

Повышение безопасности и экономичности АЭС путем управления ресурсом трубопроводов второго контура

Основным механизмом старения трубопроводов второго контура АЭС является эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ), который стал причиной крупных аварий на АЭС «Сарри-2» и «Михама-3». ЭКИ определяет ресурс работы трубопроводов из углеродистой стали, а инструментом управления ресурсом является прогнозирование износа с помощью программных средств (ПС). Проанализированы ПС США, Германии, России. Рассмотрены преимущества, которые дают ПС для управления ресурсом и планирования ремонта. Указаны некоторые проблемы, возникающие при использовании ПС для анализа результатов ультразвуковой толщинометрии. Приведен алгоритм управления ресурсом трубопроводов на японских АЭС. Намечены пути совершенствования алгоритма управления ресурсом трубопроводов, позволяющего обоснованно перейти к реализации концепции ремонта трубопроводов по состоянию.

Ключевые слова: трубопроводы второго контура, прогнозирование износа, управление ресурсом.

В. П. Кравченко

Підвищення безпеки та економічності АЕС за рахунок керування ресурсом трубопроводів другого контуру

Основним механізмом старіння трубопроводів другого контуру АЕС є ерозійно-корозійний знос (ЕКЗ), який став причиною аварій на АЕС «Саррі-2» і «Міхама-3». ЕКЗ визначає ресурс роботи трубопроводів з вуглецевої сталі, а інструментом керування ресурсом є прогнозування зносу за допомогою програмних засобів (ПЗ). Проаналізовано відомі ПЗ США, Німеччини, Росії. Розглянуто переваги, які дають ПЗ для керування ресурсом і планування ремонту. Зазначено деякі проблеми, що виникають у використанні ПЗ для аналізу результатів ультразвукової товщинометрії. Наведено алгоритм керування ресурсом трубопроводів на японських АЕС. Намічено шляхи вдосконалення алгоритму керування ресурсом трубопроводів для обґрунтованого переходу до реалізації концепції ремонту трубопроводів за станом.

Ключові слова: трубопроводы второго контура, прогнозування зносу, керування ресурсом.

© В. П. Кравченко, 2017

Трубопроводы и арматура второго контура ответственные за 25 % недовыработки электроэнергии энергоблока из-за повреждений, что существенно влияет на эффективность работы АЭС. Это одна из причин большого внимания к трубопроводам. Другая причина связана с обеспечением безопасности атомных станций.

Первая крупная авария на АЭС с разрывом трубопровода произошла на энергоблоке № 2 АЭС США «Сарри» в декабре 1986 года после 13 лет эксплуатации (блок пущен в феврале 1973 года). Причиной явился эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ, или эрозия-коррозия, усиленная потоком; flow accelerated corrosion — FAC) трубопровода питательной воды, выполненного из углеродистой стали. Трубопровод диаметром 457,2 мм был размыт за сварным швом, соединяющим колено (90°) с раздающим трубопроводом диаметром 635 мм. Разорвавшийся трубопровод за время эксплуатации ни разу не подвергался осмотру, поскольку срок его службы предполагался в течение 40 лет. Восемь человек получили тяжелые ожоги, четверо из них позже скончались. После аварии осмотр трубопроводов энергоблоков № 1 и № 2 выявил необходимость замены около 40 участков трубопроводов. Их ремонт обошелся компании в 2 млн долл. Продолжительность ремонта энергоблока № 1 составила шесть недель, № 2 — два месяца. До этого замеры толщины стенок трубопроводов на АЭС практически не производились и данные по ЭКИ трубопроводов были получены в основном на экспериментальных стендах.

9 августа 2004 года произошла авария на энергоблоке № 3 японской АЭС «Михама». В результате ЭКИ разорвался трубопровод между подогревателем низкого давления и деаэратором, за расходомерной шайбой. Пять человек погибли и шесть получили травмы [1].

ЭКИ является основной причиной повреждений трубопроводов, ему подвержены практически все элементы конденсатно-питательного тракта турбоустановок АЭС и ТЭС. ЭКИ на АЭС имеет место для трубопроводов из углеродистой стали в щелочной и деаэрированной воде при температуре 100–250 °С.

Согласно анализу эксплуатационных данных французских АЭС причины событий, влияющих на безопасность, распределены следующим образом [1]: ЭКИ — 58 %; питтинг — 18 %; растрескивание — 16 %; общая коррозия — 4 %; коррозионное растрескивание под напряжением — 3 %; микробная коррозия — 1 %. ЭКИ является основной причиной загрязнения рабочего тела турбоустановок продуктами коррозии.

