



УДК 628.147.22

ПРИЧИНЫ КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И СПОСОБЫ ИХ ЗАЩИТЫ

CAUSES OF CORROSION OF OILFIELD PIPELINES AND METHODS OF THEIR PROTECTION

Поварова Лариса Валерьевна

кандидат химических наук, доцент,
доцент кафедры химии,
Кубанский государственный
технологический университет
larispv08@gmail.com

Самарин Михаил Анатольевич

студент направления подготовки «Нефтегазовое дело»,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
samarin1901@yandex.ru

Тараник Роман Алексеевич

студент направления подготовки «Нефтегазовое дело»,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
taranik.roma@mail.ru

Аннотация. Трубопроводы и оборудование в процессе эксплуатации подвергаются процессу коррозии. Коррозия металла труб происходит как снаружи под воздействием почвенного электролита (в почве всегда находится влага и растворённые в ней соли), так и внутри, вследствие примесей влаги, сероводорода и солей, содержащихся в транспортируемом углеводородном сырье. Коррозия металлических сооружений наносит большой материальный и экономический ущерб. Она приводит к преждевременному износу агрегатов, установок, линейной части трубопроводов, сокращает межремонтные сроки оборудования, вызывает дополнительные потери транспортируемого продукта. В статье рассмотрены виды коррозии, которой подвергаются трубопроводы при длительной эксплуатации, причины коррозии трубопроводов, а также способы защиты трубопроводов от коррозии.

Ключевые слова: способы защиты трубопроводов от коррозии; защитные покрытия для трубопроводов; способы электрохимической защиты; катодная защита; протекторная защита; электродренажная защита.

Povarova Larisa Valeryevna

Candidate Of Chemical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor Of
Chemistry Department,
Kuban State Technological University
larispv08@gmail.com

Samarin Mikhail Anatolyevich

Student Training Direction
«Oil and Gas Engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
samarin1901@yandex.ru

Taranik Roman Alekseevich

Student Training Direction
«Oil and Gas Engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
taranik.roma@mail.ru

Annotation. Pipelines and equipment undergo a corrosion process during operation. Corrosion of pipe metal occurs both outside under the influence of soil electrolyte (moisture and salts dissolved in it are always present in the soil), and inside, due to impurities of moisture, hydrogen sulfide and salts contained in the transported hydrocarbon raw materials. Corrosion of metal structures causes great material and economic damage. It leads to premature wear of aggregates, installations, linear part of pipelines, reduces equipment overhaul times, and causes additional losses of the transported product. The article discusses the types of corrosion that pipelines are exposed to during long-term operation, the causes of pipeline corrosion, as well as ways to protect pipelines from corrosion.

Keywords: ways to protect pipelines from corrosion; protective coatings for pipelines; methods of electrochemical protection; cathodic protection; protective protection; electric drainage protection.

Способы защиты трубопроводов от коррозии

Способы защиты трубопроводов от наружной коррозии подразделяются на пассивные и активные.

Продлить срок службы трубопроводов можно, применяя следующие способы защиты:

- изоляцию поверхности металла изделий от агрессивной среды (пассивная защита), т.е. нанесение на поверхность металла слоя химически инертного, относительно металла и агрессивной среды, вещества с высокими диэлектрическими свойствами;
- воздействие на металл с целью повышения его коррозионной устойчивости, т.е. обработка его окислителями, вследствие чего на его поверхности образуется плёнка из продуктов коррозии, например, травление стали персульфатом аммония (NH_4SO_8) при этом на поверхности стали образуется продукт коррозии – магнетит, что увеличивает сопротивление высокопрочных сталей коррозионному растрескиванию (в щелочных средах);



– нанесение на металл конструкции из малостойкого металлического тонкого слоя другого металла, которые обладают меньшей скоростью коррозии в данной среде, например, горячее алюминирование, оцинкование, хромирование;

– воздействие на ОС с целью снижения её агрессивности, т.е. введение в среду ингибитора (замедлителей) коррозии. К этому способу можно отнести очистку воздуха от примесей и осушку его, обработку почвы ядохимикатами, снижают интенсивность жизнедеятельности микроорганизмов, что уменьшает опасность биокоррозии и т.д.

Пассивные способы защиты предусматривают изоляцию наружной поверхности трубы от контакта с грунтовыми водами и от блуждающих электрических токов, которая осуществляется с помощью противокоррозионных диэлектрических покрытий, обладающих водонепроницаемостью, прочным сцеплением с металлом, механической прочностью. Для изоляции трубопроводов применяют покрытие на битумной основе, на основе полимеров и лаков.

