (структура) защитного покрытия   | Толщина защитного покрытия, мм, не менее, для труб диаметром, мм, не более |     |     |       | Максимальная температура эксплуатации, К (°C) <sup>2)</sup> |
|--|-------------------|--|--|-----|-----|-------|---|
|  |                   |  | 273  | 530 | 820 | 1 420 |   |
| Защитные покрытия усиленного типа        |                   |  |  |     |     |       |   |
| Заводское или базовое                    | 1                 | Трёхслойное полимерное <sup>3)</sup> :<br>грунтовка на основе термореактивных смол; термоплавкий полимерный подслои;<br>защитный слой на основе экструдированного полиолефина. | 2,0  | 2,2 | 2,5 | 3,0   | 333 (60)  |
| Заводское или базовое                    | 2                 | Двухслойное полимерное <sup>3)</sup> :<br>термоплавкий полимерный подслои;<br>защитный слой на основе экструдированного полиолефина.   | 2,0  | 2,2 | 2,5 | 3,0   | 333 (60)  |

| Условия нанесения покрытия <sup>1)</sup> | Номер конструкции | Конструкция (структура) защитного покрытия   | Толщина защитного покрытия, мм, не менее, для труб диаметром, мм, не более |     |     |       | Максимальная температура эксплуатации, К (°C) <sup>2)</sup> |
|--|-------------------|--|--|-----|-----|-------|---|
|  |                   |  | 273  | 530 | 820 | 1 420 |   |
| Заводское, базовое или трассовое         | 3                 | На основе полиуретановых смол  | 1,5  | 2,0 | 2,0 | 2,0   | 353 (80)  |
| Заводское или базовое                    | 4                 | На основе эпоксидных красок  | 0,35   |     |     | -     | 353 (80)  |
| Заводское или базовое                    | 5                 | Стеклоэмалевое:  | 0,3  | 0,3 | -   | -     | 423 (150)   |
|  |                   | однослойное  | 0,4  | 0,4 | -   | -     | 423 (150)   |
| Заводское или базовое                    | 6                 | Комбинированное на основе мастики и экструдированного полиолефина:<br>грунтовка битумная или битумно-полимерная; мастика битумная модифицированная или асфальтосмолистая толщиной 0,8-1,0 мм; защитный слой на основе экструдированного полиолефина. | 2,5 <sup>4)</sup>  | 3,0 | -   | -     | 313 (40)  |
| Заводское или базовое                    | 7                 | Комбинированное на основе полимерной ленты и экструдированного полиолефина:<br>грунтовка полимерная; лента изоляционная липкая толщиной не менее 0,45 мм в один слой; защитный слой на основе экструдированного полиолефина.                         | 2,2  | 2,5 | 2,8 | 3,5   | 313 (40)  |
| Заводское или базовое                    | 8                 | На основе термоусаживающихся материалов.   | 1,2  | 1,8 | 2,0 | 2     | 373 (100)   |
| Базовое                                  | 9                 | Ленточное полимерное <sup>5)</sup> :<br>грунтовка полимерная; лента изоляционная липкая толщиной не менее 0,6 мм;  | 1,2  | 1,8 | 2,4 | -     | 313 (40)  |

| Условия нанесения покрытия <sup>1)</sup> | Номер конструкции | Конструкция (структура) защитного покрытия   | Толщина защитного покрытия, мм, не менее, для труб диаметром, мм, не более |     |     |       | Максимальная температура эксплуатации, К (°C) <sup>2)</sup> |
|--|-------------------|--|--|-----|-----|-------|---|
|  |                   |  | 273  | 530 | 820 | 1 420 |   |
|  |                   | обёртка защитная полимерная липкая толщиной не менее 0,6 мм.   |  |     |     |       |   |
| Базовое                                  | 10                | Ленточное полимерное термостойкое <sup>5)</sup> :<br>грунтовка полимерная;<br>лента изоляционная термостойкая полимерная толщиной не менее 0,6 мм;<br>обёртка защитная термостойкая толщиной не менее 0,6 мм или армированная стеклотканью с липким слоем.   | 1,2  | 1,8 | 2,4 | -     | 353 (30)  |
| Базовое                                  | 11                | Мастичное полимерное армированное <sup>6)</sup> :<br>грунтовка полимерная;<br>мастика изоляционная битумно-полимерная толщиной не менее 2,0 мм;<br>нитепрошивная стеклосетка, пропитанная битумно-полимерной мастикой, толщиной не менее 1,8 мм;<br>лента изоляционная липкая толщиной не менее 0,6 мм;<br>обёртка защитная полимерная толщиной не менее 0,6 мм в один слой. | 5,0<br>(для труб диаметром до 1220 мм включительно)                        |     |     |       | 313 (40)  |
| Трассовое или базовое                    | 12                | Мастичное:<br>грунтовка битумная или битумно-полимерная;<br>мастика изоляционная битумная, битумно-полимерная или на основе асфальтосмолистых соединений толщиной не менее 3,0 мм;   | 6,0  |     | -   |       | 313 (40)  |

| Условия нанесения покрытия <sup>1)</sup> | Номер конструкции | Конструкция (структура) защитного покрытия   | Толщина защитного покрытия, мм, не менее, для труб диаметром, мм, не более |     |     |                   | Максимальная температура эксплуатации, К (°C) <sup>2)</sup> |
|--|-------------------|--|--|-----|-----|-------------------|---|
|  |                   |  | 273  | 530 | 820 | 1 420             |   |
|  |                   | рулонный армирующий материал;<br>мастика изоляционная битумная, битумно-полимерная или на основе асфальтосмолистых соединений толщиной не менее 3,0 мм;<br>рулонный армирующий материал;<br>обёртка защитная.  |  |     |     |                   |   |
| Трассовое                                | 13                | Комбинированное, на основе мастики и полимерной ленты <sup>7)</sup> :<br>грунтовка битумно-полимерная;<br>мастика изоляционная на основе битума или асфальтосмолистых соединений;<br>лента полимерная толщиной не менее 0,4 мм;<br>обёртка защитная полимерная толщиной не менее 0,5 мм. | 4,0  |     |     | -                 | 313 (40)  |
| Трассовое                                | 14                | На основе термоусаживающихся материалов.   | 1,2  | 1,2 | 1,2 | 2,0               | 373 (100)   |
| Трассовое                                | 15                | Ленточное полимерное:<br>грунтовка полимерная;<br>лента изоляционная полимерная липкая толщиной не менее 0,6 мм;<br>обёртка защитная полимерная липкая толщиной не менее 0,6 мм.   | 1,2  |     |     | -                 | 313 (40)  |
| Трассовое                                | 16                | Ленточное полимерное:<br>грунтовка полимерная;<br>лента изоляционная полимерная липкая толщиной не менее 0,6 мм в 2 слоя;<br>обёртка защитная поли-  | 1,8  | 1,8 | 1,8 | 1,8 <sup>6)</sup> | 313 (40)  |

