

УДК 621.311.25:621.643

СУДАКОВ А.В., ИВАНОВ Б.Н., НЕФЕДЬЕВ Е.Ю.

НПО ЦКТИ им. И.И. Ползунова, Санкт-Петербург

ПРОДЛЕНИЕ ПРОЕКТНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА АТОМНЫХ СТАНЦИЯХ РОССИИ

Розроблено критерії оцінки технічного стану тепломеханічного устаткування теплової та атомної енергетики, накоплено досвід з усунення виявлених дефектів, з технології ремонтів, з обсягів та методів контролю, у тому числі найсучаснішого – акустично-емісійного методу контролю.

Разработаны критерии оценки технического состояния тепломеханического оборудования тепловой и атомной энергии, накоплен опыт по устранению обнаруженных дефектов, по технологии ремонтных работ, по объемам и методам контроля, в том числе и наиболее современного – акустико-эмиссионного метода контроля.

We develop criteria for evaluating the technical state of the heat-mechanical equipment of thermal and nuclear power engineering. Experience has been accumulated on the elimination of detected flaws, the technology of repair, control size and methods, including the most modern one – the acoustic-emission control method.

НПО ЦКТИ – научно-производственное объединение Центральный Котлотурбинный институт;

АЭУ – атомные энергетические установки;

РБМК – реактор большой мощности канальный;

ПСС – переназначение (продление) срока службы;

ЛАЭС – Ленинградская атомная электростанция;

ТЭС – тепловая электростанция;

АЭС – атомная электростанция;

ППР – планово-предупредительный ремонт;

СПП – сепаратор-пароперегреватель;

СС – сварные соединения;

ТМО – тепломеханическое оборудование;

АЭ – акустическая эмиссия;

ВВЭР – водоводяной энергетический реактор;

КМПЦ – контур многократной принудительной циркуляции;

ПАЭ – преобразователь акустической эмиссии;

РД – руководящие документы;

НИКИЭТ – Научно-исследовательский и конструкторский институт энерготехнологии.

Индексы:

кор – корпус.

Поскольку проблемы продления ресурса оборудования тепловой энергетики возникли значительно раньше, чем в атомной энергетике, то к сегодняшнему дню уже накоплен значительный опыт выполнения подобных работ. В нашей стране НПО ЦКТИ им. И.И. Ползунова имеет наибольший опыт по продлению ресурса тепломеханического оборудования. Именно в ЦКТИ были разработаны правила и нормы расчета на прочность котлов, сосудов, трубопроводов, турбин. Разработаны критерии оценки технического состояния, накоплен опыт по устранению обнаруженных дефектов и по технологии ремонтных работ, по объемам и методам контроля, проверенные как на стендовых испытаниях до разрушения эле-

ментов и натуральных узлов (например, барабанов котлов), так и последующей многолетней эксплуатацией обследованного оборудования. Этот опыт был использован при создании комплекта нормативных документов по техническому диагностированию и продлению ресурса котлов промышленной энергетики, сосудов, работающих под давлением, паровых турбин и др. Ежегодно на основании выполненных экспертных обследований по заключениям НПО ЦКТИ продлевается ресурс нескольких сотен котлов и сосудов. НПО ЦКТИ также является одним из разработчиков Норм расчета на прочность оборудования АЭУ [1] и Методики технического диагностирования и продления проектного срока

службы сосудов и теплообменников систем, важных для безопасности энергоблоков ЛАЭС с реактором РБМК-1000 (РД ЭО 0478-03) [2]. Поэтому НПО ЦКТИ было привлечено к работам по ПСС тепломеханического оборудования на атомных станциях. НПО ЦКТИ обладает всеми необходимыми лицензиями для проведения подобного рода работ.

Принципиальная разница в подходе к продлению ресурса тепломеханического оборудования атомных электростанций по сравнению с аналогичным оборудованием ТЭС заключается в том, что для современного оборудования АЭС срок службы обосновывается на стадии проектирования (по результатам поверочного расчета на прочность), а не назначается заводом-изготовителем оборудования. Поэтому обязательным этапом работ при ПСС оборудования АЭС становится расчет с использованием данных по фактическим режимам эксплуатации.