Для защиты от электрохимической коррозии применяются активные способы электрохимической защиты.

Активные способы защиты трубопроводов от наружной коррозии предусматривают создание такого электрического тока, в котором весь металл трубопровода, несмотря на неоднородность его включений, становится катодом, а анодом является дополнительно размещенный в грунте металл. Существуют два вида активной защиты трубопроводов от наружной коррозии – протекторная и катодная.

Защитные покрытия для трубопроводов

Изоляционные покрытия, применяемые на трубопроводах, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- обладать высокими диэлектрическими свойствами;
- быть сплошными;
- обладать хорошей адгезией (прилипаемостью) к металлу трубопровода;
- быть водонепроницаемыми;
- обладать высокой механической прочностью и эластичностью; высокой биостойкостью;
- быть термостойкими (не размягчаться под воздействием высоких температур и не становиться хрупкими при низких);
- конструкция покрытий должна быть сравнительно простой, а технология их нанесения – допускать возможность механизации.

Материалы, входящие в состав покрытия, должны быть недефицитными, а само покрытие – недорогим, долговечным.

Противокоррозионную защиту подземных трубопроводов осуществляют:

- покрытиями на основе полимерных материалов (полиэтилена, термоусаживающихся и терморезистивных полимеров, эпоксидных красок и др.), наносимыми в заводских или базовых условиях;
- покрытиями на основе термоусаживающихся материалов, полимерных липких лент, битумных и асфальтосмолистых мастик, наносимыми в базовых и трассовых условиях.

Государственный стандарт по защите от коррозии рекомендует 22 конструкции защитных покрытий трубопроводов нормального и усиленного типов. Покрытия усиленного типа значительно более разнообразны по конструкции (их 19). К ним предъявляются повышенные требования по таким показателям, как прочность и относительное удлинение при разрыве, адгезия к стали, переходное сопротивление и др.

Усиленный тип защитных покрытий применяется на трубопроводах диаметром 820 мм и более независимо от условий прокладки, а также независимо от диаметра трубопроводов при прокладке их в зонах повышенной коррозионной опасности:

- в засоленных почвах любого района страны;
- 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;
- 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 30 °С;
- на территориях насосных станций;
- на пересечениях с различными трубопроводами;
- на участках трубопроводов, прокладываемых вблизи рек, каналов, озёр, водохранилищ, а также населённых пунктов и предприятий.

Во всех остальных случаях применяются защитные покрытия нормального типа.

В зависимости от используемых материалов различают мастичные, полимерные и комбинированные покрытия.



Мастичные покрытия

К мастичным относятся покрытия на основе битумных и асфальто-смолистых мастик.

Конструкция битумных покрытий сложилась в результате их длительного применения. Сначала идет слой грунтовки, получаемый при нанесении на трубу раствора битума в бензине или дизтопливе. Он заполняет все микронеровности на поверхности металла. Грунтовка служит для обеспечения более полного контакта, а, следовательно, лучшей адгезии, между поверхностью металла и основным изоляционным слоем – битумной мастикой.

Битумные мастики представляют собой смесь тугоплавкого битума (изоляционного – БНИ-1У-3, БНИ-IV, БНИ-V; строительного – БН-70/30, БН-90/10), наполнителей (минеральных – асбеста, доломита, известняка, талька; органических – резиновой крошки; полимерных – атактического полипропилена, низкомолекулярного полиэтилена, полидиена) и пластификаторов (полиизобутилена, полидиена, масел соевых, масла зелёного, автола). Битумную мастику наносят на трубу при температуре 150–180 °С. Расплавляя холодную грунтовку, мастика проникает во все микронеровности поверхности металла, обеспечивая хорошую адгезию изоляционного покрытия.

Покрытие «Асмол» создано на основе асфальто-смолистых материалов. Оно обладает более высокими физико-механическими свойствами (пластичность, вязкость, адгезия и др.), а также имеет более низкую стоимость по сравнению с битумной мастикой. Высокое значение коэффициента теплопроводности материалов на основе нефтеполимера «Асмол» (на порядок выше, чем у битумов) позволило разработать новую технологию нанесения земельных мастик на трубопроводы в трассовых условиях – путём их экструдирования. Асмольные мастики применимы и для нанесения в условиях трубоизоляционных баз без существенного изменения технологического процесса.

