

ВЛИЯНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ ЭРОЗИОННО-КОРРОЗИОННЫХ УТОНЕНИЙ НА ПРОЧНОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ ВВЭР

Гусаров А.Е., Сергеева Л.В. (НИЦ «Курчатовский институт», Москва, Россия)

Введение

Надежность трубопроводов ВВЭР и периодичность контроля напрямую связаны с механизмами их повреждения. Эти трубопроводы находятся под воздействием высокого давления, температуры и имеют значительную скорость потока (5м/с и более). Исходя из этих условий, наиболее значимым механизмом повреждения трубопроводов является эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ). Этому механизму подвержено большинство элементов питательного и парового трактов из сталей перлитного класса.

По мере увеличения продолжительности эксплуатации трубопроводов и оборудования энергоблоков АЭС возрастает значение борьбы с ЭКИ, который может приводить к возникновению трещин, свищам и гильотинным разрывам. Полностью устранить ЭКИ не представляется возможным, однако вскрыв основные закономерности этого процесса, можно существенно затормозить его.

Основные проблемы и пути их решения

От решения проблем, связанных с ЭКИ, в значительной степени зависят безопасность и надежность эксплуатации АЭС. Актуальность их решения возрастает с увеличением времени наработки и необходимостью обоснования продления эксплуатации действующих энергоблоков.

При этом под эрозией-коррозией следует понимать, с одной стороны, совокупность физико-химических процессов образования защитного слоя продуктов коррозии на металле, и их растворение и вынос в поток, с другой.

Практическая реализация механизмов повреждения (утонения) металла может быть продемонстрирована с помощью рисунка 1.



Рис.1

В последнее время существенное внимание уделяется локальной эрозии-коррозии (ЛЭК). В процессе исследования важно не только выявлять элементы

интенсивного локального эрозионно-коррозионного утонения, но и определять степень их опасности с точки зрения прочности. [1]

При этом необходимо обращаться к достижениям гидродинамики одно- и двухфазного потока, химии, прочности и ряда других дисциплин.

Наиболее сложными и менее изученными являются процессы эрозии-коррозии металла в двухфазных потоках, которые имеют принципиальные отличия по сравнению с эрозией-коррозией металла в однофазном водном потоке. Это, прежде всего, обусловлено тем, что двухфазный поток характеризуется образованием на поверхности обтекания тонкой жидкой пленки, которая находится в контакте с металлом. Фактически через жидкую пленку осуществляется взаимодействие основного двухфазного потока с металлом. Это обстоятельство радикально отражается на процессах массопереноса, влияющих на интенсивность отвода продуктов растворения защитного оксидного слоя в ядро потока. В данном случае процессы массопереноса в жидкой пленке и двухфазном пограничном слое являются определяющими процессами эрозионного фактора явления эрозии-коррозии.

Коррозия металла в двухфазном потоке, также имеет принципиальные отличия по сравнению с однофазным водным потоком. Это, прежде всего, обусловлено особенностями химического состава и коррозионных свойств пленки, вследствие межфазового перераспределения коррозионно-агрессивных примесей и подщелачивающих коррекционных веществ.

Немаловажным фактором является определение места предполагаемого эксплуатационного контроля целостности трубопроводов. Известен случай, когда по регламенту на протяжении многих лет проводилась толщинометрия поврежденногогиба по растянутой стороне, при этом эрозионно-коррозионное утонение и последующее разрушение произошло на противоположной, сжатой, стороне (Балаковская АЭС 2004г.). Этот случай указал на несовершенство действовавших на тот момент типовых программ эксплуатационного контроля, не позволившего своевременно предсказать и предупредить разрушение трубопровода, и привел к изменению соответствующих нормативных документов.

Исследования показали существенное влияние геометрической формы проточной части предвключенного участка трубопровода на гидродинамику потока и, как следствие, на интенсивность эрозионно-коррозионного утонения в элементах оборудования [1]. Было установлено, что режим эксплуатации и время наработки также способны повлиять на скорость ЭКИ в элементе трубопровода.

Опыт эксплуатации АЭС с ВВЭР и PWR показывает, что применение расчетных кодов при оценке и прогнозировании скорости ЭКИ повышает эффективность эксплуатационного контроля элементов оборудования энергоблоков АЭС.

