

ОБЗОР МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ ИЗОЛЯЦИОННЫМИ ПОКРЫТИЯМИ

Ф.М. Мустафин

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Классификация способов защиты трубопроводов от коррозии

Срок службы металлических конструкций в естественных условиях окружающей среды часто относительно короткий. Продлить его можно в основном четырьмя способами, которые широко используются в практике [1]. К ним относятся:

- 1) изоляция поверхности сооружения от контакта с внешней агрессивной средой;
- 2) использование коррозионно-стойких материалов;
- 3) воздействие на окружающую среду с целью снижения ее агрессивности;
- 4) применение электрозащиты подземных металлических сооружений.

Классификация способов защиты трубопроводов от коррозии представлена на рис.1.

Первый способ носит название пассивной защиты. Он предусматривает:

а) нанесение на поверхность металла слоя химически инертного относительно металла и окружающей агрессивной среды вещества с высокими диэлектрическими свойствами. В качестве защитных материалов применяют различного рода мастики, краски, лаки, эмали, пластмассы. Эти материалы жидкие в процессе нанесения, затем высыхают, образуя твердую пленку, которая обладает достаточной прочностью и хорошим сцеплением (адгезией) с поверхностью защищаемого металла.

Применение защитного слоя на металлических объектах – наиболее распространенный метод. Также наносят на изделия из малостойкого металла (обычно углеродистые стали) тонкий слой другого металла, обладающего меньшей скоростью коррозии в данной среде (например, цинкование, хромирование или никелирование стальных изделий);

б) специальные методы укладки, часто применяемые для защиты подземных сооружений на территории городов и промышленных площадок, например, коллекторную прокладку, при которой подземные трубопроводы размещают в специальных каналах. Изолирующим слоем в данном случае является воздушный зазор между стенкой трубопровода и каналом;

в) обработку изделий специальными растворами, в результате чего на поверхности металла образуется слой малорастворимых солей металла.

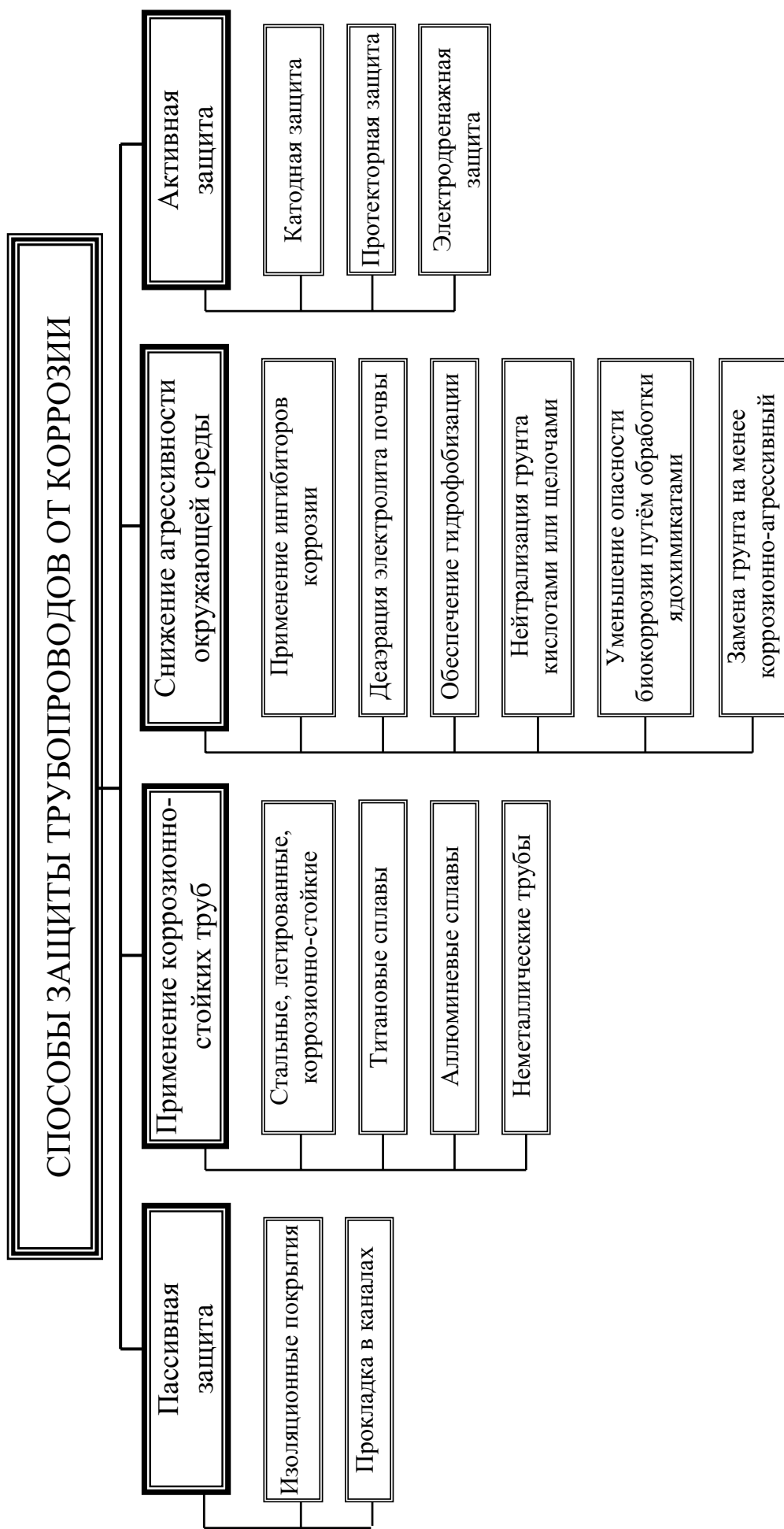


Рис.1. Классификация способов защиты трубопроводов от коррозии

Примером может служить образование нерастворимых фосфатов на поверхности стальных изделий (фосфатирование) или оксида алюминия на изделиях из алюминиевых сплавов. Обработка поверхности металлических изделий растворами пассиваторов производится для перевода поверхностного слоя металла из активного состояния в пассивное, при котором резко уменьшается переход ионов металла в раствор и тем самым снижается интенсивность коррозионного процесса (на газонефтепроводах не применяются).

Второй способ защиты – это применение коррозионно-стойких труб. Он осуществляется введением в металл компонентов, повышающих его коррозионную стойкость в данных условиях, или удалением вредных примесей, ускоряющих коррозию. Данный способ применяется на стадии изготовления металла, а также при термической и механической обработке металлических деталей. Во многих случаях легирование металла, мало склонного к пассивации, металлом, легко пассивируемым в данной среде, приводит к образованию сплава, обладающего той же (или почти той же) пассивируемостью, что и легирующий металл. Таким путем получены многочисленные коррозионно-стойкие сплавы, например, нержавеющие стали, легированные хромом и никелем. Однако широкое внедрение этого способа сдерживается высокой стоимостью нержавеющих металлов.

Сюда же можно отнести использование труб из титановых и алюминиевых сплавов, а также труб из неметаллических материалов, обладающих высокой химической стойкостью (асбоцемента, бетона, керамики, стекла, пластмассы и т.д.).

Третий способ защиты трубопроводов от коррозии – это снижение агрессивности окружающей среды. Существует несколько методов, первый из них, получивший наибольшее распространение, предусматривает дезактивационную обработку агрессивной среды введением ингибиторов (замедлителей) коррозии. Действие ингибиторов сводится в основном к адсорбции на поверхности металла молекул или ионов ингибитора, тормозящих коррозию. К этому способу можно отнести и удаление агрессивных компонентов из состава коррозионной среды (деаэрация водных растворов, очистка воздуха от примесей и осушка его).

Обработка коррозионной среды различными ядохимикатами позволяет значительно снизить интенсивность деятельности микроорганизмов, что уменьшает опасность биокоррозии металлов.

При борьбе с подземной коррозией осуществляется обработка агрессивного грунта с целью обеспечения его деаэрации, гидрофобизации, нейтрализации щелочами или кислотами, а также производится частичная замена на менее агрессивный грунт или специальная засыпка. Последнее мероприятие может рассматриваться как защита изоляции и металла от прямого воздействия среды.

