

УДК 620.19:622.691.4

А.А. Филатов¹; И.И. Велиюлин¹; Р.Р. Хасанов¹, e-mail: hasanov@eksikom.ru¹ ООО «Эксиком» (Москва, Россия).

ЗАЩИТА СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ – ВАЖНЕЙШИЙ АСПЕКТ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ИХ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В статье представлен анализ опыта эксплуатации газопроводов и проверок состояния разных типов изоляционных покрытий на разных этапах жизни трубопроводов. Дано разъяснение причин недолговечности полимерных липких лент, а также низкой защитной способности данного материала. Отмечен положительный вклад применения битумно-резиновых мастик в строительстве магистральных газопроводов в середине 50-х гг. XX в. Дана оценка качества полимерно-битумной мастики, а также мастичного армирующего материала, которые широко применяются в настоящее время. Приведены экономические аспекты использования изоляционных материалов в современной технологии ремонта. Целью исследования является разработка модели оптимизации выбора типов и характеристик изоляционных материалов в сочетании с вариантами защиты участков с помощью катодных станций.

В работе проведены расчеты по минимизации затрат при различных вариантах использования двух типов защиты (пассивной и активной), в том числе для эксплуатационного периода, когда имеются нарушения или повреждения изоляции. Приведена формула расчета длины защитной зоны, из которой следует, что с изменением величины постоянной распространения тока вдоль трубопровода, которая в реальности не является постоянной величиной, длина защитной зоны может изменяться в широком диапазоне.

Представлен график зависимости переходного сопротивления «труба – земля» от процента оголенности трубопровода от изоляции.

По итогам проведенного анализа можно сделать вывод о том, что покрытия, наносимые в трассовых условиях, как правило, значительно уступают покрытиям заводского нанесения как в плане качества работ, так и по длительности сохранения защитных свойств.

Ключевые слова: коррозия, изоляционное покрытие, электрохимзащита, минимизация затрат, ремонт.

Длительная эксплуатация стальных трубопроводов наглядно демонстрирует огромное негативное влияние, которое оказывают коррозионные процессы на надежность и работоспособность труб. Во всем мире принята система защиты стальных трубопроводов, состоящая из использования пассивной (в виде изоляционных материалов)

и активной (с помощью катодной поляризации труб) защиты.

Целью данной работы является попытка разработки модели оптимизации выбора типов и характеристик изоляционных материалов в сочетании с вариантами защиты участков с помощью катодных станций. В работе проведены расчеты по минимизации затрат при

различных вариантах использования двух типов защиты (пассивной и активной), в том числе для эксплуатационного периода, когда имеются нарушения или повреждения изоляции.

На вопрос, можно ли обойтись только одним типом защиты, есть однозначный ответ: в реальных условиях пролегания трасс маги-



Рис. 1. Состояние полимерной липкой ленты после 10 лет эксплуатации

стральных трубопроводов применение только одного типа защиты не может обеспечить эффективной защиты от коррозии. Дело в том, что каждый тип защиты позволяет предотвратить протекание определенных физико-химических процессов, оказывающих воздействие на коррозионный процесс. Но, исходя из технико-экономических факторов и учитывая, что оба типа защиты направлены на решение общей задачи, возможно варьирование как качественных, так и количественных показателей. Так, например, при использовании пассивного типа защиты за счет увеличения адгезионной способности однотипного покрытия, а точнее – идентичного защитного материала, а также качества нанесения изоляции можно снизить величину защитного тока установки катодной защиты при сохранении длины зоны защиты трубопровода. Из анализа опыта эксплуатации газопроводов и проверок состояния различных типов изоляционных покрытий на разных этапах жизни трубопроводов можно сделать вывод, что покрытия, наносимые в трассовых условиях, в абсолютном большинстве случаев значительно уступают покрытиям заводского нанесения как в плане качества работ, так и по длительности сохранения защитных свойств. Рассмотрим основные типы покрытий, применяемых на магистральных газопроводах России, в частности:

- 1) полимерные липкие ленты холодного нанесения;
- 2) битумно-резиновые мастики;
- 3) полимерно-битумные мастики;
- 4) трехслойные полиэтиленовые покрытия;
- 5) полиуретановые покрытия.