Для защиты слоя битумной мастики она покрывается сверху защитной обёрткой (стеклохолстом, бризолом, бикарулом, оберткой ПДБ и ПРДБ).

Изоляционные покрытия на основе битумных мастик применяются при температуре транспортируемого продукта не более 40 °С и на трубопроводах диаметром не более 820 мм.

Полимерные покрытия

Для защиты трубопроводов применяют полимерные покрытия из следующих материалов:

- экструдированного полиолефина;
- полиуретановых смол;
- термоусаживающихся материалов;
- эпоксидных красок;
- полимерных или битумно-полимерных лент.

Полиолефины (полиэтилен, полипропилен и их сополимеры) – это высокомолекулярные углеводороды алифатического ряда, получаемые полимеризацией соответствующих олефинов.

Полиэтилен является продуктом полимеризации газообразного этилена. Он эластичен, обладает высокими механическими диэлектрическими свойствами, морозостойкостью (ниже – 70 °С), водостойкостью, устойчивостью к нефти, газу и нефтепродуктам. Однако полиэтилен горюч, имеет низкую адгезию, подвержен старению в процессе эксплуатации (под действием тепла и кислорода воздуха), а также медленно деформируется (под действием нагрузок).

Для уменьшения горючести полиэтилена в него вводят специальные добавки (оксид сурьмы, хлорированные углеводороды и др.). Одновременно повышаются его механические свойства. С целью предупреждения старения полиэтилена и соответственного ухудшения физико-механических свойств (уменьшаются морозостойкость, текучесть, относительное удлинение, ударная вязкость, повышается хрупкость) в него при изготовлении вводят стабилизаторы, например фенолы.

Полипропилен является продуктом полимеризации пропилена (газообразного гомолога этилена). Он обладает более высокой прочностью, жёсткостью и теплостойкостью по сравнению с полиэтиленом.

Полиуретаны – это полимеры, получаемые полимеризацией диизоцианатов или полиизоцианатов с соединениями, содержащими активные атомы водорода. Полиуретаны могут быть вязкими жидкостями или твёрдыми продуктами. Они устойчивы к действию кислот, масел, бензина, обладают высокими адгезией к стали, прочностью при ударе, удельным электросопротивлением и сопротивлением катодному отслаиванию, а также низким водопоглощением. Однако полиуретановые мастики практически непригодны для нанесения в полевых условиях при отрицательных температурах, т.к. имеют длительный период полимеризации, которая протекает только при положительной температуре (до 8 часов при температуре 20 °С). Кроме того, некоторые марки полиуретановых мастик токсичны.

Основу термоусаживающихся материалов составляет радиационно-вулканизированный полиэтилен трёхмерной структуры, который при тепловом воздействии на него обеспечивает усадку изделия на защищаемой поверхности. Термоусаживающиеся материалы применяются в виде обёрточных лент, манжет и муфт для изоляции сварных соединений труб с заводской изоляцией. Эпоксидные



смолы после отверждения образуют покрытия, характеризующиеся высокой адгезией к металлам, механической прочностью, тепло-, водо- и химической стойкостью, хорошими диэлектрическими показателями. Защитные свойства эпоксидных смол существенно зависят от вида отвердителя, который предопределяет способ их сушки: горячий или холодный (при температуре 15–20 °С). К недостаткам тонкоплёночных эпоксидных покрытий относятся относительно низкая ударная прочность и недостаточная стойкость к катодному отслаиванию.

Полимерные ленты в сравнении с мастиками более технологичны при нанесении и позволяют в значительной степени механизировать этот процесс. Кроме того, они обладают высокими диэлектрическими свойствами.

Изоляционные ленты выпускают на основе полиэтилена или поливинилхлорида (ПВХ). Они состоят из полимерной плёнки-основы, на которую нанесён подклеивающий липкий слой. Основа ленты обладает необходимыми механическими и диэлектрическими свойствами, а подклеивающий слой обеспечивает требуемую адгезию с металлом трубы и герметизацию нахлёста между слоями ленты.

Большим недостатком липких полимерных лент является постепенная утрата адгезии к металлу. Поэтому примерно через 5 лет после их нанесения металл оказывается не защищённым от коррозии. Другой недостаток ленточных покрытий – образование так называемых «шатровых пустот» в околошовной зоне, которые в дальнейшем становятся очагами коррозии.

