

УДК 622.691.4.[07+053]

И.И. Велиюлин¹, e-mail: info@eksikom.ru

¹ ООО «ЭКСИКОМ» (Москва, Россия).

Маркеры качества капитального ремонта газонефтепроводов

В статье представлен детальный анализ всех этапов работ при производстве капитального ремонта, приведенных в СТО Газпром 2–2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром». Перечислены основные факторы, способствующие снижению качества ремонтных работ. Отмечена необходимость принятия комплекса мер, в числе которых качественное проведение всех этапов ремонтного цикла и жесткий регулярный контроль на всех стадиях процесса.

Обоснована неэффективность и нецелесообразность полной замены труб на объектах нефтегазового комплекса через 30 лет эксплуатации, что подтверждается как российским, так и мировым опытом. К примеру, в России нагруженность трубопроводов в 1,5–2 раза ниже, чем в западных странах, где трубопроводы эксплуатируются до 100 и более лет.

Подчеркнута необходимость проведения скрупулезных исследований эффективности новых защитных покрытий, выводящихся на российский рынок, во избежание серьезного ущерба, обусловленного применением покрытий сомнительного качества, поставляемых по необоснованным ценам.

Сделан вывод о необходимости вовлечения в систему контроля качества проведения работ авторитетных независимых экспертных организаций.

Проанализированы положения действующих нормативных документов, которые нуждаются в корректировке или замене в целях повышения качества капитального ремонта трубопроводов. По заключению автора, разработку документа следует поручить высококвалифицированным специалистам, обладающим большим опытом теоретической и практической работы. Кроме того, необходим пересмотр системы проектирования и экспертизы проектов капитального ремонта и рабочих проектов и организации работ по диагностированию и строительному контролю процесса ремонта.

Ключевые слова: капитальный ремонт, трубопровод, траншея, подготовка поверхности, изоляция, нанесение покрытия, дефектоскопия, выбраковка труб, нормативная документация, экспертиза.

.....
I.I. Veliyulin¹, e-mail: info@eksikom.ru

¹ EKSİKOM LLC (Moscow, Russia).

Quality Markers for Gas and Oil Pipeline Overhaul Repair

The article provides a detailed analysis of all stages of work during the overhaul repair described in the standard of Gazprom PJSC “Rules for the work during the overhaul of the linear part of the gas pipelines of Gazprom”. The main factors contributing to the decline in the quality of repair work are listed. The necessity of taking a set of measures, including the high-quality implementation of all stages of the repair cycle and strict regular monitoring at all stages of the process, is noted.

The inefficiency and inappropriateness of a complete replacement of pipes at oil and gas facilities after 30 years of operation is substantiated, which is confirmed by both Russian and international experience. For example, in Russia pipeline loading is 1.5–2 times lower than in Western countries, where pipelines have been in operation for up to 100 years or more.

The need for rigorous studies of the effectiveness of new protective coatings being launched on the Russian market was emphasized in order to avoid serious damage caused by the use of coatings of dubious quality, supplied at unreasonable prices.

It is concluded that it is necessary to involve authoritative independent expert organizations in the quality control system. The provisions of the current regulatory documents that need to be adjusted or replaced in order to improve the quality of capital repairs of pipelines are analyzed. According to the author, the development of the document should be entrusted to highly qualified specialists with extensive experience in theoretical and practical work. In addition, a revision

of the design and examination system of major repairs and working projects and the organization of work on the diagnosis and construction control of the repair process is necessary.

Keywords: overhaul repair, pipeline, trench, surface preparation, insulation, coating, defectoscopy, pipe rejection, regulatory documentation, examination.