В основу управления ресурсом трубопроводов положено прогнозирование износа — определение изменения толщины стенки со временем. Целью данной статьи является анализ состояния прогнозирования износа трубопроводов из-за ЭКИ, а также определение путей совершенствования алгоритма управления ресурсом трубопроводов.

Анализ состояния прогнозирования износа трубопроводов. После аварии на энергоблоке № 2 АЭС «Сарри» во многих странах, имеющих в эксплуатации реакторные установки, возрос интерес к изучению проблемы ЭКИ. Были разработаны национальные программы повышения надежности теплотехнического оборудования и трубопроводов второго контура АЭС.

В Германии группа специалистов во главе с В. Кастнером в KWU (АО Siemens) проблемой ЭКИ начала заниматься с 1973 года. Эта группа провела эксперименты по изучению закономерностей ЭКИ в потоке однофазной среды и разработала компьютерный код WATNEC.

В Институте эксплуатации АЭС США (INPO) совместно с Американским обществом инженеров-механиков (ASME) и Научно-исследовательским институтом электроэнергетики (EPRI) при участии Комиссии ядерного регулирования были разработаны компьютерные программы СНЕС и СНЕСМАТЕ, позволяющие предсказывать потери металла в трубах.

В однофазной среде для расчета ЭКИ в программе СНЕС используется зависимость

$$E_c = F_1(T) \cdot F_2(AC) \cdot F_3(MT) \cdot F_4(O_2) \cdot F_5(pH) \cdot F_6(G),$$

где E_c — скорость ЭКИ, мм/год; $F_1(T)$, $F_2(AC)$ — коэффициенты, учитывающие соответственно влияние температуры и содержание в металле хрома, меди и молибдена; $F_3(MT)$ — коэффициент, определяемый турбулизацией потока и диаметром трубопровода; $F_4(O_2)$ — коэффициент, учитывающий концентрацию кислорода в потоке жидкости; $F_5(pH)$ — коэффициент, учитывающий pH потока; $F_6(G)$ — коэффициент, учитывающий геометрию трубопровода.

В основу компьютерной программы WATNES, которая в настоящее время, после усовершенствования, носит название COMSY, положена похожая расчетная зависимость:

$$E_c = K_c \cdot f_1(W, T, h) \cdot f_2(pH) \cdot f_3(O_2) \cdot f_4(t),$$

где K_c — геометрический фактор (коэффициент Келлера); W , T , pH — скорость среды, температура среды и pH при 25 °C, соответственно; h — концентрация в конструкционном материале хрома, молибдена и меди; O_2 — концентрация кислорода в среде; t — время эксплуатации элемента.

Аналогичная программа (ПС ЭКИ-01) разработана во ВНИИАЭС (Россия) профессором Бараненко В. И. Здесь для вычисления скорости ЭКИ используется мультипликативная математическая модель, каждая из функций которой отражает влияние на скорость ЭКИ конкретного фактора при постоянном значении остальных влияющих факторов. Модель имеет следующий вид:

$$E_c = \frac{F_1(T) \cdot F_9(G) \cdot F_{10}(NH) \cdot F_{11}(\tau)}{F_2(V) \cdot F_3(O_2) \cdot F_4(pH) \cdot F_5(Cr) \cdot F_6(Mo) \cdot F_7(Cu) \cdot F_8(D)},$$

где $F_1(T)$ — зависимость скорости ЭКИ от температуры, мм/год; $F_2(V)$ — безразмерная функция влияния на скорость ЭКИ скорости течения теплоносителя; $F_3(O_2)$ — то же, содержания кислорода в теплоносителе; $F_4(pH)$ — то же, показателя pH среды; $F_5(Cr)$ — то же, массового содержания хрома в материале трубопровода; $F_6(Mo)$ — то же, массового содержания молибдена в материале трубопровода; $F_7(Cu)$ — то же, массового содержания меди в материале трубопровода; $F_8(D)$ — то же, внутреннего диаметра трубопровода; $F_9(G)$ — то же, геометрии трубопроводного элемента (гиб, прямой участок, участок трубопровода с дросселирующей шайбой и т. п.); $F_{10}(NH)$ — то же, содержания применяемого амина (аммиак, этаноламин, морфолин); $F_{11}(\tau)$ — то же, длительности эксплуатации трубопровода в годах.

