

17. Выхлопной патрубков паровых турбин: пат. 2.999 Респ. Беларусь / В. П. Кашеев [и др.]. – 2006.
18. Цилиндр среднего давления паровой турбины: пат. 4.203 Респ. Беларусь / В. П. Кашеев [и др.]. – 2007.
19. Способ работы паротурбинной установки в нестационарном режиме: пат. 8.843 Респ. Беларусь / В. П. Кашеев [и др.]. – 2006.
20. Теплообменная труба: а. с. 1.211.585 СССР / В. П. Кашеев [и др.]. – 1985.
21. Способ интенсификации теплообмена: а. с. 1.302.131 СССР / В. Н. Сорокин [и др.]. – 1986.
22. Kastschejew, V. P. Modernisierung des Dampfleitungssystem / V. P. Kastschejew, E. O. Voronov, V. N. Sorokin // XXXV Kraftwerkstechnisches Kolloquim. – Dresden, 2003.
23. Schützking am ND-Gehäuse-Austritt von Dampfturbinen / V. P. Kastschejew [et al.] // XXXV Kraftwerkstechnisches Kolloquim. – Dresden, 2003.
24. Kastschejew, V. P. Reduzier- u. Kuehlstationen und Dampfkuehler auf Wirbelprinzip fuer Kernkraftwerke / V. P. Kastschejew, V. A. Gashenko, K. E. Kastschejewa // XXII Kraftwerkstechnisches Kolloquim. – Dresden, 1990.
25. Kastschejew, V. P. Effektivitätssteigerung von HKW durch rekonstruktion des Speisewasservorwarm-systems der Turbinenanlage / V. P. Kastschejew, K. E. Kastschejewa // XXVI Kraftwerkstechnisches Kolloquim. – Dresden, 1994.
26. Kastschejew, V. P. Verfahren zur Messung der Damhfeuchtigkeit und Fluesigktitsmenge in stroemendem Dampf oder Dampf-Wasser-Gemischen // V. P. Kastschejew, K. E. Kastschejewa // XXVIII Kraftwerkstechnisches Kolloquim. – Dresden, 1996.
27. Левадный, В. А. Устройство для понижения давления и температуры пара / В. А. Левадный, В. Н. Сорокин, В. П. Кашеев // Труды международного семинара по конверсионной технике. – Минск, 1999. – Ч. 1. – С. 312–315.
28. Levadny, V. A. The apparatus for lowering pressure and temperature of steam / V. A. Levadny, V. N. Sorokin, V. P. Kascheev // Proceedings of the International Seminar «Conversion of Scientific Research in Belarus within the Framework of ISTC Activity». Part 1. Minsk, May 17–22, 1999. – P. 298–300.
29. Делайе, Дж. Теплообмен и гидродинамика двухфазных потоков в атомной и тепловой энергетике: пер. с англ. / Дж. Делайе, М. Гио, М. Ритмюллер. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 424 с.
30. Исследование нестационарных режимов работы паросбросного оборудования энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 и разработка технических предложений по его усовершенствованию: отчет о НИР / БНТУ; рук. темы В. П. Кашеев. – Минск, 1987. – № ГР 01.86.0 124789.
31. Справочник по теплогидравлическим расчетам. Ядерные реакторы, теплообменники, парогенераторы / П. Л. Кириллов [и др.]. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 296 с.
32. Вихревой аппарат для проведения теплообменных процессов в поле центробежных сил: а. с. 965.441 СССР / В. П. Кашеев [и др.]. – 1979.
33. Кашеев, В. П. О гидравлическом сопротивлении слоя шаров / В. П. Кашеев, В. Н. Сорокин, А. В. Лебедев // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 1984. – № 8.
34. Кашеев, В. П. Исследование теплообмена между одиночным тепловыделяющим шаром и струей воздуха / В. П. Кашеев, В. Н. Сорокин, А. В. Лебедев // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 1985. – № 9.

Представлена кафедрой ТЭС

Поступила 13.03.2012

УДК 622.276.279.691.4

ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОАО «БЕЛТРАНСГАЗ»

МАЙОРОВ В. В.

