

Эксплуатационные повреждения теплообменных трубок и сварных соединений в парогенераторах энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000

И. М. Неклюдов, В. М. Ажажа, Л. С. Ожигов, А. С. Митрофанов

Национальный научный центр “Харьковский физико-технический институт” НАН Украины, Харьков, Украина

Проанализированы результаты исследований эксплуатационных дефектов в теплообменных трубках парогенераторов ВВЭР, а также металла трубопроводов и сварных швов. Рассмотрены особенности повреждений теплообменников и сварных соединений коллекторов с патрубками корпуса парогенератора. Установлены причины деградации материалов второго контура. Обозначены направления работ по повышению надежности и сроков эксплуатации.

Ключевые слова: теплообменная трубка, сварное соединение, деградация материала, коррозионная язва, трещина, коррозия под напряжением.

Эксплуатация АЭС в Украине показывает, что неплановые остановки энергоблоков ВВЭР-1000 часто происходят из-за повреждений во втором контуре, в частности из-за дефектов коррозионного происхождения в парогенераторных, конденсаторных узлах и трубопроводах. По мере старения оборудования такие дефекты встречаются все чаще. Второй контур с точки зрения возникающих в нем технологических процессов является сложным инженерным сооружением. Теплоноситель находится в разных агрегатных состояниях. Требуется различное оборудование, преобразующее тепло в производство рабочего тела (пар). Для обеспечения замкнутости цикла второй контур снабжен конденсаторами и подогревателями, изготовленными из разных материалов в соответствии с требованиями к теплофизическим и прочностным свойствам: нержавеющие и высокопрочные “черные” стали, медь и медные сплавы. В систему входит протяженная и густо разветвленная сеть трубо- и паропроводов, сотни наименований регулирующей и запорной арматуры, также изготовленных из различных металлов и сплавов. Проектом предусматривается определенный водно-химический состав воды для подавления процессов коррозии. Однако по мере эксплуатации увеличивается число случаев повреждений во втором контуре, причем в основном в узлах парогенераторов.

В течение многих лет в Национальном научном центре “Харьковский физико-технический институт” НАН Украины (ННЦ ХФТИ) совместно с АЭС Украины проводятся исследования эксплуатационных дефектов в теплообменных трубках парогенераторов ВВЭР, а также металла трубопроводов и сварных швов [1–4]. Создан атлас дефектов [5], в котором систематизированы данные по металлографии и вихретоковому контролю. Накопленный экспериментальный материал позволяет ответить на ряд практических вопросов, возникающих при обосновании продления эксплуатации трубопроводов.

В настоящем сообщении анализируются особенности повреждений теплообменных трубок и сварных соединений коллекторов с патрубками

корпуса парогенератора (сварные швы № 111). Для анализа выбраны объекты, разные по назначению, размерам и используемым материалам. Цель анализа – показать причины деградации свойств материалов второго контура, определить возможные пути ее подавления и обозначить направление работ по повышению надежности и продлению сроков эксплуатации. Анализ основан на данных исследований, проведенных на фрагментах теплообменных трубок, а также на участках сварных соединений № 111 парогенераторов типа ПГВ-1000 Южноукраинской АЭС. Наружный диаметр теплообменных трубок, изготовленных из аустенитной нержавеющей стали 08X18H10T, составлял 16 мм, толщина стенки – 1,5 мм. Внутри трубки – среда первого контура, снаружи – второго. Патрубки корпуса парогенератора, изготовленные из перлитной высокопрочной конструкционной стали 10ГН2МФА, имеют диаметр 1200 мм и толщину стенок – 70 мм.

Коррозионные повреждения в процессе эксплуатации образуются со стороны среды второго контура в обоих случаях: на наружной поверхности трубок и на внутренней поверхности патрубков. На теплообменных трубках выявлены четыре вида повреждений: коррозионные язвы; отдельные трещины; растрескивание и пятна коррозии. Наиболее распространенными являются коррозионные язвы, от которых образуются трещины. Типичный пример дефекта на трубке показан на рис. 1.

