

УДК 622.691.4

И.И. Велиюлин, д.т.н., профессор, директор ЭАЦ «Оргремдигаз»; **Д.К. Мигунов**, начальник управления технологии и организации методов ремонта газопровода ЭАЦ «Оргремдигаз», ОАО «Оргэнергогаз»; **П.А. Колотовский**, начальник отдела сертификации, аттестации и контроля качества восстановления основных фондов Департамента капитального ремонта, ОАО «Газпром»

Предложения по корректировке комплексной системы наземной диагностики газопроводов

Система диагностических обследований является одним из основных элементов в обеспечении безаварийной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов. Наземные диагностические обследования в настоящее время представлены различными типами, средствами и методами. Авторы предлагают в рамках ОАО «Газпром» откорректировать систему наземной диагностики и выработать подходы к взаимной координации диагностических и изыскательских работ.

Ключевые слова: газопровод, наземная диагностика, коррозионные обследования, предремонтное обследование, инженерные изыскания.

Известно, что целью проведения диагностических работ является выявление неисправностей и дефектов с целью своевременного проведения профилактических и ремонтных работ на газопроводах для обеспечения их работоспособности на заданном уровне надежности.

За последние три десятилетия произошли серьезные изменения в приоритетности видов диагностики. В 1970–1980-е гг. основным видом работ являлась электрометрия с обязательным шурфованием газопровода в местах выявления больших сквозных повреждений или отсутствия изоляционного покрытия. При этом именно поиск дефектов в изоляции был наиболее приоритетным, поскольку считалось, что только в местах сквозных повреждений изоляции протекают коррозионные процессы. Был создан ряд отечественных бесконтактных искателей повреждений изоляции, приобретались зарубежные аналоги. Однако бесконтактные методы контроля состояния изоляционных покрытий газопроводов имеют как преимущества, так и недостатки. Главным недостатком таких методов является возможность указания только приблизительного места имеющегося дефекта

(группы дефектов) без возможности его точной идентификации. Кроме того, бесконтактные методы обследования позволяют достаточно уверенно находить только повреждения изоляции значительной площади. Выявление других дефектов является очень сложной задачей. В отдельных случаях обнаружение некоторых повреждений становится невозможным. К дефектам, обнаружение которых на данный момент с помощью существующих технологий контроля и оборудования является невозможным, можно отнести отслоения изоляционного покрытия газопроводов при отсутствии непосредственного гальванического контакта тела трубы с грунтовым электролитом. Обнаружить такие повреждения можно только при поднятии грунтовых вод выше уровня залегания



Рис. 1. Подпленочная коррозия

газопровода и, соответственно, выше имеющегося повреждения изоляции. Опасность таких дефектов изоляции может быть намного выше в связи с возможностью развития коррозионных процессов металла трубопровода под отслоившимся покрытием [1].

К середине 1990-х гг. было зафиксировано множество фактов, когда целостность изоляции не была нарушена, однако коррозионные процессы развивались на большом количестве участков. Это проявлялось в большинстве случаев на газопроводах с пленочным покрытием, как правило, по нижней образующей труб в зонах с четырех до восьми часов (рис. 1).

В результате создания и внедрения системы внутритрубной диагностики (ВТД) в ОАО «Газпром» произошло смещение приоритета в пользу получения информации о состоянии непосредственно металла труб, и в 1990-е годы капитальный ремонт газопроводов производился практически только выборочным способом по результатам выявления опасных коррозионных дефектов. Однако когда был определен масштаб повреждений труб, стало очевидным, что нужны кардинальные меры, в первую очередь направленные на предот-

вращение причин образования и роста коррозионных дефектов. Так назрела потребность в разработке программы по ремонту изоляционных покрытий. С 2003 г. в диагностике стали применяться внутритрубные снаряды нового поколения, эффективная работа которых привела к снижению доли финансирования электрометрических обследований.