ОАО «Белтрансгаз»

Экономические и технические службы ОАО «Белтрансгаз» еще до объединения с головной организацией (ОАО «Газпром») в 2011 г. вели целенаправленную работу по модернизации методов управления и эксплуатации газотранспортной системы. В этих условиях рассматривался лучший зарубежный опыт и прежде всего опыт наших соседей в Российской Федерации и Украине. Анализируя информационно-аналитический материал, касающийся повышения ресурса надежности и долговечности эксплуатации газотранспортной системы, в том числе головной организации, приходим к выводу, что именно по существу этого направления вырабатываются инновационные приемы по эффективной организации ремонтных работ. Имеющиеся данные и фактические характеристики линейной части газопроводного транспорта [1–3] показали, что его изношенность в настоящее время составляет около 50 % и, как правило, приводит к увеличению степени разрушения трубы. В конкретном случае наблюдается устойчивая тенденция аварийности (по данным ряда компаний в среднем на 5–7 % ежегодно).

Если обратиться к статистическим данным применительно к ОАО «Газпром», имеющему самую большую в мире систему транспортирования (порядка 160 тыс. км) и переработки природного газа, становится очевидным, что основная статья затрат и производственных рисков связана с коррозией. Безусловно, нереально полностью исключить все разрушения газовой магистрали, связанные непосредственно с коррозией, но тем не менее с учетом последних достижений в этой области появилась возможность значительно эффективнее (по сравнению даже с прошедшим десятилетним периодом) реализовать новые технологии контроля и мероприятия по антикоррозионной защите линейной части магистральных газопроводов и оборудования компрессорных и перекачивающих станций, подверженных коррозионному разрушению.

Данные по произошедшим авариям на газопроводах стран СНГ вследствие коррозионного фактора за последние годы выглядят так:

2007 г. (март) – крупная авария на газопроводе в пяти километрах от Нового Уренгоя;

2007 г. (май) – авария на магистральном газопроводе «Уренгой – Помары – Ужгород» в Киевской области;

2008 (январь) – взрыв на магистральном газопроводе в Госнинском районе Ленинградской области;

2008 г. (февраль) – чрезвычайное происшествие на магистральном газопроводе между Валдаем и Санкт-Петербургом в пригороде Валдая (Новгородская область);

2009 г. (январь) – разрыв газопровода «Ямбург – Тула 1» в 15 км от города Карпинск Свердловской области;

2009 г. (январь) – коррозия на магистральном газопроводе, соединяющем Грузию с Арменией, привела к утечке газа и временному прекращению поставок его в Армению;

2009 г. (май) – взрыв на магистральном газопроводе «Ухта – Торжок» в Тверской области.

Таким образом, магистральные газопроводы различных диаметров (720–1420 мм) при поддержании рабочего давления до 10 МПа представляют, по сути, взрывоопасный сосуд, разрушение которого в итоге может привести к колоссальным техногенным последствиям.

В течение 1990–2000 гг. научными структурными подразделениями ОАО «Газпром», НАК (Украина) выполнены исследования на предмет соответствия ныне действующим техническим нормативным правовым актам (ТНПА) ряда магистральных газопроводов на транзитных участках «Уренгой – Ужгород», «Торжок – Долина», «Прогресс» и др. Ряд исследований показал несоответствие их фактических эксплуатационных характеристик установленным нормативным параметрам бесперебойного функционирования. Главными факторами их технического несоответствия являются состояние изоляции и коррозионные свойства трубы. В связи с этим структурным подразделением «Белтрансгаз» разработаны новые приемы модернизации магистральных газопроводов в существующих условиях.

Здесь необходимо обратить внимание на те экономические факторы, которые определяют использование того или иного способа модернизации и восстановления рабочих участков магистральных трубопроводов. Так, в [4] отмечено, что удлинение самого периода эксплуатации трубопровода, сооруженного на рубеже 1970–1980 гг., существенным образом в дальнейшем влияет на стоимость капитального ремонта с целью устранения коррозионных дефектов. При этом в случае выполнения работ по переизоляции до 2020–2025 гг. стоимость работ будет в пределах установленных нормативов. В дальнейшем, например при переходе за критическую цифру 2030–2035 гг., число дефектных труб на обозначенном участке увеличивается автоматически в 3–4 раза. В этом случае число дефектных труб, которое для двадцати-, тридцатилетнего периода эксплуатации будет незначительным, в итоге увеличивается в соответствии с зависимостью

$$K_{\text{деф}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{деф}_i} \cdot$$

В [4] в качестве примера подробно исследовано состояние газопроводов на участке «Уренгой – Новопсков» и на основании данных статистического анализа сделан прогноз о неудовлетворительном, а в отдельных случаях и аварийном состоянии системы до 2040 г. Безусловно, важным обстоятельством в конкретном случае и особенно на перспективу является задача оптимизации с учетом многофакторного анализа выполняемых и предполагаемых для выполнения ремонтов по их стоимости, включая материал для переизоляции, выполнение ремонта в заводских условиях либо на трассе, с отключением подачи природного газа либо при незначительном снижении рабочего давления в магистрали, а может быть, вообще целесообразна замена труб и изоляция новых труб на месте их изготовления.

