

В. В. Инюшев, А. И. Бережной, Э. А. Завизион,
В. Н. Головки, Е. И. Петропавловский

Государственный научно-технический центр
по ядерной и радиационной безопасности, г. Киев, Украина

Обзор методов технического освидетельствования трубопроводов ответственных потребителей группы «А» на АЭС

В ядерно-энергетической отрасли существуют проблемы, которые могут вызвать отказ по общей причине системы технической воды ответственных потребителей (ТВОП). Подземные трубопроводы на АЭС практически не обследовались не только в Украине, но и во всем мире, хотя внутреннее и внешнее состояние трубопроводов ТВОП является важным в обеспечении безопасной эксплуатации. В связи с этим необходимо техническое освидетельствование трубопроводов ТВОП АЭС, отработавших проектный срок эксплуатации и подлежащих дальнейшей эксплуатации.

В ходе изучения возможности проведения освидетельствования недоступных трубопроводов АЭС проанализирован существующий опыт применения современных технических средств контроля состояния трубопроводов в нефте-, газо- и продуктопроводах с использованием доступных методов. Результаты изучения этих методов, обобщение отечественного и международного опыта позволяют утверждать, что задача технического освидетельствования трубопроводов ответственных потребителей группы «А» на АЭС решаема.

Ключевые слова: оценка, техническое освидетельствование трубопроводов, методы.

**В. В. Инюшев, А. И. Бережной, Е. О. Завизион, В. М. Головки,
Є. І. Петропавлівський**

Огляд методів технічного опосвідчення трубопроводів відповідальних споживачів групи «А» на АЕС

У ядерно-енергетичній галузі існують проблеми, які можуть спричинити відмови із загальної причини системи технічної води відповідальних споживачів (ТВВС). Підземні трубопроводи на АЕС практично не обстежувалися не тільки в Україні, але й в усьому світові, хоча внутрішній та зовнішній стан трубопроводів ТВВС є важливим у забезпеченні безпечної експлуатації. Тому необхідне технічне опосвідчення трубопроводів ТВВС АЕС, що відпрацювали проектний строк експлуатації та підлягають подальшій експлуатації.

У ході вивчення можливості проведення опосвідчення недоступних трубопроводів АЕС проаналізовано досвід застосування сучасних технічних засобів контролю стану трубопроводів у нафто-, газо- і продуктопроводах з використанням доступних методів. Результати вивчення цих методів, узагальнення вітчизняного та міжнародного досвіду дають змогу стверджувати, що завдання технічного опосвідчення трубопроводів відповідальних споживачів групи «А» на АЕС може бути вирішене.

Ключові слова: оцінка, технічне опосвідчення трубопроводів, методи.

© В. В. Инюшев, А. И. Бережной, Э. А. Завизион, В. Н. Головки,
Е.И. Петропавловский, 2013

Техническое освидетельствование (ТО) подземных трубопроводов группы «А» является актуальной задачей для действующих энергоблоков АЭС Украины. Поскольку подземные трубопроводы на АЭС практически не обследовались во всем мире, МАГАТЭ планирует открыть проект по созданию отдельного документа по этому вопросу. Необходимость оценки технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов возникла на этапе выполнения работ по контролю, оценке, прогнозированию и управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АЭС и продлению срока эксплуатации энергоблоков АЭС в целом. При этом доступные для обследования участки составляют около 2 % общей протяженности подземной части трубопроводов.

Окружающая среда с высоким содержанием влаги, высокими электрической проводимостью, щелочностью и кислотностью значительно увеличивает возможность коррозии трубопроводов. К тому же со временем грунт и материалы, в котором расположены трубопроводы, могут перемещаться или оседать, повышая внешние напряжения на подземных участках трубопроводов и способствуя появлению в них трещин и повреждений.

В октябре 2003 г. на Южно-Украинской АЭС прямой причиной разрушения расположенного под землей трубопровода ТВОП, как показало расследование, стала некачественная механическая подгонка частей трубопроводов при их сваривании в процессе монтажа. Напряжения, сконцентрированные в околошовной зоне участка трубопровода и вызвавшие разрушение, возросли под влиянием эксплуатационных факторов внутреннего характера (давления, вибрации трубопровода) и внешних условий (изменения температуры грунта вокруг него). Эрозия грунта вокруг дефектного трубопровода и его перемещение увеличили механические напряжения трубопровода, вызвав развивающуюся трещину. Недоступность расположенного под землей трубопровода существенно повлияла на оперативную ликвидацию последствий. Стоит отметить, что объем эксплуатационных испытаний, который должен выполняться в ходе эксплуатации, не был установлен в проекте трубопровода.