ВВЕДЕНИЕ

Специалистам трубопроводного транспорта нефти и газа хорошо известно, что на определенном этапе эксплуатации трубопровода, как правило, через 25–30 лет его работы, приходится принимать решение о выводе того или иного участка в капитальный ремонт. Принятие этого непростого решения обусловлено, с одной стороны, пониманием серьезных затрат на ремонтные работы и большой ответственностью эксплуатирующей организации, поскольку организация и проведение ремонта в конечном итоге ложатся на них, а с другой – тем, что после ликвидации всех дефектов будет продлен жизненный цикл объекта и обеспечена его безопасная эксплуатация в течение длительного времени. Несомненно, капитальный ремонт является самым действенным способом поддержания работоспособности и обеспечения надежности объекта. И специалист, принимающий решение о выводе участка трубопровода в капитальный ремонт, должен быть уверен в том, что по завершении работ эксплуатирующая организация получит объект, полностью соответствующий требованиям нормативных документов с гарантией срока безопасной эксплуатации минимум 25 лет на изоляцию и 30–35 лет – на металл труб. Но так ли это в реальной жизни?

Проведем детальный анализ каждого этапа технологической цепочки ремонтных работ, в числе которых:

- вскрытие трубопровода;
- подъем участка или обеспечение доступа ко всему периметру труб с помощью землеройной или подкапывающей техники;
- удаление старого изоляционного покрытия;

- приборная дефектоскопия и отбраковка дефектных труб;
- подготовка поверхности для нанесения нового покрытия;
- нанесение нового покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- засыпка уложенного участка с подбивкой грунта;
- испытание участка.

Очевидно, что этапы работ включают совершенно разнородные функциональные действия. В связи с этим возникает вопрос, все ли перечисленные операции одинаково влияют на качество ремонта или их можно разделить на более и менее значимые. Конечно, можно утверждать, что есть наиболее важные работы, и это в первую очередь диагностика труб, однако каждый из этапов вносит свою лепту в обеспечение длительного срока эксплуатации трубопровода.

ЭТАПЫ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

Вскрытие трубопровода

Вскрытие трубопровода производится по трем основным схемам:

- разработка полномасштабной траншеи до нижней образующей трубопровода с образованием ложементов трапециевидальной формы с откосами, зависящими от типа грунта. Важными элементами являются ширина, позволяющая с обеих сторон проводить визуально-измерительный контроль труб и при необходимости сварочно-монтажные работы, а также угол откоса, который должен обеспечивать устойчивость тяжелой техники, предотвращать ее опрокидывание и возможность нанесения травм и вреда здоровью персонала от обвала траншеи;
- с подкопом под трубопровод (рис. 1). Следует отметить, что применение данной схемы целесообразно лишь в случае небольшой протяженности ремонтного

участка, когда основной задачей является замена изношенного изоляционного покрытия при работе в сухой траншее. При использовании данной технологии напряжения минимизируются, однако реализация схемы возможна лишь при осуществлении жесткого контроля за расстановкой трубоукладчиков. Эффективность технологии может быть повышена путем использования передвижных опор. Однако в северных регионах с водонасыщенными грунтами, где имеется наибольшее количество трещиноподобных дефектов с ориентацией в сегменте от 3-х до 9-ти часов, применение этой технологии практически бессмысленно. Ее слабым звеном является диагностирование металла труб, поскольку осмотр и замеры дефектных зон сопряжены с риском для человеческой жизни, а нахождение персонала под трубопроводом и даже в траншее во время движения техники запрещено. Кроме того, негативными моментами являются высокая стоимость и низкий темп работ;

- разработка траншеи с одной стороны трубопровода и извлечение грунта над верхней образующей (рис. 2). При односторонней разработке траншеи основным нарушением является несоблюдение минимально допустимых расстояний до боковой и верхней образующих трубопровода, что приводит к возникновению задигов и царапин в металле труб. При таком способе вскрытия представители технического надзора обязаны регулярно проверять расстояние от ковша экскаватора до трубопровода с частотой не реже чем через каждые три трубы и строго требовать, чтобы оставшийся грунт дорабатывался вручную. Основным признаком качества будет сохранность целостности труб.

Ссылка для цитирования (for citation):

Велиюлин И.И. Маркеры качества капитального ремонта газонефтепроводов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 9. С. 80–88.
Veliyulin I.I. Quality Markers for Gas and Oil Pipeline Overhaul Repair. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2019;(9):80–88. (In Russ.)