Мировая практика свидетельствует о том, что основным фактором, влияющим на работоспособность теплообменных труб парогенераторов (ПГ), является водно-химические режимы второго контура [2]. Для ПГ АЭС с ВВЭР-1000 основным механизмом, ответственным за повреждение теплообменных труб, является процесс коррозионного растрескивания под напряжением в результате воздействия концентрированных растворов коррозионно-активных примесей, образующихся вследствие глубокого упаривания «котловой» воды в отложениях на теплообменных трубках ПГ. Активатором коррозии являются хлорид-ионы, а также сульфат-ионы. В качестве окислителя выступает кислород, медь и ее соединения.

К основным видам коррозионных повреждений теплообменных труб можно отнести: коррозионные язвы с дальнейшим развитием в виде трещины по механизму коррозионного растрескивания под напряжением; скопления язв (питтингов), имеющих незначительные размеры и располагающиеся преимущественно в нижней части теплообменных труб. Кроме язвенной коррозии наблюдается трещинообразование

по межкристаллитному, транскристаллитному и смешанному характеру. Обнаруживается коррозия пятнами большой площади с незначительной глубиной.

Трещина или язва с продолжением в виде трещины, развивающейся по механизму коррозионного растрескивания под напряжением, является не только самым распространенным, но и наиболее опасным дефектом теплообменных труб парогенератора. По данным многочисленных работ и исследований, скорость развития коррозионной трещины во много раз превышает скорость сплошной или язвенной коррозии металла. Коррозионное растрескивание металла теплообменных труб в первую очередь обусловлено наличием в котловой воде парогенераторов коррозионно-активных примесей, таких как хлориды и сульфаты. Их концентрация в отложениях, сформированных на поверхности теплообменных труб в процессе теплообмена, также способствует коррозионному растрескиванию металла. Вторым опасным фактором, влияющим на скорость развития трещинообразований, являются напряжения, включающие в себя остаточные, рабочие и термические. Рабочие напряжения обусловлены действием перепада давления между I и II контурами, а термические напряжения — разным температурным расширением внутренней и наружной стенок теплообменной трубы.

Вопросу образования трещин уделяется пристальное внимание. В совместном докладе «Гидропресса» и НИКИЭТа еще в 2004 г., отмечалось, что трещины, чаще всего зарождающиеся в местах образования язв, ориентированы вдоль оси теплообменной трубки и могут иметь межкристаллитный, транскристаллитный и смешанный характер [3]. Результаты металлографических исследований вырезанных трубок свидетельствуют о связи образования язв с осаждением в отложениях металлической меди. При этом, как правило, причиной повреждения теплообменных труб является недопустимый уровень удельной загрязненности отложениями соединений железа и меди (локально до $500\text{--}1000\text{ г/м}^2$ при допустимой величине 150 г/м^2). При наличии таких отложений на теплообменных трубках ПГ вопрос может стоять только в том, насколько будет длителен период до их повреждения.

В настоящее время ведется строительство энергоблоков АЭС с ВВЭР нового поколения по проектам АЭС – 2006 и ВВЭР-ТОИ. Основной особенностью второго контура, которых является отсутствие в конденсатно-питательном тракте оборудования из медьсодержащих сплавов, а также сниженная величина предельно допустимого присоса охлаждающей воды до $1 \cdot 10^{-5}$ от расхода пара в конденсатор [3]. Нормируемый уровень солевых примесей в продувочной воде парогенераторов сопоставим с нормами зарубежных АЭС с PWR и в 3–7 раз ниже по сравнению нормами для действующих АЭС с ВВЭР-1000. Для снижения коррозионной повреждаемости трубопроводов и теплообменного оборудования и роста отложений на теплообменных поверхностях ПГ в проектах АЭС-2006 и ВВЭР-ТОИ принят воднохимический режим второго контура с коррекционной обработкой этаноламином, аммиаком и гидразин-гидратом. По опыту ведения этаноламинового ВХР на действующих АЭС с ВВЭР-1000 концентрация железа в питательной воде ПГ составляет порядка $2\text{--}2,5\text{ мкг/дм}^3$. По сравнению с гидразинно-аммиачным ВХР скорость заноса теплообменной поверхности ПГ снизилась в 4–5 раз и, соответственно, межпромывочный интервал ПГ увеличился до 1 раза в 8–10 лет. Однако, как показывает опыт работы зарубежных АЭС с PWR, применение ВХР со смешанными аминами, позволяет достичь концентрации железа в питательной воде менее 1 мкг/дм^3 , не перегружая при этом установки очистки турбинного конденсата и продувочной воды ПГ.

