

УДК 622.691.4

А.А. Филатов, к.т.н., начальник департамента ОАО «Газпром»; **И.И. Велиюлин**, д.т.н., директор ЭАЦ «Оргремдигаз»; **А.Д. Решетников**, д.т.н., заместитель директора ЭАЦ «Оргремдигаз»; **Д.К. Мигунов**, начальник управления ЭАЦ «Оргремдигаз»; **А.В. Токарев**, заместитель начальника управления ЭАЦ «Оргремдигаз», ОАО «Оргэнергогаз»

Качество изоляционных покрытий – важнейший аспект в обеспечении защиты газопроводов от коррозии

В настоящей статье рассматриваются вопросы мониторинга коррозионных процессов на газопроводах и проблемы, возникающие при проведении комплекса диагностических работ. Авторы предлагают некоторые решения в области антикоррозионной защиты газопроводов и технологий ремонта, которые за счет увеличения срока службы покрытий позволят стабилизировать объемы необходимого мониторинга коррозионных процессов и оптимизировать затраты на обеспечение защиты трубопроводов от коррозии.

Ключевые слова: мониторинг, коррозионные дефекты, размеры коррозионных очагов, скорость коррозии, внутритрубная дефектоскопия, изоляционные покрытия, пассивная защита от коррозии, эффективное расходование средств.

Многочисленные исследования российских, немецких и американских ученых позволили установить факт неравномерности развития коррозионных процессов (зарождения, образования, роста и постепенного затухания развития коррозионных дефектов). В частности, выявлено, что наряду с процессами значительного роста дефектов на определенных этапах нет сколь-нибудь значимых изменений в размерах коррозионных очагов. Этот факт не согласуется с одним из главных положений СТО Газпром 9.0-001-2009, рассматривающих так называемый показатель допустимой скорости коррозии с позиционированием ее развития на трубопроводах как равномерного процесса и определяющих скорость роста коррозии путем деления глубины дефекта на время эксплуатации трубопровода.

С какой бы частотой и сколько бы раз мы ни пропускали современные магнитные внутритрубные снаряды-дефектоскопы, очевидно, что информация о времени зарождения и этапах роста коррозионных дефектов скрыта от наших глаз и определить темп их развития можно только на основании серьезных корро-

зионных исследований и постоянного мониторинга процесса.

На базе проведенных различных исследований протекания процессов почвенной коррозии очевидно одно: при наличии хорошей адгезии материала и отсутствии доступа к поверхности металла почвенного электролита коррозионные процессы не протекают.

НЕОБХОДИМЫМИ УСЛОВИЯМИ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЗАЩИЩЕННОСТИ МЕТАЛЛА ОТ КОРРОЗИИ ЗАЩИТНЫМИ ПОКРЫТИЯМИ ЯВЛЯЮТСЯ:

- изоляционный материал должен обладать достаточной прочностью (во избежание пробоя камнями), длительной влагостойкостью и хорошей прилипаемостью к металлу;
- поверхность металла должна быть очищена от остатков изоляции, продуктов коррозии, грязи, освобождена от солевых и других отложений, и на поверхности должна быть создана шероховатость для обеспечения склеиваемости.

В настоящее время мониторинг коррозионных процессов осуществляется в

рамках диагностических обследований коррозионного состояния отдельных участков газопроводов. При этом используют комплекс работ, включающих внутритрубное техническое диагностирование (ВТД) трубопроводов, интенсивную электрометрию, магнитометрию, инструментальное измерение параметров дефектов в шурфах, обработку и анализ данных обследований. Следует отметить, что внутритрубная дефектоскопия, несмотря на ряд существующих у отечественных внутритрубных снарядов ограниченных возможностей, в плане выявления (индикации) и ориентировочного оценивания размеров коррозионного очага на сегодняшний день является наиболее информативным и наименее трудоемким процессом. Однако достаточно велика протяженность газопроводов, не приспособленных к пропускам ВТД. Она составляет порядка 63 тыс. км, из которых на газопроводы-отводы (ГО) приходится 36,4 тыс. км, и практически все эти газопроводы относятся к так называемому старому фонду со сроком службы от 25 до 58 лет. Часть ниток магистральных газопроводов, а это порядка 5 тыс. км,

уже работает на пониженном давлении, и потоки газа для основных потребителей перераспределены по другим газопроводам. Газопроводы-отводы, как правило, построены в одноточечном исполнении, и аварийный разрыв автоматически приводит к отключению потребителя от газа. В практике строительства ГО нередки были случаи использования труб и изоляционных материалов не лучшего сортамента и качества, к работам привлекались второразрядные подрядные организации, а установки катодной защиты включались в работу после нескольких лет эксплуатации трубопровода. Отсюда большое количество свищевых повреждений и дефектов в сварных соединениях.