Для оценки и анализа каждого из приведенных типов рассмотрим технические требования к покрытиям, условия их нанесения и эксплуатации трубопроводов с данными изоляционными материалами.

ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

Необходимо отметить тот факт, что первые три типа материалов не требуют высокой степени очистки и подготовки поверхности труб перед нанесением покрытий, и для них устанавливаются уровни очистки труб Sa 2.

Полимерные липкие ленты, применяемые с 1950-х гг., поначалу имели неоспоримое преимущество в плане технологичности и скорости нанесения, когда темпы строительства газопровода из труб большого диаметра составляли до 1,5 км в день.

Основными материалами липких лент являлись пленки фирм Polyken, Nitto и Furukawa, которые наносились на праймер. Главной проблемой при использовании этих покрытий является отсутствие плотного прилегания и, соответ-

ственно, адгезии на продольном шве, а также в зоне нахлеста между слоями. В связи с низким уровнем культуры строительства нередко возникали сложности с равномерным распределением праймера по участкам, так как нередко были случаи, когда на последние несколько десятков труб клеевого состава не оставалось и они изолировались без нанесения праймера. Эти проблемные вопросы технологии обусловили короткий срок службы указанных материалов и, как правило, уже через 8–12 лет покрытия приходили в негодность (рис. 1) и требовали замены.

Битумно-резиновые мастичные покрытия использовались с 40-х гг. XX в. и сыграли определенную положительную роль в обеспечении защиты трубопроводов от коррозии. При низкой стоимости и простоте нанесения средний срок службы битумно-резиновых мастичных покрытий составил 20 лет без серьезных потерь защитных свойств и разрушений. А при соблюдении технологии нанесения на газопроводы диаметром до 720 мм их срок службы составил более 25 лет. Дело в том, что, стекая по стенкам труб и образуя утолщения в нижней части трубопровода, где и наблюдается большинство случаев проявления коррозионных процессов, эти покрытия позволили обеспечить долгосрочную защиту металла от коррозии. Вместе с тем необходимо отметить, что работы по изоляции труб битумно-резиновыми мастичными покрытиями могут проводиться только в температурном диапазоне $-10...30\text{ }^{\circ}\text{C}$, поскольку при более низких температурах мастика быстро густеет, а при температуре выше $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ стекает вниз.

Полимерно-битумные мастики позволяют избежать недостатков битумно-резиновых мастик, однако их качественное нанесение также возможно лишь при определенной температуре. Конструкция защитного покрытия состоит из последовательно нанесенных слоев



Рис. 2. Состояние полимерно-битумного покрытия после пяти лет эксплуатации



Рис. 3. Изоляция с применением материала рулонного мастичного армированного

битумно-полимерной грунтовки, полимерно-битумной мастики, армирующей стеклосетки, обертки на основе полиэтиленовой радиационно-модифицированной ленты. Общей проблемой использования полимерно-битумных мастик является технологическая схема производства изоляционно-укладочных работ при поточной технологии строительно-монтажных работ. Для выдерживания темпа работ сразу после нанесения покрытий участок трубопровода укладывается на дно траншеи и засыпается грунтом. С момента нанесения горячей мастики в соответствии с технологическими требованиями до укладки и засыпки проходит (в среднем) около 20–25 мин, и за этот промежуток времени подогретая труба с горячей изоляцией не успевает остыть, вследствие чего покрытие деформируется (рис. 2), а в нижней части еще и сильно продавливается.

Для увеличения промежутка времени между нанесением изоляции и укладкой трубопровода требуется увеличение числа трубоукладчиков, и сменная производи-



Рис. 4. Нанесение полиуретанового покрытия

тельность строительно-монтажной колонны будет снижена на 15–20%. Многократные обследования состояния изоляционного покрытия, проведенные через 6–9 мес после нанесения покрытия, показали, что изоляция сильно повреждена, зафиксировано наличие провисов по нижней образующей, гофров, обдиров и большого количества вмятин.

Разновидностью полимерно-битумного покрытия является изоляция в виде рулонного мастичного армированного материала (РАМ) (рис. 3).