Четвертый способ носит название активной защиты. Сюда относятся:

а) постоянная катодная поляризация металлического сооружения, эксплуатирующегося в среде с достаточно большой электропроводностью. Такая поляризация, осуществляемая от внешнего источника электрической энергии, носит название катодной защиты. В некоторых случаях катодная поляризация может производиться не постоянно, а периодически, что дает ощутимый экономический эффект. При катодной защите изделию придается настолько отрицательный электрический потенциал, что оно становится катодом и разрушение металла термодинамически невозможно;

б) протекторная защита основана на катодной поляризации, вызванной электрическим контактом сооружения с металлом, обладающим более отрицательным электродным потенциалом, например, стального сооружения с отливками из магниевых сплавов. Более электроотрицательный металл (магний) в среде с достаточно высокой электропроводностью подвергается разрушению и его следует периодически возобновлять. Такой металл называется протектором, а метод – протекторной защитой (от латинского «protector» – защитник);

в) электродренажная защита, к этому методу можно отнести мероприятия по борьбе с блуждающими токами, которые осуществляются по двум основным направлениям: предупреждение или уменьшение возможности возникновения блуждающих токов на самом источнике тока и проведение специальных работ на защищаемом подземном сооружении по отводу блуждающих токов. Мероприятия первого направления – обязательная, но только начальная мера. Независимо от этого вида работ обязательно производится защита самих подземных сооружений: размещение установок дренажной защиты (УДЗ), устройство электрических экранов, установка изолирующих фланцев на трубопроводах [2].

Основными направлениями совершенствования борьбы с коррозией являются:

- применение новых конструкций и способов нанесения изоляционных покрытий;
- применение различных технологических мероприятий;
- использование ингибиторов;
- использование высокоэффективных и экономичных труб;
- создание надежных методов обследования действующих трубопроводов без нарушения режима их работы.

Условия эксплуатации трубопроводов весьма многообразны, поэтому большой выбор имеющихся в настоящее время защитных покрытий, которые отличаются друг от друга как свойствами, так и технологией нанесения, позволяет во многих случаях успешно решать проблему борьбы с коррозией.

Поэтому рассмотрим обзор конструкций и способов нанесения изоляционных покрытий трубопроводов за последние годы.

Для создания верхнего слоя покрытия за рубежом используют термостабилизированный полиэтилен. Фирма «Маннесманн» для этих целей применяет выпускаемый фирмой BASF полиэтилен низкой плотности Lupolen

2452 E, обладающий высокой стойкостью к старению под воздействием ультрафиолетового облучения и тепловых нагрузок, а также хорошими физико-механическими свойствами [3].

С целью повышения стойкости полиэтилена к растрескиванию под напряжением и обеспечения длительного сохранения свойств покрытия фирма BASF для изоляции труб методом экструзии разработала специальную композицию термостабилизированного полиэтилена средней плотности Lupolen 3652 DX [4].

В США для защиты наружной и внутренней поверхностей труб широко используется покрытие из эпоксидного порошкового материала, напыляемого электростатическим способом на разогретую поверхность, на которой формируется защитная пленка толщиной 0,25 мм. Также применяется пластмассовая изоляция, выполненная в виде тонкостенной пленки из фторопласта или аналогичных пластмасс, которая протаскивается через трубу с помощью промежуточных фланцев. В Великобритании создана новая противокоррозионная изоляция, приготавливаемая на основе каменноугольной смолы, которая предназначена для защиты от коррозии резервуаров и трубопроводов, в том числе подводных. Эта изоляция сохраняет высокие защитные свойства при температурах до 120 °С [5].

Французская фирма СИФ в качестве основного слоя покрытия применяет композицию термосветостабилизированного полиэтилена марки Alkaten 9211 BLK 9024 фирмы ИСИ (Нидерланды) [6].

В Японии фирма «Ниппон стил» для изоляции труб большого диаметра применяет полиэтилен марки K-395 фирмы «ЮБИ индастриз», а фирма «Ниппон Кокан» применяет полиэтилен низкого давления. Французская фирма «Атокем» использует полиэтилен марки Lakten 1002 (СJ черный) [6].

Порошкообразный полиэтилен для изоляции труб используют фирмы «Хехст» (ФРГ), «Кей энд Крамер» (Нидерланды), «Дейчи хай Фрегнеси» (Япония) и др. В основном применяются термосветостабилизированные композиции полиэтилена высокого давления, наносимого на нагретую трубу методом напыления и последующего оплавления [7].

Самым распространенным способом нанесения наружного покрытия из полиэтилена является экструдирование. Полиэтилен можно наносить на зачищенную поверхность стальной трубы без подогрева последней. В этом случае материал покрытия наносится надвигающуюся поступательно трубу через отверстие кольцевого экструдера.

Для улучшения сцепления покрытия с поверхностью металла при экструдировании полиэтилена применяется промежуточный слой клейкого материала. Впервые подобная технология нанесения полиэтиленового покрытия была разработана фирмой Sumitomo. Использование клейких свойств промежуточного слоя позволило значительно повысить плотность полиэтилена [8].

Эпоксидные покрытия нашли широкое применение в течение последних лет для труб различных диаметров и назначения.

В соответствии с широко используемым в странах Западной Европы стандартом DIN 30671 эпоксидное покрытие, наносимое на трубы, должно в исходном состоянии иметь: минимальную толщину слоя 300 мкм; диэлектрическую сплошность при напряжении 3,0 кВ; адгезию при испытании методом решетчатого надреза не ниже балла Gt 1A; прочность на удар не менее 10 Дж; глубину вдавливания цилиндрического пуансона с нагрузкой 10 Н/мм² при повышенных температурах не более 0,1 мм за 24 ч; относительное удлинение при растяжении не менее 5% и др. [9].

Наиболее распространенный способ нанесения эпоксидного покрытия на поверхность металла – напыление в электростатическом поле.

К недостаткам тонкопленочных эпоксидных покрытий относятся низкие показатели стойкости к катодному отслаиванию и ударной прочности. В связи с этим в последнее время проводятся исследования как по повышению качества тонкопленочных эпоксидных покрытий, так и по повышению их ударной прочности.

По рекомендации фирмы «Ниппон Кокан» (Япония) стойкость эпоксидных покрытий к катодному отслаиванию и его адгезионную прочность можно повысить за счет усовершенствования самого технологического процесса изоляции труб, при котором увеличивается площадь контакта поверхности [10].

Еще одной рекомендацией этой фирмы является использование технологии оксидирования поверхности трубы путем образования на ней прочной окисной пленки толщиной несколько микрон, обладающей высокими адгезионными свойствами, которая исполняет роль связующего между эпоксидным покрытием и стальной поверхностью.

Для повышения адгезии эпоксидного покрытия к металлической поверхности трубопровода фирма «Пирин кемикал сервисес» (Великобритания) разработала реактив Assomet PC, предназначенный для защиты от коррозии трубопроводов. Перед нанесением эпоксидного покрытия на наружную поверхность труб наносят слой силиконоксида хрома или железа. Обработка способствует лучшей адгезии эпоксидной смолы [11]. Одним из эффективных путей повышения ударной прочности тонкопленочной эпоксидной изоляции является применение комбинированных защитных покрытий.

Одним из таких видов является эпоксидно-полиэтиленовое покрытие. Такое покрытие многослойно и обеспечивает высокую степень сцепления с металлом и надежность. Способ нанесения такого покрытия разработан японской фирмой Simitomo Metal Ind. Первый слой толщиной 0,1–0,3 мм состоит из смеси различных смол (основной компонент – эпоксидная смола) в порошкообразном состоянии. После обычной подготовки поверхности трубы на нее наносится слой порошка, предварительно прошедшего электронное облучение. Порошок наносится на поверхность металла, нагретую до 150 °С или выше. Первый слой покрытия получается пористым, что обуславливает хорошее сцепление со сталью и с последующим слоем покрытия. Поверх

эпоксидного слоя наносятся два слоя полиэтиленового покрытия с различной плотностью [8].

Покрытие из поливинилхлорида выдерживает воздействие многих кислот, окисление не вызывает его старения, поэтому оно может иметь очень большую толщину и обеспечивать наиболее надежную защиту от механических повреждений и ударных воздействий [12].