В процессе капитального ремонта после удаления изоляционного покрытия обследование труб производится в соответствии с инструкцией по освидетельствованию и отбраковке труб, требования которой содержат стопроцентный визуально-измерительный контроль, а приборное сопровождение включает обязательное сканирование, ультразвуковой, вихретоковый и магнитопорошковый контроль. Естественно, что в результате такого контроля дефектов выявляется значительно больше, чем при ВТД. К тому же требования по отбраковке труб со стресс-коррозионными дефектами довольно жесткие, это правильно, и помимо опасного характера дефектов жесткость объясняется тем, что механизм и динамика их развития пока до конца не изучены.

В итоге уже имеется множество примеров, когда по данным ВТД планировалось заменить одно количество труб, а в реальности выходило значительно больше. Причем прогноз строился в том числе с

учетом анализа процента замены труб на соседних и параллельных участках, на которых уже был проведен ремонт. Конечно, плохо, если было запланировано труб больше, чем надо, это приводит к удорожанию ремонта и замене труб, которые того не требовали. Но значительно хуже, если труб было заказано меньше. Это приводит к увеличению срока ремонтных работ, срыву поставок газа, а порой и к грубому нарушению требований нормативов, когда дефектные трубы оставляют на участке. Как же решить проблему повышения информативности о техническом состоянии газопроводов?

Проведя анализ существующих методов, способов и технических средств, мы пришли к выводу, что необходимо проводить расширенную предремонтную диагностику состояния металла труб в шурфах. Но этой работе должны предшествовать сбор информации и детальный анализ ряда факторов, включающих:

- данные обследования в шурфах за предыдущий период, в том числе по результатам ВТД;
- коррозионную активность грунтов и наличие макропар;
- уровень защищенности участка средствами ЭХЗ;
- рельеф местности;
- уровни грунтовых вод;

• наличие на участке водотоков, пересекающих газопровод, и т.д.

В перечне не приведены работы по поиску дефектов в изоляционном покрытии, поскольку мы не видим в этом большого смысла. Применяемые в настоящее время электрометрические методы, оценивающие защитные свойства изоляции, оказались мало пригодны применительно к покрытиям полимерными лентами и связанной с ними проблеме так называемой подпленочной коррозии.

Что касается битумных покрытий, то, как известно «старые» мастики, т.е. битумно-резиновые, наносились на газопроводы диаметром до 800 мм, и это происходило уже более 20–50 лет назад, а за этот период битумно-резиновые покрытия практически полностью исчерпывают свои защитные свойства. Битумно-полимерные покрытия, которые применяются на газопроводах с 2003 г., при выдержке технологии нанесения, вероятно, способны прослужить 20–25 лет. Толщина покрытий составляет около 4 мм, и сквозные повреждения их весьма редки. Таким образом, поиск дефектов в изоляции искателем повреждений также не имеет смысла.

Что касается покрытий, наносимых в заводских условиях, следует отметить их долговечность, а для трехслойного полиэтилена – и высокую прочность.

Таблица. Виды коррозионных обследований

Виды обследований	Цели обследований	Периодичность	Стоимость, руб./км
Приемочное (первичное)	Определение рабочих характеристик и проверка соответствия средств и системы ПКЗ требованиям НД, подготовка документации для сертификации системы ПКЗ вновь построенных и реконструированных объектов, подготовка первичных параметров ПКЗ для ввода в БД ПКЗ	не позднее 12 мес. после ввода объекта	67 450
Комплексное периодическое	<ul style="list-style-type: none"> • оценка текущего состояния комплексной защиты; • разработка рекомендаций по оптимизации режимов работы средств ЭХЗ и эффективной эксплуатации системы ПКЗ; • планирование работ по реконструкции и ремонту средств ПКЗ, в том числе по системе ТЮиР 	5–10 лет	50 800
Детальное комплексное	Оценка фактического коррозионного состояния объекта и эффективности ПКЗ	10 лет	92 230
Инспекционно-техническое	Обеспечение эксплуатационной надежности и безопасности объектов ОАО «Газпром». При выполнении ИТО проводится анализ организации эксплуатации ПКЗ объектов заказчика и выборочный контроль достоверности отчетных материалов по ПКЗ. Обобщенная информационно-аналитическая записка (отчет) о состоянии ПКЗ обследованных объектов представляется в ОАО «Газпром»	3–5 лет	2550
Специальное комплексное	Определяют в техническом задании на выполнение обследования. Специальные КО проводят по методикам, согласованным ОАО «Газпром». При проведении специальных КО могут применяться нетрадиционные технологии и методики обследования	(определяется техническим заданием)	(определяется по составу работ)