| Условия нанесения покрытия <sup>1)</sup> | Номер конструкции | Конструкция (структура) защитного покрытия  | Толщина защитного покрытия, мм, не менее, для труб диаметром, мм, не более |     |     |       | Максимальная температура эксплуатации, К (°C) <sup>2)</sup> |
|--|-------------------|---|--|-----|-----|-------|---|
|  |                   |   | 273  | 530 | 820 | 1 420 |   |
|  |                   | мерная липкая толщиной не менее 0,6 мм.   |  |     |     |       |   |
| Трассовое                                | 17                | Ленточное полимерное термостойкое: грунтовка полимерная; лента изоляционная термостойкая полимерная толщиной не менее 0,6 мм; обёртка защитная термостойкая толщиной не менее 0,6 мм или армированная стеклотканью с липким слоем.  | 1,2  | 1,2 | 1,2 | -     | 353 (80)  |
| Трассовое                                | 18                | Ленточное полимерно-битумное <sup>6)</sup> : грунтовка битумно-полимерная; лента полимерно-битумная толщиной не менее 1,5 мм в 2 слоя; обёртка защитная полимерная липкая толщиной не менее 0,6 мм.   | 3,0  | 3,0 | 3,0 | 3,6   | 313 (40)  |
| Трассовое                                | 19                | Ленточное полимерное с вулканизирующим слоем (адгезивом) <sup>8)</sup> грунтовка полимерная вулканизирующаяся; лента изоляционная полимерная с вулканизирующим слоем толщиной не менее 0,6 мм в один или два слоя; обёртка защитная полимерная липкая толщиной не менее 0,6 мм в один слой. | 1,2  | 1,2 | 1,2 | 1,8   | 313 (40)  |
| Защитные покрытия нормального типа       |                   |   |  |     |     |       |   |
| Трассовое                                | 20                | Ленточное: грунтовка полимерная или битумно-полимерная;   | 2,0 (кроме диаметра 820 мм)  |     | -   |       | 303 (30)  |



| Условия нанесения покрытия <sup>1)</sup> | Номер конструкции | Конструкция (структура) защитного покрытия   | Толщина защитного покрытия, мм, не менее, для труб диаметром, мм, не более |     |     |       | Максимальная температура эксплуатации, К (°C) <sup>2)</sup> |
|--|-------------------|--|--|-----|-----|-------|---|
|  |                   |  | 273  | 530 | 820 | 1 420 |   |
|  |                   | лента изоляционная полимерная липкая в один или два слоя общей толщиной не менее 0,7 мм; обёртка защитная полимерная толщиной не менее 0,5 мм.   |  |     |     |       |   |
| Трассовое                                | 21                | Ленточное полимерно-битумное: грунтовка битумно-полимерная; лента полимерно-битумная толщиной не менее 1,5 мм; обёртка защитная полимерная толщиной не менее 0,5 мм <sup>7)</sup> .  | 2,0 (кроме диаметра 820 мм)  | -   |     |       | 303 (30)  |
| Трассовое                                | 22                | Мастичное: грунтовка битумно-полимерная; мастика изоляционная на основе битумов или мастика изоляционная битумно-полимерная толщиной не менее 2,0 мм; рулонный армирующий материал; мастика изоляционная на основе битумов или мастика изоляционная битумно-полимерная толщиной не менее 2,0 мм; обёртка защитная. | 4,0 (кроме диаметра 820 мм)  | -   |     |       | 303 (30)  |

<sup>1)</sup> Для сохранности покрытия заводского или базового нанесения в период транспортирования, погрузочно-разгрузочных работ и складирования трубопроводов необходимо принять специальные меры в соответствии с НД, исключающие механические повреждения покрытий.

<sup>2)</sup> Под максимальной температурой эксплуатации понимается максимальная температура транспортируемого продукта.

| Условия нанесения покрытия <sup>1)</sup>   | Номер конструкции | Конструкция (структура) защитного покрытия | Толщина защитного покрытия, мм, не менее, для труб диаметром, мм, не более |     |     |       | Максимальная температура эксплуатации, К (°C) <sup>2)</sup> |
|--|-------------------|--|--|-----|-----|-------|---|
|  |                   |  | 273  | 530 | 820 | 1 420 |   |
| <sup>3)</sup> Толщина покрытий над усилением сварного шва должна быть не менее 1,5 мм для трубопроводов диаметром не более 530 мм, не менее 2,0 мм – для трубопроводов диаметром не более 820 мм и не менее 2,5 мм – для трубопроводов диаметром 1 020 мм и более.<br><sup>4)</sup> Для трубопроводов диаметром не более 114 мм допускается толщина покрытия 2,2 мм.<br><sup>5)</sup> Для трубопроводов диаметром 530 мм и более конструкция защитного покрытия состоит из двух слоёв изоляционной ленты и одного или двух слоёв защитной обёртки.<br><sup>6)</sup> Данная конструкция допускается к применению на нефте- и нефтепродуктопроводах.<br><sup>7)</sup> Для трубопроводов диаметром до 820 мм при пролегании трубопровода в мягких грунтах допускается применение покрытия без обёртки по согласованию с заказчиком и Госгортехнадзором России.<br><sup>8)</sup> Применяется для переизоляции газопроводов со сроком амортизации более 10 лет. |                   |  |  |     |     |       |   |

В зависимости от диаметра и конкретных условий эксплуатации на трубопроводах применяют два типа защитных покрытий: усиленный и нормальный. Требования к защитным покрытиям усиленного типа приведены в таблице 2, нормального типа – в таблице 3.