Трубопроводы, работающие при высоких давлениях и температурах, в последние годы изолируются материалами, одним из компонентов которых является стеклоткань или стекловолокно, заметно повышающее прочность покрытий и их термо- и коррозионную стойкость. Применение стеклоткани и стекловолокна позволило расширить область использования таких традиционных видов покрытий, как битумные материалы. Стеклоткань и стекловолокно при соответствующем подборе свойств в зависимости от их обработки повышают сопротивляемость покрытий ударным воздействиям при транспортировке и укладке труб, а также воздействию грунтов и т.д.

Это прежде всего относится к битумным покрытиям, на которых часто наблюдаются механические повреждения, возникающие при хранении, транспортировании и укладке труб, появляются также непокрытые участки – результат размягчения и растекания материала покрытия при высоких температурах или неплотного прилегания покрытия к поверхности металла из-за плохой зачистки трубы, или понижение прочности покрытия при низких температурах.

Битумные покрытия в сочетании со стекловолокном образуют очень устойчивую изоляцию. Наиболее прочное покрытие получается тогда, когда битум размещается между слоями стекломатериалов [13].

Покрытия, получаемые на основе каменноугольных материалов, отличаются высокой температурой плавления, поэтому они широко используются для изоляции труб, идущих от компрессорных станций.

Благодаря использованию стеклоткани прочность покрытия значительно увеличивается, что в сочетании с устойчивостью каменноугольной смолы к воздействию высоких температур дает совершенно новые свойства покрытий.

Стекломатериалы прочные, устойчивые против коррозии и влагонепроницаемые, использованы для создания принципиально новых изоляционных покрытий, предназначенных для особо агрессивных сред. Бельгийская фирма Owens-Coming Fiberglass Europe S.A. разработала новое покрытие, получившее наименование Flakeglass. В этом покрытии применяются чешуйки стекла толщиной 3 мкм при длине и ширине 3,2; 0,8 и 0,4 мм. В качестве связующего используются полиэфиры, эпоксидные смолы или другие вещества. Покрытие Flakeglass наносится на поверхность металла разбрызгиванием.

Для изготовления ленточных покрытий в основном применяются полиэтилен и поливинилхлорид. Ленточные покрытия обладают достаточно высокой прочностью и сопротивляемостью износу. Это обуславливает их

применение в тех случаях, когда агрессивность среды сочетается с тяжелыми температурными и нагрузочными условиями.

По способу нанесения на трубы ленточные покрытия делятся на три типа:

- 1) полиэтиленовые и поливинилхлоридные ленты с клейким слоем, которые могут использоваться как в заводских, так и в трассовых условиях;
- 2) ленточные покрытия, состоящие из пластмассовой пленки и клейкого слоя, наносимого на трубы отдельно, перед намоткой;
- 3) слоистые ленты, состоящие из нескольких слоев поливинилхлоридной или полиэтиленовой пленки с клейким слоем из бутиловой резины или каменноугольной смолы.

Существуют также петролатумные ленты, применяемые в основном в холодном состоянии [14]. Первоначально это были бумажные полосы, пропитанные петролатумом. Петролатум химически нейтрален, поэтому покрытия из него практически не требуют предварительной обработки поверхности металла.

К преимуществам петролатумных ленточных покрытий необходимо отнести хорошие клейкие свойства и низкую влагопроницаемость. Однако определенным препятствием является невысокая прочность этих лент, поэтому в последние годы появились комбинированные покрытия на основе петролатума.

Одним из внедренных видов ленточных покрытий, где используется в качестве основы петролатум, является Denspol. Это покрытие включает три компонента – праймер и два слоя ленточного покрытия. Праймер представляет собой петролатумный раствор; первый слой намотки – лента из петролатума, армированного стекловолокном; наружный слой выполняется из гибкой и прочной поливинилхлоридной ленты.

Оборудование для заводского нанесения изоляционных покрытий на металлические трубы с внешней и внутренней стороны разработаны и внедрены в производство фирмами Setmers (Нидерланды), ВНИИСТ (Москва), Трубопласт (Екатеринбург), Ameron (США), Tuboscope (США), Татнефть (Казань), Башнефть (Уфа) и др.

Ленточные покрытия применяются как для изоляции самих труб, так и для защиты сварных швов. Восстановление целостности покрытия необходимо во всех случаях, включая ТВЧ, когда зона нагрева очень узкая.

Изоляцию сварных стыков труб в трассовых условиях за рубежом осуществляют различными методами и материалами. Для этих целей применяют: термоусаживающие манжеты, муфты и ленты; полимерные липкие ленты; битумные и каменноугольные покрытия; порошковые эпоксидные краски [7].

Основу широко применяющихся термоусаживающихся манжет и муфт составляет радиационно-вулканизированный полиолефин трехмерной структуры, который при тепловом воздействии на него обеспечивает усадку изделия на стыке. На внутреннюю поверхность основы наносится специальный адгезив-

клей, который, сплавляясь при усадке манжеты, обеспечивает ее адгезию к металлу и заводскому покрытию.

Термоусадочные оберточные ленты и муфты для изоляции сварных соединений труб с заводской изоляцией, а также оборудование для их нанесения выпускают и предлагают фирмы Raychem (США, Япония, Бельгия), CANUSA (Канада), ВНИИСТ (Москва), Ameron (США), Трубопласт (Екатеринбург) и др.

Для труб с внутренней изоляцией для защиты сварных соединений от коррозии с внутренней стороны предлагаются втулки и протекторы фирмами Tuboscope Vetco (США), ТатНИПИнефть (Бугульма, Татарстан), титановые втулки в г. Самара и др.

В английском журнале «Pipe Line and Gas Ind.» John Dickerson описывает развитие технологий использования расплавляемых порошковых синтетических смол для защитных антикоррозионных покрытий трубопроводов и соответствующих систем с начала 50-х гг., когда впервые смола EPON была применена в таком назначении, и до использования современных синтетических смол [15].

В работе авторов Середницкого Я.А. и Иткина О.Ф. рассмотрены потребности в капитальном ремонте магистральных нефтепроводов и определены основные требования к изоляционным материалам трассового нанесения. На основе сопоставления технико-эксплуатационных параметров и технологий нанесения нескольких типов современных покрытий подтверждены преимущества однослойных полиуретановых покрытий. Приведены основные свойства исходных материалов и покрытий «Протегол» [16].

Государственным предприятием ПО «Авангард» предложена упругогибкая ленточная спираль, содержащая охватывающие один другого непрерывные витки ленты из композиционного материала, выполненной из двух–десяти слоёв, каждый выполнен из двух систем переплетённых нитей. Нити основы ориентированы в спиральном направлении ленты. Объёмное соотношение нитей ткани и полимерного связующего от 1:0,37 до 1:0,57. Данная конструкция служит для защиты трещинообразных и коррозионных дефектов стенок трубопровода, тем самым повышает надёжность трубопровода [17].

На «Волжском трубном заводе» открыт новый производственный комплекс – трубоизоляционный мини-завод мощностью 250–300 тыс. т труб в год. В качестве исходных материалов для нанесения покрытия пользовались следующие материалы: эпоксидный праймер марки NARGAURD 7–2500; адгезив марки HERBERTS O-BRIEN; адгезив марки FUSBOND EMB 1580 либо FUSBOND EMB 206D производства фирмы DUPONTS; полиэтилен SCLAIRE BP 35 фирмы NOVA CHEMICAL [18].

Качество изоляционного покрытия является одним из основных критериев, определяющих срок службы магистрального нефтепровода. Как показывает практика, наиболее надёжными из применяемых в системе магистральных нефтепроводов АК «Транснефть» изоляционных материалов

являются покрытия типа «Пластобит», где применены битумные мастики, защищенные от потери пластификаторов пленочными покрытиями. Несмотря на разнообразие материалов, используемых и предлагаемых для защиты трубопроводов от коррозии, мастичные покрытия остаются наиболее конкурентоспособными по стоимости и технологиям нанесения. Наиболее распространенные в настоящее время материалы на основе полимеров, наносимых экструдированием, и эпоксидных смол требуют тщательной очистки и подготовки поверхности труб перед нанесением и используются только в заводских и базовых условиях, применение данных материалов в полевых условиях без сверхвысоких затрат невозможно. Учитывая, что большая часть трубопроводов заизолирована пленочными и битумными покрытиями без защиты от потерь пластификаторов, срок службы которых без потери защитных свойств колеблется от 15 до 20 лет, ремонт нефтепроводов с заменой изоляции будет еще долгое время оставаться актуальным.