Авторами [3] с высокой степенью объективности делается оценка состояния газопроводов, входящих в систему эксплуатации ОАО «Газпром». Показано, что в развитых странах Евросоюза число аварий в год на 1000 км эксплуатируемой трубы в несколько раз меньше, чем в Российской Федерации, и данный показатель с каждым годом снижается. Главный критерий

в данном случае – выполнение восстановительно-ремонтных работ с применением прогрессивных, инновационных методов и технологий. При этом в системе ОАО «Газпром» только за счет брака строительно-монтажных работ происходит более 20 % аварийных отказов, и главный фактор – коррозионное повреждение труб. Авторы утверждают: «...говоря о повышенной эксплуатационной надежности трубопроводов, следует сделать акцент на омоложение основных фондов ЕСГ (Единая система газоснабжения), особенно в сложившейся экономической ситуации, и на совершенствование технологий на всех этапах строительства, эксплуатации... на оптимизацию работ по техническому обслуживанию и ремонту ЕСГ».

Следует отметить, что положительным фактором при выполнении всех видов работ на магистральных газопроводах является оптимизация всех затратных статей при организации производственного процесса. Ежегодные программы капитального ремонта, принимаемые руководством ОАО «Газпром» по всем газотранспортным обществам вплоть до 2020 г. предполагали цифру до 1000 км газопроводов. Причем предусматривалось объем выполняемых работ до 2015 г. увеличить в 1,5–1,6 раза. Вся сложность ситуации заключалась в полной замене старых изношенных трубопроводных участков. Вместе с этим в отрасли ощущается нехватка финансовых и материальных ресурсов и, как следствие, возникают бесконечные проблемы, связанные с невыполнением запланированного объема работ.

Учитывая сложившуюся тенденцию, специалисты наметили важный стратегический ход: выход из создавшейся конъюнктуры рынка был найден за счет новых технологий с целью использования труб повторного применения, либо развития работ по переизоляции газопроводов непосредственно в производственных условиях. В частности, в [3] показано, что применение указанных выше технологий при выполнении работ по противокоррозионной защите демонтированных труб и труб, отработавших срок и восстановленных, позволяет достигнуть значительного экономического эффекта. К примеру, по данным ОАО «Газпром» за 2009 г. удалось добиться экономии в эквиваленте 135 млн дол. США при ремонте порядка 400 км повторно изолированной трубы в заводских условиях и переизолированной трубы в трассовых условиях.

Применение новых направлений и технологий в борьбе за коррозионную стойкость трубы позволило разработать новый регламент, который представляет собой «Временную технологическую инструкцию по повторному применению труб при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов», утвержденную в 2005 г. На основании данной инструкции в 2010 г. введены в действие два СТО Газпром.

Если вернуться к вопросу выбора материала для переизоляции в трассовых условиях, становятся очевидными исключительная важность и необходимость применения наиболее эффективного материала и, прежде всего, в связи с частичным износом самой трубы за счет поражения коррозией и, естественно, обладающей уменьшенным ресурсом стойкости. То есть сама изоляция обязана иметь такие защитный ресурс и безупречные свойства, чтобы не допустить дальнейшего развития коррозии. Такие материалы в сегодняшних условиях созданы и нашли достойное применение в системе эксплуатации нефтегазового сектора [5].

Обобщая опубликованные данные, касающиеся вопросов выбора составов наносимых покрытий, становится очевидным, что на мировом рынке сложились определенные отношения между ведущими зарубежными компаниями (Hanko, США; «ЗебраКоутинг», Канада; «Хест», ФРГ; «Изопайл», Франция) и рядом других, которые перераспределили между собой крупные рынки по реализации современных технологий. Следует отметить, что практически все известные игроки в области создания инновационных методов восстановления газотранспортных артерий доминируют и сегодня, а в некоторых случаях ряд компаний с учетом сфер деятельности и интересов объединили свои усилия в этой зоне нефтегазового сектора.