В настоящее время разрабатываются модели, в которых контур разбит на расчетные участки [4]. В них следует отслеживать изменение параметров (расхода, температуры, давления) и рассчитывались скорости коррозии и выноса ее продуктов, значения высокотемпературного рН и концентрации железа.

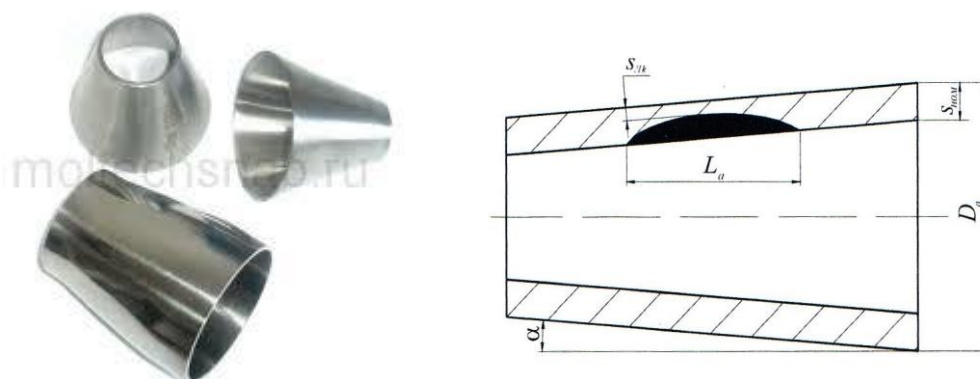


Рис. 2

Нами разработана методика [5] компьютерного моделирования процесса образования и роста трещин, требующая решения следующих задач:

- обзор и анализ имеющейся экспериментальной информации о скоростях роста трещин в конкретных конструкционных материалах и в среде, характерной для заданных условий эксплуатации;
- определение напряжений и деформаций в оболочечной конструкции сложной пространственной геометрии;
- разработка подпрограмм-критериев роста трещин;
- присоединение подпрограмм-критериев к основной программе,
- верификация и отладка вновь созданной программы.

Из перечисленных задач к настоящему моменту была решена лишь задача определения напряженно-деформированного состояния.

Для трубопровода с участками эрозионно-коррозионного утонения определение напряженно-деформированного состояния представляет собой сложную пространственную задачу, требующую компьютерного моделирования. Для этой цели лучше всего подходит трехмерная конечно-элементная программа, в которой за основу взяты элементы толстостенной оболочки [6]. В рамках этой программы толщина оболочки задается в качестве исходных данных, что позволяет моделировать утонение любой формы (пример показан на рисунке 3). Для исследования процесса разрушения в целом необходимо разработать ряд программных блоков расчета параметров разрушения (критического раскрытия, коэффициента интенсивности напряжений и J-интеграла). К настоящему моменту разработана подпрограмма-критерий расчета коэффициента интенсивности напряжений, которая соединена с основной базовой программой расчета напряженно-деформированного состояния. Кроме того, определено время прохождения указанных дефектов насквозь.

Для расчета скорости коррозионного растрескивания при статическом нагружении была использована формула [7]

$$V = A\varepsilon^n \quad (1)$$

здесь A и n – константы, зависящие от температуры и качества воды,

$$\varepsilon = BK_I^m \quad (2)$$

где K_I – коэффициент интенсивности напряжений, который может быть вычислен с помощью зависимостей, приведенных далее, B и m – константы.

$$\varepsilon = 6,1 \cdot 10^{-14} K_I^4,$$

При изменении концентрации кислорода от 10 мкг/кг до 8 мг/л коэффициент A возрастает от $8,0 \cdot 10^{-5}$ до $8,5 \cdot 10^{-4}$, коэффициент n изменяется незначительно и равен приблизительно 0,55.