Одним из примеров успешного сотрудничества в области решения задач по совершенствованию техники и технологии капитального ремонта магистральных нефтепроводов является сотрудничество ОАО «Верхневолжскнефтепровод» с фирмой «Промтех–Нижний Новгород». ПКФ «Промтех–НН» совместно с НИЦ «Поиск» разработала и изготовила ряд новых изоляционных машин с экструдорами, о которых говорилось выше. Для приготовления битумных мастик высокого качества с заданными физическими параметрами фирма «Промтех–НН» предлагает использовать котел с электронагревом и системой автоматического управления и контроля качества до нанесения битумных и асвольных покрытий [19].

На основе нефтеполимера «Асмол» разработан спектр мастик для антикоррозионной защиты нефтепроводов, предназначенных для применения как в теплое время года, так и для зимних условий. Значение коэффициента теплопроводности материалов «Асмол» на порядок выше, чем у битумов. Разработана новая технология нанесения асвольных мастик на нефтепроводы в условиях трассы путем экструдирования их на поверхность трубы. Разработаны технические условия на покрытия типа ПАЛТ (покрытие на основе термоусаживающейся ленты и мастики «Асмол») для нефтепроводов диаметрами до 1220 мм включительно. Более широкое внедрение таких покрытий ограничивается высокой токсичностью материалов.

Также разработана мастика для подклеивающего слоя повышенной толщины в составе ленты ЛИАМ (лента изоляционная асвольная модифицированная). Повышенная (до 1,5 мм) толщина подклеивающего слоя изоляционной ленты ЛИАМ позволяет обеспечить надежный ее контакт с трубой в местах сварных швов трубы и тем самым повысить качество изоляции.

Проведенные НИЦ «Поиск» сравнительные исследования отечественных и зарубежных изоляционных материалов показали предпочтительность применения полиуретанов в качестве антикоррозионных покрытий для труб, используемых для подводных переходов, выполняемых методом наклонно-направленного бурения. В настоящее время начаты работы по строительству

установки (модернизация существующей трубной базы в Новокуйбышевском РСУ) для производства труб с полиуретановым покрытием, предназначенных для подводных переходов, прокладываемых методом наклонно-направленного бурения [20].

Одним из направлений повышения надёжности эксплуатации нефтепроводов является улучшение качества применяемых материалов и технологии их нанесения при капитальном ремонте. Опыт эксплуатации нефтепроводов с различными видами изоляционных покрытий показал, что конструкция битумного изоляционного покрытия обеспечивает надёжную защиту трубопровода от коррозии. При капитальном ремонте нефтепроводов ОАО «Магистральные нефтепроводы «Дружба» в конструкции изоляционного покрытия «Пластобит» были применены и «Изобит» взамен мастики МРБ и пленка «ПВХ–Пластобит», высокое качество нанесения которых обеспечивают усовершенствованная очистная и новая изоляционная машины. Изменение состава изоляционных материалов в конструкции покрытия «Пластобит» позволило: упростить процесс приготовления мастики в установках битумоплавильных котлов УБК 81 А, т.е. отказаться от подготовительных работ – перемешивания мастики МБР в котле-смесителе, а использовать оба котла с последующей подачей в битумовозы; усовершенствовать технологический цикл приготовления мастики, так как мастика «Изобит» поставляется не в бумажной, а в полиэтиленовой упаковке (полиэтилен является одновременно пластификатором), что позволяет избежать коксования и соответственно затрат на ежедневную очистку котлов от бумаги; производить изоляционные работы всесезонно (до $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$); увеличить срок службы изоляционного покрытия [21].

Покрытия «Пластобит» и «Пластобит–40» (ТУ 39-1076–94) соответствуют требованиям к изоляции усиленного типа и обеспечивают эффективную защиту трубопровода. Конструкция покрытия состоит из грунтовки, мастики битумно-полимерной, ленты изоляционной и защитной обёртки. В качестве грунтовки могут использоваться грунтовки ГПБ-1, ГТ-831, ГТ-760 ИН или битумная. При проведении работ при положительных температурах в качестве грунтовки может быть использовано дизельное топливо. В качестве мастик применяется битумная изоляционная «Изобит», битумно-полимерная «Изобитен–Н», битумно-резиновая МБР. В качестве изоляционной ленты могут использоваться ленты полимерные для защиты газо-, нефте- и нефтепродуктопроводов или лента поливинил-хлоридная (ПВХ). В качестве защитной обёртки применяются обёрточные материалы рулонного типа с прочностью не менее 0,5 МПа и толщиной в пределах 0,5–1,2 мм. Преимущество покрытия «Пластобит–40» по сравнению с плёночными (покрытие по схеме 2+1 – два слоя липкой изоляционной ленты + один слой защитной обёртки) состоит в увеличении срока службы. Кроме того, стоимость изоляционных материалов покрытия «Пластобит–40» несколько ниже плёночного покрытия по схеме 2+1. Срок службы изоляционных покрытий

типа «Пластобит» определится в ближайшие годы по мере накопления опыта и исследований эксплуатируемых трубопроводов [20].

В последнее время большое распространение получили антикоррозионные ленты «Абрис С–ЛТ» и «Абрис С–ЛБ». Лента «Абрис С–ЛТ» покрыта с одной стороны антиадгезионной бумагой, с другой – армирующим материалом, в качестве которого используются металлизированная, полиэтиленовая, поливинилхлоридная плёнки, нетканое полотно и др. Лента «Абрис С–ЛБ» покрыта с обеих сторон антиадгезионной бумагой. Ленты могут использоваться для ремонта мест повреждений полиэтиленовой изоляции трубопроводов, для заполнения пазух вокруг сварного шва, для защиты трубопроводов от коррозии на переходах «труба–земля» на КС, ГРС и линейной части газопровода, для изоляции патрубков, кранов Ду–300. Ленты при нанесении технологичны, обладают хорошей самоклеющейся способностью к любым сухим поверхностям, отличной гибкостью при обмотке трубы при любой температуре воздуха.

УкрНДИгаз совместно с кафедрой технологии пластмасс Харьковского государственного политехнического университета разработал покрытие на основе эпоксидно-битумной композиции для антикоррозионной защиты трубопроводов. Рассматриваются преимущество и технология нанесения покрытия [22].

Институтом проблем транспорта энергоресурсов исследованы свойства пленочных изоляционных покрытий нефтепроводов и разработаны рекомендации, позволяющие увеличить сроки их службы. Рекомендуемое ГОСТами и СНиПом покрытие усиленного типа из липких полимерных лент по схеме 1+1 (1 слой изоляционной ленты +1 слой липкой защитной обертки на основе полиэтилена) в практике эксплуатации не оправдало себя. Как правило, через 3–4 года эксплуатации в покрытии наблюдается подпленочная коррозия, которая в конечном счете приводит к потере адгезии к металлу на значительной части трубы и коррозии металла. Одна из главных причин подпленочной коррозии, по мнению специалистов ИПТЭР, – проницаемость полиэтилена, которая является основой изоляционного и оберточного (защитного) слоев, по отношению к влаге и газу (кислороду). Известно, что проницаемость покрытия обратно пропорциональна числу его слоев и что при одной и той же толщине проницаемость меньше, если это покрытие составлено из нескольких слоев материала. Исходя из этого принципа, рекомендуется конструкция покрытия из липких лент на основе полиэтилена, состоящая из 2-х слоев изоляционной липкой ленты и одного слоя защитной липкой обертки, т. е. по схеме 2+1. При нанесении конструкции покрытия с применением лент на основе полиэтилена по схеме 2+1 возможно использование следующих механизмов: очистных машин типа ОМС или ОМ для 3-й степени очистки поверхности трубы по ВСН 008–88; грунтовочного устройства типа ГУ, смонтированного на изоляционной машине для нанесения грунтовки ГПБ-1 или ГПБ-2; изоляционной машины типа ИМ или ИЛ для намотки по свеженанесенной грунтовке двух слоев изоляционной ленты типа «Полилен», «НКПЭЛ», «Поликен», «Нитто» или

других лент с шириной рулона 450 мм с нахлестом 225 мм при натяжении 1 Н/мм ширины ленты; а также для нанесения поверх изоляционной ленты в один слой оберточной (защитной) ленты тех же марок с шириной рулона 225 мм с натяжением 1 Н/мм ширины ленты [23].