Тип полимерного покрытия выбирается в зависимости от условий его эксплуатации. Одним из определяющих параметров является температура транспортируемого продукта T_n . Так, усиленное ленточное покрытие применяется при $T_n < 40$ °С, покрытие на основе экструдированного полиолефина – не более 60 °С; на основе термостойких полимерных лент, полиуретановых смол, эпоксидных красок – не более 80 °С, на основе термоусаживающихся материалов – до 100 °С. Есть ограничения по применению изоляционных материалов в зависимости от диаметра трубопровода. Так, некоторые типы ленточных полимерных покрытий и покрытия на основе эпоксидных красок применяются на трубах диаметром не более 820 мм, покрытия же на основе экструдированного полиолефина и на основе полиуретановых смол допускаются к применению на трубопроводах диаметром от 273 до 1420 мм.

На участках со сложными почвенно-климатическими условиями и особенно на подводных переходах, где трубы нередко укладываются методом протаскивания, к изоляционным покрытиям предъявляются особо высокие требования: значительная механическая прочность, низкая степень истираемости, высокая адгезия к металлу, химическая стойкость, долговечность. В этих условиях очень привлекательно выглядят антикоррозионные покрытия из полиуретанов. Данный материал обладает высокими изолирующими свойствами, значительной твердостью, эластичностью, чрезвычайно высоким сопротивлением истиранию, царапанию и биоповреждениям. Кроме того, полиуретаны стойки к воде, растворам солей и обладают хорошей адгезией к металлам.

Комбинированные покрытия

На протяжении многих лет в нашей стране наряду с мастичными широко применялись покрытия на основе липких полимерных лент. Опыт их использования показал, что они очень технологичны (простота нанесения, удобство механизации работ), однако легко уязвимы – острые выступы на поверхности металла, острые камешки легко прокалывают такую изоляцию, нарушая её сплошность. С этой точки зрения хороши покрытия на основе битумных мастик, проколоть которые достаточно сложно. Однако с течением времени битумные мастики «стареют»: теряют эластичность, становятся хрупкими, отслаиваются от трубопроводов.

ВНИИСПТнефть (ныне ИПТЭР) разработал конструкцию комбинированного изоляционного покрытия «Пластобит», лишенную указанных недостатков. Покрытие представляет собой комбинацию битумного и плёночного покрытий: на слой грунтовки наносится битумная мастика толщиной 3–4 мм, которая сразу же обматывается поливинилхлоридной плёнкой без подклеивающего слоя. Величина нахлёста регулируется в пределах 3–6 см. В момент намотки полимерного слоя часть мастики выдавливается под нахлёст, что обеспечивает герметизацию мест нахлёста.

Полимерный слой в конструкции покрытия «Пластобит» играет роль своеобразной «арматуры», которая обеспечивает независимо от срока службы сохранение целостности основного изоляционного слоя – битумного. В свою очередь, прокол полимерной плёнки не приводит к нарушению целостности покрытия, так как слой битумной мастики имеет достаточно большую толщину. Более того, опыт эксплуатации покрытия «Пластобит» показывает, что в местах мелких сквозных повреждений полимерной части имеет место «самозалечивание», выражающееся в вытекании части мастики через это отверстие и застывание её в виде грибка над местом повреждения.

Покрытие «Пластобит» является технологичным с точки зрения нанесения, не требует значительной перестройки применяемой до настоящего времени технологии капитального ремонта, обладает высокими защитными качествами, которые, по утверждению разработчика, не ухудшаются со временем.

Однако относительно высокая текучесть, малая ударная вязкость и слабая несущая способность материала не позволяют использовать покрытие «Пластобит» для труб диаметром более 820 мм.



Новым типом комбинированного изоляционного покрытия является «Армопластобит», отличающееся от «Пластобита» тем, что в нём в качестве армирующего материала вместо стеклохолста используется нитепрошивная стеклосетка. «Армопластобит» допускается использовать на трубопроводах диаметром до 1220 мм включительно.

В последние годы разработаны битумно-полимерные изоляционные ленты для газонефтепроводов, также являющиеся комбинированными. Так, лента ЛИБ (лента изоляционная битумная) представляет собой рулонный материал, состоящий из основы (полимерной плёнки), на которую нанесён слой битумной мастики и слой антиадгезива. Покрытие на основе ленты ЛИБ аналогично покрытию типа «Пластобит», но в отличие от последнего наносится холодным способом.