Подземные трубопроводы группы «А» энергоблоков АЭС относятся к технологическим обеспечивающим системам безопасности. По этим трубопроводам транспортируется техническая вода с низкими параметрами (давление 0,6–5,5 кгс/см², температура 5–33 °С). Трубопроводы спроектированы и выполнены с учетом принципа единичного отказа по трехканальной схеме, поэтому в пределах рабочих регламентов допускается отключение на ремонт одного из каналов на период до 72 ч даже при работе энергоблока на мощности. При образовании свищей трубопроводы не теряют своих эксплуатационных качеств и не требуют срочного ремонта с немедленным отключением одного из каналов охлаждения.

Срок службы трубопроводов может быть продлен на период, превышающий указанный в паспорте. Основанием тому [1, п. 2.1.11] служит техническое решение, составленное администрацией атомной электростанции с участием конструкторской (проектной) организации, предприятия-изготовителя и головной материаловедческой организации. К решению должны прилагаться необходимые документы и акты, подтверждающие возможность выполнения оборудованием своих функций в течение продлеваемого срока службы с обеспечением всех требований по ядерной, радиационной и технической безопасности.

Объем ТО должен охватывать [1, п. 8.2.4]:
 проверку документации;
 внешний осмотр оборудования и трубопроводов в доступных местах;
 внутренний осмотр оборудования и трубопроводов в доступных местах;
 гидравлические (пневматические) испытания оборудования и трубопроводов;
 оформление результатов ТО.

При этом под доступными местами понимаются зоны оборудования и трубопроводов, которые можно осмотреть визуально или с помощью специальных оптических средств после удаления выемных и съемных частей оборудования, снятия тепловой изоляции, отсоединения закрепленных на болтах и шпильках элементов.

Места, не доступные для осмотра трубопроводов, определяются и обосновываются эксплуатирующей организацией и одобряются вышестоящим руководством. ТО такого оборудования должно проводиться с применением дистанционных средств и неразрушающих методов контроля металла и сварных соединений [1, п. 8.2.5]. Согласно НП 306.2.141–200 8 [2, п. 10.4], в случае невозможности проведения прямой и/или полной проверки проводятся косвенные и/или частичные проверки.

В ходе изучения возможности проведения осмотра недоступных трубопроводов АЭС акцентировалось внимание на опыте применения современных технических средств контроля состояния трубопроводов в нефте-, газо- и продуктопроводах с использованием магнитометрической диагностики, акустической томографии, корреляционных теческательей, грунтовых микрофонов, коррозионного мониторинга, средств робототехники, тепловизионного оборудования, подводного толщиномера и т. д., но прежде всего — на опыте проведения работ по продлению проектных сроков эксплуатации подземных трубопроводов ТВОП, циркуляционных водоводов, трубопроводов питательной воды и пожаротушения на Нововоронежской, Балаковской и Курской АЭС, где использовались современные высокоавтоматизированные, роботизированные средства диагностики и контроля, аттестованные прочностные коды и расчетные модели, учитывающие специфику условий длительной эксплуатации.

По результатам выполненных анализов и обобщения отечественного и международного опыта относительно оценки текущего технического состояния трубопроводов, которые углублены в землю и труднодоступны для обследования, в том числе в сопредельных областях промышленности, были рассмотрены доступные методики, например методики для трубопроводов газо-, нефте-, продуктопроводов с разветвлением, запорной арматурой, переходами через природные и искусственные препятствия; коммуникаций промышленных площадок (нефте-, газо- и продуктопроводов подземных хранилищ газа, компрессорных, газораспределительных, газоизмерительных и нефтеперерабатывающих станций) [13]; тепловых сетей (тепловоды) наземной и подземной прокладки [10]; промышленных и магистральных трубопроводов в других отраслях промышленности, эксплуатирующих трубопроводные системы под давлением; трубопроводов городских систем газо-, тепло-, водоснабжения; технологических трубопроводов, продуктопроводов [11].

Рассмотрим конкретные методы, которые могут быть применимы для ТО трубопроводов ответственных потребителей группы «А» с учетом их геометрических и технических особенностей.