Рис. 1. Ремонт с подкопом под трубопровод
Fig. 1. Repair with undermining under the pipeline



Рис. 2. Разработка траншеи с одной стороны трубопровода
Fig. 2. Trenching on one side of the pipeline

Подъем трубопровода

На данном этапе производятся подъем трубопровода и укладка его на инвентарные опоры либо на берму траншеи. Важнейшим при этом следует считать предотвращение перегрузок и обеспечение устойчивости труб уложенного участка с условием соблюдения клиренса не менее 0,6 м для возможности полного осмотра технического состояния труб. Подъем участка должен быть плавным, не допускающим резких искривлений оси трубопровода, что достигается за счет синхронизации работы трубоукладчиков. В ряде случаев в числе труб с покрытием трассового нанесения встречаются трубы с изоляцией, нанесенной в заводских условиях. Считаю целесообразным (особенно если речь идет о северных участках) заводскую изоляцию не удалять, а постараться сохранить от повреждений. Для этого необходимо использовать троллейные подвески с роликами с покрытием из полиуретана или резины. К сожалению, даже эти прописные истины далеко не всегда очевидны для работников, производящих ремонт, а ведь из-за кажущихся мелочей и происходят большие неприятности, которые в нашем случае могут привести к сложным работам по удалению трехслойного экструдированного полиэтилена, под защитой которого в течение более 30 лет в трубах практически не протекают коррозионные процессы и уровень адгезии которого выше действующих требований к другим материалам.

Удаление старого изоляционного покрытия

В технологии капитального ремонта данный процесс не упорядочен. Изношенные изоляционные покрытия относятся к 4-му классу отходов, и следует признать, что за все 50 лет проведения ремонтных работ культура сбора, утилизации и переработки этих материалов так и не была сформирована. Есть, конечно, общие рассуждения и отдельные опытные разработки, но даже сбор отходов изоляции по-прежнему не осуществляется. Министерству природных ресурсов и экологии РФ, вместо того чтобы по недостоверным данным относиться к отходам совершенно пригодные к эксплуатации трубы, следовало бы обратить внимание на проблему утилизации изоляционных покрытий, ведь в технологическом и организационном плане нет ничего сложного. Однако экологические службы зачастую демонстрируют равнодушие к охране природы и, следовательно, к сохранению среды обитания следующих поколений. Очевидно, что только жесткое регулирование позволит привести этот процесс в соответствие современным экологическим требованиям. Если же применить еще и деловую смекалку, можно отходы превратить в прибыльный бизнес [1]. Из числа трассовых способов удаления покрытий отметим наиболее традиционный для России механический способ с использованием резцовых машин. Следует отметить три важных аспекта, определяющих качество работ таких машин:

- резцы должны использоваться только от производителя, все кустарные изделия не позволяют удалять покрытия качественно;
- смена резцов должна осуществляться регулярно по мере их износа;
- насечки на продольных швах от резцов не представляют никакой опасности, что подтверждено специальными исследованиями. Использование водоструйной, пескоструйной и дробеструйной техники для удаления изоляции в трассовых условиях неэффективно.

Приборная дефектоскопия и отбраковка дефектных труб

Это, как уже было отмечено, наиболее ответственный этап капитального ремонта. Требования к составу и уровню выявления и установлению параметров дефектов, а также алгоритм принятия решений прописаны в СТО Газпром 2–2.3–1178–2019 «Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Регламент подготовки и проведения ремонта бывших в эксплуатации труб с нанесением защитного покрытия» и Инструкции по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов 2013 г. В этом документе имеется пункт, на первый взгляд не имеющий ничего общего с прочностью и безопасностью эксплуатации труб, а скорее носящий характер продвижения определенных финансовых интересов и в существенной степени усложняю-

щий и удорожающий процесс оценки опасности стресс-коррозионных дефектов. Об этом свидетельствует тот факт, что трубу с глубиной дефекта 0,5–0,7 мм вырезают и везут за десятки и сотни километров, для того чтобы понять, что дефект неопасен. Есть техническая подоплека определения глубины трещин. Пока данная задача решается только методом кустарной шлифовки и определения остаточной глубины при отсутствии дефекта. Однако очевидно, что это можно проделать и без вырезки труб.