Проведённый нами анализ несколько отличается. Конечно же, конструкция 2+1 лучше конструкции 1+1, но только из-за увеличения толщины покрытия и большей защиты трубы от механических повреждений при засыпке трубопровода в период эксплуатации при взаимодействии системы «изолированная труба–грунт». Это подтверждается и исследованиями Марченко С.А., который установил, что через 1–2 года эксплуатации водопроницаемость конструкций изоляционных покрытий 2+1 и 1+1 становится практически одинаковой. Основной причиной этого является водопроницаемость изоляционных лент и обёрток между витками.

Для уменьшения водопроницаемости и увеличения адгезии между витками автором разработана технология и получены патенты на изобретения по нанесению изоляционных лент и обёрток с двухсторонним липким слоем. При этой технологии адгезия увеличивается 6,5÷10 раз, а водопроницаемость уменьшается 2÷5 раза.

Компанией Kendall-Polyken (США) разработан новый тип изоляции, надёжно защищающей от коррозии нефте- и газопроводы с помощью трехслойной полимерной композиции. Первый слой непосредственно примыкает к трубам, второй – защищает от коррозии, третий – прикрывает изоляцию от повреждений различных типов. При нанесении антикоррозийного слоя работы ведутся напылением, причем достигается сцепление порядка 1000 унций/дюйм, что достаточно для защиты от воздействия воды и других факторов. По сравнению с используемыми ранее системами новая изоляция создает защитные слои одинаковой толщины; отмечена простота и значительная скорость нанесения изоляции. Особо важным является возможность нанесения изоляции при температуре от –34 до +85 °С, что определяет возможность применения технологии в различных климатических условиях [24].

Компанией «Armstrong World Ind.» (США) запатентован способ нанесения изоляционного фосфато-керамического покрытия на трубы с использованием нетканого переплетения фибры. Толщина покрытия составляет 5–20 мм [25].

В статье Орехова В.В. и Бычкова Р.А. было предложено для нанесения антикоррозионного покрытия использовать битумный материал нового качества в порошкообразном состоянии. Рассматривается технология нанесения тонкодиспергированной порошкообразной битумно-резиновой композиции на изолируемую поверхность с помощью пистолета-распылителя с тепловым насадком, обеспечивающим нагрев подаваемого воздухом со скоростью 2–6 м/с частичек композиции инфракрасным излучением. В результате теплового воздействия, равного 100–200 кДж на 1 кг изоляционной массы, битум расплавляется до жидкого состояния (90–150 °С) и, соприкасаясь

с изолируемой поверхностью, покрывает ее прочным слоем. Расстояние от теплового насадка пистолета до обрабатываемой поверхности должно составлять 100–200 мм. Интенсификация теплопередачи обеспечивается за счет большой площади контакта тонкодиспергированных порошкообразных битумных частичек с тепловым потоком. Рекомендательный средний размер частиц битумной композиции (оптимальное соотношение битум:цемент:резина – 50:40:10), диспергированной в быстроходном дезинтеграторе, составляет 0,4 мм. При прохождении от наконечника распылительного приспособления до конца рефлектирующего насадка битумная составляющая частиц успевает нагреться до жидкого состояния. Применяемая в качестве минерального порошка цементная пыль или известняк структурируют битум в изоляционном слое. Резиновый порошок в битумной композиции предотвращает ее слеживаемость [26].

В США авторами Fawley N.C., Tipton G. и Schmidt J. запатентован способ изготовления изоляционной высокопрочной композитной обмоточной ленты для покрытия трубопроводов с целью защиты от коррозии. Лента изготавливается из стекловолокна, нити которого переплетаются между собой и затем покрываются резиной [27].

Нефтяные битумы, несмотря на то, что в последние десятилетия появились новые полимерные материалы: полиэтилен, поливинилхлорид, эпоксидные смолы и др. – продолжают оставаться в ряду основных изоляционных материалов. Более того, опыт широкого внедрения полимеров в виде липких лент, экструдированных оболочек тонкослойных эмалей выявил, что они также обладают недостатками, основные из которых – старение и потеря адгезии. Разработки последних лет показали, что эффективность и долговечность полимеров может быть значительно повышена при их сочетании с битумами, т. е. при применении комбинированных покрытий, что подтверждается длительным опытом эксплуатации покрытий типа «Пластобит» на магистральных нефтепроводах АК «Транснефть» и двухслойного битумно-пленочного покрытия для защиты подводных морских трубопроводов за рубежом [28].

В Италии фирмой «Pipeline Rehabil», авторами Re Y. и Colombo A., в качестве антикоррозионных ленточных покрытий для трубопроводов предложена композиция на основе ленты из термопластичной арамид-нейлоновой основы со специальной адгезионной добавкой на основе бутила. Перед внедрением покрытия оно было всесторонне изучено. Проверено сопротивление ползучести, сдвигу, сжатию. Даны адгезионные свойства. Испытания на старение имитировали ресурс работы в течение 50 лет. Провели технологические испытания на удар, воздействие температур и др. Изучено влияние дефектов на характеристики покрытий. Затем покрытие испытали в реальных полевых условиях. Характеристики покрытия удовлетворяли эксплуатационным требованиям [29].

В США компанией «Shaw Ind. Ltd.», авторами Wong D. И др., запатентована конструкция наружной противокоррозионной изоляции для

трубопроводов. Изоляция состоит из эпоксидного праймера и наружной оболочки из полиолефина. Кольцевое пространство между праймером и полиолефиновой оболочкой заполняется смесью эпоксидной смолы и полиолефина, причем соотношение составляющих этой смеси изменяется по толщине промежуточного слоя. В непосредственной близости от эпоксидного праймера промежуточный слой состоит в основном из эпоксидной смолы, в то время как в непосредственной близости от наружной оболочки промежуточный слой состоит в основном из полиолефина [30].

В настоящее время в газовой промышленности существует три основных метода изоляции стальных труб полиэтиленом: агломерация, рукавная и обмоточная экструзии. Предлагается комбинированное эпоксидно-полиэтиленовое покрытие – трехслойная изоляция [31].

УкрНИИГаз предложил полимерную композицию, которая надежно защищает от коррозии поверхность трубопроводов и металлических изделий любой геометрии. Специальный порошковый модификатор коррозии, добавленный в композицию УкрНИИГаза, позволяет наносить ее на необработанную и даже покрытую слоем ржавчины поверхность. Покрытие обладает высокими адгезионными, прочностными и диэлектрическими свойствами, устойчиво к атмосферному воздействию и влиянию коррозионно-агрессивных грунтов [32].

Фирма «Т. I. В. Chemie» (Германия) разработала новую двухкомпонентную полиуретановую изоляцию марки Protegol 32–55, предназначенную для использования на подземных трубопроводах. Новая изоляция не содержит растворителей и имеет короткое время полимеризации, после окончания которой обеспечивается высокая адгезия к металлической поверхности, подвергавшейся предварительно пескоструйной или дробеструйной очистке. Новая изоляция не требует использования праймера и может применяться на трубопроводах с рабочей температурой до 70 °С [33].

Компанией «The Kendall Co.» (США), автор Kellner J.D., запатентован способ изготовления противокоррозионной изоляции для трубопроводов, состоящей из слоя праймера и изоляционной ленты, спирально накладываемой на трубопровод, поверх слоя праймера. И праймер и изоляционная лента изготавливаются на основе резины, при этом в состав праймера вводится определенное количество реагента, препятствующего образованию гидроксидных ионов, обычно образующихся из электронов, генерируемых системами катодной защиты. Благодаря предотвращению образования гидроксидных ионов, и в особенности диффундирующих ионов натрия, предотвращается катодное отслоение противокоррозионной изоляции [34].

Компания «Servicised Ltd.» (Великобритания) специализируется по изоляции труб, фитингов и арматуры в полевых условиях. Разработанное компанией противокоррозионное покрытие состоит из толстого слоя адгезионного компаунда и прочной эластичной пленки. Подобная изоляция обладает высокими адгезионными свойствами и высокой стойкостью против катодного отслоения. Изоляция накладывается на изолируемую поверхность в

холодном состоянии, и она вполне совместима с покрытиями на основе каменноугольной смолы, с битумными покрытиями и эпоксидной изоляцией, накладываемыми на изолируемую поверхность труб в заводских условиях [35].