Предварительный анализ показал, что по большинству позиций тепломеханического оборудования продление ресурса возможно после выполнения следующего комплекса работ:

- определение функциональной пригодности аппарата, т.е. его возможности выполнять возложенные на него функции с требуемым качеством (например, для теплообменных аппаратов обеспечивать заданные параметры на выходе), анализ возможности снижения параметров;
- оценка статистики повреждений и определение возможности безотказной работы между ППР, в противном случае эксплуатация оборудования может быть экономически нецелесообразна;
- разработка программ технического диагностирования оборудования;
- оценка технического состояния по результатам экспертного обследования;
- расчеты накопленного повреждения по фактическим эксплуатационным режимам;
- восстановительные работы, определение регламента контроля и профилактики;
- расчеты остаточного ресурса;
- оформление технического решения о продлении срока службы.

Рассмотрим более подробно содержание основных этапов работ.

Работы по ПСС тепломеханического оборудования должны начинаться с составления перечня оборудования. Прежде всего, анализируется функциональная пригодность аппарата, т.е. его возможность выполнять возложенные на него функции с требуемым качеством (например, для теплообменных аппаратов обеспечивать заданные параметры на выходе). Анализируется возможность снижения параметров. В этом случае если требуемые параметры не обеспечиваются, то должно быть принято решение о замене или восстановительном ремонте. В случае восстановления выполняется анализ обеспечения требуемого уровня надежности. Под этим подразумевается следующее. Могут быть аппараты, которые выполняют возложенные на него функции с обеспечением необходимых параметров. Но из-за конструктивных недостатков (например, при нарушении плотности разъемных соединений) приходится останавливать аппарат в период между ППР. Часто такой останов может потребовать разгрузки или даже остановки турбоустановки, что влечет значительные экономические потери. В этом случае включение аппарата в перечень для ПСС делается на основании технико-экономических расчетов. В качестве примера аппаратов, для которых необходим рассмотренный выше анализ, можно привести СПП. В этих аппаратах из-за локального проноса влаги через сепаратор наблюдались повреждения труб разводки греющего пара по модулям и протечки по модулям. В отдельных аппаратах часть модулей отглушена и практически исчерпан заложенный в конструкцию запас поверхности нагрева. В данном случае возможна либо замена аппаратов, либо замена дефектных модулей и восстановление труб разводки. Принятие решения о ремонте или замене возможно только на основе технико-экономических обоснований.

Одним из важных этапов работ по ПСС является разработка программ технического диагностирования оборудования.

При составлении программ технического диагностирования и ПСС за основу могут быть приняты рекомендации нормативных документов концерна "Росэнергоатом" [3 - 11]. Могут быть привлечены и нормативные материалы тепловой энергетики [12,13] для оборудования аналогич-

ного назначения. Эти документы учитывают опыт эксплуатации оборудования на тепловых электростанциях.

При изготовлении оборудования для АЭС объем контроля сварных соединений СС и наплавов регламентируется правилами [14] и зависит от ответственности оборудования. Поскольку оборудование в эксплуатации не находилось, то вероятность возникновения дефектов и назначение объема контроля определяются конструкцией соединения и квалификацией сварщика. В процессе эксплуатации должны проявляться особенности конструкции и режимов работы. Поэтому целесообразно сконцентрировать максимальный объем контроля в местах концентрации напряжений и в местах типовых повреждений. Эти места определяются по результатам поверочного расчета или опыту эксплуатации. Как правило, наибольшее количество повреждений наблюдается в зоне вварки патрубков, в композитных СС и в зонах конструкции, подверженных пульсациям температур (границы раздела вода-пар, дренажи, воздушники, места смешения теплоносителей с разными температурами и т.п.).