Рис. 2. Ручное приспособление типа «беличьего колеса»

Тем не менее бывают повреждения при неправильной транспортировке и укладке. На участках с этими покрытиями повреждения в основном происходят на стыках труб из-за неравномерного нагрева периметра труб при монтаже термоусаживающихся манжет. Создание условий для возможности появления коррозионного очага в зоне сварных соединений нежелательно. На таких участках газопроводов, сваренных из труб с изоляцией, нанесенной в заводских условиях, и ремонт изоляции значительно проще.

Таким образом, подведя краткий итог, отметим, что поиск дефектов в изоляционных покрытиях целесообразен только на участках с покрытиями заводского нанесения.

Хотелось бы еще коснуться состава работ при проведении электрометрических обследований. СТО Газпром 2-2.3-310-2009 «Организация коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром» в зависимости от сложности и объема получаемой информации определяет пять видов обследований (табл.).

Согласно этому документу, оценка фактического коррозионного состояния объекта проводится один раз в 10 лет, и то на основании данных шурфовок. Этого явно недостаточно, особенно применительно к газопроводам, технически не приспособленным к ВТД.

В таблице в столбце «стоимость» приведены расценки согласно Базовой калькуляции ООО «Газпром центрремонт». Не секрет, что газотранспортные общества выделяют значительно меньшие



Рис. 3. Машина для механизированной очистки и изоляции локальных участков

средства на эти работы, отчего в конечном итоге страдает качество работ. В газотранспортных обществах всегда, когда речь идет о шурфовках, встает вопрос, кто будет проводить работы по шурфованию и как это можно осуществлять на газопроводах под давлением газа.

Для проведения данных работ необходимо разработать отдельный регламент, хотя все основные положения по организации и технологии производства работ прописаны в «Регламенте комплексной оценки технического состояния участков газопроводов для планирования ремонтных работ» 2007 г. Относительно распределения работ, включая сбор, анализ информации, определение мест шурфовок и собственно физических работ по экскавации, доработке траншеи, удалению и восстановлению изоляции, а также проведение измерений и составление акта, в каждом газотранспортном обществе вопрос решается на договорных условиях.

Понятно, что без активного участия эксплуатирующих организаций работа не пойдет, хотя представляется очевидным, что результаты в первую очередь нужны именно им.

Надо отчетливо представлять, что между пропуском дефектоскопа и временем вывода участка газопровода в ремонт,

как правило, проходит несколько лет. А за этот промежуток времени ситуация на участке может серьезно ухудшиться. Так что предремонтные обследования во всех случаях имеют своей целью уточнить информацию о техническом состоянии объекта и повысить качество организации ремонтных работ.

Разработка шурфов может вестись по двум вариантам: короткие шурфы по 3–4 трубы и протяженные – по 8–10 труб. Технология проведения работ также может осуществляться по двум вариантам: 1-й – удаление полосы изоляции вдоль образующей труб шириной от 0,3 м до 0,4 длины периметра с последующим пропуском по ней сканера-дефектоскопа; 2-й вариант – с подкопом под трубой и использованием магнитометрического индикатора и последующим удалением изоляции в зоне выявленных дефектов металла. Возможно также просто удаление изоляции по сегменту нижней образующей с 3 до 9 часов. При этом также может быть применен сканер-дефектоскоп. Определенные сложности представляет процесс восстановления изоляции. При полномасштабном вскрытии шурфа по всему периметру изоляция может быть восстановлена с помощью ручных приспособлений типа «беличьего колеса» (рис. 2).