В последние годы разработаны и другие типы комбинированных изоляционных покрытий.

Способы электрохимической защиты

Практика показывает, что даже тщательно выполненное изоляционное покрытие в процессе эксплуатации стареет: теряет свои диэлектрические свойства, водоустойчивость, адгезию. Встречаются повреждения изоляции при засыпке трубопроводов в траншее, при их температурных перемещениях, при воздействии корней растений. Кроме того, в покрытиях остается некоторое количество незамеченных при проверке дефектов. Следовательно, изоляционные покрытия не гарантируют необходимой защиты подземных трубопроводов от коррозии. Исходя из этого, защита трубопроводов от подземной коррозии независимо от коррозионной активности грунта и района их прокладки должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ).

Катодная защита

Катодная защита заключается в наведении на трубопровод специальными установками внешнего электрического поля, создающего катодный потенциал на поверхности трубы. При такой защите коррозионному разрушению подвергается электрически подключённый к защищаемому трубопроводу анод, изготовленный из электропроводных материалов.

Защита магистральных трубопроводов от почвенной коррозии осуществляется катодной поляризацией поверхности трубы установками катодной защиты (автоматическими и неавтоматическими).

Для расчёта установок катодной защиты необходимо при проведении электрометрических работ получить данные об удельном электрическом сопротивлении грунта в поле токов катодной защиты, а также в месте установки анодного заземления, иметь данные по характеристике трубопровода, виду изоляционного покрытия и наличию источников электроснабжения.

Основными параметрами установки катодной защиты являются сила тока и длина защитной зоны, в зависимости от которых принимаются мощность установки, тип и число анодных заземлителей, длина дренажных линий. Принципиальная схема катодной защиты изображена на рисунке 1.

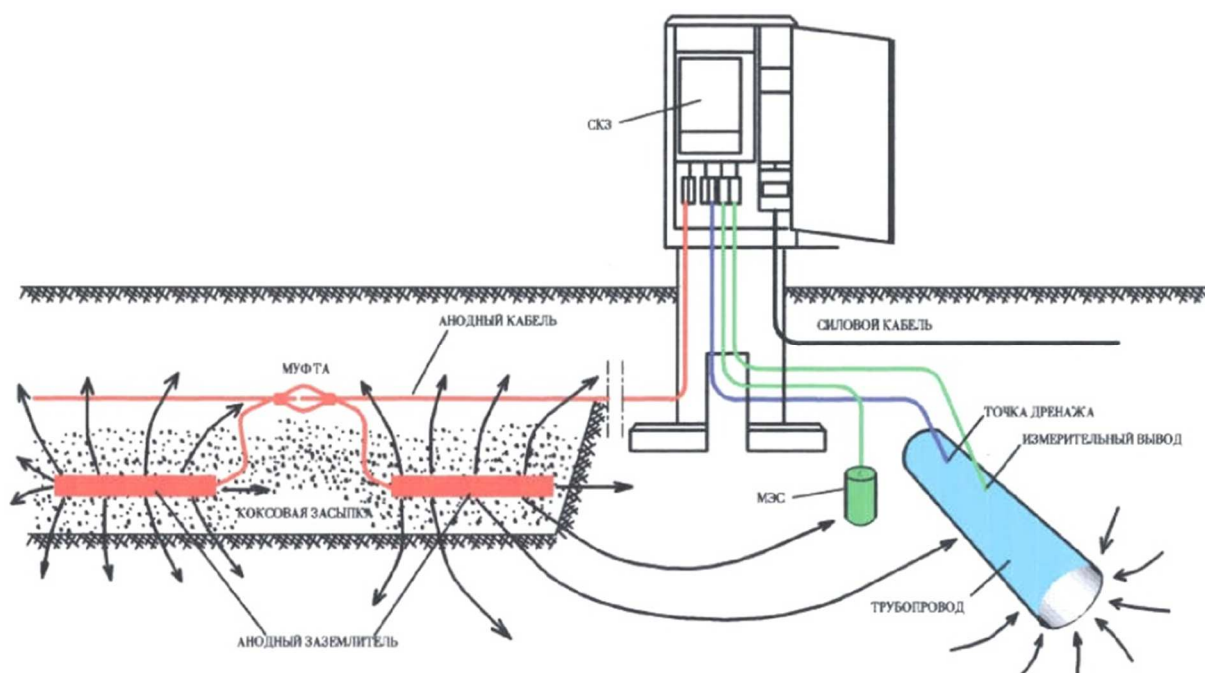


Рисунок 1 – Катодная защита трубопроводов



Протекторная защита

Протекторная защита относится к электрохимическому виду защиты трубопровода от коррозии и основана на принципе работы гальванического элемента. Она автономна, благодаря чему может использоваться в районах, где отсутствуют источники электроэнергии.