Фирма «Denso North America» (США) разработала новую эпоксидно-уретановую изоляцию для трубопроводов, которая не содержит изоцианатов и канцерогенных смол. Изоляция наносится на изолируемую поверхность в жидком состоянии с помощью щетки или ролика и может использоваться для защиты сварных швов, выполняемых в полевых условиях [36].

Фирма «Vivian Regina» (VR) (Springs, ЮАР) с 1963 г. производит ткани с покрытием из стекловолокна. Оберточный материал для труб фирмы VR представляет собой нетканые войлоки или ткани из стекловолокна на подходящем полимерном связующем. Повышенная прочность обеспечивается продольной ориентацией штапельного стекложгута, а материал Menshwrap изготавливается в виде переплетённой сетки. Эти оберточные материалы являются армирующими для битумных изоляционных покрытий, они обладают исключительной стойкостью к кислотам и щелочам, не гниют при воздействии влаги и микроорганизмов [37].

Основные причины возникновения дефектов изоляционных покрытий

Основными причинами возникновения дефектов изоляционных покрытий являются.

1) Применение некачественных либо несоответствующих изоляционных материалов. Изменение показателей качества изоляционных материалов происходит в результате неправильных: транспортировки (деформация рулонов), хранения (засорения битума землей, обводнения битума при хранении под открытым небом) или приготовления (нарушения дозировки компонентов битумной мастики, перегрев мастики, чрезмерное разведение грунтовки растворителем) [38].

2) Некачественное нанесение грунтовки на трубопровод.

При длительном или неудовлетворительном хранении грунтовки происходит ее загустевание, в связи с чем грунтовка наносится на трубопровод неравномерно, с подтеками. В этом случае ее необходимо разбавить бензином до условной вязкости 15 с по ВЗ–4 или плотности 0,81...0,82 г/см³; в непроцеженной грунтовке могут быть сгустки битума, поэтому грунтовку следует процеживать через сито с ячейками не более 0,1 мм.

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 образоваться воздушные пузыри. В этом случае рабочую зону необходимо закрыть от ветра фанерным щитом или, если эта мера не дает эффекта, прекратить работу. Одной из причин плохой прилипаемости грунтовки является пыль, оседающая на трубе после очистки от ржавчины. Для

удаления пыли на очистной машине необходимо оборудовать отсос, а за последним рядом щёток укрепить брезентовое полотенце.

При неравномерном обливке трубы грунтовкой, перекосе брезентового полотенца, сильном его загрязнении и износе могут образовываться пропуски в грунтовочном слое; для устранения этих дефектов надо отрегулировать обливку трубы грунтовкой или сменить полотенце. Пропуски грунтовки у сварных швов необходимо закрасить вручную кистью.

3) Дефекты, возникающие при нанесении полимерных изоляционных лент. Большая разнотолщинность ленты при механизированном нанесении приводит к складкам, морщинам, гофрам. При незначительной разнотолщинности усиленное натяжение наносимой ленты расправляет ее.

Плохая торцовка рулонов и телескопический сдвиг витков ленты в рулоне приводят к некачественному нанесению покрытия. Такие рулоны необходимо отторцевать или использовать для ручной работы, например, при ремонте покрытий.

Плохо отрегулированная машина, неправильно выбранный угол наклона шпуль, недостаточное натяжение ленты приводят к образованию гофр, морщин и неравномерному нахлесту.

Нанесение липкой ленты двумя рулонами разной ширины приводит к неравномерному нахлесту и несплошности покрытия. Необходимо подбирать рулоны одинаковой ширины.

При переходе клея на смежную нелипкую сторону нарушается прилипаемость ленты. Необходимо строго соблюдать температурный режим нанесения ленты (в соответствии с ТУ на данную ленту).

Нанесение ленты на плохо очищенную от брызг металла и грата поверхность сварных стыков приводит к проколам изоляционного покрытия. Эти места перед нанесением изоляции необходимо зачистить.

Недостаточное или чрезмерное натяжение ленты при размотке рулона ведет к образованию гофр, перекоосу и, как следствие, к образованию поперечных морщин и складок [1].

4) 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 лежках 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 петлей троса; при недостаточной ширине полотенца или при вытаскивании полотенца из-под трубопровода; при соприкосновениях или ударах трубопровода об откосы траншеи во время

опуска, особенно на криволинейных участках трассы. Дефекты покрытия выявляют в траншее и тут же устраняют.

Повреждения покрытия при совмещенном 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 сдиры. Опуск трубопровода с температурой битумного покрытия выше $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$ на неровное дно траншеи, а также наличие на нем камней или комьев засохшей глины неизбежно приводит к продавливанию покрытия.

Для предохранения покрытия от повреждения трубопровод необходимо укладывать точно по оси траншеи; дно траншеи должно быть спланировано, засохшие комья грунта и камней нужно удалить, а на участках каменистых щебенистых, сухих грунтов подсыпать на дно траншеи рыхлый грунт и таким же грунтом присыпать трубопровод.

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

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

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

8) Низкое качество осуществляемых мер электрохимической защиты (перепад значений потенциала «труба-земля» выше или ниже допустимого и т.д.).

9) Несоблюдение режимов нанесения изоляционных покрытий в зимних условиях – нарушение режимов подогрева трубопровода, грунтовки, изоляционных покрытий, нарушение режимов хранения.

10) Смерзание изоляционного покрытия трубопровода с водонасыщенным грунтом [5].

Эффективность изоляционных покрытий наружной поверхности подземных трубопроводов определяется, в основном, природой материала и покрытия на его основе, конструкцией покрытия, технологией нанесения покрытия на трубопровод и другими условиями в процессе эксплуатации.

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 [39].

При засыпке трубопровода грунтом в траншее ударная нагрузка на покрытие может быть весьма значительной – особенно в зимнее время, когда обледенелый грунт имеет высокую твердость, а покрытие находится в

состоянии, близком к хрупкому. К этим воздействиям следует добавить еще одно – катодную поляризацию, приводящую при определенных режимах к отслаиванию покрытий.

Опасность коррозионного разрушения подземных трубопроводов обусловлена 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.

Подготовка поверхности защищаемого металла трубопровода (очистка его от ржавчины, окалины, обезжиривание) и изоляция в трассовых условиях не могут обеспечить высокое качество покрытия, особенно его адгезию к защищаемому металлу. Применяемый клеевый слой – адгезив – не обеспечивает физико-химического взаимодействия покрытия с плохо очищенной от продуктов коррозии и от грязи поверхностью металла. Кроме того, в технологии нанесения рулонных изоляционных покрытий имеется существенный недостаток. При изоляционных работах промежутки времени между нанесением грунтовки на трубу и намоткой полиэтиленовой ленты так мал, что растворитель, имеющийся в грунтовке, не успевает испариться. Малопроницаемая полиэтиленовая пленка препятствует испарению растворителя, под ней возникают многочисленные вздутия, нарушающие адгезионное соединение между слоями покрытия.

На верхней боковой поверхности трубопровода, когда грунт, сползающий в «пазуху» траншеи при его естественной осадке, создает сдвигающие напряжения и подвергает полиэтиленовое покрытие ползучести, возникает растрескивание и гофрообразование [41,43].

В работах Гарбера Ю.И. и других авторов делается вывод, что во избежание гофрообразования следует использовать изоляционные ленты, характеризующиеся незначительной склонностью к ползучести и обеспечивающие хорошее сцепление (адгезию) с поверхностью трубы, поскольку появление на изоляционном покрытии гофр связано со смещением изоляции относительно трубы [41].

Тангенсальное давление действующее на изоляционное покрытие в верхней части трубы, как представлено в работах Б.И.Борисова, в большей степени зависит от свойств грунта [44]. Уменьшение давления грунта на изолированный трубопровод приводит и к уменьшению вероятности образования гофр и растрескивания изоляционных покрытий.

Также в работах Б.И.Борисова представлены данные исследований по которым сделан вывод, что с увеличением влажности грунтов увеличивается растрескивание изоляционных покрытий и уменьшается срок службы.

Одним из наиболее экономичных методов обеспечения надёжности эксплуатации газонепроводов и увеличения срока службы изоляционных покрытий является прокладка трубопроводов в обсыпке из гидрофобизированных грунтов.