В этой связи существующие возможности мониторинга коррозионного процесса в целях предупреждения инцидентов и аварий представляются существенно ограниченными, особенно в части интенсивности и полноты получения необходимой информации в сочетании с оптимизацией финансовых затрат на проведение диагностических и профилактических мероприятий. Представляется целесообразным с целью стабилизации физических объемов мониторинга и оптимизации затрат на его проведение в краткосрочной и среднесрочной перспективе особое внимание уделить широкому внедрению изоляционных покрытий с длительным сроком службы, повышая тем самым эффективность пассивной защиты от коррозии.

Следует отметить, что именно качественное покрытие, нанесенное в соответствии с техническими требованиями, позволяет в существенной мере сдерживать стресс-коррозионные процессы на трубах.



Рис. 1. Ленточное мастично-битумное покрытие («РАМ»)



В последние годы различными научно-производственными центрами разрабатывались и исследовались разные типы покрытий и изучались передовые изоляционные материалы отечественных и зарубежных фирм.

Из всего многообразия за счет обеспечения длительного срока защитных свойств вызвали особый интерес покрытия из полиуретана и эпоксидных смол. Отсутствие российского опыта производства этих покрытий и дороговизна импортного оборудования для нанесения покрытий долгое время являлись сдерживающим фактором для их применения. Кроме того, ГОСТ 51164, устанавливающий требования по нанесению покрытий, определяет достаточно высокую толщину мастичных покрытий (не менее 2 мм), в отличие от зарубежных стандартов (0,7–1,0 мм), что также приводило к удорожанию процесса. Эти проблемы привели на определенном этапе к выбору покрытий из битумно-полимерных мастик.

В настоящее время при переизоляции участков газопроводов в основном применяют ленточные мастично-битумные покрытия холодного нанесения («РАМ») (рис. 1) и мастично-битумные покрытия горячего нанесения «Транскор-Газ» (рис. 2), наносимые с помощью механизированных комплексов в трассовых условиях.

Изоляционные покрытия фактически выполнены из одних и тех же материалов и наряду с недостатками технологий их нанесения имеют и другие недостатки, которые напрямую влияют на надежность и долговечность газопроводов.

К ОСНОВНЫМ НЕДОСТАТКАМ КОНСТРУКЦИИ ПОКРЫТИЯ НА ОСНОВЕ МАТЕРИАЛОВ «РАМ» СЛЕДУЕТ ОТНЕСТИ СЛЕДУЮЩИЕ:

- пониженная адгезия покрытия при нанесении в условиях отрицательных температур окружающей среды, а также в зоне продольного шва при любой температуре;
 - низкие физико-химические и прочностные свойства покрытия (явление хладотекучести под нагрузкой);
 - нестабильность качества покрытия при периодических остановках изоляционной машины (при переустановке рулонов);
 - образование гофр и морщин вследствие низкой устойчивости адгезионного слоя к сдвигу;
 - низкая производительность нанесения покрытия (3,5–4 м полезного прохода машины до замены рулона).
- В конструкции покрытия на основе мастики «Транскор-Газ» горячего нанесения имеются недостатки другого рода. Некоторые из них обусловлены физическими свойствами материалов:
- высокая температура плавления, что требует существенных энергозатрат;



Рис. 2. Мастично-битумное покрытие («Транскор-Газ»)



• высокая текучесть разогретой до +180 °С мастики, что ведет к ее стеканию в нижнюю часть трубопровода, а значит, к большой разнице в толщине нанесенного слоя.

Кроме того, большая часть мастики часто попадает непосредственно в траншею, что ухудшает экологическую обстановку в зоне прокладки трубопровода.

Средний срок эксплуатации таких покрытий составляет 7–12 лет, а реальная эффективная защита трубопровода от коррозии на основе данного класса покрытий работает 5–15 лет.

Следует отметить, что уже проведенные до настоящего времени масштабные работы по ремонту газопроводов с применением в качестве изоляционного материала полимерно-битумной мастики «Транскор-Газ» и ее аналогов, несомненно, замедлят процесс развития коррозионных дефектов, но вопрос длительности сохранения защитных свойств материалов пока открыт.

