

УДК (622.245+622.279.7)

Набокова Виктория Васильевна

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В статье изучены и проанализированы современные защитные антикоррозионные покрытия для магистральных трубопроводов, технологии их нанесения; выявлены достоинства и недостатки для каждого из них.

Ключевые слова: коррозия, трубопроводы, противокоррозионные покрытия, мониторинг.

**Nabokova Victoria V.
IMPROVING THE WORKING METHODS OF CORROSION
PROTECTION PIPELINES**

The paper studied and analyzed by modern anticorrosion protective coatings for pipelines, the technology of their application, identified the advantages and disadvantages for each of them

Key words: corrosion, pipelines, anticorrosion coatings, monitoring.

Как известно, коррозия металлов приводит не только к их безвозвратным потерям, но и к преждевременному выходу из строя дорогостоящих и ответственных изделий и сооружений, нарушению технологических процессов и простоям оборудования, в ряде случаев вызывает аварии. Потери от коррозии по различным оценкам составляют от 12 до 30 % годовой выплавки металла. Общие годовые расходы на борьбу с последствиями коррозии составляют 1,5–2 % ВВП [1].

В перечне основных фондов топливно-энергетического комплекса (ТЭК) трубопроводы, представляющие собой дорогостоящие конструкции, занимают одно из первых мест. Ущерб от коррозионных повреждений трубопроводов – это не только потеря металла труб и транспортируемого продукта, затраты на ремонтно-восстановительные работы, но и убытки, связанные с перебоями в снабжении предприятий газом, нефтью и нефтепродуктами, а также неисчисляемый вред, наносимый окружающей среде.

Картина распределения магистральных трубопроводов отрасли по зонам различной коррозионной опасности такова: в зонах высокой коррозионной опасности проходит 2 % газопроводов, повышенной коррозионной опасности – 18 %, умеренной – 80 % [2].

Одна из основных причин увеличения количества коррозионных и стресс-коррозионных дефектов – неудовлетворительное состояние защитных покрытий. В большинстве случаев коррозионные дефекты располагаются в местах отслоений, гофр и вздутий.

Часть проблем противокоррозионной защиты требует срочного решения, как с научной, так и с технологической точки зрения. Это, прежде всего:

- 1) диагностика и защита от коррозионного растрескивания трубопроводов под напряжением;
- 2) защита от коррозии трубопроводов и оборудования морских сооружений и мониторинг коррозионного состояния оборудования в этих условиях;
- 3) защита сложных многослойных трубопроводных конструкций, применяемых в условиях мерзлых и скальных грунтов;
- 4) унификация оборудования, внедрение безлюдных технологий мониторинга коррозионного состояния объектов [3].

Определенные успехи за последние полвека достигнуты в области коррозионного мониторинга – систематического слежения за развитием коррозии в конкретной системе с регистрацией получаемых данных.

В то же время количество основных методов и средств коррозионного мониторинга остается весьма ограниченным, и они практически ничем не отличаются от традиционных, применявшихся много лет назад. Как и ранее, в настоящее время требуются знания и опыт для того, чтобы правильно разместить имеющиеся средства коррозионного мониторинга в контролируемой системе, а затем правильно интерпретировать полученные результаты. При проведении наружной дефектоскопии применяются визуально-измерительный, вихретоковый, магнито-порошковый методы неразрушающего контроля металла, подвергшегося коррозионному воздействию, и образовавшихся на нем в процессе корродирования продуктов коррозии и других отложений.

Внедрение новых технических, технологических и организационных решений должно быть направлено на рост эффективности применяемых технических решений и защитных мероприятий в кратчайшие сроки. В современных условиях исследования, направленные на разработку методов и технологий контроля коррозии и параметров защиты от нее объектов добычи, транспорта и переработки газо- и нефтепродуктов, должны выполняться с опережением на один – два шага, учитывать предполагаемые проблемы. Ряд задач, которые должны быть решены, определяются старением объектов ТЭК – свыше 40 % магистральных трубопроводов имеют возраст более 25 лет [4]. Проявление новых видов коррозии, изменение условий разработки месторождений также требуют проведение исследований и создания адекватных способов и средств их защиты от коррозии.

Актуальность инновационного развития обуславливается необходимостью повышения эффективности защиты от коррозии за счет создания новых технологий, методов контроля и разработки обеспечивающих их применение нормативных документов [5].

Покрытие наружной поверхности труб должно обладать следующими основными свойствами:

- высокая адгезия к стальной трубе и долговечность;
- стойкость к деформации и повреждениям, возникающим вследствие действия давления грунта при подземной прокладке;
- стойкость к механическим ударам и деформации при транспортировке и прокладке труб;
- высокое электрическое сопротивление, необходимое для защиты от коррозии и предотвращения утечек защитного тока труб;
- стойкость к катодному отслаиванию, обусловленному действием защитного катодного тока.