В качестве примера рассмотрим места наблюдаемых повреждений в таком ответственном оборудовании, как деаэратор. В сорока процентах деаэраторов тепловых и атомных электростанций, обследованных в последнее время в нашей стране и за рубежом, были обнаружены трещины. Типичные места обнаружения трещин – это зоны приварки колонок к баку, сварные стыки, стыки приварки разделительных перегородок, ребер жесткости и т.п. Наибольшую опасность представляет зона приварки колонки к баку. В некоторых деаэраторах в этой зоне были обнаружены сквозные трещины. Причиной образования трещин явилась малоцикловая усталость в коррозионной среде в условиях концентрации напряжений. В настоящее время размеры деаэраторов столь значительны (при относительно небольшой толщине), что даже без нагрузки под действием собственного веса и веса колонки сечение бака деформируется и принимает форму овала. При заполнении бака водой овальность увеличивается, при подъеме давления овальность уменьшается, и сечение становится круглым; при

циклическом изменении нагрузки сечение “дышит”, в стенке возникают дополнительные изгибающие напряжения, которые и вызывают образование трещин. В результате накопленного опыта в “НПО ЦКТИ” разработаны рекомендации по уменьшению вероятности образования трещин в деаэраторах: укрепление зоны приварки колонки, переход к неприварным ребрам жесткости, снижение концентрации напряжений, исключение щелевых зазоров и переход к сварным стыкам с полным проплавлением и т.д.

Программа работ по техническому диагностированию и ПСС ТМО, как правило, включает в себя:

- анализ эксплуатационно-технической документации (паспорта, чертежи, результаты проведенных технических освидетельствований и регламентного контроля металла сварных швов, данные по водно-химическому режиму, по кислотным промывкам, гидравлическим испытаниям, режимам разогрева-расхолаживания и т.п.);
- проведение наружного и внутреннего осмотра;
- контроль сплошности сварных соединений и зон основного металла неразрушающими методами дефектоскопии;
- контроль толщины стенки и измерение твердости неразрушающими методами;
- прогнозирование на основании анализа результатов технического диагностирования и поверочных расчетов на прочность допустимых рабочих параметров, условий и сроков дальнейшей эксплуатации.

Принципиальным отличием в составлении и выполнении программ технического диагностирования оборудования атомных электростанций по сравнению с аналогичным оборудованием ТЭС является необходимость учета радиационной обстановки в зоне контроля.

Так, например, при продлении ресурса барабан-сепараторов на Ленинградской АЭС по условиям радиационной обстановки оказалась недоступной для контроля нижняя треть барабана и, что самое важное, швы приварки опускных трубопроводов к патрубкам барабана. Известно, что на реакторах типа РБМК наблюдается образование трещин коррозионного растрескивания в опускных и водо-уравнительных трубопроводах Ду300 из аустенитных сталей.

Нами было принято решение использовать для контроля этих объектов метод АЭ. Этот метод отработывался в нашем институте более 30 лет. В настоящее время мы изготавливаем и поставляем уже пятое поколение приборов АЭ-диагностики.

Методики диагностики отработывались при испытании до разрушения моделей и натуральных изделий. В частности, было проведено испытание более 200 труб по программе “течь перед разрывом” с контролем за развитием трещин методом АЭ. Были испытаны до разрушения две полномасштабные модели тройникового соединения коллектора РБМК-1000, два натуральных сварных стыка Ду 800 реактора ВВЭР-1000 и РБМК-1000, несколько сварных соединений водоуравнительных и опускных труб Ду300 реактора РБМК-1000 Смоленской и Ленинградской АЭС при наличии эксплуатационных дефектов.

Накопленный опыт был использован нами при контроле водо-уравнительных трубопроводов барабан-сепараторов на ЛАЭС и позволил выполнить диагностику нижней трети барабана. Для контроля применялась изготовленная нами многоканальная АЭ система, которая включала:

- 24 преобразователя АЭ типа П-113;
- комплект предварительных усилителей;
- кабельные линии;
- блоки предварительной обработки и преобразования сигналов акустической эмиссии;
- ЭВМ с необходимым математическим обеспечением;
- средства отображения информации.

Для сокращения времени пребывания специалистов в опасной зоне ПАЭ крепились к объекту с использованием специальных приспособлений, установка которых, как и прокладка кабелей, осуществлялась вспомогательным персоналом.