Визуальный контроль. По конструкционным особенностям трубопроводы подземных коммуникаций относятся к ограниченно доступному для осмотра оборудованию. Визуальный контроль таких трубопроводов производят согласно требованиям [3] с целью установления их соответствия требованиям технической документации.

Визуальный контроль должен включать в себя наружный (внешний) и внутренний осмотры в доступных местах. При необходимости осмотр трубопровода осуществляется с применением осветительных и оптических приборов. Такому контролю подлежат места сопряжения конструктивных элементов, зоны наиболее вероятного коррозионно-эрозионного износа, сварные соединения, места нарушения наружного защитного покрытия.

Осмотру подлежат основной металл, сварные швы и околошовные зоны. Сварные соединения осматривают с помощью лупы 7-кратного увеличения, остальные поверхности — невооруженным глазом.

При осмотре особое внимание обращают на выявление следующих дефектов:

- на поверхности основного металла — трещин, надрывов, коррозии стенок, раковин, отслоений, язв;
- в сварных швах — трещин всех видов и направлений, свищей и пористости наружной поверхности, прожогов;
- на поверхностях антикоррозионного покрытия — трещин, пор, отслоений, вздутий.

В случае обнаружения дефектов участки контроля зачищаются и подвергаются дефектоскопии одним из методов неразрушающего контроля, который выбирается исходя из возможностей более полного и точного выявления дефектов.

Результаты визуального контроля считаются положительными, если для элементов трубопровода состояние металла и сварных соединений соответствует требованиям технической документации и на металле отсутствуют дефекты, повреждения и признаки течи.

Измерительный контроль. Такой метод контроля трубопроводов, осуществляемый с применением средств измерений, производят в соответствии с требованиями [3].

При измерительном контроле состояния основного материала и сварных соединений оборудования и трубопроводов определяют:

- размеры механических повреждений основного материала и сварных соединений;
- размеры деформированных участков основного материала (сварных соединений), в том числе длину, ширину и глубину вмятин;
- овальность цилиндрических элементов, в частности гибов труб;
- прямолинейность (прогиб) образующей изделия;
- фактическую толщину стенки основного материала;
- глубину коррозионных язв и размеры зон коррозионного повреждения.

Измерительный контроль основного материала изделий и сварных соединений на стадии технического диагностирования проводится с целью подтверждения соответствия геометрических размеров изделий и допустимости повреждений основного материала и сварных соединений, выявленных при визуальном контроле, требованиям рабочих чертежей, ТУ, стандартов и паспортов.

Капиллярный контроль. Капиллярный метод контроля предназначен для обнаружения в объектах контроля поверхностных и сквозных дефектов, определения их расположения, протяженности (для протяженных дефектов

типа трещин) и ориентации по поверхности. Основан на капиллярном проникновении индикаторных жидкостей в полости поверхностных и сквозных несплошностей материала объектов контроля и регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом или с помощью преобразователя. Выполняется в соответствии с требованиями [1].

Капиллярный метод позволяет контролировать объекты любых размеров и форм, изготовленные из черных и цветных металлов и сплавов, а также других твердых материалов. Его применяют для контроля объектов, изготовленных из ферромагнитных материалов, если их магнитные свойства, а также форма, вид и месторасположение дефектов не позволяют достигать требуемой чувствительности.

Необходимым условием выявления дефектов типа нарушения сплошности материала капиллярным методом является наличие полостей, свободных от загрязнений и других веществ, имеющих выход на поверхность объектов и глубину распространения, значительно превышающую ширину их раскрытия.

Магнитопорошковый метод [4]. Этот метод неразрушающего контроля основан на обнаружении с помощью ферромагнитного порошка или магнитной суспензии магнитных полей рассеяния, возникающих над поверхностными и под поверхностными несплошностями металла контролируемого объекта при его намагничивании. Предназначен для выявления несплошности металла (трещин, закатов, непроваров, включений и т. п.) изделий и ферромагнитных материалов с относительной магнитной проницаемостью не менее 40. Метод не гарантирует выявление несплошностей, плоскости которых параллельны контролируемой поверхности или составляют с ней и направлением намагничивающего поля угол менее 30° .

Необходимое условие проведения магнитопорошкового контроля — наличие доступа к контролируемой поверхности, достаточного для подвода намагничивающих устройств, нанесения индикаторных средств и визуального ее осмотра.