По мнению большинства экспертов в области ремонта трубопроводов, поскольку основные недостатки покрытия «Транскор-Газ» являются неисправимыми и обусловлены не только свойствами материала, но и технологией нанесения, следует либо в ряде случаев отказаться от его применения, либо применять дифференцированно в зависимости от конкретных условий проведения капитального ремонта.

Предшествующий опыт применения мастичных покрытий наглядно показал, что хорошая разработка (по своим целям и задачам) в лабораторных условиях, обеспечивающая результат

с достаточно высокой степенью эффективности, на практике не всегда реализуется, поэтому перед началом широкого внедрения технологий и материалов на объектах необходимо отработать не только параметры технологического процесса на стендах, максимально имитирующих реальные условия (природно-климатические, технологические особенности, температура эксплуатации и т.п.). Относительно применимости изоляционных материалов в реальных условиях, особенно трассовых, когда нанесение покрытий осуществляется механизированным способом, после получения положительных стендовых результатов должен соблюдаться принцип, в соответствии с которым для нового типа материала необходимо создать технологическое оборудование, поскольку практически каждый новый материал и покрытие на его основе имеют специфические особенности, в т.ч. и при нанесении.

В конце 1990-х гг. в отрасли были разработаны вполне разумные подходы, когда исследовательские работы по созданию новых технологий и материалов, не гарантирующие результат, финансировались самим разработчи-



Рис. 3. Оборудование для нанесения покрытия

ком, и только в случае положительного результата осуществлялось их внедрение, а затраты восполнялись за счет гарантированных объемов поставок. В соответствии с таким подходом на объектах прошла опытно-промышленную апробацию и получила положительные результаты технология нанесения отечественных полиуретановых материалов с использованием разработанного под заданный материал отечественного оборудования (рис. 3).

Обязательным требованием технологии нанесения терморепаративных покрытий является тщательная подготовка поверхности трубопровода или изолируемых изделий перед нанесением покрытия, с использованием абразивоструйных аппаратов до степени Sa 2½ по ISO 8501-1, создание микрорельефа не менее Rz = 60 мкм и обеспыливание. При проведении технологической операции существует возможность оптимизации затрат на проведение тех или иных технологических операций без ущерба качеству.

Принципиально достижение требуемой степени очистки трубопроводов может быть осуществлено различными методами.

Вариант 1:

- удаление покрытия производится с использованием водоструйных аппаратов высокого давления;
- подготовка поверхности – с применением пескоструйных или дробеструйных устройств.

Вариант 2:

- старое покрытие удаляется с помощью резцовых машин;
- доочистка (удаление остатков изоляции, праймера, остатков ржавчины) осуществляется щеточными машинами. Подготовка поверхности под нанесение нового покрытия аналогична первому варианту.

Элементарный сравнительный технико-экономический анализ позволяет сделать вывод, что при использовании водоструйной технологии существенно повышается стоимость оборудования, его обслуживание, появляется проблема с подготовкой воды и последующей ее очисткой. При этом скорость про-

изводства очистки труб в разы ниже, чем при использовании механической обработки.

В качестве грамотно выбранного примера сочетания дифференцированного применения и оптимального сочетания технологических параметров нанесения можно привести полиуретановые покрытия.

Экономическую эффективность применения полиуретанового покрытия комплексно можно оценить по двойному сроку эксплуатации трубопроводов с данным антикоррозионным покрытием в сравнении с битумно-полимерным покрытием, что, в свою очередь, является основой для эффективного расходования средств при капитальном ремонте. Длительный опыт эксплуатации убедительно показал, что защитные свойства полиуретановой изоляции в зависимости

от марки и конструкции покрытия позволяют эксплуатировать трубопроводы при температурах до 40–60 °С без последующего ремонта в течение 30–35 лет. Вместе с тем в последние несколько лет специалистами «Газпрома» последовательно продвигаются новые прогрессивные формы организации и технологии в сочетании с повышением эффективности использования средств, выделяемых на капитальный ремонт. Одним из механизмов для эффективного расходования средств является применение труб повторного применения. К настоящему времени разработана соответствующая программа, в рамках которой создана централизованная система движения и учета демонтированных труб, усовершенствована нормативная база. Следующим логичным шагом представляется поэтапный переход от переи-

золяции в трассовых условиях к комплексной подготовке и изоляции труб в заводских условиях с применением современных изоляционных материалов, имеющих гарантированный срок безопасной эксплуатации после ремонта более 30 лет.