Автоматизированный контроль сварных швов

► Сканер-дефектоскоп A2051 ScaUT

Назначение

- Сканер-дефектоскоп A2051 ScaUT предназначен для комплексного автоматизированного контроля стыковых сварных соединений металлоконструкций при толщине свариваемых деталей от 4 до 40 мм и радиусе кривизны внешней поверхности от 300 мм.
- Ультразвуковым методом обеспечивается измерение толщины деталей, выявление и ранжирование дефектов сварного шва: пор, непроваров, шлаковых включений, трещин, подрезов и расслоений в околошовной зоне.
- Лазерно-оптическим способом обеспечивается измерение смещения кромок шва, размеров и профиля валика усиления, обнаружение и измерение дефектов на внешней поверхности шва и околошовной зоны.
- Основной областью применения A2051 ScaUT является производственный и эксплуатационный контроль трубопроводов.

Особенности

- Ультразвуковой контроль реализован на базе двух многоэлементных антенных решеток и алгоритмов цифровой фокусировки апертуры (ЦФА), что обеспечивает максимально возможную для ультразвукового метода чувствительность к дефектам, селекцию их типов, измерение эквивалентной площади и полный контроль всего сечения шва и околошовной зоны.
- Акустический контакт обеспечивается за счет автоматической подачи контактной жидкости из бака через инжекторы непосредственно под антенные решетки, что создает стабильный акустический контакт при малом расходе жидкости и позволяет контролировать не менее 10 погонных метров сварного шва от одной заправки бака.
- Лазерно-оптический канал непрерывно измеряет положение антенных решеток относительно оси сварного шва.
- Магнитное мотор-колесо для надежного перемещения и удержания сканера на всей окружности трубы.
- Трехмерный датчик угла наклона и система позиционирования GPS / ГЛОНАСС / Galileo обеспечивают пространственную привязку получаемых результатов.
- Bluetooth гарнитура оператора (наушник) позволяет оперативно следить за процессом проведения контроля в зашумленных условиях и дистанционно управлять движением сканера-дефектоскопа.
- Протокол контроля с перечнем обнаруженных дефектов и их параметров, а так же результаты проверки на соответствие проконтролированного шва действующим нормам отбраковки отображаются на встроенном дисплее.
- Литий-феррум-полимерный аккумулятор обеспечивает непрерывную работу устройства в течение 4 часов с возможностью полного цикла заряда за 15 мин.



Технические характеристики

Чувствительность к дефектам сварного шва	от 0,5 кв. мм
Точность измерения геометрии сварного шва	0,2 мм
Скорость сканирования	2 м/мин
Диапазон контролируемых толщин	от 4 до 40 мм
Объем бака для контактной жидкости	1 л
Радиус кривизны контролируемой поверхности	от 300 мм
Диапазон установки скорости ультразвука	от 1 000 до 9 999 м/с
Время непрерывной работы от аккумулятора, не менее	4 ч
Габаритные размеры	415x166x146 мм
Масса, не более	10 кг
Диапазон рабочих температур	от -20 до +50 °C

В настоящее время на рынке представлены машины для механизированной очистки и изоляции локальных участков протяженностью от 10 м (рис. 3).

Конечной целью любой диагностики является определение технического состояния объекта. По результатам оценки технического состояния принимается решение о сроках и методах ремонта. В случае принятия решения о ремонте выполняется комплекс проектно-изыскательских работ, состав и содержание которых определяет ряд нормативных документов.

Инженерные изыскания – это работы, результатом которых является комплексное геодезическое, геологическое, гидрометеорологическое и экологическое исследование участка капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов.