Таблица 2 – Требования к покрытиям усиленного типа

| Наименование показателя <sup>1)</sup>  | Норма  | Метод испытания                                      | Номер покрытия по таблице 1                          |
|--|--|--|--|
| 1 Прочность при разрыве, МПа, не менее, при температуре: 293 К (20°C)  | 12,0<br>10,0 <sup>2)</sup><br>18,0 <sup>2)</sup> | ГОСТ 11262<br>ГОСТ 11262<br>ГОСТ 14236               | 1, 2, 3, 8, 14<br>6, 7<br>9, 10, 15, 16, 17, 19      |
| 333 К (60°C)   | 10,0   | ГОСТ 11262   | 1, 2, 8, 14  |
| 353 К (80°C)   | 10,0 <sup>2)</sup>                               | ГОСТ 14236   | 10, 17   |
| 383 К (110°C)  | 8,0 <sup>2)</sup>                                | ГОСТ 11262   | 8, 14  |
| 2 Относительное удлинение при разрыве, %, не менее, при температуре: 293 К (20°C)                                | 200<br>200<br>5<br>20                            | ГОСТ 11262<br>ГОСТ 11262<br>ГОСТ 18299<br>ГОСТ 11262 | 1, 2, 6, 7, 8, 14<br>9, 10, 15, 16, 17, 19<br>4<br>3 |
| 233 К (минус 40°C)   | 100<br>100                                       | ГОСТ 11262<br>ГОСТ 14236                             | 1, 2, 6, 7, 8, 14<br>9, 10, 15, 16                   |
| 3 Изменение относительного удлинения при разрыве после выдержки при 383 К (100°C) в течение 1 000 ч, %, не более | 25 <sup>3)</sup>                                 | ГОСТ 11262<br>ГОСТ 14236                             | 1, 2, 3, 6, 7, 8, 14<br>9, 10, 15, 16, 17, 19        |

| Наименование показателя <sup>1)</sup>  | Норма   | Метод испытания  | Номер покрытия по таблице 1   |
|--|---|--|---|
| 4 Температура хрупкости, К (°C), не выше   | 213 (-60) <sup>4)</sup>   | ГОСТ 16783   | 9, 10, 14, 15, 16, 17, 19   |
| 5 Температура хрупкости мастичного слоя, К (°C), не более  | 253 (-20)<br>263 (-10)  | ГОСТ 2678  | 6, 11, 18<br>12, 13   |
| 6 Стойкость к растрескиванию при температуре 323 К (50°C), ч, не менее   | 1000  | ГОСТ 13518   | Для покрытий с толщиной полиолефинового слоя не менее 1 мм: 1, 2, 6, 7, 8, 14   |
| 7 Стойкость к воздействию УФ радиации в потоке 600 кВт·ч/м при температуре 323 К (50°C), ч, не менее   | 500   | ГОСТ 16337   | 1, 2, 6, 7, 8, 9, 10  |
| 8 Прочность при ударе при температуре:<br>от 233 К (минус 40°C) до 313 К (40°C), Дж, не менее<br><br>до 313 К (40°C), Дж, не менее<br><br>293 К (20°C), Дж/мм толщины покрытия, не менее | <br>10,0<br>8,0<br>6,0<br>4,0<br>4,0<br><br>6,0<br><br>5,0          | -  | Для всех покрытий заводского нанесения (кроме 1, 2), для трубопроводов диаметром:<br>1 020 мм и более<br>До 829 мм<br>До 530 мм<br>До 273 мм<br>Для всех покрытий трассового нанесения<br>1, 2 (для трубопроводов диаметром 1 220 мм и более)<br>1, 2 (для трубопроводов диаметром до 1 220 мм) |
| 9 Адгезия в нахлёсте при температуре 293 К (20°C), Н/см, не менее:<br>ленты к ленте<br><br>обёртки к ленте<br>слоя экструдированного полиолефина к ленте                                 | <br>7,0 <sup>5)</sup><br>35,0<br>5,0 <sup>5)</sup><br>15,0          | -  | <br>9, 10, 15, 16, 17, 18<br>8, 14, 19<br>9, 10, 15, 16, 17, 18<br>7 (для трубопроводов диаметром 530 мм и более)   |
| 10 Адгезия к стали при температуре:<br>293 К (20°C), Н/см, не менее  | 70,0<br><br>50,0<br><br>35,0<br>25,0<br>20,0<br><br>1<br>0,2<br>0,1 | ГОСТ 411 (Метод А)<br><br>ГОСТ 411 (Метод А)<br><br>ГОСТ 411 (Метод А)<br>ГОСТ 411 (Метод В)<br>ГОСТ 411 (Метод В)<br><br>ГОСТ 15140<br>Приложение Б<br>ГОСТ 14759 | 1, 2 (для трубопроводов диаметром 1 220 мм и более)<br>1, 2 (для трубопроводов диаметром 820-1 020 мм)<br>1, 2, 8, 14<br>19<br>7, 9, 10, 15, 16, 17<br>3, 4<br>11, 12<br>6, 13, 18  |