Металл подвергается воздействию сильного магнитного поля. На краях трещин и раковин поле концентрируется, что вызывает притягивание порошка. После прекращения действия магнитного поля вокруг каждой трещины или раковины наблюдается концентрация порошка. При использовании флуоресцентного порошка для обнаружения концентраций место проверки освещают ультрафиолетовым светом.

Радиографический контроль. Распространяется на наплавки и сварные соединения с радиационной толщиной до 400 мм, контролируемые с применением проникающих излучений: рентгеновского, гамма- и тормозного излучения ускорителей электронов и радиографической пленки.

Радиографический контроль проводится в соответствии с [7] для выявления в наплавках и сварных соединениях (шве и околшовной зоне) трещин; непроваров; пор; металлических и неметаллических включений, плотность которых отличается от плотности металла сварного соединения (вольфрамовых, шлаковых, оксидных и т. п.); недоступных для внешнего осмотра подрезов, прожогов и пр. Этим методом могут также оцениваться недоступные для внешнего осмотра вогнутости и выпуклости корня шва.

Радиографический контроль не обеспечивает выявления: любых дефектов с размерами в направлении просвечивания менее удвоенной чувствительности контроля;

любых дефектов, если их изображения на снимке совпадают с изображениями других деталей, острых углов, перепадов толщины просвечиваемого металла;

непроваров и трещин, если плоскость их раскрытия не совпадает с направлением просвечивания.

Ультразвуковой контроль (УЗК) основных материалов (полуфабрикатов). Выполняется в соответствии с [6] с целью обнаружения трещин, раковин, рыхлот, флонеков, расслоений, неметаллических включений и других несплошностей, вызывающих появление эхосигналов с амплитудой выше заданного определенного значения, называемого уровнем фиксации, или падение прошедшего сигнала до значения, меньше заданного уровня фиксации.

УЗК не гарантирует выявления: несплошностей, амплитуда эхосигнала от которых превышает эхосигнал от структурных помех менее чем на 6 дБ; несплошностей, уменьшение которыми прошедшего сигнала менее чем на 6 дБ отличается от уменьшения сигнала, вызываемого изменением затухания; несплошностей вблизи поверхностей ввода и отражающих поверхностей (при контроле эхометодом).

При этом во всех случаях УЗК не гарантирует определения характера несплошностей и их действительных размеров.

УЗК проводят эхо-, теневым, зеркально-теневым, эхосквозным методами в контактном, шелевом или иммерсионном вариантах с использованием продольных, поперечных, поверхностных (Рэлея) и нормальных (Лэмба) типов УЗ-волн в зависимости от типоразмеров.

Объем контроля определяют полнотой проверки металла каждого контролируемого изделия.

УЗК выполняют при температуре окружающего воздуха и контролируемой поверхности от 5 до 40°C . Для обеспечения указанного требования допускается применение тепляков и подогрев металла. УЗК возможен при температурах, отличающихся от указанных, если обеспечивается требуемая чувствительность в течение всего времени контроля.

Ультразвуковой метод измерения толщины монометаллов, биметаллов и антикоррозионных покрытий. УЗ-метод применяется в соответствии с [5] в местах, недоступных для измерения толщины механическим измерительным инструментом (типа штангенциркуля, микрометрического или других толщиномеров). Толщина измеряется на эквидистантных (равноудаленных) поверхностях или участках поверхностей при температуре окружающего воздуха и поверхности изделия от 5 до 40°C .

Для измерения толщины основного металла подготавливается площадка размером $30 \times 30 \text{ мм}^2$ с центром в точке измерения, а для измерения толщины антикоррозионного покрытия прямыми и отдельно-совмещенными пьезоэлектрическими преобразователями — площадка размером $50 \times 50 \text{ мм}^2$.

Подготовленная площадка должна быть свободна от загрязнений, отслаивающейся окалины или краски. Шероховатость поверхности изделия со стороны ввода УЗ-колебаний должна быть не менее $R_a = 6,3 \text{ мкм}$ по ГОСТ 2789—73.

Допускается проводить измерения по поверхности, покрытой плотной пленкой оксида или тонким ровным слоем краски, а также измерения толщины сосудов, наполненных водой.