K_I – коэффициент интенсивности напряжений, который может быть вычислен с помощью следующих зависимостей, представленных в работе [8] :

$$K_I = 1,12 \sigma_t \sqrt{\pi l} \quad (3)$$

$$K_I = \sigma_t \sqrt{\pi l} \frac{1,11 + 5(l/2\delta)^4}{1 - l/(2\delta)} \quad (4)$$

здесь σ_t – окружные напряжения в окрестности трещинообразного дефекта в трубе, l – глубина трещинообразного дефекта, δ – толщина трубы в месте предполагаемого растрескивания. Первая из этих формул соответствует коэффициенту интенсивности напряжений для разреза в полуплоскости, вторая – растяжению полосы с одним боковым разрезом.

Для неглубоких трещин можно воспользоваться еще и зависимостью справедливой для случая однородного растяжения слоя с полукруглой краевой щелью [9]:

$$K_I = 2\sigma_t \sqrt{l/\pi} [1 + 0,2(2\theta/\pi)^2] \quad 0 < l/\delta < 0,2 \quad (5)$$

где $0 < \theta < \pi/2$.

В расчете давление в трубопроводах второго контура было принято равным 7,84 МПа, второй вариант 11,77 МПа, кроме того был выполнен расчет для 6,27 МПа.

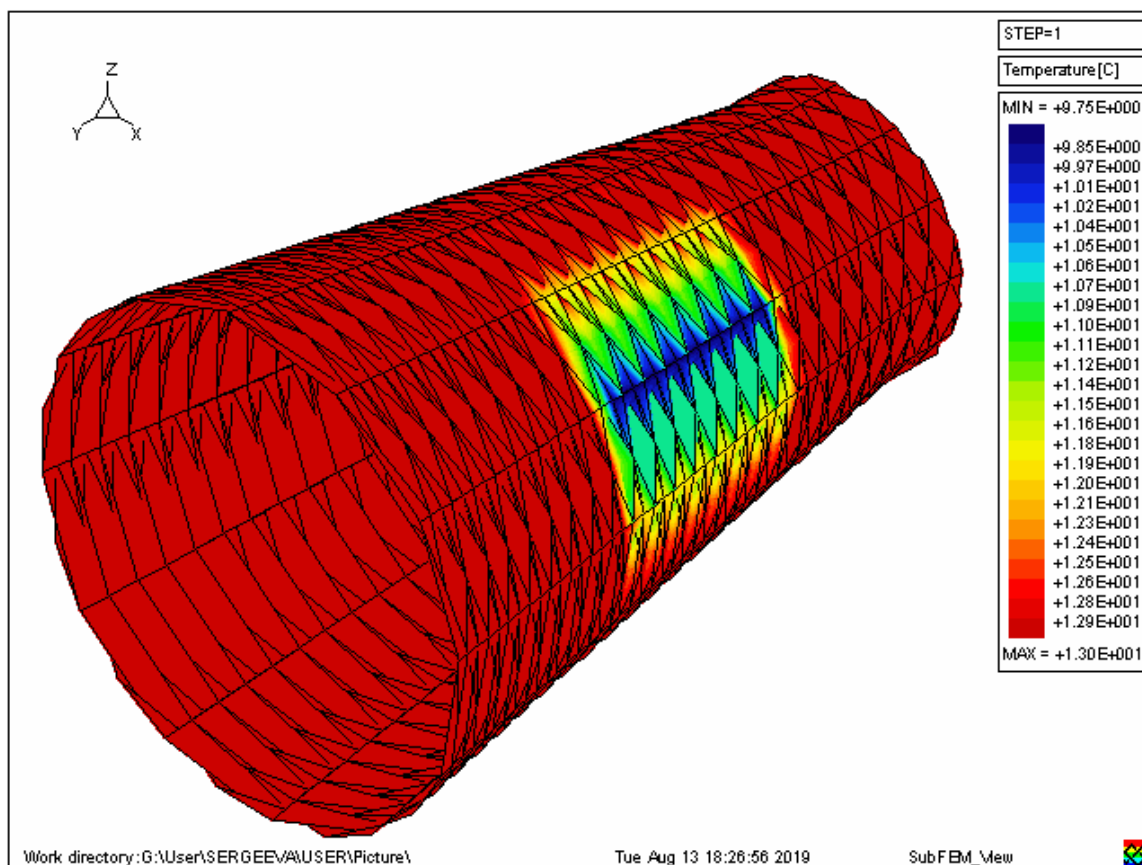


Рис.3 Пример изменения толщины адаптера

Глубина трещино-образного дефекта (мм)	Толщина в зоне повреждения (мм)	Величина окружных напряжений (МПа)	Значения коэффициента интенсивности напряжений (н.мм ^{-3/2})		Скорость роста трещины (мм/сек)	
			$K_{I(1)}$	$K_{I(2)}$	от $K_{I(1)}$	от $K_{I(2)}$
Давление в контуре 6,27 МПа						
0,075	11,05	18,1	9,84	9,73	6,6.10 ⁻¹⁰	6,44.10 ⁻¹⁰
0,075	6,5	19,7	10,71	10,615	7,95.10 ⁻¹⁰	7,80.10 ⁻¹⁰
Давление в контуре 7,84МПа						
0,075	11,05	26,1	14,19	14,11	1,47.10 ⁻⁹	1,46.10 ⁻⁹
0,075	9,75	38,5	20,93	20,82	3,47.10 ⁻⁹	3,43.10 ⁻⁹
0,075	6,5	50,1	27,24	27,15	6,199.10 ⁻⁹	6,156.10 ⁻⁹

В представленной таблице $K_{I(1)}$, $K_{I(2)}$ – коэффициенты интенсивности напряжений, полученные по формулам (3)–(5). Величина окружных напряжений приводится для места предполагаемого разрушения. Расчет проведен без учета остаточных напряжений.

Заключение