Этот код лицензирован в Федеральном надзоре России по ядерной и радиационной безопасности. На основании результатов, полученных с его помощью, можно делать не только рекомендательные, но и окончательные выводы.

Результаты исследований по ЭКИ и прогнозированию износа были представлены на совещании в МАГАТЕ.

В 2010 и 2016 годах состоялись конференции в Лионе (Франция), посвященные FAC.

На отечественных АЭС контролю подлежат сварные соединения, гибы, тройники, а также прямые участки за арматурой, дроссельными и расходомерными шайбами. Конкретный перечень оборудования и трубопроводов, подлежащих контролю, и его периодичность устанавливается типовыми программами.

На АЭС Бельгии 100 %-му контролю подвергаются трубопроводы, ЭКИ которых составляет более 0,3 мм/год.

Применение программы расчета скорости утонения позволило определить износ трубопровода на энергоблоке № 2 АЭС «Сарри». Расчетное значение составило 7,7 мм (действительное — 11,5 мм). Сопоставление расчетных и экспериментальных значений утонения стенки элементов трубопроводов на экспериментальном стенде длиной 3,5 м показало, что расчетные значения (в основном на прямолинейных участках) хорошо согласуются с экспериментальными. В местах, где установлены колена (угол 90°), расчетные значения отличаются от опытных в полтора — два раза и более.

Разработанные методики расчета ЭКИ позволяют сэкономить за время эксплуатации АЭС порядка 20 млн долл.

В публикациях практически отсутствуют данные о характере износа элементов оборудования сложной конструкции.

С проблемой ЭКИ тесно связана проблема отложений. Образованием значительного количества отложений сопровождается работа блоков на гидразинно-аммиачном водном режиме (ГАВР). В результате анализа замеров было выяснено, что отложения имеют свойство изменять свое местоположение. Чаще всего отложение растет до определенной величины, затем происходит смыв отложений, и т. д. Отрицательное значение разности между замеренной и номинальной толщиной свидетельствуют об утонении стенки, положительное — об отложениях. Для определения максимальной скорости износа на данном участке выбирается максимальное из отрицательных значений и делится на период эксплуатации. Максимальное положительное значение, деленное на период эксплуатации, показывает скорость намыва отложений. Совместная обработка положительных и отрицательных значений упомянутых разностей не дает никакой информации и затрудняет осмысление результатов обработки.

Обычно скорость смыва отложений значительно больше скорости износа, в среднем, для разных элементов, — в 11,6 раза. Не нужно путать эти понятия: при том, что в литературе часто встречается «скорость ЭКИ 2...10 мм/год», такие значения могут соответствовать только скорости смыва отложений. Заметим, что эксплуатационный персонал всячески отрицает наличие отложений, причем в общем количестве замеров 60—70 % замеров показывают значение толщины стенки больше номинального. Обратим внимание, что ультразвуковой дефектоскоп замеряет отложения продуктов коррозии совместно с основным металлом, и от этого эффекта пока не удается избавиться.

Скорость износа может рассчитываться по разным выражениям [2]:

$$E_{c1} = (S_{\text{ном}} - S_{\text{мин}}) / \Delta\tau_0; \quad (1)$$

$$E_{c2} = (S_{\text{макс}} - S_{\text{мин}}) / \Delta\tau_0; \quad (2)$$

$$E_{c3} = (S_{\text{мин1}} - S_{\text{мин2}}) / \Delta\tau_1 \quad (3)$$

$$E_{c4} = (S_{\text{сп1}} - S_{\text{сп2}}) / \Delta\tau_1, \quad (4)$$

где $S_{\text{ном}}$ — номинальная толщина стенки, мм; $S_{\text{мин}}$ — минимальная измеренная толщина, мм; $S_{\text{макс}}$ — максимальная

измеренная толщина, мм; Δt_0 — интервал времени от даты ввода элемента в эксплуатацию до даты проведения контроля, лет; $S_{\min 1}$, $S_{\text{ср}1}$ — минимальное и среднее значения толщины при предыдущем контроле, мм; $S_{\min 2}$, $S_{\text{ср}2}$ — минимальное и среднее значения толщины при последующем контроле, мм; Δt_1 — интервал времени между датами эксплуатационного контроля, лет.

Определенная скорость износа в предположении, что она будет постоянной, позволяет вычислить ориентировочный ресурс:

$$\tau r = \frac{S_{\text{ном}} - S_{\text{доп}} - \delta S^-}{E_{\text{с, макс}}}, \quad (5)$$

где $S_{\text{доп}}$ — допустимая толщина стенки; δS^- — отрицательный допуск на толщину стенки при изготовлении; $E_{\text{с, макс}}$ — скорость износа, определенная по одной из формул (1)–(4).

