

Э.И. Велиюлин, 1-й заместитель генерального директора,
ООО «Краснодаргазстрой»;
А.Д. Решетников, заместитель директора;
И.И. Велиюлин, директор, ЭАЦ «Оргремдигаз»
ОАО «Оргэнергогаз»

44

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИУРЕТАНОВЫХ МАСТИК ТРАССОВОГО НАНЕСЕНИЯ

Проверка состояния изоляции на участках газопроводов, отремонтированных в 2004–2005 гг., показала, что в ряде вскрытых шурфов покрытие на основе расплава мастики «Транскор-Газ» имеет большой разброс толщины по периметру трубы – от 2 до 9 мм, адгезия значительно ниже требуемых показателей, защитная обертка на основе термоусаживающихся материалов в зоне 5–7 часов имеет провисы, армирующая сетка не утоплена должным образом в мастику.

При строгом соблюдении технологии подготовки и нанесения указанной мастики качество конструкции и адгезии материала соответствует техническим требованиям. Проблема заключается в сложности точного проведения процедур в трассовых условиях, особенно при температурах выше + 25 °С и ниже –15 °С. Ленточное покрытие ПАМ провисает по нижней образующей, в зоне продольного шва происходит образование шатрового эффекта с отсутствием адгезии, в пазухах под покрытием зарождается процесс коррозии, отсутствует прилегание обертки в месте нахлеста витков. В то же время следует отметить успешный опыт применения трехслойных комбинированных покрытий на основе ЛИТКОР-НК-ГАЗ, а также АРМАС с обертками «Терма». Однако для качественного анализа собранных статистических данных недостаточно. В этой связи следует провести более детальную работу по сбору достоверной информации по состоянию различных типов изоляционных покрытий с 4–7-летним сроком эксплуатации газопроводов после их переизоляции. Также необходимо проанализировать зарубежный опыт и новые отечественные технологические наработки для ремонта в различных климатических зонах с целью определения приоритетов выбора и применения различных типов и конструкций защитных покрытий, позволяющих обеспечить длительную за-

щиту газопроводов от протекания коррозионных процессов.

Покрытия на основе жидких безрастворимых полиуретановых композиций разрешены к применению в ОАО «Газпром» для защиты от коррозии объектов газопроводов подземной и надземной прокладки. Полиуретановые материалы с успехом применяются на отечественных компрессорных станциях, а также при капитальном ремонте трубопроводов, в заводских (базовых) условиях для изоляции элементов трубопроводов, имеющих сложную конфигурацию (соединительные детали труб, отводы, запорная арматура). Имеется значительный зарубежный опыт нанесения таких покрытий на трубы в заводских (США) и трассовых условиях, где уже отремонтировано несколько тысяч километров трубопроводов.

В ОАО «Газпром» для данного вида покрытий были приняты «Технические требования к наружным покрытиям на основе терморезистивных материалов для антикоррозионной защиты труб, соединительных деталей, запорной арматуры и монтажных узлов трубопроводов с температурой эксплуатации от -20°C до $+100^{\circ}\text{C}$ ».

В отечественной практике применяют как двухслойные полиуретановые покрытия (типа FRUCS и «БИУРС», основной слой которых наносят по слою праймера), так и однослойные. Целесообразность применения однослойных покрытий (типа Protegol UR-Coating 32-55R (RR), H; Scotchkote 352ht, Amercoat 210, РПУ-1001), имеющих технико-экономические преимущества перед двухслойными системами, обусловлена следующими факторами:

- не требуются длительные перерывы в процессе нанесения на промежуточную сушку слоя эпоксиуретанового праймера и использование дополнительного комплекта технологического оборудования для его нанесения;
- однослойные покрытия не содержат в составе каменноугольный пек;
- хорошо сопрягаются с другими типами покрытий, в т.ч. с полиэтиленовым покрытием;
- в состав поставки входят ремонтные материалы для устранения локальных дефектов в покрытии;
- имеют меньший расход материалов ввиду меньшего количества компонентов;
- ниже по стоимости изоляции из-за меньшей толщины покрытия, а также из-за отсутствия потерь материала, связанных с различным расходом компонентов праймера и основного слоя в двухслойных системах, что приводит к разуклопкованию материалов.