| Наименование показателя <sup>1)</sup>  | Норма | Метод испытания    | Номер покрытия по таблице 1                            |
|--|-------|--------------------|--|
| 313 К (40°C), Н/см, не менее   | 50,0  | ГОСТ 411 (Метод А) | 1, 2 (для трубопроводов диаметром 1 220 мм и более)    |
|  | 20,0  | ГОСТ 411 (Метод А) | 1, 2, 8, 14, 19  |
|  | 10,0  | ГОСТ 411 (Метод В) | 7, 9, 15, 16   |
| 333 К (60°C), Н/см, не менее   | 30,0  | ГОСТ 411 (Метод А) | 1, 2 (для трубопроводов диаметром 1 220 мм и более)    |
|  | 9,0   | ГОСТ 411 (Метод А) | 1, 2 (для трубопроводов диаметром до 1 020 мм)         |
|  | 9,0   | ГОСТ 411 (Метод А) | 8, 14  |
| 353 К (80°C), Н/см, не менее   | 9,0   | ГОСТ 411 (Метод В) | 10, 17   |
| 353 К (80°C), балл, не более   | 1     | ГОСТ 15140         | 3, 4   |
| 373 К (100°C), Н/см, не менее  | 9,0   | ГОСТ 411 (Метод А) | 8, 14  |
| 258 К (минус 15°C), МПа/м <sup>2</sup> , не менее  | 0,2   | ГОСТ 14759         | 6, 13, 18  |
| 11 Адгезия к стали после выдержки в воде в течение 1 000 ч, при температуре:                                 |       |                    |  |
| 293 К (20°C), Н/см, не менее   | 50,0  | ГОСТ 411 (Метод А) | 1, 2, 19 (для трубопроводов диаметром 1220 мм и более) |
|  | 35,0  | ГОСТ 411 (Метод А) | 1, 2, 19 (для трубопроводов диаметром 820-1 020 мм)    |
|  | 30,0  | ГОСТ 411 (Метод А) | 1, 2, 8, 14, 19  |
|  | 15,0  | ГОСТ 411 (Метод В) | 9, 10, 15, 16, 17                                      |
| 293 К (20°C), балл, не более   | 1     | ГОСТ 15140         | 3, 4   |
| 313 К (40°C), Н/см, не менее   | 50,0  | ГОСТ 411 (Метод В) | 1, 2 (для трубопроводов диаметром 1 220 мм и более)    |
|  | 35,0  | ГОСТ 411 (Метод А) | 1, 2 (для трубопроводов диаметром 820-1 020 мм)        |
|  | 30,0  | ГОСТ 411 (Метод А) | 1, 2, 8, 14  |
|  | 15,0  | ГОСТ 411 (Метод В) | 7, 9, 15, 16   |
| 323 К (50°C), балл, не более   | 1     | ГОСТ 15140         | 3, 4   |
| 333 К (60°C), Н/см, не менее   | 50,0  | ГОСТ 411 (Метод А) | 1, 2 (для трубопроводов диаметром 1 220 мм и более)    |
|  | 35,0  | ГОСТ 411 (Метод А) | 1, 2 (для трубопроводов диаметром 820-1 020 мм)        |
|  | 30,0  | ГОСТ 411 (Метод А) | 1, 2, 8, 14  |
|  | 15,0  | ГОСТ 411 (Метод В) | 10, 17   |
| 371 К (98 C), Н/см, не менее   | 15,0  | ГОСТ 411 (Метод В) | 10, 17   |
| 12 Адгезия к стали после выдержки на воздухе в течение 1000 ч, Н/см, при температуре 373 К (100°C), не менее | 20,0  | ГОСТ 411 (Метод В) | 7, 9, 10, 14, 16, 17                                   |

| Наименование показателя <sup>1)</sup>  | Норма               | Метод испытания        | Номер покрытия по таблице 1                                |
|--|---------------------|------------------------|--|
| 13 Грибостойкость, балл, не менее  | 2 <sup>6)</sup>     | ГОСТ 9.050, ГОСТ 9.052 | Для всех покрытий усиленного типа                          |
| 14 Площадь отслаивания покрытия при поляризации, см, не более, при температуре:<br>293 К (20°C)  | 4,0                 | -                      | 1, 2, 3, 19 (для трубопроводов диаметром 1220 мм и более)  |
|  | 5,0                 |                        | Для всех покрытий трубопроводов диаметром до 1 020 мм      |
| 313 К (40°C)   | 5,0                 |                        | 8, 14  |
|  | 8,0                 |                        | 1, 2, 3, 19 (для трубопроводов диаметром 1 220 мм и более) |
| 313 К (40°C)   | 10,0                |                        | Для всех покрытий трубопроводов диаметром до 1 020 мм      |
|  | 10,0                |                        | 8, 14  |
| 333 К (60°C)   | 10,0                |                        | 1, 2, 3 (для трубопроводов диаметром 1 220 мм и более)     |
|  | 15,0                |                        | Для всех покрытий трубопроводов диаметром до 1 020 мм      |
|  | 15,0                |                        | 8, 14  |
| 353 К (80°C)   | 20,0                |                        | 8, 10, 14, 17  |
|  | 8,0                 |                        | 3, 4   |
| 15 Переходное сопротивление покрытия в 3%-ном растворе NaCl при температуре 293 К (20°C), Ом·м <sup>2</sup> , не менее:<br>исходное                                    | 10 <sup>10</sup>    | Приложение Г           | 1, 2, 8, 14  |
|  | 10 <sup>8</sup>     |                        | 3, 4, 6, 7, 10, 11, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19             |
| через 100 сут. выдержки  | 10 <sup>9</sup>     |                        | 1, 2, 8, 14  |
|  | 10 <sup>7</sup>     |                        | 3, 4, 6, 7, 10, 11, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19             |
| 16 Сопротивление изоляции <sup>7)</sup> на законченных строительством и засыпанных участках трубопровода при температуре выше 273 К (0°C) Ом·м <sup>2</sup> , не менее | 3 · 10 <sup>5</sup> | Приложение Д           | 1, 2, 3, 8, 14   |
|  | 1 · 10 <sup>5</sup> |                        | 4, 6, 7, 10, 13, 15, 16, 17, 19                            |
|  | 5 · 10 <sup>4</sup> |                        | 11, 12, 18   |
| 17 Диэлектрическая сплошность. Отсутствие пробоя при электрическом напряжении, кВ/мм   | 5                   | Искровой дефектоскоп   | Все, кроме 4, 5  |
| 18 Сопротивление пенетрации (вдавливанию), мм, не более, при температуре:  |                     | Приложение Е           |  |