Критерием предельного состояния является минимально допустимая толщина, указываемая в протоколе замера. Часто ее значение не обосновано и в случае необходимости обычно уточняется дополнительными расчетами, выполняемыми подрядной организацией. В настоящее время в Украине разработана и согласована с Госатомрегулирования «Методика определения допустимых толщин элементов трубопроводов АЭС из углеродистых сталей, подверженных действию эрозионно-коррозионного износа. МТ-Т.0.03.224-11». Это значительно упрощает решение вопроса о допустимости дальнейшей эксплуатации.

Расчет допустимой толщины стенки трубопроводов относится к категории поверочных. В соответствии с [3] основными расчетными нагрузками для трубопроводов являются: 1) внутреннее или наружное давление; 2) вес содержимого; 3) дополнительные нагрузки (вес присоединенных деталей, изоляция и т. п.), изгибающие напряжения на опорах; 4) температурное воздействие; 5) вибрационные и сейсмические нагрузки.

Основными расчетными режимами эксплуатации трубопроводов считаются: а) пуск; б) стационарный режим (НУЭ); в) остановка; г) гидро- или пневмоиспытания; д) нарушение нормальных условий эксплуатации (ННУЭ); е) аварийная ситуация. Исходя из перечисленного, видно, что принятие решение о допустимости эксплуатации при утонении стенки является непростой задачей.

Интенсивность ЭКИ трубопроводов обусловлена их геометрией, завихрениями и формированием несплошностей. Как свидетельствует опыт, разрушение металла по причине ЭКИ происходит на участках, расположенных непосредственно за арматурой, дроссельными устройствами, изогнутыми участками с внезапным сужением и расширением и т. п. Часто такой износ интенсифицируют подкладные кольца, применяемые в сварных соединениях труб, являясь источником возмущения в потоке и нарушения его сплошности.

Определение путей совершенствования алгоритма управления ресурсом трубопроводов. В настоящее время на АЭС бывшего Советского Союза накоплен большой объем данных, обработка которых совместно с использованием результатов теоретических и экспериментальных исследований позволит разработать комплекс эффективных мероприятий по снижению негативного влияния ЭКИ на надежность, безопасность и экономичность блоков АЭС с реакторами типа ВВЭР. Эти мероприятия

должны включать совершенствование методов ультразвуковой толщинометрии, корректировку эксплуатационной регламентной документации, совершенствование конструкции оборудования, внедрение перспективного ВХР и другие меры.

Прогнозирование износа трубопроводов позволит усовершенствовать планирование ремонта и охватить все оборудование. В этом случае удастся избежать ситуации, когда в результате измерений, осуществляемых во время планово-предупредительного ремонта (ППР), обнаруживается потребность в замене участка трубопровода, не имеющегося на складе, поскольку его замена не планировалась. При наличии расчета прогнозируемой толщины стенки ремонтная служба подойдет к ППР с полным знанием необходимого объема работ.

Для создания программы определения прогнозируемого износа нужно знать характер и закономерности износа по всем участкам, по длине и окружности трубопроводов, что предопределяет обработку большого количества замеров и проведение дополнительных измерений.

Периодичность контроля сварных соединений основных технологических систем второго контура АЭС — 7 лет. При этом проводится контроль 10 % сварных швов и элементов, имеющих в какой-либо схеме технологических трубопроводов. Таким образом, за 30 лет эксплуатации будет проконтролировано лишь около 50 % всего количества элементов (чем можно объяснить возникновение аварии на АЭС «Михама» на 28-м году эксплуатации). Поэтому все элементы трубопроводов по результатам замеров должны быть классифицированы с точки зрения интенсивности ЭКИ. Элементы, не имеющие замеров, могут быть объединены с элементами, прошедшими замеры, по условию сходности большинства конструктивно-технологических параметров и условий работы: температуры, расхода (скорости), показателей ВХР, геометрических характеристик и т. д.

Одним из шагов на пути устранения и предупреждения последствий ЭКИ является создание автоматизированной системы учета и прогнозирования износа трубопроводов [4].

Автоматизированная система включает базу данных (БД) замеров толщины стенок трубопроводов и прикладные программы, выполняющие учет замеров трубопроводов, администрирование БД и прогнозирование износа. Использование автоматизированной системы повысит качество ведения технической документации, сократит объем инспекционного осмотра и измерений, а также позволит проводить ремонт и реконструкцию узлов до возникновения критических ситуаций.