Принципиальная схема протекторной защиты изображена на рисунке 2. Наиболее распространёнными протекторами являются магниевые, потенциал которых $E_{пр}$ до подключения их к трубопроводу составляет 1,6 В. Минимальный расчётный защитный потенциал E_p^{min} составляет, так же, как и для катодной защиты – 0,85 В, естественный потенциал трубопровода по отношению к медносульфатному электроду сравнения $E_{ест} = 0,55$ В. Для повышения эффективности работы протектора его погружают в специальную смесь солей, называемую активатором.

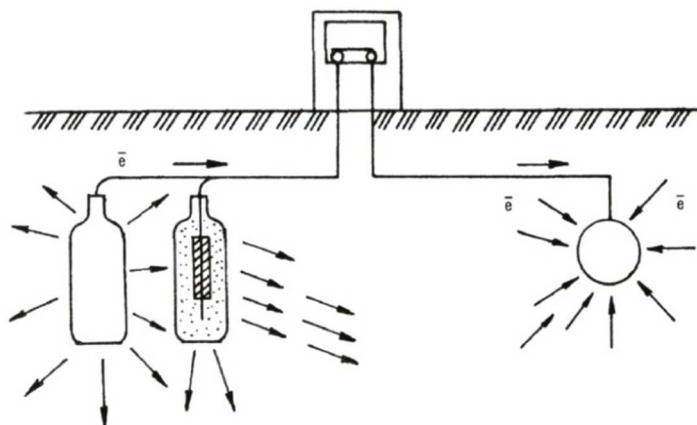


Рисунок 2 – Принципиальная схема протекторной защиты

При протекторной защите к защищаемому трубопроводу присоединяют металлический протектор (анодный электрод), имеющий более вязкий электрический потенциал, чем потенциал металла трубопровода. С применением протекторной защиты трубопровод принимает полярность катода, а протектор – анода.

Принцип действия протекторной защиты аналогичен работе гальванического элемента.

Два электрода (трубопровод и протектор, изготовленный из более электроотрицательного металла, чем сталь) опущены в почвенный электролит и соединены проводником. Так как материал протектора является более электроотрицательным, то под действием разности потенциалов происходит направленное движение электронов от протектора к трубопроводу по проводнику. Одновременно ион-атомы материала протектора переходят в раствор, что приводит к его разрушению. Сила тока при этом контролируется с помощью контрольно-измерительной колонки.

Таким образом, разрушение металла всё равно имеет место, но не трубопровода, а протектора.

Электродренажная защита

Значительную опасность для магистральных трубопроводов представляют блуждающие токи электрифицированных железных дорог, которые в случае отсутствия защиты трубопровода вызывают интенсивное коррозионное разрушение в анодных зонах. Наиболее эффективным способом защиты от блуждающих токов является электродренажная защита, основной принцип которой состоит в устранении анодных зон путем отвода (дренажа) блуждающих токов от них в рельсовую часть цепи электротяги, имеющей отрицательный или знакопеременный потенциал.

Применяют прямой, поляризованный и усиленный дренажи.

Прямой электрический дренаж – это дренажное устройство двусторонней проводимости. Схема прямого электрического дренажа включает в себя: реостат, рубильник, плавкий предохранитель и сигнальное реле. Сила тока в цепи «трубопровод – рельс» регулируется реостатом. Если величина тока превысит допустимую величину, то плавкий предохранитель сгорит, ток потечет по обмотке реле, при включении которого срабатывает звуковой или световой сигнал.

Прямой электрический дренаж применяется в тех случаях, когда потенциал трубопровода постоянно выше потенциала рельсовой сети, куда отводятся блуждающие токи. В противном случае дренаж превратится в канал для натекания блуждающих токов на трубопровод.

Поляризованный электрический дренаж – это дренажное устройство, обладающее односторонней проводимостью. От прямого дренажа поляризованный отличается наличием элемента односторон-



ней проводимости (вентильный элемент) ВЭ. При поляризованном дренаже ток протекает только от трубопровода к рельсу, что исключает натекание блуждающих токов на трубопровод по дренажному проводу.