| Наименование показателя <sup>1)</sup>  | Норма      | Метод испытания | Номер покрытия по таблице 1   |
|--|------------|-----------------|---|
| до 293 К (20°C) и менее<br>свыше 293 К (20°C)  | 0,2<br>0,3 |                 | Для всех покрытий<br>Для всех покрытий для трубопроводов диаметром 1 200 мм и более |
| 19 Водопоглощение ленты или обёртки в течение 1 000 ч при температуре 293 К (20°C), %, не более  | 0,5        | ГОСТ 4650       | 7, 9, 10, 13, 15, 16, 17, 19  |
| 20 Влагопоглощение через 1000 ч при температуре 293 К (20°C), %, не более  | 5          | ГОСТ 4650       | 3   |
| 21 На срезе покрытия под углом 45° при 3-5-кратном увеличении не должны наблюдаться поры на границе между металлом и покрытием   | -          | -               | 3   |
| <sup>1)</sup> Показатели свойств измеряют при температуре 293 К (20°C), если не оговорены иные условия.<br><sup>2)</sup> Прочность при разрыве комбинированных покрытий, лент и защитных обёрток (МПа) относят только к толщине несущей полимерной основы, без учёта толщины мастичного или каучукового подклеивающего слоя. При этом прочность при разрыве, отнесённая к общей толщине изоляционной ленты, должна быть не менее 50 Н/см ширины, а защитной обёртки – не менее 80 Н/см ширины.<br><sup>3)</sup> Показатель применяют только для покрытий на основе полиолефинов. Для других полимеров – по соответствующим НД.<br><sup>4)</sup> Для поливинилхлоридных (ПВХ) покрытий по согласованию с заказчиком допускается температура хрупкости, равная 253 К (минус 20 °C).<br><sup>5)</sup> До 01.01.1999 г. настоящий показатель для лент допускается принимать 5 Н/см, а для обёрток – 3 Н/см.<br><sup>6)</sup> По согласованию с заказчиком и потребителем допускается балл 3.<br><sup>7)</sup> Сопротивление изоляции для всех видов покрытий не должно уменьшаться более чем в 3 раза через 10 лет и более чем в 8 раз через 20 лет эксплуатации.<br>Примечание – Адгезия, измеренная по приложению Б (Метод А) перед засыпкой трубопровода, допускается при температуре окружающего воздуха до 273 К (0°C) равной 7,5 Н/см, а выше 273 К (0°C) равной 10,0 Н/см |            |                 |   |

Таблица 3 – Требования к покрытиям нормального типа

| Наименование показателя  | Норма                     | Метод испытания |
|--|---------------------------|-----------------|
| 1 Прочность при разрыве, Н/см, не менее:<br>обёртки<br>изоляционной ленты  | 70<br>50                  | ГОСТ 14236      |
| 2 Относительное удлинение при разрыве ленты или обёртки, %, не менее   | 80 <sup>2)</sup>          | ГОСТ 14236      |
| 3 Изменение относительного удлинения при разрыве ленты или обёртки, после выдержки при температуре 373 К (100°C) в воде в течение 1 000 ч, %, не более | 10 <sup>2)</sup>          | ГОСТ 14236      |
| 4 Адгезия к стали для покрытий:<br>ленточных, Н/см, не менее<br>мастичных, МПа, не менее   | 10,0 <sup>3)</sup><br>0,2 |                 |

| Наименование показателя  | Норма                                      | Метод испытания                     |
|--|--|-------------------------------------|
| 5 Грибостойкость, балл   | 2 <sup>4)</sup>                            | ГОСТ 9.048 - ГОСТ 9.050, ГОСТ 9.052 |
| 6 Водопоглощение ленты и обёртки в течение 1 000 ч при температуре 293 К (20°C), %, не более   | 0,5  | ГОСТ 4650                           |
| 7 Переходное сопротивление покрытия в 3%-ном растворе NaCl при температуре 293 К (20°C), Ом · м <sup>2</sup> не менее:<br>исходное<br>через 100 сут. выдержки  | 5 · 10 <sup>6</sup><br>5 · 10 <sup>5</sup> |                                     |
| 8 Сопротивление изоляции на законченных строительством участках трубопровода при температуре выше 273 К (0°C), Ом м <sup>2</sup> , не менее <sup>5)</sup>  | 5 · 10 <sup>4</sup>                        |                                     |
| 9 Диэлектрическая сплошность. Отсутствие пробоя электрическим током при напряжении 5 кВ/мм толщины   | Отсутствие пробоя                          | Искровой дефектоскоп                |
| 10 Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации при температуре 293 К (20°C), см, не более  | 10   |                                     |
| 11 Температура хрупкости, К (°C), не выше  | 253 (-20)                                  | ГОСТ 16783                          |
| <sup>1)</sup> Характеристики показателей измеряют при температуре 293 К (20°C), если не оговорены иные условия.<br><sup>2)</sup> Показатель относится к покрытиям на основе полиолефинов и ПВХ, для других полимеров – согласно соответствующей НД.<br><sup>3)</sup> Адгезия к стали лент на основе поливинилхлорида должна быть не менее 5 Н/см ширины.<br><sup>4)</sup> По согласованию с заказчиком и потребителем допускается балл 3.<br><sup>5)</sup> Сопротивление изоляции для всех видов покрытий не должно уменьшаться более чем в 3 раза через 10 лет и более чем в 8 раз через 20 лет эксплуатации. |  |                                     |

Усиленный тип защитных покрытий следует применять на трубопроводах диаметром 820 мм и более независимо от условий прокладки, а также на всех трубопроводах любого диаметра, прокладываемых в зонах повышенной коррозионной опасности:

- в засоленных почвах любого района страны (солончаковых, солонцах, солодах, сорах и др.);
- в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных почвах, а также на участках перспективного обводнения или орошения; на подводных переходах и в поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги, и на расстоянии в обе стороны от переходов по соответствующей НД;
- на участках промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлака;
- на участках блуждающих токов источников постоянного тока;
- на участках трубопроводов с температурой транспортируемого продукта выше 303 К (30°C);

- на территориях компрессорных, газораспределительных и насосных станций, а также установок комплексной подготовки газа и нефти и на расстоянии в обе стороны от них по соответствующей НД;

- на пересечении с различными трубопроводами, включая по 350 м в обе стороны от места пересечения с применением покрытий заводского или базового нанесения в соответствии с НД;

- на участках нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, прокладываемых на выбранных по НД расстояниях от рек, каналов, озёр, водохранилищ, а также от границ населённых пунктов и промышленных предприятий;

- для транспортирования сжиженных углеводородов и аммиака.