В настоящее время на АЭС Украины действует «Типовая программа по управлению старением элементов энергоблока АЭС. ПМ Д.0.03.222-14», согласно которой, если трубопровод входит в программу управления старением, все данные контроля вносятся в соответствующую информационную систему. Контроль основного металла АЭС производится для каждой группы оборудования с определенной периодичностью. Со временем количество данных растет, усложняется их обработка. Информационно-аналитическая система, включающая БД и вычислительный комплекс, позволит оперативно получать информацию об износе требуемой системы или участка трубопровода, сортировать данные, планировать объем контроля и ремонт, иметь полную информацию о состоянии трубопроводов энергоблока к началу ППР.

Как указывалось ранее, чтобы рассчитать скорость износа, нужно знать состав металла. На АЭС уже имеются приборы для определения химического состава сталей. Полученные характеристики необходимо заносить в паспорт трубопровода, но они не вносятся, что делает невозможным проведение расчетов. Внедрение информационной системы для прогнозирования износа трубопроводов пока не находит энтузиастов. В функции службы контроля металлов АЭС не входит проведение анализа по динамике изменения состояния оборудования: ее задача — лишь зафиксировать, удовлетворяет состояние трубопровода возможности для дальнейшей работы или нет. В создаваемую информационную систему ранее полученные результаты контроля не занесены. Современные ультразвуковые дефектоскопы позволяют оперативно проводить контроль и сбрасывать информацию в БД компьютера, но этим никто не занимается. В отдельных случаях станция нанимает подрядчика для занесения данных контроля в период ППР в базу данных, и полученная информация может оперативно использоваться для анализа состояния, однако только наличие многолетней базы данных позволяет проводить анализ динамики состояния оборудования и делать прогноз по ресурсу работы. На всех станциях разные системы оформления протоколов, что также усложняет проведение автоматизированной обработки подрядной организацией. Поэтому первым этапом такой работы является создание и заполнение БД по результатам имеющихся замеров, что достаточно трудоемко.

Весьма важным является наличие действительной начальной толщины стенки трубопроводов. Проведение замеров перед пуском энергоблока позволило бы в выражении (5) заменить разность $S_{ном} - \delta S^-$ действительной толщиной стенки, что сделало бы получаемый результат прогнозирования более точным.

В качестве примера управления ресурсом трубопроводов приведем алгоритм, реализованный в Японии.

1. Определяется предварительный ресурс работы элемента трубопровода:

$$\tau_r^{(0)} = \frac{S_{ном} - \delta S^- - S_{расч}}{E_c^{(0)}} - H,$$

где $S_{расч}$ — расчетная допускаемая толщина; $E_c^{(0)}$ — первоначальная скорость утонения (табл. 1); H — период эксплуатации.

Таблица 1. Скорость износа $E_c^{(0)}$, 10^{-4} мм/ч, для вычисления предварительного ресурса работы $\tau_r^{(0)}$

Вид потока	Скорость потока, м/с	Температура, °С			
		100—150	150—200	200—250	≥250
Двухфазный поток. Влажность более 5 %	≤30	① 0,30	② 0,35		
	30—50		③ 1,15		
	≥50				
Двухфазный поток. Влажность 5—15 %	≤30		④ 0,35		
	30—50		⑤ 1,15		
	≥50				
Двухфазный поток. Влажность менее 5 %	≤30		⑥ 0,35		
	30—50		⑦ 1,15		
	≥50				
Однофазный поток	≤3	⑧ 0,45	⑨ 0,30		(0,30 — только для областей ниже регулирующего клапана и шарового обратного клапана)
	3—6				
	≥6				

Примечание. Для области параметров ① ниже регулирующего клапана числа в таблице должны быть увеличены в 5 раз. Для области ② ниже шарового обратного клапана числа в таблице должны быть увеличены в 2 раза.

2. Первый замер проводится за два года до завершения предварительного ресурса $\tau_r^{(0)}$. По результатам первого замера определяется уточненный ресурс:

$$\tau_r^{(1)} = \frac{S_{мин} - S_{расч}}{E_c^{(1)}},$$

где $S_{мин}$ — измеренная минимальная толщина; $E_c^{(1)}$ — скорость износа, определяемая по табл. 2.

Таких проверок может быть одна или две.