РАМ наносится аналогично пленочным материалам после нанесения праймера. Толщина материала составляет 3–3,5 мм, что предопределяет невозможность плотного прилегания его к трубе в зоне продольного шва с созданием пазух и полным отсутствием адгезии вдоль шва.

Косновным недостаткам конструкции покрытия на основе РАМ следует отнести:

- пониженную адгезию покрытия при нанесении в условиях отрицательных температур окружающей среды;
- явление хладотекучести под нагрузкой;
- нестабильность качества нанесения покрытия при периодических остановках изоляционной машины (при переустановке рулонов);

- потерю сплошности покрытия в результате растрескивания полиэтиленового слоя, образование гофр и морщин вследствие низкой устойчивости адгезионного слоя к сдвигу;

- низкую скорость нанесения покрытия (3,5–4,0 м полезного прохода машины до замены рулона и длительную операцию переустановки рулонов).

Трехслойные экструдированные полиэтиленовые покрытия, наносимые в заводских условиях, несомненно, более долговечны и значительно лучше предохраняют трубы от коррозии. Более того, эти покрытия, как показал анализ, обеспечивают защиту и от стресс-коррозионных процессов. Когда речь идет о протяженных участках трубопроводов, слабым звеном в цепи защиты участка от коррозии становится зона сварного стыкового соединения, поскольку работы ведутся в трассовых условиях и, как известно, многое зависит от культуры производителя работ и проверки качества представителями строительного контроля. Опыт показывает, что дефекты в металле труб на газопроводах с трехслойным полиэтиленовым покрытием проявляются именно в зонах нанесения термоусаживаемых манжет (ТУМ).

С 1980-х гг. в мировой практике стали применяться покрытия на осно-

ве полиуретановых мастик, причем материалы могут наноситься как в заводских, так и в трассовых условиях (рис. 4).

Отличительной особенностью полиуретановых мастик является жесткое требование к подготовке поверхности перед их нанесением: шероховатость должна составлять около 60–120 мкм. Кроме того, температура окружающей среды должна составлять 5–40 °С. Поэтому применение данного вида покрытий с учетом реальных условий проведения строительного-монтажных работ ограничивается средней полосой и Южным регионом. Важными преимуществами полиуретановых мастик является сохранение защитных свойств в течение 30–35 лет и возможность создания единой защитной оболочки на протяженном трубопроводе, включая трубы и сварные соединения. При нанесении полиуретановых мастик в трассовых условиях значимым аспектом является достижение покрытием рабочего состояния до отлипа за 2–10 мин, что позволяет без повреждений покрытия сохранять высокий темп полного цикла строительства от сварки до засыпки трубопровода.

Анализ экономических аспектов использования перечисленных изоляционных покрытий свидетельствует о том, что применение полимерно-битумных мастик горячего нанесения может быть оправданным только при серьезной корректировке технологического процесса. Так, использование материалов типа ПАМ может стать целесообразным в случае добавления дополнительной процедуры с предварительной проклейкой и прикаткой монтажной ленты вдоль шва для предупреждения образования пазух. Без решения проблемы образования пазух в околосшовной зоне применение покрытия типа ПАМ считаем крайне нежелательным. Говоря об использовании трехслойного полиэтилена и полиуретана, следует отметить очевидное преимущество покры-

тий в плане качества защиты от коррозии и срока службы, однако стоимость применения этих материалов несколько выше.

РАСЧЕТ ПРОТЯЖЕННОСТИ ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ И СТЕПЕНИ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДА

Длина защитной зоны трубопровода определяется из выражения

$$l_3 = \frac{2}{a} \ln \frac{2\pi Z_b y}{k_b U_0 [2\pi Z_b y + \rho_3] - \frac{2\rho_3 y'}{k_b l_3}} \quad (1)$$