В соответствии с Положением о выполнении инженерных изысканий, для подготовки проектной документации, строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства (утверждено Постановлением Правительства РФ № 20 от 19.01.2006) в состав инженерных изысканий для разработки проектной документации на КР ЛЧ МГ входят:

- инженерно-геодезические изыскания;
- инженерно-геологические изыскания;
- инженерно-гидрометеорологические изыскания;

- инженерно-экологические изыскания. При необходимости каждый вид изысканий может выполняться как в составе комплексных инженерных изысканий, так и отдельно по заданию заказчика с учетом метода и способа выполнения капитального ремонта, наличия исполнительной документации и материалов изысканий прошлых лет.

Необходимость выполнения отдельных видов инженерных изысканий, состав, объемы и метод их выполнения устанавливаются заданием на проектирование – по Градостроительному кодексу (статья 47, пункт 5).

С целью оптимизации изыскательских и диагностических работ при выполнении комплекса наземных обследований при перераспределении финансирования и дополнении диагностических бригад специалистами и оборудованием возможно выполнить ряд работ, входящих в состав инженерных изысканий.

Например:

- уточнение места прохождения оси газопровода;
- плоскостная GPS-съемка линейных и угловых размеров газопроводов;
- бурение скважин глубиной 3 м с расстоянием между скважинами до 200 м по оси газопровода;
- бурение скважин глубиной 5 м по пересечкам;
- установление глубины залегания уровня подземных вод, определение

химического состава подземных вод и их коррозионной агрессивности;

- выполнение отбора грунтов;
- определение коррозионной агрессивности грунтов к стали;
- выполнение лабораторных исследований гранулометрического состава и физико-механических свойств грунтов в аккредитованной лаборатории и т.п. Фактически частично работы такого типа выполняются при детальном комплексном коррозионном обследовании. Данный подход может быть наиболее рациональным при проведении предремонтных обследований.

ВЫВОДЫ:

1. Существующий уровень информативности диагностических обследований требует корректировки с расширением предремонтных обследований и пересмотром состава коррозионных обследований.

2. Требуется современного решения взаимная координация диагностических и изыскательских работ. При ежегодном объеме комплексных обследований порядка 20 тыс. км при совмещении этих работ с инженерными изысканиями существует реальная возможность параллельно с данными о коррозионном состоянии получать и столь недостающую для повышения качества проектов информацию и по инженерным изысканиям.

Литература:

1. Цих В.С. Аналитическое моделирование для определения возможностей обнаружения отслоений изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов с помощью фазового метода контроля // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. – 2012. – № 5.

UDC 622.691.4

I.I. Veliyulin, Doctor of Engineering, professor, Director of Orgremdigaz Expert and Analytical Center; **D.K. Migunov**, Head of the Department for Gas Pipeline Repair Methods Technology and Organization of Orgremdigaz Expert and Analytical Center, Orgenergogaz Affiliated Open-Joint Stock Company; **P.A. Kolotovskiy**, Chief of Certification, Validation and Quality Inspection of Capital Funds Repair Division of General Repair Department, Gazprom JSC

Proposals for adjustment of integrated system of pipeline surface diagnostics

Diagnostic study system is one of the key elements to ensure safe operation of the line pipe of main gas pipelines. Surface diagnostic studies currently include various types, means and methods. The authors propose within Gazprom JSC to correct the surface diagnostics system and develop approaches to mutual coordination of diagnostic and research works.

Keywords: pipeline, surface diagnostics, corrosion surveys, pre-repair inspection, engineering surveys.

References:

1. Tsikh V.S. Analiticheskoe modelirovaniye dlya opredeleniya vozmozhnostey obnaruzheniya orsloenii izolyatsionnogo pokrytiya podzemnykh neftegazoprovodov s pomotsh'yu fazovogo metoda kontrolya (Analytical modeling to determine the possibilities of detection of insulation coating peelings of underground oil and gas pipelines using the phase control method) // Oil and Gas Engineering: electronic scientific journal. – 2012. – No. 5.