Натурные полигонные исследования основного критерия оценки качества изоляции переходного сопротивления труба –земля показывают, что защитные свойства изоляционных покрытий трубопроводов при обсыпке гидрофобизированным грунтом уменьшается значительно медленнее, чем при обсыпке обычным минеральным грунтом.

Благодаря улучшенным физико-механическим свойствам гидрофобизированных грунтов (низким значениям газопроницаемости, фильтрации, водонасыщения, коррозионной активности, набухания, высоким значением коэффициента водоустойчивости и сцепления) переходное сопротивление образцов изолированных труб уменьшается незначительно. Кроме того, уменьшение газопроницаемости, фильтрации, водонасыщения и коррозионной активности грунтов обсыпки трубопровода приводит к сокращению выпотевания и вымывания пластификатора и других компонентов из изоляционных материалов.

Таким образом, обсыпка изолированного трубопровода гидрофобизированными грунтами защищает изоляцию от механических повреждений при засыпке и создает защитную оболочку (или экран), препятствующую отрицательному воздействию окружающей среды на защитные свойства изоляции. При этом значительно увеличивается срок службы изоляции, что позволяет эксплуатировать трубопроводы без переизоляции и капитального ремонта весь нормативный срок 30 и более лет.

Экономические расчеты показывают, что затраты на гидрофобизацию грунта более чем в 100 раз ниже, чем затраты на переизоляцию трубопровода в период эксплуатации.

Классификация изоляционных покрытий трубопроводов

На основании проведенного обзора конструкций и способов нанесения изоляционных покрытий трубопроводов и проведенного анализа основных причин возникновения дефектов изоляционных покрытий можно сделать вывод, что применяемые изоляционные покрытия должны обладать следующими свойствами:

1) водонепроницаемостью, исключаяющей возможность насыщения пор покрытия почвенной влагой и тем самым препятствующей контакту электролита с поверхностью защищаемого металла;

2) хорошей адгезией (прилипаемостью) покрытия к металлу, что предотвращает отслаивание изоляции при небольшом местном разрушении, а также исключает проникновение электролита под покрытие;

3) сплошностью, обеспечивающей надежность покрытия, так как даже мельчайшая пористость в покрытии приводит к созданию электролитических ячеек и протеканию коррозионных процессов;

4) химической стойкостью, обеспечивающей длительную работу покрытия в условиях агрессивных сред;

5) электрохимической нейтральностью: отдельные составляющие покрытия не должны участвовать в катодном процессе в противном случае это может привести к разрушению изоляции при электрохимической защите металлического сооружения;

6) механической прочностью, достаточной для проведения изоляционно-укладочных работ при сооружении металлического объекта и выдерживающей эксплуатационные нагрузки;

7) термостойкостью, определяемой необходимой температурой размягчения, что важно при изоляции «горячих» объектов, и температурой наступления хрупкости, что имеет большое значение при проведении изоляционных работ в зимнее время;

8) диэлектрическими свойствами, определяющими сопротивление прохождению тока, предотвращающими возникновение коррозионных элементов между металлом и электролитом и обуславливающими экономический эффект от применения электрохимической защиты;

9) отсутствием коррозионного и химического воздействия на защищаемый объект;

10) возможностью механизации процесса нанесения изоляционного покрытия как в базовых, так и в полевых условиях;

11) недефицитностью (широкое применение находят только те материалы, которые имеются в достаточном количестве);

12) экономичностью (стоимость изоляционного покрытия должна быть во много раз меньше стоимости защищаемого объекта) [45].

Всем этим требованиям не отвечает ни один естественный или искусственный материал, поэтому выбор изоляционного покрытия определяется конкретными условиями строительства и эксплуатации трубопроводов, наличием сырьевой базы, технологичностью процесса нанесения покрытия и т.д., эти условия и определяют диапазон материалов, применяемых в качестве покрытий для стальных труб [38].

На рис.2 представлена классификация изоляционных покрытий трубопроводов. В этой классификации отражены назначения, типы, материалы изоляционных покрытий, способы, поверхности и температура нанесения изоляции и т.д., которые используются в настоящее время или прошли апробацию ранее с положительными или отрицательными результатами.

В настоящее время трубопроводы в основном изолируются: полимерными ленточными покрытиями; битумными, битум-полимерными, асфальто-смолистыми мастиками с применением полимерных ленточных обёрток; полимерными покрытиями заводского нанесения с изоляцией сварных стыков термоусаживающимися лентами и манжетами.

Более подробно представлена классификация изоляционных материалов и способы их нанесения в учебной, нормативной и периодической литературе.