где U_m – минимальная (по абсолютной величине) наложенная защитная разность потенциалов «трубопровод – грунт», В; U_0 – наложенная разность потенциалов в точке дренажа, В; k_b – коэффициент, учитывающий взаимовлияние соседних катодных установок (для одиночной установки катодной защиты (УКЗ) $k_b = 1$; для УКЗ, работающей рядом с соседними, $k_b = 0,5$); Z_b – входное сопротивление трубопровода, Ом; y – расстояние между трубопроводом и анодным заземлением, м; ρ_3 – удельное электрическое сопротивление земли в поле токов катодной защиты, Ом·м; a – постоянная распространения тока вдоль однониточного трубопровода, которая определяется по формуле:

$$a = \sqrt{\frac{R_t}{R_n}} \quad (2)$$

где R_t – продольное сопротивление трубопровода, рассчитываемое по формуле

$$R_t = \frac{\rho_t}{\pi(D - \delta)\delta} \quad (3)$$

где ρ_t – удельное сопротивление материала трубы, Ом·мм²/м; D – диаметр трубопровода, мм; δ – толщина стенки трубопровода, мм.

В грунте защитное покрытие трубопровода подвергается различным деформациям, в зависимости от уровня механических напряжений, разрушающих изоляцию с различной скоростью.

Степень защиты участка трубопровода, с одной стороны, зави-

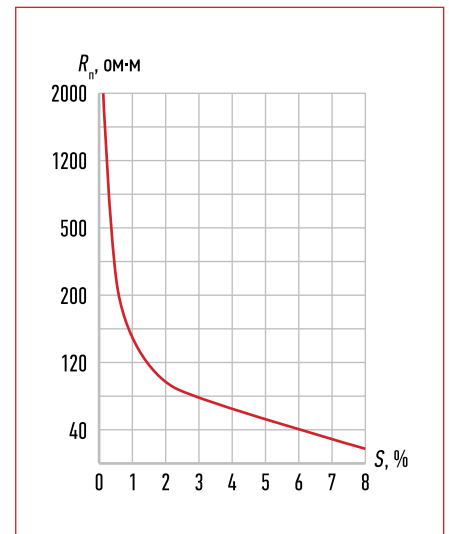


Рис. 5. Зависимость переходного сопротивления «труба – земля» от процента оголенности трубопровода

сит от переменных, приведенных в выражении (1), с другой – от типа изоляционного покрытия, качества подготовки поверхности труб перед нанесением изоляции на трубопровод, соблюдения требований по нанесению изоляции на трубы, качества производства при подготовке «постели» перед укладкой трубопровода в траншею и уровня перемещений (подвижек) трубопровода в процессе заполнения участка продуктом и в период эксплуатации трубопровода. В [1] показано, что обобщенная характеристика состояния изоляционного покрытия объекта – переходное сопротивление «трубопровод – грунт» – зависит от степени оголенности трубопровода. На рис. 5 для поврежденных покрытий приведен график такой зависимости.

Однако необходимо иметь в виду, что, если оголенность газопровода в явном виде отсутствует, но при этом есть нарушение сплошности изоляции, как правило, имеют место незначительные локальные разрушения покрытий и пробой, вследствие чего электролит проникает между изоляцией и трубопроводом. Это приводит к расширению зоны отсутствия адгезии, а также к зарождению и/или ускорению протекания коррозионных процессов.