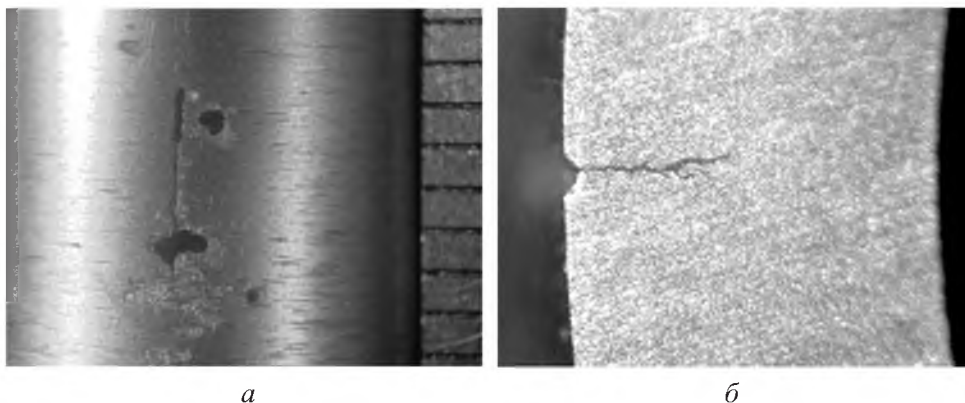


Рис. 1. Трещина на теплообменной трубке (вид поверхности): а, б – шлиф в поперечном сечении.

В сварных соединениях трещины образуются в основном металле в зоне термического влияния сварного шва. На рис. 2 показан участок внутренней поверхности патрубка с трещиной. На поверхности сохранены наслоения эксплуатационных отложений.

В сварном соединении, как и на теплообменных трубках, дефекты образуются вследствие коррозии под напряжением [6, 7]. В обоих случаях инициатором является язвенная коррозия. При обследовании внутренней поверхности патрубка вблизи сварного шва, а также на значительном удалении от него зарегистрированы многочисленные коррозионные язвы диаметром 8 мм и глубиной 3 мм. Трещины проходят через наибольшие коррозионные язвы (рис. 2).

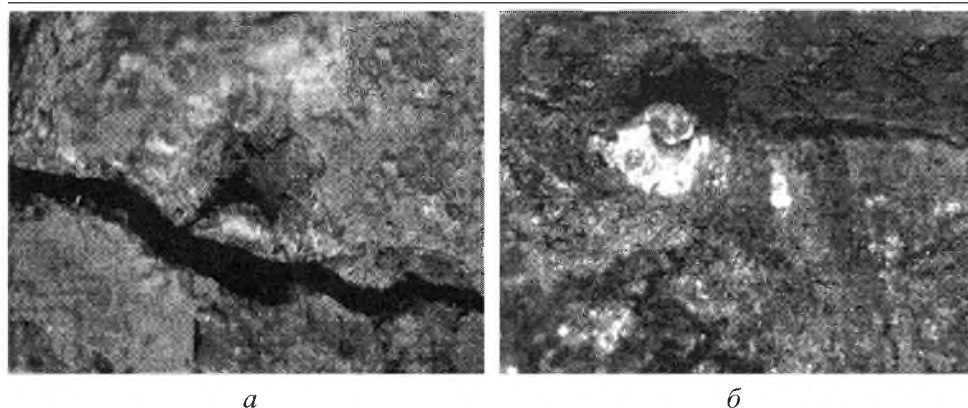


Рис. 2. Участок внутренней поверхности патрубка с трещиной (а) и с раскрытой трещиной (б).

Как показывают исследования дефектных фрагментов теплообменных трубок, трещины в них также распространяются от коррозионных язв. Типичный пример коррозионной язвы в теплообменной трубке иллюстрирует рис. 3. Язвы на трубках достигают нескольких миллиметров в диаметре, в основном они заполнены продуктами коррозии. Напряжения растяжения в металле вокруг язв образуются за счет увеличения объема при окислении.

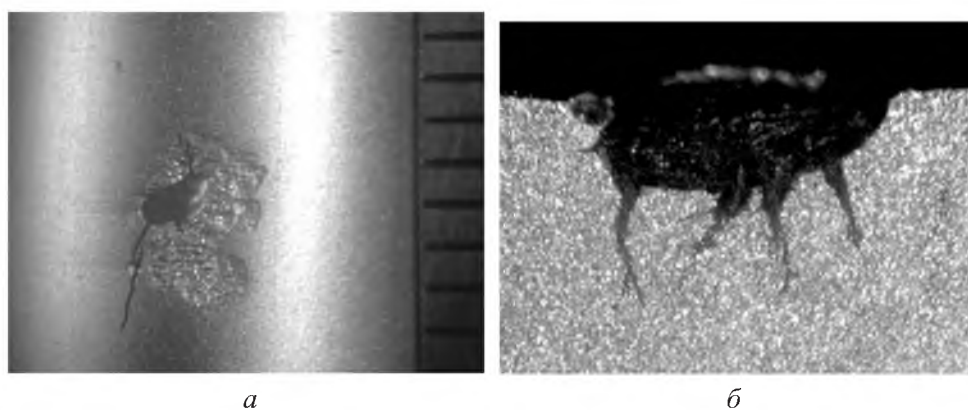


Рис. 3. Трещина и коррозионная язва на теплообменной трубке: а – поверхность (одно деление равно 1 мм); б – шлиф.