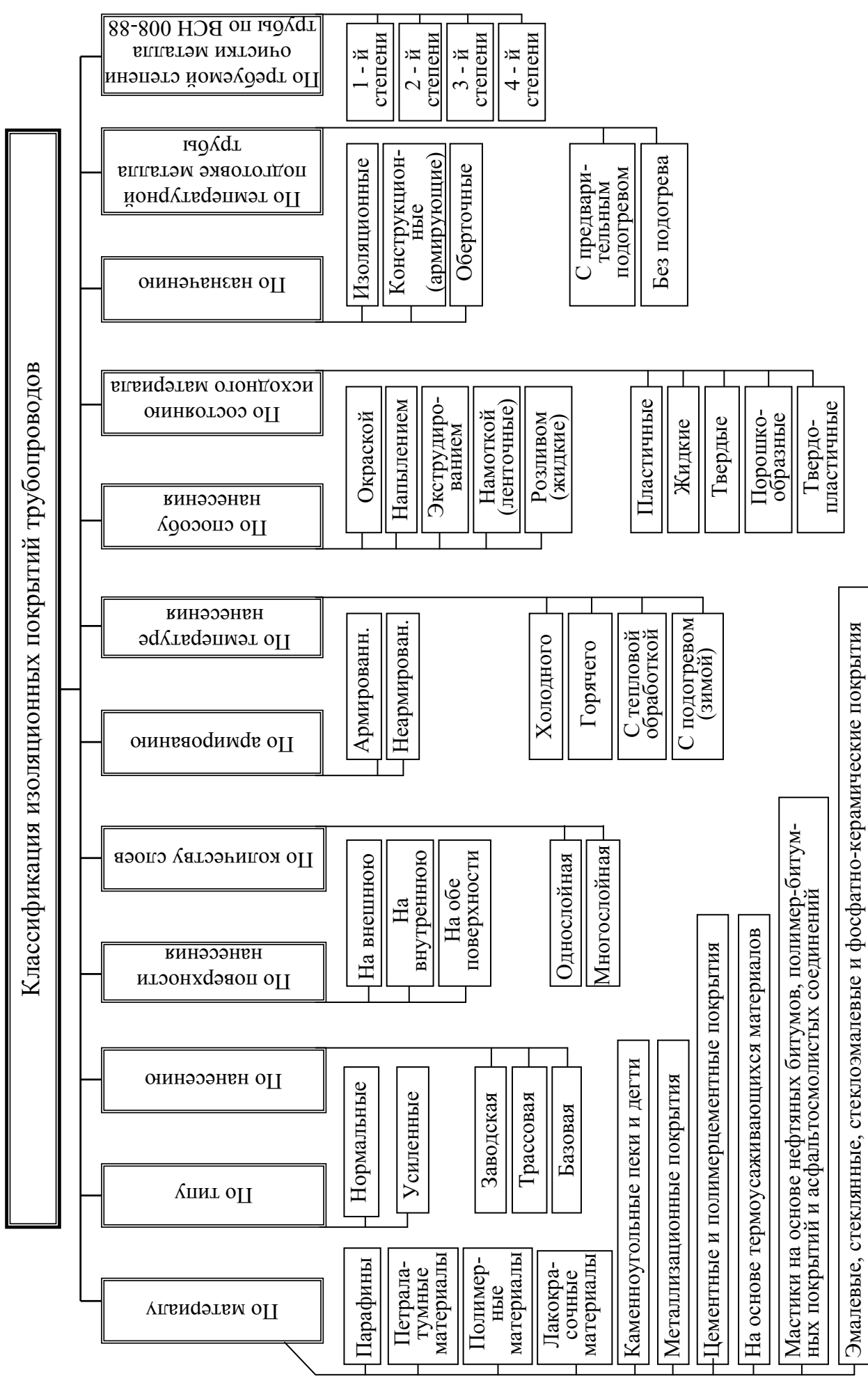


Рисунок 2 - Классификация изоляционных покрытий трубопроводов

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кузнецов М.В., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И., Котов В.Ф. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1992. – 238 с.
2. Наружная антикоррозионная изоляция труб. Технические условия 39-0147585-49-98/НПО «ЗНОК и ППД», 1997. – 14 с.
3. Проспект фирмы «Маннесманн» (ФРГ), 1993.
4. Проспект-каталог «BASF» (ФРГ). – Кельн, 1995.
5. Воронин В.И., Воронина Т.С. Изоляционные покрытия подземных нефтегазопроводов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 198 с.
6. Проспект фирмы «Спай-сапаг», «СИФ», «Изопайн» (Франция). – Париж, Седан, 1992.
7. Противокоррозионная изоляция труб в заводских условиях за рубежом. Сер. Борьба с коррозией и защита окружающей среды. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 53 с.
8. Suimtomoto metals. – 1983. – №3. – Vol. 25.
9. Стандарт DIN 30671 (ФРГ). Покрытие из терморепротивных пластмасс для стальных труб и фитингов. Эпоксидные порошковые покрытия.
10. Материалы симпозиума фирмы «Ниппон-Кокан» (Япония). – М., 1990.
11. Industrial. – 1986. – №1. – Vol. 4.
12. Corrosion Prevention and Control. – 1984. – №10. – Vol. 23.
13. Materials Protection and Performance. – 1983. – №8. – Vol. 12.
14. Corrosion Prevention and Control. – 1984. – №1. – Vol. 20.
15. Использование расплавляемых эпоксидных смол для защиты трубопроводов. FBE evolves to meet industry need for pipe line protection. Dickerson John G. Pipe Line and Gas Ind. – 2001. – №3, – С. 67-72.
16. Матеріали трасової і базової ізоляції і нафтогазопроводів / Я.А. Середницький, О.Ф. Иткин // Нафт. і газ. пром-сть. – 1999. – № 5. С. 48-51.
17. Пат. 2162562 Россия. Упругогибкая ленточная спираль из композиционных материалов (варианты): МПК⁷ Р 16 Б 58/16, 57/00. Гос. предприятие ПО «АВАНГАРД» / И.А. Егоренков, В.В. Рыжиков, Л.М. Кришнев. № 99114335/06; Заявл. 30.06.1999; Опубл. 27.01.2001.
18. Учайкин В.С. Антикоррозионное трехслойное полиэтиленовое покрытие стальных труб диаметром 530-1420 мм. Учайкин В. С. // Трансп. и нефтепродуктов. – 1999. – № 9-10. – С. 15-17.
19. Стратегия АК «Транснефть» в области защиты магистральных нефтепроводов от почвенной коррозии при капитальном ремонте // Трубопроводный транспорт нефти. – 1998. – № 7. – С. 28-30.
20. Груздев А.А., Тютнев А.М., Черказов Н.М. Новые материалы, технологии и оборудование для защиты магистральных нефтепроводов от коррозии // Трубопроводный транспорт нефти. – 1998. – № 1. – С. 20-21.
21. Гудов А.И., Сайфутдинов М.И. Повышение качества изоляционных материалов и совершенствование технологии их нанесения при капитальном ремонте и реконструкции магистральных нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. – 1998. – №2. – С. 22-23.
22. Гончаров В.М., Капцов И.И., Россоха А.М., Скрильник В.В. Эпоксидно-битумное покрытие для антикоррозионной защиты трубопроводов. Розроблення епоксидно-бітумної композитії для антикорозійного захисту трубопроводів // Нафт. і газ. пром-сть [Нефт. і газ. пром-сть]. – 1998. – № 1. – С. 37.
23. Гумеров Р.С., Лебеденко В.М., Рамеев М.К., Ибрагимов М.Ш. Опыт применения липких лент для антикоррозионной защиты нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. – 1996, № 1. – С. 23.
24. Защита трубопроводов от коррозии. Protecting oil and gas pipelines from corrosion // 3 R Int. – 1996. – № 1. – С. 60.

25. Пат. 5415824 США, МКИ⁶ В 29 В 7/00. Изоляционное покрытие труб. Method of producing phosphate ceramic pipe cladding: / J.L. Barral, D.L. Morris, C. Fidler Armstrong World Ind., Inc. – № 186995; Заявл. 27.1.94; Опубл. 16.5.95; НКИ 264/212.
26. Орехов В.В., Бычков Р.А. Новое технологическое решение при восстановлении антикоррозионного покрытия трубопроводов // Нефтепромысловое дело. – 1996. – №5. – С. 35.
27. Пат. 5518568 США, МКИ⁶ В 65 Н 81/00. Изоляционное покрытие для трубопроводов. High tensile strength composite reinforcing bands and methods for making same: N.C. Fawlsy, G. Tipton, J. Schmidt. – №298367; Заявл. 30.8.94; Опубл. 21.5.96; НКИ 156/175.
28. Гумеров Р.С., Рамеев М.К., Ибрагимов М.Ш. Изоляционные материалы для трубопроводов // Трубопроводный транспорт нефти. – 1996. – № 1. – С. 22.
29. Новая система, основанная на композитной ленте и используемая для защиты трубопровода в краевых условиях. A new system based on composite tape for in-situ pipeline reinforcement / Re Y. Colombo A. / Proc. 5th Eur. And Middle East. Pipeline Rehabil. Semin., Limassol, 25th-28th Apr., 1994. – Burnley, 1994. – С. 115-127.
30. Пат. 5300336 США, МКИ⁵ F 17 L 9/ 14. Противокоррозионная изоляция для трубопроводов. High performance coating: D. Wong, J. Holub, J.G. Mordarski; Shaw Ind. Ltd. – № 959970; Заявл. 13.10.92; Опубл. 5.4.94; НКИ 428/35.9.
31. Вайднер Х. Изоляция стальных труб полиэтиленом // Газ. пром-сть. – 1994. – № 11. – С. 33-34.
32. Полимерная композиция УкрНИИГаза // Нефт. и газ. пром-сть. Сер. Защита от коррозии и охрана окружающей среды. – 1995. – №1. – С. 22.
33. Полиуретановая изоляция для подземных трубопроводов. Polyurethane coating developed for corrosion protection // Pipeline and Gas J. – 1995. – № 3. – С. 12.
34. Пат. 4933235 США, МКИ В 05 В 3/12. Противокоррозионная изоляция трубопроводов. Protective pipewrap system, containing a rubber-based coating composition. Kellner J. D. – The Kendall Co. – № 272673; Заявл. 16.11.88; Опубл. 12.06.90; НКИ 428/355.
35. Изоляция труб, фитингов и арматуры в полевых условиях. Serviurap's pipeline protection system // Water and Waste Treat (Or. Brit.). – 2000. – №5. – С. 46.
36. Эпоксидно-уретановая изоляция для трубопроводов. New products and literature // Pipeline and Gas J. – 1992. – №5. – С. 14-16.
37. Обёрточный материал на основе стекловолокна. Class fibre pipewrapping // Corros. and Coat, S.Afr. – 1991/92. – С. 22.
38. Скугорова Л.П. Материалы для сооружения газонефтепроводов и хранилищ: Учебник для вузов. - 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Нефть и газ, 1996. – 350 с.
39. Полок И., Баубелла Л. Противокоррозионная защита газопроводов в ЧССР // Строительство трубопроводов. – 1989. – №11. – 27 с.
40. Гарбер Ю.И. Эффективность изоляционных покрытий нанесенных в трассовых условиях // Строительство трубопроводов. – 1992. – №7. – С. 21-24.
41. Гарбер Ю.И. Взаимодействие коллоидно-дисперсной грунтовой среды с полиэтиленовыми противокоррозионными покрытиями подземных трубопроводов // Физико-химическая механика материалов. Т.27. – Киев: АН УССР. – 1991. – №3.
42. Гарбер Ю.И. Взаимодействие изоляционного полиэтиленового покрытия трассового нанесения с окружающим грунтом // Строительство трубопроводов. – 1992. – №9. – С. 28-30.
43. Горюнов Ю.В., Перцов Н.В., Сумин Б.Д. Эффект Ребиндера. – М.: Наука, 1966.
44. Борисов Б.И. Защитная способность изоляционных покрытий подземных трубопроводов. – М.: Недра, 1987.
45. Кузнецов М.В., Новосёлов В.Ф., Тугунов П.И., Котов В.Ф. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1992.