В процессе изучения документации по пассивной защите трубопроводов, патентного поиска, автором было сделано несколько классификаций современных изоляционных покрытий:

- а) по способу нанесения;
- б) области применения;
- в) компонентности;
- г) виду основы;
- д) типу плёнкообразующего вещества;
- е) типу нанесения;
- ж) типу исполнения;
- з) конструкции;
- и) типу химического соединения.

Приведенная ниже таблица отражает основные характеристики покрытий, по данным патентного поиска.

В процессе изучения различных типов покрытий автором были выявлены основные преимущества и недостатки каждого из них. Так, к примеру, поликарбамидные покрытия изготавливаются по ТУ 5772-081-10861980-2006 и обладают такими преимуществами, как:

- эксплуатируются в условиях атмосферы умеренного и холодного климатов;
- быстро отверждает поверхности;
- наносится напылением;
- обладаем повышенной прочностью и адгезией;
- отсутствие необходимости предварительного грунтования поверхности.

Но при этом им характерны недостатки:

- низкая стойкость к химическим растворителям;
- недолговечные (8–10 лет);
- толстослойные;
- склонны к охрупчиванию.

Следует отметить, что показатель качества противокоррозионной защиты характеризуется соотношением допустимой (для условий эксплуатации объекта) и реальной скорости коррозии. При реальной скорости коррозии, менее или равной допустимой, показатель качества будет составлять 100 %, что обозначает достаточность и полноту защитных мероприятий. $K_{пкз}$ в общем виде является функцией показателей, определяемых применяемыми видами защиты (защитными покрытиями, электрохимической и ингибиторной защитой):

$$K_{пкз} = K_{зп} \cdot K_{эхз} \cdot K_{инг}, \quad (1)$$

где $K_{зп}$ – комплексный показатель защитными покрытиями; $K_{эхз}$ – комплексный показатель электрохимической защиты; $K_{инг}$ – комплексный показатель ингибиторной защиты.

Таблица

Сравнительная таблица основных параметров современных антикоррозионных покрытий

Тип покрытия	Адгезия, МПа	Толщина, мм	Температурный диапазон, °С
Патент РФ на изобретение № 2101183 «Антикоррозионная лента»	0,5	2,0–3,0	+20 °С ÷ + 100 °С
Патент РФ на изобретение № 2112087 «Способ получения защитных покрытий на алюминии и его сплавах»	2,0	0,04	–10 °С ÷ + 300 °С
Патент РФ на изобретение № 2331660 «Композиция для антикоррозионных покрытий на металле»	2,0	0,5	–15 °С ÷ + 120 °С
Патент РФ на изобретение № 2441044 «Защитный наноингибированный лак»	2,0	8,0	–10 °С ÷ + 60 °С
Патент РФ на изобретение № 94033307 «Смазочный концентрат для смазки»	4,0	1,0	–40°С
Патент РФ на изобретение № 94036683 «Грунтовка для антикоррозионного покрытия»	4,0	Грунтовка	0 °С ÷ + 30 °С
Патент РФ на изобретение № 95108503 «Состав для антикоррозионного и термостойкого покрытия»	2,0	8,0	300°С

Для объектов в целом (например для трубопроводов в пределах газотранспортного предприятия) $K_{пкз}$ должно определяться как отношение суммы произведений $K_{пкз}$ участков, умноженных на их длину, к общей длине объекта [6]:

$$K_{пкз} \sum = \frac{K_{пкз} 1 \times L_1 + K_{пкз} 2 \times L_2 + \dots + K_{пкз} n \times L_n}{\sum L} \quad (2)$$

где L_n – длина конкретного однородного участка.

Анализ достоинств и недостатков, наиболее широко используемых антикоррозионных покрытий, позволяет сделать вывод о том, что они не обладают в полной мере свойствами, которые бы полностью удовлетворяли требованиям, предъявляемым к изоляционным материалам, защищающим от почвенной коррозии.

Кроме того, в настоящее время отсутствует система оценки и учета участков магистральных трубопроводов, имеющих значительные по площади и протяженности отслоения покрытий. Вместе с тем наращивание объемов механизированной переизоляции участков с пленочным покрытием требует их выявления и включения в реестры по первоочередному ремонту.

Это предопределяет необходимость разработки системного методического подхода к назначению участков газопроводов для переизоляции на основе предварительной экспертизы исходных материалов.

Следует отметить, что, несмотря на достаточно большую гамму применяемых изоляционных покрытий, по-прежнему актуальной является проблема разработки новых, более эффективных покрытий. Проблема создания высокоэффективных защитных изоляционных покрытий является ключевой для дальнейшей безопасности трубопроводов.

При разработке новых материалов необходимо учесть недостатки используемых покрытий, улучшив показатели: адгезии, толщину используемого покрытия, а также:

- 1) расширить температурный диапазон нахождения в высокоэластичном состоянии (повысить температуру размягчения и понизить температуру хрупкости);
- 2) стабильность свойств во времени;
- 3) стойкость к биологическому повреждению;
- 4) низкое водопоглощение;
- 5) технологичность производства и применения;
- 6) безопасность для человека и окружающей среды;
- 7) сравнительно не высокую стоимость изоляционного покрытия.