Усиленный дренаж применяется в тех случаях, когда нужно не только отводить блуждающие токи с трубопровода, но и обеспечить на нём необходимую величину защитного потенциала. Усиленный дренаж представляет собой обычную катодную станцию, подключенную отрицательным полюсом к защищаемому сооружению, а положительным – не к анодному заземлению, а к рельсам электрифицированного транспорта.

Следует отметить, что контуры защитных заземлений технологического оборудования, расположенного на КС, ГРС, НПС и других аналогичных площадках, не должны оказывать экранирующего влияния на систему электрохимической защиты подземных коммуникаций.

Сооружение устройств электрохимической защиты отличается широким фронтом работ, растянутым на многокилометровой трассе магистрального трубопровода, наличием труднопроходимых для колёсного транспорта участков, а также многочисленностью строительного-монтажных операций.

Эффективная работа электрохимической защиты возможна только при высоком качестве монтажа всех конструктивных элементов. Для этого требуются научно обоснованная организация работ, максимальная механизация и высокая квалификация строительного-монтажных рабочих. Так как для защиты трубопроводов применяется ограниченное число типов установок, а элементы электрохимической защиты являются в основном типовыми, следует производить предварительную заготовку основных монтажных узлов и блоков в заводских условиях.

Для сооружения электрохимической защиты магистральных трубопроводов от коррозии применяются средства и установки катодной, электродренажной, протекторной защиты, электрические перемычки, контрольно-измерительные пункты и конструктивные узлы типовых проектов.

Работы по сооружению электрохимической защиты необходимо осуществлять в две стадии. На первой стадии необходимо выполнять следующие работы:

- разметку трасс участка производства работ, ЛЭП и кабелей, подготовку строительной площадки;
- выбор и обустройство места для хранения оборудования, монтажных узлов, деталей, метизов, инструментов и материалов;
- доставку техники, машин и механизмов;
- подготовку участка для производства работ;
- доставку оборудования установки катодной защиты, монтажных узлов, деталей, метизов, инструмента, приспособлений и материалов;
- разработку грунта в траншеях и котлованах. Обратную засыпку с трамбовкой после установки оборудования и кабелей до уровня, указанного в рабочей документации;
- сооружение анодных и защитных заземлений, монтаж и укладку протекторов;
- прокладку подземных коммуникаций;
- монтаж катодных и контрольных электрических выводов от трубопроводов, а также контактных соединений анодных, защитных заземлений и протекторных выводов;
- установку и закладку в сооружаемые фундаменты несущих опорных конструкций для монтажа оборудования.

Работы первой стадии следует вести одновременно с основными строительными работами по технологической части трубопровода.

Во второй стадии необходимо осуществлять работы по установке оборудования, подключение к нему электрических кабелей, проводов и индивидуальное опробование электрических коммуникаций и установленного оборудования.

Работы второй стадии должны быть выполнены, как правило, после окончания основных видов строительных работ и одновременно с работами специализированных организаций, осуществляющих пуск, опробование и наладку средств и установок электрохимической защиты по совмещённому графику.

Пуск, опробование и наладку средств и установок электрохимической защиты проводят с целью проверки работоспособности как отдельных средств и установок ЭХЗ, так и системы электрохимической защиты, ввода её в действие и установления режима, предусмотренного проектом для обеспечения электрохимической защиты участка подземного трубопровода от внешней коррозии в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

Обслуживание установок электрохимической защиты в процессе эксплуатации должно осуществляться в соответствии с графиком технических осмотров и планово-предупредительных ремонтов. График должен включать в себя определение видов и объёмов технических осмотров и ремонтных работ, сроки их проведения, указания по организации учёта и отчётности о выполненных работах.

Основное назначение работ по профилактическим осмотрам и планово-предупредительным ремонтам – содержание электрохимической защиты в состоянии полной работоспособности, предупреждение преждевременного износа и отказов в работе.