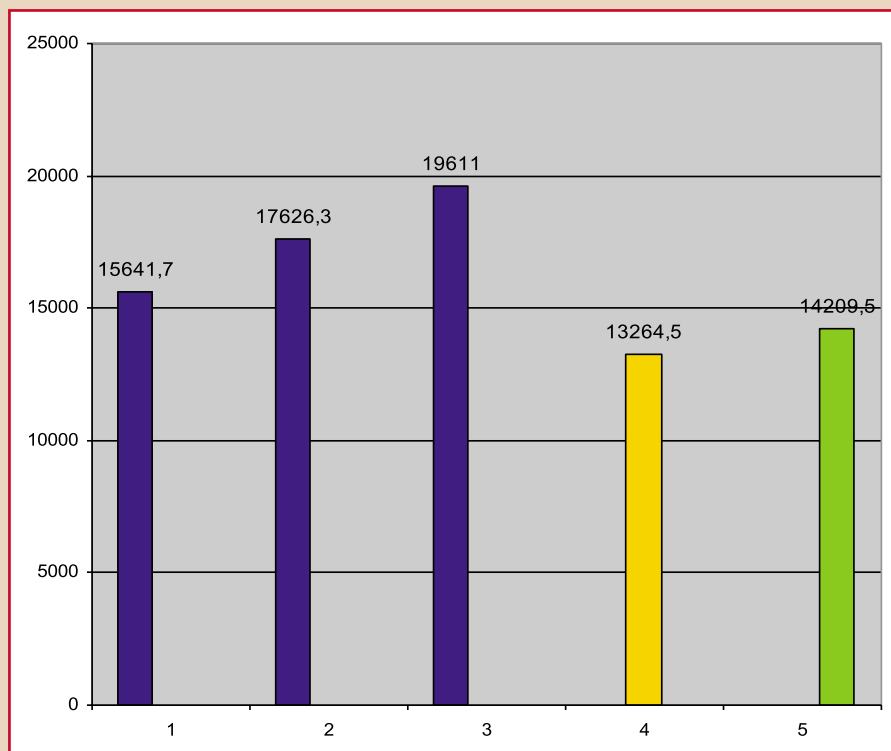


Рис. 1. Сравнительная диаграмма стоимости ремонта газопроводов с применением различных видов покрытий, выполняемого поточным методом на берме траншеи:

■ - полиуретановое покрытие толщиной 1,0 мм, 1,5 мм, 2,0 мм;
■ - покрытие типа «Транскор Газ»;
■ - комбинированное покрытие на основе рулонных материалов

Ограничением возможностей применения полиуретановых покрытий на объектах ОАО «Газпром» являются завышенные требования по показателям ударной прочности и стойкости к катодному отслаиванию. Мировой опыт применения этой изоляции в трассовых условиях определяет минимальную толщину покрытия порядка 0,4 мм.

Практика использования ручных установок горячего безвоздушного напыления фирмы Graco при нанесении полиуретановых покрытий марки Protegol 32-55 (R, H) показала, что для обеспечения требуемой ОАО «Газпром» толщины в 2 мм приходится наносить покрытие в два слоя с обязательной межслойной сушкой и толщинометрией нанесенного первого слоя. В результате окончательная толщина покрытия составляет 2,5–5 мм. При этом на изолированных участках с толщиной покрытия 1,0–1,5 мм диэлектрическая сплошность и адгезия соответствуют требованиям, предъявляемым к покрытиям толщиной 2 мм. Результаты адгезионных испытаний, проведенных на образцах-свидетелях, показали, что высокие значения толщины покрытия (до 4 мм) приводят к снижению адгезионной прочности.

При нанесении полиуретановых покрытий ручными установками безвоздушного напыления, безусловно, большую роль играют субъективные факторы, включая квалификацию оператора,

удобство его размещения в траншее и доступ к изолируемой поверхности. Оператор не может нанести однородное по толщине покрытие на большие участки. Но в то же время он может учитывать и направление, и силу ветра, работать под всепогодными укрытиями, на коротких участках, что невозможно сделать при использовании механизированного комплекса.

Преимуществом механизированных комплексов по нанесению полиуретановых покрытий прежде всего является их высокая производительность. Как показал опыт использования комплекса ремонта трубопроводов (КРТ) в ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», производительность нанесения покрытия достигала 0,5 пог. м/мин. для трубы Ду 1000 мм. При этом толщина покрытия составила в среднем 1,5–2 мм.

Обязательным требованием технологии нанесения терморезистивных покрытий является тщательная подготовка поверхности трубопровода или изолируемых изделий перед нанесением покрытия, абразивоструйная очистка поверхности до степени Sa 2 1/2 по ISO 8501-1, создание микрорельефа не менее $Rz = 60$ мкм, обеспыливание.

В трассовых условиях полиуретановую изоляцию протяженных участков трубопроводов рекомендуется осуществлять механизированным способом с

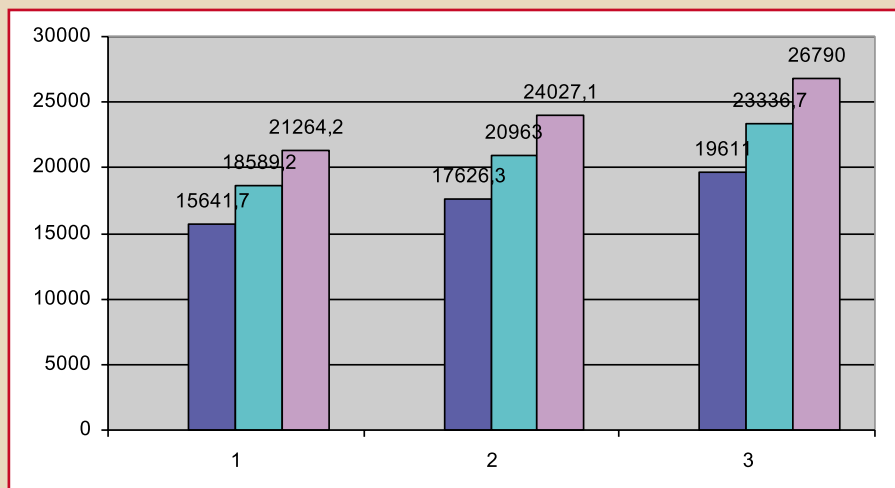


Рис. 2. Сравнительная диаграмма стоимости замены изоляции газопроводов Ду 1000–1400 мм на берме траншеи в зависимости от толщины покрытия:

покрытие толщиной 1,0 мм;
покрытие толщиной 1,5 мм;
покрытие толщиной 2,0 мм;
■ - Ø 1000 мм; ■ - Ø 1200 мм; ■ - 1400 мм

помощью КРТ и техники, обеспечивающих непрерывное движение колонны и непрерывную изоляцию с производительностью 0,5 пог. м / мин. на трубопроводе диаметром 1420 мм при толщине покрытия 1,5 мм.

Проведенный всесторонний анализ структуры затрат на капитальный ремонт позволил установить, что стоимость подготовки поверхности и нанесения полиуретанового покрытия в общей структуре стоимости ремонта составляет в зависимости от толщины покрытия от 20 до 30%, а при нанесении полимерно-битумного покрытия «Транскор-Газ» – около 16%.

Так как все другие статьи затрат при ремонте изоляции, независимо от вида применяемого покрытия, остаются без изменения и требуют обязательного соблюдения технологии, то экономическую эффективность применения полиуретанового покрытия можно оценить по сроку эксплуатации трубопроводов с данным антикоррозионным покрытием.

Сравнительный анализ опыта применения полиуретановых покрытий и покрытий на основе битумно-полимерных мастик позволяет сделать вывод о необходимости дифференцированного применения того или иного вида покрытий в зависимости от условий и методов проведения капитального ремонта, включающих природно-климатические, эксплуатационные, технологические особенности производства ремонта (температура нанесения), прогнозируемая длительность эксплуатации объекта и т.п.

Сравнение технико-экономических показателей стоимости ремонта с при-

менением полиуретановых покрытий и покрытий на основе битумно-полимерных мастик выполнено на основе «Временных показателей стоимости работ по капитальному ремонту магистральных газопроводов в транспорте газа (Ду 700–1400) методом переизоляции в ценах на 01.03.2007 г.», скорректированных в текущих ценах на 01.01.2009, данных компании ООО «НПО Газстрой-инновация».

Диаграммы сравнительной стоимости капитального ремонта с применением существующих технологий переизоляции и технологий, предусматривающих нанесение полиуретановых покрытий, представлены соответственно на рисунках 1 и 2.

При проведении расчетов затрат сделано допущение, что ремонт производится только с заменой изоляционного покрытия без замены труб. На практике почти во всех случаях производится замена труб, что, соответственно, удо-



рожает стоимость ремонта участков газопроводов для обоих сравниваемых вариантов.

С учетом ориентировочного срока службы изоляционных покрытий типа «Транскор-Газ» на уровне 15–20 лет для дальнейшей эксплуатации в соответствии с «Инструкцией по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов», утвержденной ОАО «Газпром» 18.11.2008 г., допускаются трубы с зашлифованными и заваренными дефектами со сроком службы порядка 15 лет.

Очевидно, что при условии обеспечения защищенности от коррозии на срок 30–40 лет отбраковка дефектных труб должна стать более жесткой, что, по оценочным расчетам, приведет к дополнительной замене еще 8–10% дефектных труб. Таким образом, при более строгом подходе в расчетах должна быть учтена корректировка, по которой при расчете затрат на ремонт с использованием полиуретановых материалов стоимость ремонта будет выше ориентировочно на 10% относительно предполагаемой, согласно действующим в ОАО «Газпром» нормативам.

ТАКИМ ОБРАЗОМ, В РЕЗУЛЬТАТЕ ВЫШЕИЗЛОЖЕННОГО МОЖНО СДЕЛАТЬ СЛЕДУЮЩИЕ ВЫВОДЫ:

1. Теоретический срок службы комбинированных покрытий горячего нанесения на основе битумно-полимерных мастик составляет 15–20 лет, а полиуретановых покрытий на основе терморезистивных материалов типа РПУ-1001 в зависимости от условий эксплуатации – от 30 до 40 лет. Таким образом, межремонтный период для газопроводов с покрытием РПУ-1001 возрастает в сравнении с вариантом применения комбинированных битумно-полимерных покрытий горячего нанесения как минимум в два раза, что позволяет обеспечить экономию денежных средств.
2. На данном этапе гарантированное качество нанесения РПУ-1001 может быть обеспечено в Южном и Центральном регионах, с дальнейшим расширением использования по всей газотранспортной системе ОАО «Газпром» с учетом особенностей природно-климатических условий.
3. Толщина полиуретановых покрытий существенно влияет на объем затрат, технологию и производительность изоляционных работ. Комплекс КРТ, предлагаемый ООО «НПО «Газстрой-инновация», обеспечивает равномерное нанесение полиуретанового покрытия требуемой толщины.