Во всех остальных случаях применяются защитные покрытия нормально-го типа.

Для обетонированных труб диаметром 530 мм и более следует применять двух- или трёхслойное полимерное покрытие и покрытия на основе термоусаживающихся материалов базового или заводского нанесения независимо от условий прокладки и эксплуатации. При диаметрах обетонированных труб менее 530 мм применяются полимерные ленточные покрытия, окрасочные противокоррозионные покрытия хромофосфатных составов (например, «Фанкор-40») базового или заводского нанесения по НД.

Противокоррозионную защиту трубопроводов (кроме надземных) осуществляют:

- покрытиями на основе полимерных материалов (полиэтилена, термоусаживающихся и термореактивных полимеров и др.), наносимыми в заводских и базовых условиях по соответствующим НД;

- покрытиями на основе термоусаживающихся материалов, липких полимерных лент, битумных и асфальтосмолистых мастик, наносимыми в базовых и трассовых условиях по соответствующей НД;

- стеклоэмалевыми покрытиями, наносимыми шликерным или порошковым способами в заводских условиях.

Допускается применять защитные покрытия (грунтовочные, изоляционные и обёрточные материалы), НД на которые устанавливают соответствие этих покрытий и материалов требованиям настоящего стандарта.

Допускается применять покрытия:

- на основе липких полимерных лент на трубопроводах диаметром не более 820 мм;

- на основе битумов на трубопроводах диаметром не более 820 мм;

- стеклоэмалевые покрытия на трубопроводах диаметром не более 530 мм.



При ремонте трубопроводов с амортизацией более 50% допускается применять покрытия, аналогичные использованным ранее, в том числе на основе липких полимерных лент.

Покрытия и комплектующие их материалы следует применять строго в диапазоне температур, предусмотренных НД на эти покрытия и материалы. При этом максимально допустимая температура эксплуатации этих покрытий должна быть не выше температуры, указанной в таблице 1.

Изоляция крановых узлов и фасонной арматуры, а также сварных стыков труб с заводской или базовой изоляцией должна по своим характеристикам соответствовать изоляции труб.

Изоляцию мест подключения катодных, дренажных, протекторных установок, перемычек и контрольно-измерительных пунктов, а также восстановление изоляции на повреждённых участках проводят по НД с учётом требований настоящего стандарта.

Трубопроводы при надземной прокладке защищают алюминиевыми, цинковыми, лакокрасочными, стеклоэмалевыми покрытиями или консистентными смазками, или другими атмосферостойкими покрытиями.

Выбор покрытий проводят по НД в зависимости от условий прокладки и эксплуатации трубопровода.

Сплошность лакокрасочных покрытий устанавливают по отсутствию пробоя при электрическом напряжении, составляющем 1 кВ на всю толщину покрытия.

Толщина покрытий из алюминия (ГОСТ 6132 и ГОСТ 7871) и цинка (ГОСТ 13073) должна быть не менее 0,25 мм.

На трубопроводах с любым видом покрытия, прокладываемых под автомобильными или железными дорогами, на подводных переходах, а также в скальных грунтах, помимо защитной обёртки следует применять жёсткую футеровку из негниющих материалов, обетонирование, опорные или фиксирующие элементы в соответствии с НД, обеспечивающие требуемую защиту покрытий от механических повреждений.

Непосредственные контакты металлических поверхностей трубы и кожуха не допускаются.

## **10. ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЕ**

Все трубопроводы (кроме проложенных надземно) независимо от условий эксплуатации подлежат электрохимической защите.

Электрохимическая защита должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию трубопровода на всем его протяжении (и на всей его поверхности) таким образом, чтобы значения потенциалов на трубопроводе были (по абсолютной величине) не меньше минимального и не больше максимального значений.

Значения минимального и максимального защитных потенциалов в зависимости от условий прокладки и эксплуатации трубопровода приведены в таблицах 4 и 5.

На всех вновь построенных и реконструируемых трубопроводах должны быть обеспечены только поляризационные потенциалы (потенциалы без омической составляющей). До проведения комплексного обследования с последующей реконструкцией допускается контроль защиты по потенциалу с омической составляющей.

Таблица 4 – Минимальные защитные потенциалы

| Условия прокладки и эксплуатации трубопровода   | Минимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В |                          |
|---|--|--------------------------|
|   | Поляризационный  | С омической составляющей |
| Грунты с удельным электрическим сопротивлением не менее $10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ или содержанием водорастворимых солей не более 1 г на 1 кг грунта или при температуре транспортируемого продукта не более $293 \text{ К}$ ( $20^\circ\text{C}$ ).  | -0,85  | -0,90                    |
| Грунты с удельным электрическим сопротивлением менее $10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ или содержанием водорастворимых солей более 1 г на 1 кг грунта, или опасном влиянии блуждающих токов промышленной частоты (50 Гц) и постоянных токов, или при возможной микробиологической коррозии, или при температуре транспортируемого продукта более $293 \text{ К}$ ( $20^\circ\text{C}$ ).   | -0,95  | -1,05                    |
| <p><b>Примечания</b></p> <p>1 Для трубопроводов, температура транспортируемого продукта которых не более <math>278 \text{ К}</math> (<math>5^\circ\text{C}</math>), минимальный поляризационный защитный потенциал равен минус 0,80 В относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения.</p> <p>2 Минимальный защитный потенциал с омической составляющей при температуре транспортируемого продукта от <math>323 \text{ К}</math> (<math>50^\circ\text{C}</math>) до <math>343 \text{ К}</math> (<math>70^\circ\text{C}</math>) – минус 1,10 В; от <math>343 \text{ К}</math> (<math>70^\circ\text{C}</math>) до <math>373 \text{ К}</math> (<math>100^\circ\text{C}</math>) – минус 1,15 В.</p> <p>3 Для грунтов с высоким удельным сопротивлением (более <math>100 \text{ Ом} \cdot \text{м}</math>) значения минимального потенциала с омической составляющей должны быть определены экспериментально или расчётным путём в соответствии с НД.</p> |  |                          |