Проверка работоспособности АЭ системы выполнялась после установки ПАЭ на контролируемый объект, а также после проведения испытаний, путем возбуждения акустического сигнала имитатором АЭ, расположенном на определенном расстоянии от каждого ПАЭ.

Отклонение зарегистрированной амплитуды сигнала АЭ не превышало 3дБ от средней величины для всех каналов.

После выполнения подготовительных и настроечных работ производилось нагружение объек-

та. АЭ контроль выполнялся в процессе нагружения объекта по определенной заранее программе. АЭ система обеспечивала как оперативную обработку и отображение информации в режиме реального времени, так и обработку, отображение и вывод на периферийные устройства для документирования накопленных в течение контроля данных после окончания испытания. В процессе контроля производилось оперативное накопление и обработка данных. Система контроля обеспечивает регистрацию и сигнализацию об источнике АЭ, соответствующую IV классу (катастрофически активному источнику) в реальном масштабе времени. После выполнения контроля объекта были произведены последующая обработка и анализ данных в полном объеме.

Обработка и анализ данных определяется выбранной системой классификации источников АЭ и критериями оценки результатов контроля. Все зарегистрированные сигналы АЭ разделяются на источники АЭ в зависимости от их положения в контролируемом объекте. Классификация источников производится в зависимости от значений их параметров.

После обработки принятых сигналов результаты контроля представляют в виде идентифицированных и классифицированных источников АЭ.

При принятии решения по результатам АЭ контроля используют данные, которые должны содержать сведения обо всех источниках АЭ, их классификации и сведения относительно источников АЭ, параметры которых превышают допустимый уровень.

Классификацию источников АЭ выполняют с использованием следующих параметров: число импульсов, амплитуда (амплитудное распределение), распределение амплитуд сигналов АЭ во времени.

Результаты испытаний и классификация источников АЭ в соответствии с рекомендациями РД [15] приведены в таблице.

Критических и катастрофических активных дефектов III и IV классов не обнаружено.

В трех трубопроводах выявлены допустимые источники АЭ II класса.

В пяти трубопроводах выявлены допустимые источники АЭ I класса.

При проведении следующего ППР необходимо проконтролировать традиционными методами кон-

Таблица. Результаты АЭ контроля барабан-сепаратора

№ трубопровода	№ АЭ системы	№ АЭ канала	Число сигналов АЭ	Средняя амплитуда, дБ	Класс источника АЭ
1	2	21	0	-	-
2	2	22	0	-	-
3	2	23	0	-	-
4	2	24	0	-	-
5	0	01	2	39	1
6	0	02	16	48	11
7	0	03	0	-	-
8	5	51	0	-	-
9	5	52	0	-	-
10	5	53	2	51	1
11	2	25	0	-	-
12	2	26	0	-	-
13	2	27	1	45	1
14	2	28	0	-	-
15	0	04	3	61	11
16	0	05	0	-	-
17	0	06	57	44	11
18	0	07	0	-	-
19	0	08	0	-	-
20	5	54	0	-	-
21	5	55	0	-	-
22	5	56	1	40	1
23	5	57	1	40	1

троля швы приварки паровых трубопроводов и швы приварки опускных трубопроводов, а также ближайшие к барабан-сепаратору сварные швы трубопроводов, в которых были обнаружены дефекты.

В случае невозможности такого контроля необходимо выполнить повторный контроль этих трубопроводов методом акустической эмиссии с установкой нескольких датчиков на каждый из указанных трубопроводов с целью уточнения координат источников АЭ, зафиксированных в настоящей работе, и определения их активности.

Выполненные исследования подтвердили возможность и целесообразность широкого внедрения метода АЭ диагностики в эксплуатационных условиях и при гидроиспытаниях элементов КМПЦ. Производственные шумы при гидроиспытаниях не оказывают значительного влияния на регистрацию АЭ сигналов.

Данные методические разработки позволили провести контроль 500 труб СПП-750 Игналинской АЭС, двух барабан сепараторов, опускных и

водоуравнительных трубопроводов Ленинградской АЭС и несколько километров трубопроводов второго контура 6 блока АЭС “Козлодуй”, а также различных резервуаров и емкостей химического цеха ЛАЭС.