В настоящее время в ПАО «Газпром» осуществляется поэтапный переход от системы проведения диагностических работ в процессе капитального ремонта силами специализированных организаций к проведению дефектоскопии и отбраковки труб силами работников компании. Вероятно, такой подход приведет к тому, что в каждой газотранспортной компании появится своя трактовка нормативов и решение о дальнейшей судьбе труб будет прини-

маться в первую очередь на основе конкретных конъюнктурных соображений. Учитывая внутренний строительный контроль, который уже неоднократно проявлялся в принятии к завершению едва начатых работ, нетрудно представить себе качество выполнения диагностических работ, в то время как должна решаться наиболее важная задача о возможности продления срока службы труб или их исключения из производственного процесса. В 2006 г. у руководства «Газпрома» было четкое понимание того, что диагностику в ходе капитального ремонта должны проводить независимые аттестованные организации, и этот принцип давал хорошие результаты. Но по-видимому, кому-то захотелось управлять еще и данным процессом с очередными «благими» целями. Кто же будет контролировать качество, когда и диагностика, и технический надзор окажутся в ведении одного исполнителя? На этот риторический вопрос имеется однозначный ответ: никто.

Все это происходит в период, когда под мощным давлением руководства Фонда производителей трубной продукции (ФПТП) проводится политика дискредитации разработок российских ученых и специалистов всего мира, подтверждающих возможности гарантированного длительного использования труб в различных областях промышленности. «Знатоки» процесса старения труб установили, что после 30 лет трубы должны считаться непригодными к использованию. Призывы о необходимости полной замены труб на объектах нефтегазового комплекса через 30 лет эксплуатации нашли сторонников в некоторых крупных нефтегазовых компаниях, и чиновники, считающие себя специалистами-патриотами, с выраженным снобизмом продвигают убийственные для российской экономики решения. В советское время и до 2005 г. амортизационный срок службы трубопровода составлял 33 года, и это имело исключительно экономическое значение для установ-

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ. 2019



23-я специализированная

ВЫСТАВКА
с международным участием

9-11 октября

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ
(СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ РАЗДЕЛ)

САРАТОВ

ДВОРЕЦ СПОРТА
Чернышевского, 63



ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
СОФ И Т - Э К С П О
Тел.: (8452) 227-247, 227-248

на правах рекламы

ления процентов на ежегодное обслуживание объектов. В 2006 г. Ростехнадзор определил, что срок службы трубопроводов должен составлять 50–60 лет, после чего должно проводиться диагностирование и определение срока безопасной эксплуатации, что и осуществляется в настоящее время.

Хочется напомнить, что газопровод «Ставрополь – Москва» был введен в эксплуатацию в 1957 г., и за весь период его эксплуатации замене подверглось лишь 30 % участков. Газопроводы Краснодарского края строились в 1963–1968 гг., на них было заменено около 15 % труб, и по сей день дефекты коррозионного характера там встречаются крайне редко, а глубина их составляет 1–2 мм. Нельзя не вспомнить трубопровод «Средняя Азия – Центр», введенный в эксплуатацию в 1966–1974 гг., проложенный в тяжелых почвенных условиях (солончак) и тем не менее по сей день находящийся в эксплуатации. Конечно, условия эксплуатации нефтепроводов несколько сложнее, поскольку коррозионные процессы обусловлены влиянием не только внешних условий, но и транспортируемого флюида, вызывающего развитие коррозии внутренних стенок труб. Однако с помощью высокоэффективных ультразвуковых внутритрубных приборов специалисты научились своевременно выявлять и устранять дефектные зоны, которые могут повлечь недопустимое снижение эксплуатационных свойств трубопровода. Так вот, если бы «Транснефть» и «Газпром» попытались соответствовать неразумному требованию замены труб через каждые 30 лет эксплуатации, им пришлось бы капитально ремонтировать ежегодно по 10–11 тыс. км трубопроводов, расходуя на воплощение этой утопии более 1 трлн руб. в год.

Поэтому хотелось бы напомнить «специалистам», что у отечественных трубопроводов закладывается практически двойной запас прочности. Кстати говоря, в [2] приводятся доказательства того, что в России нагруженность трубопроводов в 1,5–2 раза ниже, чем в западных странах, а трубопроводы там эксплуатируются до 100 и более лет.