Таблица 2. Скорость износа $E_c^{(1)}$ для вычисления ресурса работы $\tau_r^{(1)}$

Метод классификации (для рассматриваемого участка)	Расчет скорости утонения
Метод на основе толщины в продольном направлении. Толщина сразу после изготовления одинакова в продольном направлении (колесо, главная труба тройника, искривленная труба)	$E_c^{(1)} = \frac{\text{Макс. разница толщин в осевом направлении трубы}}{\text{Время эксплуатации}}$ Макс. разница толщин = $S_{макс} - S_{мин}$
Метод на основе толщины вдоль окружности. Толщина сразу после изготовления одинакова вдоль окружности (переходная муфта, прямая труба*, боковая труба тройника)	$E_c^{(1)} = \frac{\text{Макс. разница толщин в окружном направлении трубы}}{\text{Время эксплуатации}}$ Макс. разница толщин = $S_{макс} - S_{мин}$
Метод номинальной толщины (переходная муфта*, прямая труба*)	$E_c^{(1)} = \frac{\text{Номинальная толщина} - \text{Измеренная минимальная толщина}}{\text{Время эксплуатации}}$

*Для оценки степени утонения переходной муфты или прямой трубы используется разница толщин или номинальная толщина — большее из значений.

3. Если остаточный ресурс $\tau_r^{(1)}$ более двух лет, то контроль проводится за два года до окончания ресурса. Если $\tau_r^{(1)}$ менее двух лет, исследуемый участок ставится в план замены. При наличии трех и более замеров средняя скорость износа $E_c^{(2)}$ определяется по методу наименьших квадратов. Уточняется ресурс работы:

$$\tau_r^{(2)} = \frac{S_{\text{мин}} - S_{\text{расч}}}{E_c^{(2)}}.$$

Представленный алгоритм определения ресурса позволяет достаточно надежно отслеживать изменение толщины стенки. Сопоставление прогнозируемой величины с действительным значением, получаемым в результате замеров, позволяет уточнять расчетную величину, что действительно позволяет управлять ресурсом трубопровода.

Выводы

Для успешного управления ресурсом трубопроводов требуется создание информационной системы, содержащей результаты замеров толщины стенок, а также данные, необходимые для проведения расчетов: химсостав стали, геометрия участка, показатели ВХР, температура, скорость и состав среды. В информационную систему должен быть встроен блок расчета скорости износа и остаточного ресурса работы. Для унификации обработки данных протоколы замеров на всех АЭС должны унифицироваться.

Список использованной литературы

1. Scott P., Vaillant F. History of Corrosion and Mechanical Degradation in Operating Plants – Plant Affected Areas and Actions. *Materials of International conference on Flow Accelerated corrosion*. May 4-7, 2010, Lyon, Materials Ageing Institute, France.
2. Bridgemen J., Shancar R. Erosion/corrosion data handling for reliable NDE. *Nuclear Engineering and Design*, 131 (1991). P. 285–297.
3. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок : ПНАЭ Г-7-002-86. М. : Энергоатомиздат, 1989. 528 с.

4. Кравченко В. П., Высоцкий Ю. И., Запорожан В. В. База данных для автоматизированной системы учета и прогнозирования износа трубопроводов второго контура АЭС. *Труды ОПУ*. 2001. Вып. 2 (14). С. 50–53.

References

1. Scott P., Vaillant F. (2010), “History of Corrosion and Mechanical Degradation in Operating Plants – Plant Affected Areas and Actions”. *Materials of International Conference on Flow Accelerated Corrosion*, Lyon, Materials Ageing Institute, France.
2. Bridgemen J., Shancar R. (1991), Erosion/Corrosion Data Handling for Reliable NDE. *Nuclear Engineering and Design*, 131 (1991), pp. 285–297.
3. PNAE G-7-002-86. Strength Calculation Standards for Equipment and Piping of Nuclear Power Plants [Normy raschiota na prochnost oborudovaniia i truboprovodov atomnykh energeticheskikh ustanovok: PNAE G-7-002-86], Moscow, Energoatomizdat, 1989, 528 p. (Rus)
4. Kravchenko, V. P., Vysotskii, Yu. I., Zaporozhan, V. V. (2001), “Database for the Automated System for Accounting and Predication of Piping Wear in NPP Secondary Side” [Baza dannykh dlia avtomatizirovannoi sistemy uchiota i prognozirovaniia iznosa truboprovodov vtorogo kontura AES], *Proceedings of the Odessa Polytechnic University*, No. 2(14), pp. 50–53. (Rus)

Получено 20.03.2017.