Расчетная оценка остаточного ресурса энергооборудования является одной из основных частей комплекса работ по обоснованию продления срока службы.

Сложность расчетов остаточного ресурса старых энергоблоков АЭС заключалась в том, что для их оборудования, как правило, отсутствовали полноценные поверочные расчеты, выполненные на стадии проектирования, соответствующие современным нормативным документам.

Поэтому пришлось выполнить большой объем таких расчетов с учетом фактических эксплуатационных режимов, результатов обследования технического состояния оборудования (утонение стенок вследствие коррозии, наличие вмятин, повышенной овальности и т.д.), а также измене-

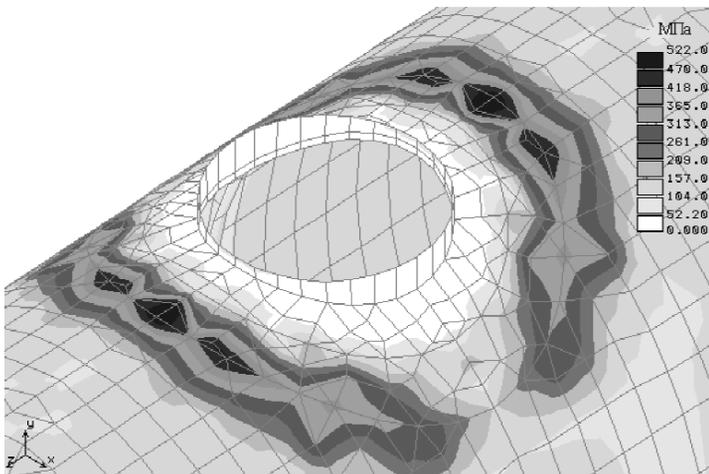


Рис. 1. Распределение приведенных напряжений на внутренней поверхности обечайки бака в зоне соединения с переходным штуцером колонки деаэратора от действия давления 0,75 МПа.

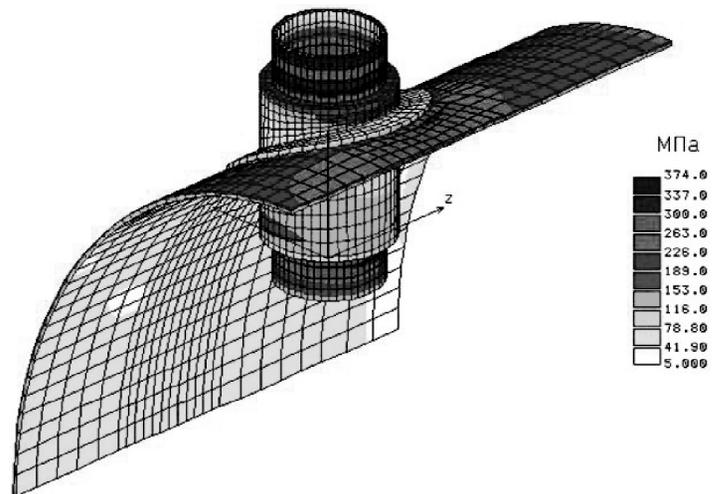


Рис. 2. Распределение приведенных напряжений в барботере (в области штуцера подвода пара $\varnothing 530 \times 25$) от воздействия внутреннего давления $P_{кор} = 1,2$ МПа и температурного поля в момент времени $\tau = 20$ с.

ния механических свойств материалов. Опыт выполненных работ показывает, что, как правило, в рассматриваемом оборудовании АЭС нет существенных повреждений от коррозии, и отсутствуют дефекты в виде трещин. В этих условиях в качестве основного механизма повреждения рассматривается малоцикловая усталость материала в условиях коррозии. Коррозионное воздействие среды учитывается изменением толщины стенок, а также (при необходимости) в корректировке кривых усталости материала.

Расчет температурных полей, а также расчет напряженно-деформированного состояния конструкции от действия внутреннего давления, весовых нагрузок, реакции опор, температурных перепадов проводится по программам, реализующим метод конечных элементов как в осесимметричной, так и в пространственной постановке.