Рис. 3. Вид изоляции «Транскор-газ» через 8 мес после нанесения при температуре $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$
Fig. 3. Type of insulation “Transcor-gas” 8 months after application at a temperature of $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$

Подготовка поверхности труб перед нанесением защитного покрытия

От качества подготовки поверхности труб перед нанесением защитного покрытия зависит не только уровень адгезии изоляции к трубопроводу, но и длительность сохранения защитных свойств покрытия и, следовательно, продолжительность жизненного цикла отремонтированного участка. Основные требования к степени и качеству подготовки поверхности труб перед изоляционными работами прописаны в ГОСТ 9.402–80 (СТ СЭВ 5732–86) «Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием (с изменениями № 1–3)» и упомянутом СТО Газпром 2–2.3–1178–2019. Основным критерием качества подготовки поверхности является адекватность состояния подготовленной поверхности условиям сопряжения с наносимым покрытием. Поэтому весьма странно было наблюдать, как перед нанесением покрытия РАМ трубопровод очищался с применением пескоструйных аппаратов. Это явный перебор в плане выбора способа очистки и стоимости работ, поскольку, как и чем ни очищай, РАМ в зоне продольного шва на ширине 5–10 см имеет нулевую адгезию.

Нанесение изоляционных покрытий

На этом этапе в реальных трассовых условиях допускается наибольшее количество нарушений как по вине производителей работ, так и в силу ситуации, сложившейся на рынке изоляционных

материалов в России. Если припомнить недалекую историю, несложно понять истоки коррозионных поражений труб на некоторых трубопроводах, на которых в качестве изоляционного материала были использованы липкие ленты холодного нанесения, так называемые пленочные покрытия. Эти покрытия обманным путем были навязаны нашими западными партнерами под предлогом возможности всесезонного использования, скоростного строительства и высоких защитных свойств. Один из тогдашних представителей зарубежных компаний на крупной международной конференции признался, что ни в одной стране мира не увидел положительного эффекта от применения липких лент. Вроде бы после такого серьезного ущерба, обусловленного применением сомнительных покрытий, нефтегазовые компании должны самым тщательным образом исследовать эффективность других покрытий. Однако это происходит далеко не всегда, и по-прежнему в России порой используются покрытия с сомнительными свойствами и необоснованными ценами. Зачастую то подтасовываются результаты нанесения покрытий на опытных участках, то данные лабораторных исследований оказываются не такими, какие гарантировали разработчики, и специалистов пытаются заставить подделать протоколы. Каким-то странным образом нанесение полимерно-битумных мастик типа «Транскор-газ» было разрешено при температурах до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, тогда как уже при $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ качество изоляции (рис. 3) не выдерживает критики. Надо навести порядок в этом вопросе и жестко спрашивать с ответственных лиц. Причем одним из способов повышения качества проверок свойств материалов и технологий нанесения может стать система контроля с привлечением не только ведомственных институтов, но и авторитетных независимых экспертных организаций с безупречной репутацией.

Свою лепту в установление требований к покрытиям вносит и ГОСТ Р 51164–98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», в котором, к примеру, применительно к полиуретановым покрытиям

21–24.10.2019

В рамках проекта «Наука-Технологии-Инновации Экспо»
международная политехническая выставка

ТЕХНОФОРУМ



www.technoforum-expo.ru

Организаторы:



При поддержке
Министерства промышленности
и торговли РФ
Под патронатом ТПП РФ

«Оборудование
и технологии
обработки
конструкционных
материалов»

Реклама 12+



Россия, Москва,
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



Рис. 4. Уложенный в траншею трубопровод
Fig. 4. The pipeline laid in a trench



Рис. 5. Навесные устройства к стреле экскаватора для засыпки трубопровода
Fig. 5. Hitch attachments to the excavator arm for the pipeline burial

установлена толщина не менее 2,0 мм, в то время как во всем мире их применяют с толщиной 0,8–1,2 мм, поскольку при больших толщинах покрытие становится очень жестким и оболочка, образованная покрытием на трубах, приобретает хрупкие свойства. А что же с типами покрытий, о которых в ГОСТе не сказано ни слова? С этим оказывается все просто: платишь и получаешь «добро», т. е. получить разрешение на применение материала, о типе которого в ГОСТе вообще не говорится, может оказаться даже проще, чем скорректировать в правильную сторону толщину покрытия, прошедшего все стадии испытаний.