Разработанная модель может быть полезна при проектировании и эксплуатации, помогая решать, что выгоднее для конкретных участков контура: повышение концентрации корректирующих реагентов, применение стали с большим содержанием хрома или периодическая отмывка парогенератора от отложений.

Список литературы

1. *Томаров Г.В., Шипков А.А., Ловчев В.Н., Гуцев Д.Ф.* Методология и мероприятия по предупреждению недопустимых эрозионно-коррозионных утонений трубопроводов и оборудования энергоблоков АЭС, Теплоэнергетика, 2016, № 10, с. 54–62
2. *Брыков С.И., Сиряпина Л.А., Архипов О.П. Тяпков В.Ф., Ерпылева С.Ф.* Оптимизация водно-химического режима второго контура АЭС с ВВЭР-1000, 6-й международный семинар по горизонтальным парогенераторам, 22–24 марта 2004 г., Гидропресс
3. *Тяпков В.Ф., Ерпылева С.Ф., Быкова В.В., Кафарова Е.В.* Водно-химический режим второго контура на энергоблоках без медьсодержащих сплавов. Девятая международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики» тезисы докладов Москва, 21–23 мая 2014 г
4. Крицкий В.Г., Березина И.Г. и др. Моделирование миграции продуктов коррозии во II контуре АЭС с ВВЭР-1200 Теплоэнергетика 2016. – N 4. – с. 72–80
5. *Гусаров А.Е., Озеров В.Б., Сергеева Л.В.* Методические особенности компьютерного исследования прочности трубопроводов АЭС с учетом локальных утонений под воздействием эрозионно-коррозионных процессов Вестник МЭИ. 2020, с. 26–33
6. *Сергеева Л.В.* Трехмерная программа расчета напряженно-деформированного состояния оболочечных конструкций сложной пространственной геометрии, Атомная энергия т. 80, вып., февр. 1996, с. 81–84
7. *Крицкий В.Г., Буторин С.Л., Березина И.Г. и др.* Оценка влияния и значимости химических и механических факторов на коррозионное растрескивание трубопроводов Ду300 АЭС с реакторами РБМК-1000, Третья международная конференция “Безопасность трубопроводов”, т.2, 1999 г.
8. *Черепанов Г.П.* Механика хрупкого разрушения, Москва, Наука, 1974 г.
9. *Сергеева Л.В.* Характерные особенности расчетного обоснования прочности элементов конструкций ядерных реакторов на стадии эксплуатации и при создании новых установок, дисс. на соиск. уч. степени д.т.н., с. 293, Москва, 2007 г.