Первые три положения определяют возможность антикоррозионного материала противостоять стресс-коррозии трубопроводов. Следует отметить, что данный вид коррозии является новым видом повреждаемости труб в форме коррозионного растрескивания под напряжением. Это существенно обостряет проблему обеспечения надежности и безопасности транспорта нефти и газа.

Условия эксплуатации магистральных трубопроводов трудно организовать таким образом, чтобы можно было обеспечить стационарные режимы перекачки сырья или исключить колебания давления во времени, т.е. исключить циклические нагрузки.

Что касается восприимчивости трубопровода, т.е. качества стали, то его можно регулировать лишь путем применения новых марок стали при строительстве новых трубопроводов или при замене отдельных участков на новые трубы. При эксплуатации трубопроводов этот фактор становится неуправляемым [7].

Остается только условие, которым можно действительно управлять – изменять условия взаимодействия поверхности нефтегазопровода с окружающей средой посредством применения новых изоляционных материалов с заданными выше свойствами.

Изоляция трубопровода антикоррозионным покрытием может создать условия на поверхности трубопровода, которые могут отличаться от условий на грунте.

Отметим, что применение высококачественных и долговечных защитных покрытий, прошедших комплексную оценку в соответствии с Основными требованиями к внутренним и наружным защитным покрытиям для технологического оборудования [8–15], надземных металлоконструкций позволит обеспечить надежную работу всех элементов системы транспорта и хранения углеводородного сырья, снизит издержки, связанные с ремонтом защитных покрытий, уменьшит экологические риски, продлит период эксплуатации существующих и вновь вводимых трубопроводов.

Литература

1. Любановский В. Д. Современные методы защиты строительных конструкций зданий, сооружений и технологического оборудования от коррозии // Сборник докладов межотраслевой конференции «Антикоррозионная защита–2010» 2010.С. 3–7.
2. Маняченко А. В. Внедрение новых защитных технологий – важнейший элемент обеспечения назначенного ресурса эксплуатации трубопроводов // Материалы отраслевого совещания по вопросам защиты от коррозии. 2005. С. 94–100.
3. Набокова В. В., Тагиров К. М. Развитие концепции ремонта ЛЧМГ в современных условиях // Материалы VI международной конференции «Научный потенциал студенчества». 2010. С. 88–92.
4. Будзуляк Б. В. Основные направления повышения надежности и безопасности газотранспортной системы (ГТС) ОАО «Газпром» // Материалы Международной деловой встречи «Диагностика». 2010. С. 8–14.
5. Набокова В. В. Совершенствование методов противокоррозионной защиты магистральных трубопроводов // Тезисы докладов V научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Газовой отрасли – энергию молодых ученых». 2013. С. 43–47.
6. Запелалов Д. Н. О формировании единого показателя эффективности противокоррозионной защиты объектов ОАО «Газпром» // Материалы отраслевого совещания по проблемам защиты от коррозии. 2009. С. 16–22.
7. Набокова В. В. Дефекты изоляционных покрытий, причины их возникновения. Ремонт изоляционных покрытий // Материалы XIII региональной конференции «Вузовская наука – Северо-Кавказскому региону». 2009. С. 98–101.
8. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии: введ. 1969-01-01. М.: Изд-во стандартов, 1999.
9. ГОСТ 9.402-2004. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию: введ. 2004-12-08. М.: Стандартинформ, 2005
10. ГОСТ 9.602-2005. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии: введ. 2005-06-22. М.: Стандартинформ, 2007.
11. Инструкция по контролю состояния изоляции законченных строительством участков трубопроводов катодной: утв. РАО «Газпром» 05.05.1995: введ. в действие с 05.05.1999 . М.: ВНИИСТ, 1995.
12. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов: утв. ОАО «Газпром» 18.11.2008: введ. в действие с 18.11.2008 . М.: ВНИИСТ, 2008.
13. СНиП 2.05.01.85* Магистральные трубопроводы: введ. 1996-11-10.М.: Изд-во стандартов, 1997.
14. Технические требования к наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытиям труб заводского нанесения для строительства, реконструкции и капитального ремонта подземных и морских газопроводов с температурой эксплуатации до +80 °С: СТО Газпром 2-2.3-130-2007; утв. распоряжением ОАО «Газпром» от 8.06.2007 г.; введ. в действие с 21.01.2008. М.: ИРЦ Газпром, 2007.
15. Организация коррозионных обследований ОАО «Газпром». Основные требования: СТО Газпром 2-2.3-310-2009; утв. распоряжением ОАО «Газпром» от 8.12.2008 г.; введ. в действие с 08.12.2008. М.: ИРЦ Газпром, 2009.