Для развития коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) необходимо, чтобы на поверхности имелись локальные неоднородности в зоне приложения напряжений (следы механической обработки, разного происхождения выступы и т.д.). Неоднородности инициируют электрокоррозию и развитие КРН [8–10]. Системные металлографические исследования дефектов свидетельствуют, что во всех случаях форма коррозионных язв круглая или овальная с явно выраженным зародышем. Язвы диаметром выше 1 мм, как правило, имеют элементы растрескивания. С увеличением диаметра язв величина и количество трещин от них возрастают. Форма язв позволяет судить о том, что они образованы в результате развития локальной коррозии. Этот процесс может иметь место при взаимодействии поверхности с части-

цами меди, попавшими на трубки, и в условиях активной водной среды второго контура, стимулировавшими процесс электрокоррозии. Медь присутствует в водной среде второго контура как продукт коррозионно-эрозионного износа теплообменного оборудования. Благодаря микрорентгеноспектральному анализу в коррозионных язвах обнаружено повышенное содержание меди [2]. В ходе металлографических исследований медь наблюдается визуально по характерному цвету. Например, в язве, показанной на рис. 2, находится медь, вступившая в реакцию с основным металлом.

В рассмотренных примерах характер образующихся трещин одинаков, несмотря на различие в толщине, составе и микроструктуре металла, а также на то, что дефекты зарождаются на внутренней трубной поверхности для сварного шва и на наружной – в случае теплообменных трубок. Рис. 4 иллюстрирует концевые участки трещин на теплообменной трубке (сталь 08X18H10T) и в патрубке сварного соединения (сталь 10ГН2МФА).

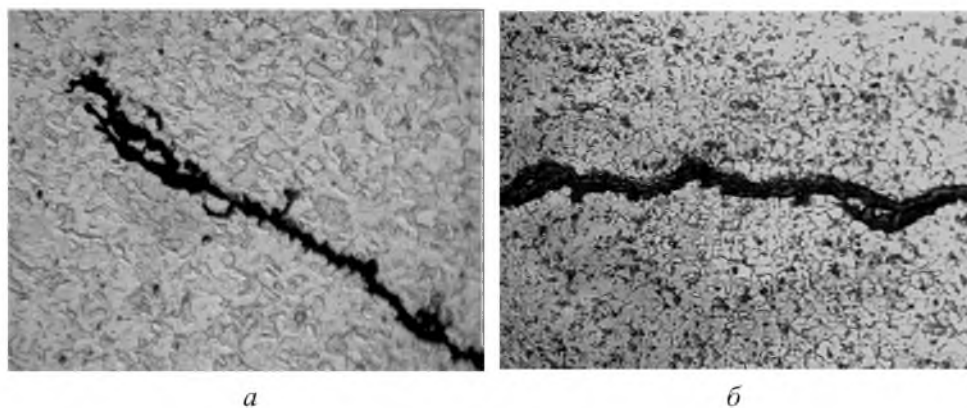


Рис. 4. Концевые участки трещин в сталях 08X18H10T (теплообменная трубка) – а и 10ГН2МФА (патрубок) – б.

Концы трещин тупые, для стали 08X18H10T ширина трещины сравнима с величиной зерна (до 5 мкм). Для стали 10ГН2МФА ширина трещины составляет около 5 мкм и превышает величину зерна (до 3 мкм). Во всех случаях трещины даже на концах заполнены продуктами коррозии. Для стали 08X18H10T в некоторых местах проявляется межкристаллитная коррозия, чего не наблюдается для стали 10ГН2МФА. Как для стали 08X18H10T, так и для стали 10ГН2МФА трещины во всех случаях начинаются от коррозионных язв на поверхностях, находящихся в среде второго контура. В химически активной водной среде второго контура присутствуют металлические и оксидные примеси как результат коррозионно-эрозионного износа оборудования и трубопроводов. Это приводит к накоплению шламовых отложений в нижней части корпусов парогенераторов, теплообменников и в зоне сварных швов № 111.