Таблица 5 – Максимальные защитные потенциалы

| Условия прокладки и эксплуатации трубопровода   | Максимальный защитный потенциал относительно насыщенного медносульфатного электрода сравнения, В |                          |
|---|--|--------------------------|
|   | Поляризационный  | С омической составляющей |
| При прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше 333 К (60°C) в грунтах с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом · м или при подводной прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше 333 К (60°C)   | -1,10  | -1,50                    |
| При других условиях прокладки трубопроводов:<br>с битумной изоляцией<br>с полимерной изоляцией  | -1,15  | -2,50                    |
|   | -1,15  | -3,50                    |
| <p><b>Примечания</b></p> <p>1 Для трубопроводов из упрочнённых сталей с пределом прочности 0,6 МПа (6 кгс/см<sup>2</sup>) и более не допускаются поляризационные потенциалы более отрицательные, чем минус 1,10 В.</p> <p>2 В грунтах с высоким удельным электрическим сопротивлением (более 100 Ом · м) допускаются более отрицательные потенциалы с омической составляющей, установленные экспериментально или расчётным путём в соответствии с НД.</p> |  |                          |

Перерыв в действии каждой установки систем электрохимической защиты допускается при проведении регламентных и ремонтных работ не более одного раза в квартал (до 80 ч). При проведении опытных или исследовательских работ допускается отключение электрохимической защиты на суммарный срок не более 10 сут. в год.

Для обсадных колонн скважин, промысловых трубопроводов и кожухов на переходах в грунтах средней и низкой коррозионной агрессивности допускается минимальный поляризационный защитный потенциал более положительный, чем минус 0,85 В (с омической составляющей минус 0,90 В), при условии обеспечения нормативного срока их службы, что должно быть подтверждено технико-экономическим обоснованием в соответствии с НД и заключением специализированной организации.

Для промысловых трубопроводов, имеющих сопротивление изоляции менее 200 Ом · м<sup>2</sup> и находящихся в грунтах средней и низкой коррозионной агрессивности, допускается применять в качестве критериев защиты катодное смещение поляризационного потенциала (поляризацию) на 100 мВ или смещение разности потенциалов «труба-земля» (потенциала с омической составляющей) на 300 мВ при технико-экономическом обосновании в соответствии с НД и положительном заключении экспертизы Госгортехнадзора России.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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

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

СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы.

РД 04-355-00 Методические рекомендации по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах.

РД-19.100.00-КТН-001-10 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов.

РД-23.040.00-КТН-090-07 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.

РД-23.040.00-КТН-189-09 Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативно-технических документов.

РД-91.020.00-КТН-149-06 Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС.

ОР-75.200.00-КТН-402-09 Регламент технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды.

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 №116-ФЗ.

ВСН 39-1.10-001-99 инструкция по ремонту дефектных труб магистральных газопроводов полимерными композиционными материалами.

РД 12-411-01 Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от электрохимической коррозии.

РД 33.040.99-КТН-210-10. Положение по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту вдольтрассовых линий электропередачи и средств электрохимической защиты линейной части магистральных нефтепроводов.

ВСН 008-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. Миннефтегазстрой.

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

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение 1

#### **Определение переходного сопротивления изоляционного покрытия**

##### *1.1 Общие положения*

Целью определения электрического переходного сопротивления изоляционного покрытия стального газопровода является уточнение величины переходного сопротивления, измеренного с поверхности земли, и определение на его основании состояния изоляционного покрытия.

Измерения проводятся в поперечном сечении трубопровода, по центру шурфа, на поверхности, не имеющей сквозных повреждений изоляции.

Размеры шурфа должны обеспечивать возможность визуального осмотра изоляционного покрытия и проведение измерений.

##### *1.2. Измерительная аппаратура и материалы*

Источник постоянного тока (аккумуляторная батарея) с выходным напряжением не ниже 30 В.

Вольтметр, класс точности 1,5 (например, М 4202).

Микроамперметр, класс точности 1,5 (например, М 4257).

Резистор переменный с мощностью рассеивания 1 Вт и величиной сопротивления до 1,5 кОм.

Электрический соединительный провод типа БПВЛ сечением 0,75 мм<sup>2</sup>.

Металлический электрод-бандаж шириной не менее 0,3 м и длиной, обеспечивающей обхват газопровода по наружному диаметру ( $l = D$ , где  $D$  – наружный диаметр трубопровода).

Полотно тканевое площадью, равной площади электрода.

##### *1.3. Подготовка к измерениям*

Перед проведением испытания на участке измерения переходного сопротивления с поверхности изоляционного покрытия газопровода тщательно удаляются загрязнение и влага.

Приготавливается 3%-й раствор соды ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) в дистиллированной воде и им смачивается тканевое полотно.

На изоляционное покрытие 4 по всему периметру накладывается смоченное тканевое полотно 3. Поверх устанавливается металлический электрод-бандаж 2, плотно облегающий тканевое полотно.

Собирается электрическая схема по рис. 1.1.

Отрицательный полюс источника питания  $G$  посредством механического контакта 1 присоединяется к зачищенному до металла участку трубы 5.