Разрушающий контроль. При разрушающем контроле [8] путем вырезки образцов из контрольных участков проводят

механические испытания на растяжение при нормальной температуре, на растяжение при повышенной температуре, на статический изгиб, на сплющивание труб; испытания на межкристаллитную коррозию; металлографические исследования; определяют ферритные фазы и химический состав.

Цели разрушающего контроля:

сопоставление результатов разрушающего и неразрушающего контроля;

проверка качества путем испытания образцов, вырезаемых из контрольных участков трубопроводов;

производственная аттестация технологии выполнения сварных соединений и наплавленных поверхностей путем испытаний образцов, вырезаемых из контрольных сварных соединений (наплавков);

проверка соответствия характеристик металла установленным требованиям путем испытаний образцов.

При неудовлетворительных результатах разрушающего контроля необходимо принять и за протоколировать меры по выяснению и устранению причин несоответствия полученных результатов установленным требованиям, после чего выполнить новые испытания.

Метод акустической томографии. Нормативные требования к диагностированию подземных трубопроводов методом акустической томографии (АТ) и рекомендации по контролю технического состояния трубопроводов тепловых сетей данным методом изложены в [10].

Метод основан на известном физическом явлении эмиссии (излучении) сигналов зонами (интервалами) повышенных напряжений. К таким зонам относятся и интервалы, на которых имеется утонение стенки трубы за счет коррозии (внутренней и внешней). Исследования на стенде и на действующих трубопроводах показали, что дефекты размером в поперечнике несколько десятков сантиметров и более излучают сигналы в диапазоне частот от 300 до 5000 Гц (акустический диапазон).

С помощью спектрального анализа можно выделить относительно слабые сигналы эмиссии на фоне значительной зашумленности, с помощью корреляционного анализа — определить местоположение источника излучения (дефекта) и по значению функции взаимной корреляции оценить уровень напряжений. По используемым операциям выделения и анализа сигналов указанный метод относится к корреляционным методам диагностики.

Решение о допустимости дальнейшей эксплуатации или необходимости проведения ремонтных работ (предельное состояние) принимается согласно специальным критериям, которые разработаны на основании статистического анализа результатов акустической томографии и данных, полученных методами неразрушающего контроля.

По всем элементам АТ-метода проведены исследования относительно точности и достоверности получаемых результатов путем сопоставления данных по диагностике с данными о фактическом состоянии трубопроводов, полученными при вскрытии теплотрасс.

Диагностика методом АТ проводится на трубопроводах подземной прокладки, находящихся в эксплуатационном режиме (обязательно наличие циркуляции теплоносителя, давление — более 0,25 МПа):

протяженностью единичного интервала теплопровода от 40 до 200 м;

с условным проходом труб (Ду) более 80 мм.

Цели АТ: выявление дефектов или наличия течи в основном металле трубопровода; определение местоположения

дефектов или течи; классификация дефектов по степени опасности.

К числу дефектов, выявляемых АТ, относятся интервалы повышенных напряжений, обусловленные:

утонением стенки трубы за счет наружной и внутренней коррозии;

разрушением конструктивных элементов трубопровода (опор, плит перекрытий и др.);

нарушениями технических решений проектов прокладки трубопроводов при проведении строительно-монтажных и ремонтных работ;

недостатком самокомпенсации труб при термическом воздействии и другими причинами.

Конкретизация причины, вызвавшей появление интервалов повышенных напряжений (дефектов), выявленных по результатам АТ, осуществляется при вскрытии трассы трубопровода (шурфовка) и проведении визуального и инструментального контроля.

Метод АТ в сочетании с анализом причин повышения напряжений в металле труб может быть использован как комплексный метод диагностики технического состояния трубопроводов тепловых сетей, позволяющий выявить причины, понижающие надежность эксплуатации трубопроводов, а также более объективно определить объемы и сроки проведения различных типов ремонтных работ.

Бесконтактная магнитометрическая диагностика трубопроводов (метод магнитной памяти металла). Бесконтактная магнитометрическая диагностика (БМД) подземных трубопроводов осуществляется в соответствии с Р Д 102–008–2002 [11] и ВРД 3 9–1.10–026–2001 [12].

БМД применяется для оценки технического состояния трубопроводов из ферромагнитных материалов (трубных сталей, чугунов, высокопрочных чугунов с шаровидными графитовыми включениями) с Ду ≥ 100 мм, при глубине заложения (или расстоянии до трубопровода при ограниченном к нему доступе) до 12 диаметров трубопровода.