При проведении расчетов необходимо использовать фактические толщины деталей, полученные в результате технического обследования, либо по рекомендациям Норм расчета прогнозировать утонение стенки на продлеваемый срок эксплуатации.

Расчет напряженно-деформированного состояния оборудования в НПО ЦКТИ осуществляется с помощью программного комплекса "ANSYS", признанного МАГАТЕ и аттестованного Госатомнадзором, программного комплекса "CAN" разработки НИКИЭТ. Для расчетного

обоснования ресурса трубопроводов используется программный комплекс "РАМПА" разработки НПО ЦКТИ.

На рис. 1, 2 представлены примеры определения напряженного состояния оборудования.

Как следует из рис.1, максимальные напряжения в обечайке бака деаэратора возникают в зоне пересечения верхней образующей бака со штуцером и достигают 522 МПа, при этом местные мембранные напряжения больше, чем допускается Нормами расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок ПНАЭ Г-7-002-86 (Нормы) по второй группе категорий напряжений. Поэтому при продлении проектного срока службы эту зону следует укрепить (например, приварной накладкой).

На рис.2 приведено распределение напряжений в корпусе барботера. Максимальные напряжения наблюдаются в зоне сопряжения рубашки патрубка с подводящей трубой аварийного сброса пара и не превышают регламентированных Нормами значений. Размахи локальных напряжений использовались при оценке циклической прочности и остаточного ресурса.

После определения фактического усталостного повреждения, накопленного за время эксплуатации до момента определения остаточного ресурса, находится остаточный ресурс оборудо-

вания. Остаточный ресурс в годах (в предположении равномерного распределения циклов во времени и дальнейшей эксплуатации оборудования с той же интенсивностью) определяется по формуле

$$\tau = a_{\text{ост}}/a_{\text{ср.ф}},$$

где $a_{\text{ост}}$ – допускаемое остаточное повреждение, $a_{\text{ср.ф}} = \Sigma a_{\text{ф}}/\tau_{\text{н}}$ – среднее усталостное повреждение (1/год), при этом $\Sigma a_{\text{ф}}$ – фактическое усталостное повреждение, накопленное за время эксплуатации до момента определения остаточного ресурса, а $\tau_{\text{н}}$ – длительность фактической эксплуатации в годах, соответствующая моменту определения остаточного ресурса.

Значения расчетного остаточного ресурса определяются в предположении неизменности механических свойств металла при дальнейшей эксплуатации, а также эксплуатации оборудования с той же цикличностью и интенсивностью коррозионных процессов, что и за истекшие годы.

Анализ условий эксплуатации оборудования показал, что

- значительная часть оборудования работает при давлениях меньших, чем расчетные давления;
- количество циклов значительно меньше, чем обычно принимается при техническом проектировании;
- основным механизмом исчерпания ресурса оборудования является коррозия и термическая и малоцикловая усталость.

Безусловно, эти факторы способствовали обоснованию возможности продления срока службы оборудования и трубопроводов.

По большинству позиций тепломеханического оборудования Ленинградской АЭС, Кольской АЭС, Курской АЭС, Билибинской АЭС работы были выполнены в полном объеме. Установлено, что оборудование находится в работоспособном состоянии и, учитывая его ремонтпригодность и существующую систему ТО и Р, может эксплуатироваться не менее 15 лет.

Вывод

Разработанные критерии оценки технического состояния тепломеханического оборудования тепловой и атомной энергетики дают возмож-