Что же можно считать маркером качества при проведении изоляционных работ? Наверное, правильным будет считать таким маркером соответствие процедуры технологических операций требованиям к конкретно нанесенной изоляции с определением толщины покрытия, уровня адгезии и электрической проницаемости. Это область ответственности представителей строительного контроля со стороны и подрядчика, и заказчика.

Говоря о качестве ремонтных работ, нельзя не упомянуть о наличии в стране новых высокоэффективных машин и оборудования для производства ремонтных работ. Впрочем, если в период наращивания объемов ремонта шла активная разработка новых видов техники и заводы были заинтересованы в разработке новых видов оборудования и его поставках, то в последние 8–9 лет объемы ремонта существенно сократились, а содержать заводской

персонал без производства бессмысленно. Но даже при наличии новых современных типов техники способны ли подрядные организации приобретать эту технику без гарантии наличия заказов на проведение работ в последующие периоды? Кроме того, из-за наступившего кризиса и ряда неудачных решений в части реорганизации системы ремонтных работ оплата выполненных работ осуществляется нерегулярно, порой с большими задержками. Поэтому многие подрядные организации закрывают свои предприятия, десятки лет продуктивно работавшие в области ремонта.

В последнее время разработчики изоляционных покрытий много трудятся над созданием материалов для нанесения в заводских (базовых) условиях, хотя существенно дешевле изоляцию проводить на трассе, когда исключаются такие операции, как резка труб, подготовка кромок на торцах, погрузка-разгрузка, перевозка, сварка. В итоге приемлемый вариант изоляционного покрытия для условий эксплуатации при отрицательных температурах от -10°C до сих пор отсутствуют.

Укладка трубопровода в траншею

Это наиболее простой этап (рис. 4) ремонтных работ с той лишь оговоркой, что траншея должна быть подготовлена должным образом с выдержкой требований СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы», с созданием «постели» из мягкого грунта толщиной не менее 10 см. При укладке в траншею из скальных пород грунта наиболее эффективным является способ подсыпки мягких

пород с прокладкой скального листа. При укладке наиболее частое нарушение заключается в несвоевременном уложении трубопровода, до завершения стадии схватывания изоляционного покрытия с трубопроводом и процесса полимеризации. При этом вес труб, а это около 500 кг/пог. м для труб большого диаметра, давит на нижний сегмент трубопровода и нарушает естественный процесс срабатывания изоляции с трубами.

Засыпка уложенного участка с подбивкой грунта

Это, как правило, завершающий этап ремонтных работ, выполняемых строительной-монтажной организацией. Перед засыпкой следует проверить наличие в грунте мерзлых комьев, снега и льда, определить размеры твердых включений. От состава грунта будет во многом зависеть сохранность защитного покрытия, а в некоторых случаях и труб. Понятно, что, как и при укладке, засыпка должна производиться своевременно. Для сохранения проектного положения трубопровода весьма важно осуществлять подбивку грунта и пазух для обеспечения необходимого уровня плотности, который должен контролироваться регулярно. Засыпка производится с использованием бульдозеров, но для повышения качества работ могут применяться и новые решения (рис. 5).

Испытание трубопровода

Испытание после капитального ремонта проводится в целях выявления дефектов, в первую очередь в зонах сварных соединений, в т. ч. возмож-



**Российская
Энергетическая
Неделя 2019**

rusenergyweek.com

 **РОСКОНГРЕСС**

При поддержке



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

Международный форум

2-5

Октября

Москва,

ЦВЗ «Манеж»

Реклама (6+)