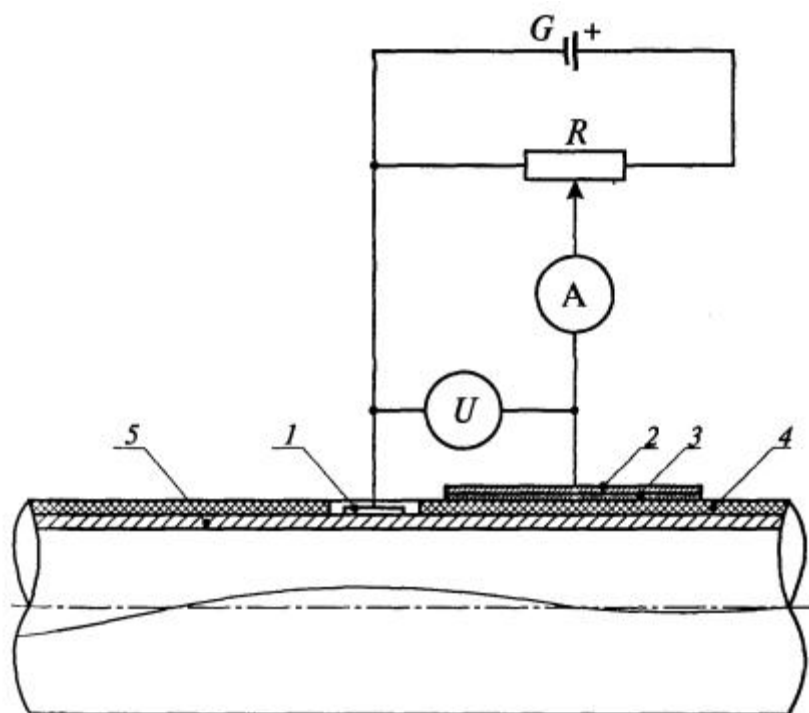


Рис. 1.1 – Электрическая схема измерения переходного сопротивления изоляционного покрытия

#### 1.4. Проведение измерений

Измерения проводятся по схеме, показанной на рисунке, не менее трёх раз при разных режимах.

Резистором  $R$  отбирается от источника питания  $G$  рабочее напряжение в пределах 10-30 В, которое контролируется по вольтметру  $U$ .

По амперметру  $A$  фиксируется сила тока.

#### 1.5. Обработка результатов

Величина переходного сопротивления  $R$ , Ом · м<sup>2</sup>, вычисляется по формуле

$$R = \frac{US}{I}, \quad (1.1)$$

где  $U$  – рабочее напряжение, В;

$I$  – сила тока, А;

$S$  – площадь металлического электрода-бандажа, м<sup>2</sup>.

Величина переходного сопротивления вычисляется для каждого значения измеряемой силы тока.

Результаты измерений оформляют в виде протокола.

# **Протокол измерений переходного сопротивления изоляционного покрытия подземного газопровода**

Место прокладки трубопровода \_\_\_\_\_

Дата обследования \_\_\_\_\_

Номер шурфа \_\_\_\_\_ Расположение по карте-схеме \_\_\_\_\_

Наружный диаметр трубы \_\_\_\_\_ Толщина стенки трубы \_\_\_\_\_

Вид, тип и конструкция изоляционного покрытия \_\_\_\_\_

| Визуальная<br>оценка изоля-<br>ционного<br>покрытия | Минимальная<br>толщина<br>покрытия, мм | Рабочее<br>напряжение,<br>В | Сила<br>тока,<br>А | Переходное<br>сопротивление,<br>Ом·м <sup>2</sup> | Примечание |
|---|--|-----------------------------|--------------------|---|------------|
| 1   |  |                             |                    |   |            |
| 2   |  |                             |                    |   |            |
| 3   |  |                             |                    |   |            |

Измерения провёл

специалист \_\_\_\_\_

(наименование предприятия)

\_\_\_\_\_

(должность, Ф.И.О., подпись)

\_\_\_\_\_

(наименование предприятия)

\_\_\_\_\_

(должность, Ф.И.О., подпись)

## Приложение 2

### Примеры расчёта остаточного срока службы

#### 2.1. Расчёт остаточного срока службы изоляционного покрытия

В результате диагностирования было определено:

газопровод из стальных труб наружным диаметром  $D = 0,219$  м и толщиной стенки трубы  $h = 0,006$  м проложен в грунте средней коррозионной активности удельным сопротивлением  $\rho_L = 12$  Ом · м на глубине  $H = 1$  м. Его переходное сопротивление, измеренное в шурфе,  $R_\phi = 100$  Ом · м<sup>2</sup>, а исходное значение, принимаемое по табл. 1,  $R_o = 5 \cdot 10^4$  Ом · м<sup>2</sup>. Время эксплуатации  $t_\phi = 30$  лет.

Подставляем имеющиеся значения в формулу (1)

$$R_{ж} = \frac{12 \cdot 0,219}{2} \ln \left[ \frac{3,14 \cdot 0,006(0,219 - 0,006 R_k)}{0,219^2 \cdot 1 \cdot 0,4 \cdot 10^{-6}} \right],$$

после арифметических упрощений имеем

$$R_k = 16,098 + 1,314 \ln R_k.$$

Решаем полученное уравнение методом подбора с точностью не ниже  $0,5$  Ом · м<sup>2</sup>.

|   |       |       |
|---|-------|-------|
| Значение $R_k$ для левой части уравнения                | 18,0  | 20,0  |
| Соответствующее значение $R_k$ в правой части уравнения | 19,89 | 20,03 |

Принимаем величину критического переходного сопротивления  $R_k = 20,0$  Ом · м<sup>2</sup>.

Проверяем выполнение условия  $2R_k < R_\phi$ ;  $2 \cdot 20,0 < 100$ , условие выполняется.

По формулам (3) и (2) проводим расчёт остаточного срока службы изоляционного покрытия:

$$\alpha = \frac{1}{30} \ln \left[ \frac{5 \cdot 10^4 - 20}{100 - 20} \right] = 0,21 \text{ год}^{-1},$$

$$t_{ост} = \frac{1}{0,21} \ln \left[ \frac{100 - 20}{20} \right] = 6,6 \text{ года}.$$

Таким образом, по результатам расчёта, по истечении семи лет на диагностированном участке газопровода ожидается снижение переходного сопротивления изоляционного покрытия за допустимые пределы и должно быть принято решение о дальнейших противокоррозионных мероприятиях, в том числе с применением пассивной и активной электрохимической защиты