БМД позволяет определить:

напряженно-деформированные состояния металла;

расслоения металла;

коррозионно-усталостные напряжения;

локальные повреждения (язвенная коррозия, потери металла и др.);

изменение геометрии трубопровода.

Преимуществами БМД по сравнению с контактными методами являются: возможность дистанционного диагностирования состояния трубопроводов; отсутствие необходимости подготовительных работ; высокая результативность по обнаружению критических дефектов; возможность диагностики участков, недоступных для внутритрубного и контактного обследования.

Бесконтактный магнитометрический метод основан на регистрации и анализе аномалий напряженности магнитного поля, возникающих в зонах концентрации продольных и поперечных напряжений, в зонах пластической деформации, изменения структуры металла на участках зарождающихся и развивающихся дефектов.

Цель метода: обнаружение, определение координат и слежение (мониторинг) за аномалиями магнитного поля, связанными с дефектами основного металла, металла сварных соединений, а также общего напряженного состояния трубопровода.

Особенности магнитометрического метода обнаружения и регистрации аномалий не гарантируют выявления дефектов, не вызывающих изменения уровня

напряженно-деформированного состояния металла (сквозные дефекты, питтинговые коррозионные поражения).

Вскрытие трассы трубопровода (шурфовка) для контроля технического состояния трубопроводов, конкретизации дефектов. Вскрытие трассы трубопровода осуществляется с целью определения фактического коррозионного состояния труб, а также выявления факторов, обуславливающих возникновение повышенных напряжений.

Трасса трубопровода вскрывается на следующих участках:

в местах проявления аномалий в процессе эксплуатации (вспучивание и искривление трубопровода более нормативного, неоднократные продольные и поперечные перемещения, уменьшение до 0,6 м и менее глубины заложения в местах движения транспорта и других случаях по решению эксплуатирующей организации). При этом критерием, подтверждающим наличие мест аномалий металла, является всплеск параметров магнитного поля более чем на 20 % по сравнению с фоновым значением;

в местах грунта с высокой агрессивностью, а также блуждающих токов и анодных зон;

в местах пересечений трубопроводов с инженерными коммуникациями канальной прокладки;

в местах поворотов трубопроводов и выхода их из земли;

в местах нарушений, зафиксированных при предшествующих проверках, обследованиях и авариях;

участках, для которых по результатам акустической томографии, акустической эмиссии (АЭ) или магнитометрических исследований дано заключение о предельном техническом состоянии или подозрениях на дефекты.

На интервале вскрытия трассы в необходимом объеме, с учетом начальных характеристик трубопровода, осуществляются работы по визуальному и инструментальному контролю:

визуально-измерительный контроль основного металла и зон сварных соединений;

оценка напряженно-деформированного состояния с использованием метода магнитной памяти металла;

толщинометрия и ультразвуковой контроль в области дефектов и зон концентраций напряжений;

безобразцовое определение твердости металла портативными твердомерами;

оценка коррозионного состояния вскрытого участка трубопровода;

определение переходного сопротивления и адгезии;

идентификация выявленных в шурфах дефектов трубопровода с ранжированием их по степени опасности.

По результатам обследования делается заключение о причинах возникновения повышенных напряжений в местах, определенных при АТ, АЭ, БМД и о допустимости дальнейшей эксплуатации или необходимости проведения капитальных ремонтных работ.

Участки трубопроводов с утонением стенки трубы на 20 % и более от проектной подлежат замене.

При утонении стенки трубы менее 20 % проектной определяются факторы, обуславливающие перенапряжение металла трубы на данном интервале.

После завершения ремонтных работ выполняется повторная диагностика участка трубопровода.

Оценка состояния изоляционного покрытия. Состояние изоляции подземных трубопроводов определяется:

на основе визуального осмотра;

по величине адгезии к основному металлу;

по переходному сопротивлению;

по оценке пористости (диэлектрической сплошности) и количеству сквозных повреждений.

Визуальный осмотр изоляции выполняется в шурфах. При отрывке шурфов осторожно снимают прилегающие к трубопроводу слои земли с тем, чтобы не нарушить изоляцию в трубе. Далее производят визуальное обследование с описанием внешнего вида и типа повреждения покрытия, определяют адгезию защитного покрытия на неповрежденной части изоляции. Недостаток данного метода — субъективность в оценке качества изоляции.