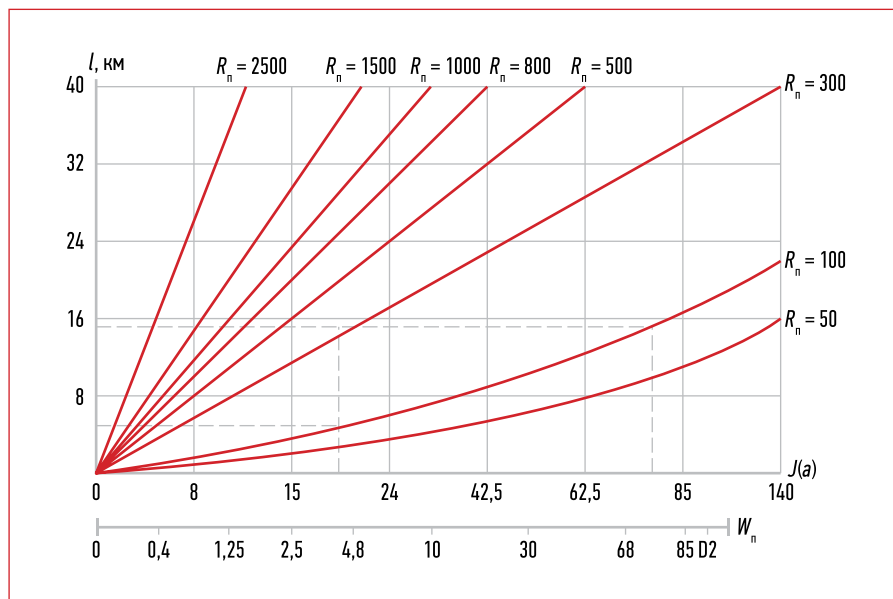


Рис. 6. Номограмма определения способа ремонта частично поврежденной изоляции

Очевидно, что при использовании трехслойного полиэтилена заводского нанесения и полиуретана вероятность проявления разрушений изоляции и локальных оголений трубопровода существенно ниже. Данные обследований показывают, что по истечении определенного срока эксплуатации трубопроводов на отдельных участках могут возникнуть оголения, повреждения и пробой. Естественно, часть защитного тока будет направлена на обеспечение защиты от коррозии этих зон. Но также возможен ремонт поврежденных мест изоляции, и в этом случае длина защитной зоны будет сохранена при номинальных затратах на электроэнергию. Обычно ремонт покрытий производят при значительных повреждениях, а в процессе эксплуатации трубопроводов либо наращивают величину тока на существующих установках, либо устанавливают дополнительные станции. В любом случае во главу должны быть поставлены экономические аспекты. Из формулы (1) следует, что с изменением величины постоянной распространения тока вдоль трубопровода, которая в реальности постоянной не является, длина защитной зоны может изменяться в широком диапазоне. Кроме

того, чем выше уровень удельного сопротивления грунтов, тем выше энергозатраты на обеспечение защитного потенциала при аналогичной зоне защиты, что из практики эксплуатации средств электрохимзащиты кажется странным. Продольное сопротивление трубопровода R_r в процессе эксплуатации остается практически неизменной величиной, а переходное сопротивление R_n меняется с ухудшением состояния изоляционного покрытия. Из этого следует, что выбор типа покрытия и качество его нанесения являются важными элементами не только обеспечения защиты труб от коррозии, но и в вопросах стоимости эксплуатации, обслуживания и ремонта трубопроводов, поскольку преждевременное ухудшение состояния покрытий приведет к необходимости повышения энергозатрат для обеспечения защищенности трубопровода или к потребности замены дефектных участков с поврежденной изоляцией. Используя номограмму на рис. 6, можно по данным обследования технического состояния трубопровода определить оптимальный способ защиты трубопровода. На номограмме в зависимости от состояния изоляции подбираются возмож-

ные варианты защиты, по представленной зависимости на рис. 5 определяется длина подлежащего ремонту участка, а затем проводится расчет затрат по каждому варианту. Далее из рассчитанных вариантов выбирается наиболее экономичный.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основным выводом из результатов проведенного анализа является необходимость создания новых защитных покрытий. Из числа последних разработок отметим изоляционные покрытия типа низкотемпературной термоусаживающейся ленты (ООО «Новые технологии изоляции»), «Полистэк» (АО «Газпром СтройТЭК Салават») и «Асмол» (ООО «НИЦ «Поиск»). Но по этим материалам имеются вопросы, для решения которых требуется проведение дополнительных исследований и испытаний. По результатам этих работ будут определены защитные свойства и целесообразность применения данных покрытий на объектах транспорта нефти и газа. В настоящее время в зарубежной практике все большее применение находят покрытия на основе эпоксидных смол, по эксплуатационным параметрам схожие с полиуретановыми мастиками и в то же время существенно более дешевые.

Стоит также отметить, что, учитывая роль покрытий в обеспечении защиты трубопроводов от коррозионных и стресс-коррозионных процессов, руководство ПАО «Газпром» придает данному вопросу огромное значение и проводит тщательный отбор материалов в зависимости от региональных условий и характера эксплуатационных задач, пресекая лоббистские интересы поставщиков материалов.

Литература:

1. Велиулин И.И. Оптимизация ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов: дис. ... канд. техн. наук. М: ВНИИГАЗ, 1983. 139 с.