ность существенно продлить срок его надежной эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Нормы* расчета на прочность оборудования и трубопроводов АЭУ, ПНАЭ Г-7-002-86. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 525 с.
2. *Методика* технического диагностирования и продления проектного срока службы сосудов и теплообменников систем, важных для безопасности энергоблоков ЛАЭС с реактором РБМК-1000, РД ЭО 0478-03. – СПб.: Издательство “НПО ЦКТИ”, 2003. – 87 с.
3. *Нормативно-методологические* требования к управлению ресурсными характеристиками элементов АЭС. РД-ЭО-0039-95. – М.: Концерн “Росэнергоатом”, 1995.
4. *Типовое* положение по управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АС. РД-ЭО-0096-98. – М.: Концерн “Росэнергоатом”, 1998.
5. *Типовая* программа комплексного обследования блока АС для продления срока эксплуатации. РД-ЭО-0283-01. – М.: Концерн “Росэнергоатом”, 2001.
6. *Типовые* технические требования к методикам оценки технического состояния и остаточного ресурса элементов энергоблоков АС. РД ЭО – 0141 – 98.
7. *Основные* положения определения остаточного ресурса и продления назначенных показателей трубопроводной арматуры АЭУ. РД-ЭО-0076-97. – М.: Концерн “Росэнергоатом”, 1997.
8. *Основные* положения определения остаточного ресурса тепломеханического оборудования АЭС. РД ЭО-0058-96. – М.: Концерн “Росэнергоатом”, 1996.
9. *Методика* оценки технического состояния и остаточного ресурса насосов типовых энергоблоков АЭС. РД-ЭО-0180-00. – М.: Концерн “Росэнергоатом”, 2000.
10. *Методика* оценки технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов энергоблоков АЭС. РД-ЭО-0185-00. – М.: Концерн “Росэнергоатом”, 2000.
11. *Методика* оценки технического состояния и остаточного ресурса сосудов энергоблоков

АЭС. РД ЭО - 0186-00. – М.: Концерн “Росэнергоатом”, 2000.

12. РД 34.17.439-96. Методические указания по техническому диагностированию и продлению срока службы сосудов, работающих под давлением. – М.: 1996. – 56 с.

13. Положение о системе технического диагностирования паровых и водогрейных котлов промышленной энергетики. – М.: 1993. – 64 с.

14. Оборудование и трубопроводы АЭУ. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля. ПНАЭ Г-7-010-89.

15. Система неразрушающего контроля. Метод акустической эмиссии: Сборник документов. Серия 28 выпуск 2. М.: НТЦ по безопасности промышленности Госгортехнадзора России, 2001. – 220 с.

Получено 03.10.2005 г.

УДК: 621.039.55.001.57-52

Попов И.А.¹, Домашев Е.Д.²,
Сычев Е.Н.¹, Журавлев А.А.¹

¹Севастопольский национальный университет ядерной энергии и промышленности

²Институт технической теплофизики НАН Украины

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ УСТАНОВКА И АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА СБОРА И ОБРАБОТКИ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ АВАРИЙНЫХ ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

У роботі дано короткий опис експериментальної установки і автоматизованої системи збору та обробки даних теплофізичних вимірів, показано особливості моделювання теплогідравлічних процесів у замкнутому циркуляційному контурі високого тиску при стаціонарних, нестационарних і аварійних режимах. В експериментальній установці використовуються оригінальні оптичні методи виміру температури ТВЕЛ і паровмісту теплоносія.

В работе дано краткое описание экспериментальной установки и автоматизированной системы сбора и обработки данных теплофизических измерений, показаны особенности моделирования теплогидравлических процессов в замкнутом циркуляционном контуре высокого давления при стационарных, нестационарных и аварийных режимах. В экспериментальной установке используются оригинальные оптические методы измерения температуры ТВЭЛ и паросодержания теплоносителя.

The brief description of experimental equipment and automatic data processing system for thermophysics measurements are presented. The main features for thermohydraulic processes modeling in close mounted high pressure circulation circuit under stationary, transient and emergency conditions are showed. The experimental equipment is based on the original optical methods for heat-releasing element temperature and steam content of coolant measuring.

C_p – удельная теплоемкость жидкости;
 P – давление;
 Q – тепловая мощность;
 q – плотность теплового потока;
 Θ – предельная температура;
 $St_{ж}$ – число Стантона;
 T – температура;

t – время;
 $t_{АЗ}$ – момент срабатывания;
 w – скорость потока;
 ϕ – паросодержание;
 $\rho_{ж}$ – плотность жидкости;
АЦП – аналого-цифровой преобразователь;
АЗ – аварийная защита;