Испытание защитного покрытия на пористость осуществляется с помощью высоковольтного сканирующего электрода, на который подается постоянное или импульсное высокое напряжение.

Выводы

Результаты изучения вышеприведенных методов, проведенного анализа и обобщения имеющегося отечественного и международного опыта оценки текущего технического состояния трубопроводов, которые углублены в землю и труднодоступны для обследования, в сопредельных областях промышленности, где в эксплуатации находятся нефтепроводы, газопроводы, трубопроводы коммунально-бытовых служб и т. п., позволяют утверждать, что задача технического освидетельствования трубопроводов ответственных потребителей группы «А» на АЭС решаема. При этом следует отметить, что в Российской Федерации успешно проведены работы по обоснованию продления проектных сроков эксплуатации подземных трубопроводов ТВОП, циркуляционных водоводов, трубопроводов питательной воды и пожаротушения на Нововоронежской, Балаковской и Курской атомных электростанциях.

При проведении оценки технического состояния подземных трубопроводов необходимо осуществлять системный (комплексный) подход к исследованию и оценке, с учетом опыта их эксплуатации.

В связи с недоступностью трубопроводов для внешнего и внутреннего осмотра (кроме имеющихся колодцев доступа), невозможностью проведения их гидравлических испытаний нужно использовать бесконтактные методы оценки технического состояния (целостности трубопровода, его смещений и деформаций, повреждений металла — дефектов, коррозии, структурных изменений и т. д.) с использованием методов акустической томографии и магнитометрической диагностики.

В базовых местах (колодцах доступа) и в местах предполагаемых дефектов (напряжений), выявленных по результатам диагностических исследований, необходимы шурфование и контроль состояния металла (гидроизоляции).

В ходе выполнения работ следует: выполнить оценку коррозионной опасности внешней среды (грунта с учетом уровня грунтовых вод) и блуждающих токов (постоянных и переменных); оценить соответствие качества технической воды нормативным требованиям, учесть величину карбонатных отложений на стенках трубопроводов для различных участков (с различным условным проходом); выполнить оценку состояния гидроизоляционного покрытия трубопроводов.

По условиям выполнения работ указанные исследования необходимо провести для 100 % трубопроводов по отдельным участкам.

Список использованной литературы

1. ПНАЭ Г-7-008-89. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. — М.: Госатомнадзор России, 2003. — 241 с.
2. НП 306.2.141-2008. Загальні положення забезпечення безпеки атомних станцій». — Затверд. наказом Держатомрегулювання України від 19.11.2007 № 162; зареєстр. Мін'юстом України 25.01.2008 за № 56/14747.
3. ПНАЭ Г-7-016-89. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Визуальный и измерительный контроль. — М.: Госатомэнергонадзор СССР, 1990. — 7 с.
4. ПНАЭ Г-7-015-89. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Магнитопорошковый контроль. — М.: Госатомэнергонадзор СССР, 1990. — 22 с.
5. ПНАЭ Г-7-031-91. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. Ультразвуковой контроль. — Ч. III: Измерение толщины монометаллов, биметаллов и антикоррозионных покрытий. — М.: ЦНИИАтоминформ, 1992. — 22 с.
6. ПНАЭ Г-7-014-89. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. — Ч. I: Контроль основных материалов (полуфабрикатов). — М.: Госатомнадзор России, 2000. — 27 с.
7. ПНАЭ Г-7-017-89. Унифицированная методика контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Радиографический контроль. — М.: Госатомэнергонадзор СССР, 1990. — 43 с.
8. ПНАЭ Г-7-010-89. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля. — М.: Госатомнадзор России, 2000. — 77 с.
9. ПНАЭ Г-7-018-89. Унифицированная методика контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Капиллярный контроль. — М.: Госатомэнергонадзор СССР, 1990. — 23 с.
10. СО 153-34.0-20.673-2009. Методические рекомендации по техническому диагностированию трубопроводов тепловых сетей с использованием акустического метода. — М.: М-во промышленности и энергетики РФ, 2006. — 90 с.
11. РД 102-008-2002. Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом. — М.: Минэнерго РФ, 2002. — 36 с.
12. ВРД 39-1.10-026-2001. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов / НТЦ «Ресурс газопроводов» ООО «ВНИИГАЗ». — М., 2001. — 62 с.
13. ДСТУ 4219-2003. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

Получено 10.07.2013.