В 1992–2002 гг. на рынок восстановления труб вышли научно-производственные структуры Российской Федерации и Украины. Эту ситуацию следует трактовать как вполне естественное явление в связи с тем, что после распада СССР ведущие научные и научно-производственные школы остались на территории этих государств и после непродолжительного периода стагнации возобновили свое существование, но еще на более высоком теоретическом и практическом уровнях.

Современные методы диагностики и противокоррозионной защиты труб были применены и опробованы в условиях Беларуси. В качестве примера рассмотрим результаты устранения дефектов магистральных трубопроводов ОАО «Белтрансгаз» с использованием новых композитных материалов. В 2011 г. ОАО «Белтрансгаз» совместно с украинской компанией [5] впервые в условиях Республики Беларусь были выполнены ремонтные работы (пилотный проект) на проблемных участках магистрального газопровода Торжок – Минск – Ивацевичи (3-я нитка) с применением защитного покрытия на основе полиуретановых смол. Восстановлению подлежали 19 дефектов. Общая протяженность подлежащих восстановлению труб диаметром 1220 мм составила 515 м. С учетом стоимости ремонтных работ одного погонного метра 1030,49 дол. США экономический эффект по сравнению с заменой изношенных труб новыми составил 150–200 дол./пог. м, для всего участка протяженностью 515 м – 80–100 тыс. дол. США. Учитывая, что ремонтные работы могут проводиться на отдельных участках трубы (в то время как при замене участков трубопровода возникает необходимость укладки новых труб длиной 10–12 м), сумма экономического эффекта может достигать порядка 400 тыс. дол. США на 1 км трубопровода, или в пересчете на 1 т трубы – 1120 дол. США.

Общепринято, что собственно стоимость работ, связанных с переизоляции, включая и так называемые земляные работы, снятие предыдущей отработанной изоляции, составляет практически 70–80 % от сметной стоимости ремонта и лишь 10–15 % составляет стоимость самой изоляции. Следует отметить, что с экономической точки зрения целесообразно применять более надежные и современные методы и материалы, так как наибольший эффект здесь достигается за счет интенсификации функционирования ремонтного оборудования, значительного (в 3–4 раза) сокращения самого периода ремонта, а также увеличения межремонтного эксплуатационного срока службы газопровода в 2–3 раза.

ВЫВОДЫ

1. Рассмотрены возможные перспективы модернизации действующей линейной части газотранспортной системы ОАО «Белтрансгаз» с точки зрения выполнения ремонтно-восстановительных работ на функционирующих участках. Основная цель – полная ликвидация повреждений стальной трубы коррозией в результате длительного (30–40 лет) периода эксплуатации. Показаны недостатки технологий и покрытий труб, используемых в нефтегазовой отрасли в 1960–1970 гг.

2. Рассмотрен метод нанесения покрытия в условиях действующего участка трубы диаметром 1220 мм, который опробован и внедрен ОАО «Белтрансгаз» в ноябре–декабре 2011 г. со значительным экономическим эффектом на участке магистрального газопровода «Торжок – Минск – Ивацевичи».

ЛИТЕРАТУРА

1. А к с ю т и н, О. Е. Повышение надежности функционирования газотранспортной системы ОАО «Газпром» / О. Е. Аксютин // Газовая промышленность. – 2010. – № 3. – С. 22–25.

2. М е т о д и к а прогнозирования состояния изоляционного покрытия длительно эксплуатируемых газопроводов / Ю. В. Александров // Газовая промышленность. – 2010. – № 4. – С. 14–18.

3. О с о б е н н о с т и и перспективы длительной эксплуатации газопроводов / И. И. Велиюлин [и др.] // Газовая промышленность. – 2010. – № 1. – С. 44–45.

4. Г у б а н о к, И. И. Ремонт как фактор продления ресурса магистральных трубопроводов / И. И. Губанок // Газовая промышленность. – 2007. – № 1. – С. 51–53.

5. І т к і н, О. І. Економічні механізми інноваційної та інвестиційної діяльності при реставрації магистральних газопроводів України / О. І. Іткін. – Київ: Науковий світ, 2002. – 306 с.

Поступила 13.03.2013

УДК 693.34

ДОПОЛНЕНИЕ ХАНТЛИ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ОБЛАСТИ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЫТЕСНЯЮЩЕЙ ВЕНТИЛЯЦИИ

Докт. техн. наук ГУСЕНЦОВА Я. А.

Луганский национальный аграрный университет

В системах вентиляции под действием подъемной силы производится расслоение воздуха по высоте помещения, благодаря чему показатели микроклимата в обслуживаемой зоне помещения качественно выше, чем