Литература:

1. Бахмат Г.В. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. – М. : Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.
2. Защита от коррозии: учебное пособие / Ф.М. Мустафин [и др.]. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2004. – Т. 1. – 806 с.
3. Защита трубопроводов от коррозии: учебное пособие / Ф.М. Мустафин [и др.]. – СПб. : Недра, 2005. – Т. 2. – 617 с.
4. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
5. Семёнова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. – М. : ООО ТИД «Альянс», 2006. – 472 с.
6. Внутренняя коррозия шлейфов добывающих скважин / Н.И. Васильев [и др.] // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 19–22.
7. Давлетшин Д.Ф., Мратшин А.Б., Фаресов А.В. Подбор ингибитора коррозии для условий эксплуатации объекта Арктического шельфа // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 156–158.
8. Анализ коррозионного износа трубопроводов и тепловых сетей / Н.М. Маликов [и др.] // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 6. – С. 150–152.
9. Микроорганизмы нефтяного пласта как одна из причин внутренней коррозии нефтепромысловых коммуникаций / И.О. Орлова [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 136–138.
10. Поварова Л.В. Экологические риски, связанные с эксплуатацией нефтяных месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 112–122.
11. Поварова Л.В., Кусов Г.В. Нормативно-техническое регулирование экологической безопасности в нефтегазовой отрасли // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 195–216.
12. Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С. Анализ современных методов защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 125–129.
13. Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С. Коррозия трубопроводов и нефтегазового оборудования // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 130–135.
14. Влияние коррозии нефтегазового оборудования и сверхнормативной кривизны скважин на продуктивность нефтедобычи / О.В. Савенок [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 174–178.
15. Сатыбалдина С.Д., Муратова Г.К. Защита от коррозии нефтепромыслового оборудования // Новое слово в науке: перспективы развития. – 2014. – № 1 (1). – С. 237–238.
16. Тимирханов И.Ф. Проблема обеспечения коррозионной надёжности основных трубных конструкций райзера // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 274–276.
17. Шарифуллин А.В., Васюков С.И., Ямалтдинова К.А. Синтез и исследование защитных свойств ингибиторов коррозии на основе таллового масла и олеиновой кислоты // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 4. – С. 156–158.

References:

1. Bakhmat G.V. Handbook of the engineer on operation of oil and gas pipelines and product pipelines. – M. : Infra Engineering, 2006. – 928 p.
2. Corrosion protection: tutorial / F.M. Mustafin [et al.]. – Ufa : DizaynPolygraphServis, 2004. – Vol. 1. – 806 p.
3. Protection of pipelines against corrosion: tutorial / F.M. Mustafin [et al.]. – SPb. : Nedra, 2005. – Vol. 2. – 617 p.
4. Ecological aspects in building of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
5. Semenova I.V., Florianovich G.M., Khoroshilov A.V. Corrosion and corrosion protection. – M. : TID-Allianz Publisher, 2006. – 472 p.
6. Internal corrosion of production well plumes / N.I. Vasiliev [et al.] // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 4. – P. 19–22.
7. Davletshin D.F., Mratshin A.B., Faresov A.V. Selection of corrosion inhibitor for the operating conditions of the Arctic shelf object // Bulatovkie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 part. –Part 1. – P. 156–158.
8. Analysis of corrosion wear of pipelines and heat networks / N.M. Malikov [et al.] // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 6. – P. 150–152.
9. Oil reservoir microorganisms as one of the causes of internal corrosion of oil field communications / I.O. Orlova [et al.] // Bulatovkie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 136–138.
10. Povarova L.V. Environmental risks associated with the exploitation of oil fields // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2018. – № 2. – P. 112–122.
11. Povarova L.V., Kusov G.V. Regulatory and technical regulation of environmental safety in the oil and gas industry // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2018. – № 4. – P. 195–216.
12. Povarova L.V., Muntian V.S., Skiba A.S. Analysis of modern methods of protection of oilfield equipment from corrosion // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 4. – P. 125–129.
13. Povarova L.V., Muntian V.S., Skiba A.S. Corrosion of pipelines and oil and gas equipment // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 4. – P. 130–135.
14. Influence of corrosion of oil and gas equipment and excessive curvature of wells on the productivity of oil production / O.V. Savenok [et al.] // Bulatovkie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 174–178.
15. Satybalдина S.D., Muratova G.K. Corrosion protection of oilfield equipment // New word in science: development prospects. – 2014. – № 1 (1). – P. 237–238.
16. Timirkhanov I.F. The problem of ensuring the corrosion reliability of the main pipe structures of the riser // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 274–276.
17. Sharifullin A.V., Vasyukov S.I., Yamaltdinova K.A. Synthesis and study of protective properties of corrosion inhibitors based on tall oil and oleic acid // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 4. – P. 156–158.