ных оставшихся дефектов в металле труб и сквозных повреждений. Однако есть определенные условия, когда повышение уровня испытательного давления относительно предельного рабочего за последний период эксплуатации неприемлемо. К примеру, нецелесообразно применять данный метод при наличии на участке стресс-коррозионных дефектов, которые при диагностике и отбраковке труб не всегда можно выявить, но без повышенного давления они не прогрессируют. Неоднократно случалось, что после ремонта и испытания повышенным давлением дефекты, которые не удалось выявить всеми методами приборного контроля, легко определялись внутритручными снарядами, поскольку строгивались со статичного состояния и быстро развивались. Очевидно, по этой причине на большинстве северных газопроводов испытания проводились с помощью так называемого проходного газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итак, мы рассмотрели основные этапы работ при производстве капитального ремонта, приведенные в СТО Газпром 2–2.3–231–2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром». Вместе с тем за последние 10–12 лет разработаны и апробированы на разных объектах новые технологии, материалы и схемы работ, которые не прописаны в стандарте, но выгодно отличаются по ряду показателей. Неоднократные обращения к руководству профильных департаментов не нашли отклика, и при использовании этих технологий и технических решений представители контролирующих орга-

нов, в т. ч. Ростехнадзора, правомерно предъявляют претензии и выписывают предписания за нарушение стандарта. Изменения в правилах должны коснуться также многих моментов, уточняющих важные аспекты существующих норм, что не позволит проводить работы с низким качеством. Конечно, это произойдет, если документ будет разрабатываться профессионалами в данной области, а то создается впечатление, что недавно вступивший в силу СТО Газпром 2–2.3–1178–2019 писали люди, ни разу не проводившие испытаний труб с дефектами и ни разу не видевшие вмятин.

Существенным считаю также то, что действующая с начала века система разработки проектов капитального ремонта организациями, специализирующимися на ремонте, и последующая серьезная экспертиза независимыми экспертными организациями позволила значительно повысить качество проектирования. В то же время передача всех проектов практически без конкурсных торгов под одно крыло, где потом их экспертиза и проводится, создала тенденцию к снижению качества и повышению стоимости капитального ремонта. Особенно негативно это сказалось на качестве проектирования ремонтов подводных переходов, где даже незначительные ошибки чреватые огромными дополнительными затратами. Немаловажным положительным звеном ранее была экспертиза рабочих проектов, порой в корне отличавшихся от основного проекта. Однако и этот важный этап исчез из общей конфигурации, что, без сомнения, негативно отражается на качестве капитального ремонта при повышении его стоимости.



ВЫВОДЫ

1. Для эффективного применения наиболее действенного метода поддержания работоспособности трубопроводов – капитального ремонта необходим комплекс мер, включающий качественное проведение всех этапов ремонтного цикла и жесткий регулярный контроль на всех стадиях проведения работ.
2. Навязывание требования о замене всех труб со сроком эксплуатации 30 и более лет является антигосударственным, а финансовые потери нефтегазовых компаний от этой чуждой технического смысла утопии колоссальны.
3. Необходимо пересмотреть систему проектирования и экспертизы проектов капитального ремонта и рабочих проектов.
4. Организация работ по диагностированию и строительному контролю процесса ремонта силами эксплуатирующих обществ нецелесообразна и малоэффективна.
5. Необходима скорейшая переработка Правил производства капитального ремонта газопроводов с учетом новых организационных подходов, технологий и материалов. Разработку документа следует поручить высококвалифицированным специалистам с большим опытом как теоретической, так и практической работы.

Литература:

1. Велиулин И.И., Решетников А.Д., Мигунов Д.К. и др. Анализ эффективности применяемых технологий и разработка новых подходов к организации ремонта трубопроводов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2012. № 11. С. 76–81.
2. Васильев Г.Г., Леонович И.А. Ретроспективный анализ методологии прочностных расчетов магистральных трубопроводов // Газовая промышленность. 2019. № 7 (787). С. 78–86.

References:

1. Veliyulin I.I., Reshetnikov A.D., Migunov D.K., et al. Analysis of the Effectiveness of the Technologies used and the Development of new Approaches to the Organization of Pipeline Repair. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory. 2012;(11):76–81. (In Russ.)
2. Vasiliev G.G., Leonovich I.A. Retrospective Analysis of Strength Calculation Methodology for Trunk Pipelines. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry. 2019;7(787):78–86. (In Russ.)