Реализация поэтапного перехода требует от всех заинтересованных участников пересмотра позиций по финансированию работ взамен сиюминутной экономии средств к значительной экономии их на протяжении всего жизненного цикла объекта. Для решения настоящей задачи потребуются детальная проработка всех аспектов, включая выбор оборудования, материалов, мест базирования ремонтных баз (заводов) и т.д. с тщательным технико-экономическим обоснованием целесообразности выбранного решения.

Литература:

1. Кадакин В.П. Контроль коррозионного состояния магистральных нефтепроводов на основе внутритрубной диагностики / Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2008. – № 10. – С. 32–43.
2. Worthingham R. Analysis of corrosion rates on a gas transmission pipeline / R. Worthingham, L. Fenyvesi, T. Morrison, G. Desjardins. – Canada: IPC, 2004.
3. СТО Газпром 9.0-001-2009 «Защита от коррозии. Основные положения».
4. Велиулин И.И., Захаров А.В., Мигунов Д.К., Широков М.А., Горшков А.Н. Совершенствование и оптимизация диагностических работ на газопроводах / Газовая промышленность. – Диагностика и ремонт на транспорте углеводородов. – 2013. – № 700.
5. Захаров А.В., Велиулин И.И., Решетников А.Д., Попов А.Н., Горшков А.Н., Мигунов Д.К. Комплексная оценка технического состояния линейной части газопроводов по результатам диагностирования и предремонтное обследование / Ремонт объектов газотранспортной системы: Приложение к журналу «Газовая промышленность». – 2012. – декабрь.

UDC 622.691.4

A.A. Filatov, Candidate of Sciences (Engineering), Department Head of Gazprom JSC; **I.I. Veliyulin**, Doctor of Sciences (Engineering), Director of Orgremdigaz Expert and Analytical Center; **A.D. Reshetnikov**, Doctor of Sciences (Engineering), Deputy Director of Orgremdigaz Expert and Analytical Center; **D.K. Migunov**, Department Head of Orgremdigaz Expert and Analytical Center; **A.V. Tokarev**, Deputy Department Head of Orgremdigaz Expert and Analytical Center, Orgenergogaz JSC

Quality of insulating coatings is the most important aspect in ensuring corrosion protection of gas pipelines

This article deals with the issues of monitoring corrosion processes at gas pipelines and problems arising in the course of the diagnostic works complex. The authors propose some solutions in the area of corrosion protection of gas pipelines and repair technologies that by increasing coatings lifetime will enable to stabilize the scope of the required monitoring of corrosion processes and optimize costs of ensuring pipelines corrosion protection.

Keywords: monitoring, corrosion defects, size of corrosion centers, corrosion rate, pig inspection, insulating coatings, passive corrosion protection, efficient expenditure.

References:

1. Kadakin V.P. Kontrol korrozionnogo sostoyaniya magistral'nykh nefteprovodov na osnove vnuritrubnoi diagnostiki (Control of corrosion condition of main oil pipelines on the basis of in-line inspection) / NEFTEGAS Territory. – 2008. – No. 10. – P. 32–43.
2. Worthingham R. Analysis of corrosion rates on a gas transmission pipeline / R. Worthingham, L. Fenyvesi, T. Morrison, G. Desjardins. – Canada: IPC, 2004.
3. СТО Газпром 9.0-001-2009 «Zatshita ot korrozii. Osnovnyye polozheniya» («Corrosion protection. General provisions»).
4. Veliyulin I.I., Zakharov A.V., Migunov D.K., Shirokov M.A., Gorshkov A.N. Sovershenstvovanie i optimizatsiya diagnosticheskikh работ na gazoprovodakh (Improvement and optimization of diagnostic works at gas pipelines) / Gas industry. – Diagnostics and repair at hydrocarbons transport. – 2013. – No. 700.
5. Zakharov A.V., Veliyulin I.I., Reshetnikov A.D., Popov A.N., Gorshkov A.N., Migunov D.K. Kompleksnaya otsenka tekhnicheskogo sostoyaniya lineinoi chasti gazoprovodov po rezul'tatam diagnostirovaniya i predremontnoe obsledovanie (Comprehensive assessment of technical condition of gas pipelines' linear part as a result of diagnostics and pre-repair inspection) / Repair of gas transportation system facilities: Supplement to the Gas Industry journal. – 2012. – December.