Отложения состоят из оксидов железа и меди. По-видимому, в современных проектах система фильтров во втором контуре не обеспечивает полную очистку воды от продуктов эрозии. Парогенератор конструктивно является естественным отстойником для шлама. Причем парогенераторы

типа ПГВ-1000, которыми укомплектованы украинские АЭС с реакторами ВВЭР-1000, в этом плане наиболее уязвимы. С одной стороны, мощные потоки теплоносителя вызывают повышенную эрозию оборудования и трубопроводов (по сравнению с ВВЭР-440), с другой – теплообменник с более тесным шахматным трубным пучком является сборником шлама. Какие-либо способы удаления шлама проектом не предусмотрены. Рекомендуемые периодические химические отмывки на практике не обеспечивают полную очистку. При этом удаляется защитный поверхностный слой на трубках, что отрицательно влияет на коррозионную стойкость стали 08X18H10T. На АЭС вносят конструктивные дополнения, позволяющие промывать зону сварного шва № 111 путем продувки. Для парогенераторов это сделать нельзя. Проблемы ресурса парогенераторов можно было бы избежать, если подавить коррозионно-эрозионные процессы во втором контуре или, по крайней мере, предотвратить поступление продуктов эрозии в парогенератор. Что касается первого пути, то задача защиты металлов нанесением коррозионно-стойких и износостойких покрытий – типичная для современного материаловедения и в большой степени традиционна для ННЦ ХФТИ. Аналогичная задача была решена, например, для гильз погружных насосов [11]. Для изнашиваемых участков оборудования и трубопроводов АЭС следует разрабатывать соответствующие технические решения. Результаты длительной эксплуатации энергоблоков и металлографических исследований свидетельствуют, что сталь 08X18H10T хорошо зарекомендовала себя в теплопередающем оборудовании и трубопроводах, однако при этом исключается присутствие меди в напряженных участках второго контура.

Необходимо также обратить внимание на способы фильтрации или улавливания продуктов эрозии. Применяющиеся фильтры, основанные на химических процессах, видимо, не достаточно эффективны. Накопление сотен килограммов шлама в застойных зонах контура – это следствие не только интенсивной эрозии, но и неэффективной работы фильтров. Целесообразно рассмотреть применение в этом направлении физических способов. В ННЦ ХФТИ имеется опыт решения подобных задач, но для условий АЭС следует также разрабатывать соответствующие технические решения, не вносящие изменения в проект.

Выполненные работы по созданию атласа дефектов в теплообменных трубках позволили ответить на ряд практических вопросов, но возникли новые. В созданный атлас вошли данные о дефектах в наиболее подверженной деградации нижней зоне теплообменника, которая находится вблизи “горячего” коллектора. Однако с течением времени участились случаи поражения трубок в средней и верхней зонах. Для интерпретации результатов вихревого контроля необходимо иметь полное металлографическое представление о типах дефектов и их распределении по всему теплообменнику. Необходимо также создать контрольные образцы на основе трубок с реальными дефектами различных видов для калибровки методик контроля и аттестации персонала. В настоящее время отсутствуют четкие критерии глушения теплообменных трубок, которые нельзя определить расчетным путем из-за большого разнообразия реальных дефектов. Более обоснованно

сделать это опытным путем, основываясь на знании конфигурации дефектов, соответствующих определенным индикациям вихретокового контроля, и определив прочностные характеристики дефектных трубок. Результаты будут логичным завершением работ по созданию атласа дефектов для систем контроля на АЭС.

По мере эксплуатации число дефектов в теплообменниках парогенераторов неуклонно растет. При принятии решений на продолжение эксплуатации или глушение дефектной трубки следует знать скорость роста дефекта. Такие данные в настоящее время отсутствуют. Знание механизма дефектообразования необходимо также для разработок технических решений по борьбе с деградацией материалов. Для этого с учетом уже имеющихся результатов по макромеханизму язвенной коррозии следует установить, все ли язвы или какая часть из них содержат медь, используя при этом совместно с металлографией системные микрорентгеновские исследования. По полученным результатам можно будет определить, является ли медь единственной причиной коррозионных разрушений в теплообменниках и сварных соединениях, выработать конкретные направления борьбы с деградацией материалов и однозначно ответить на вопрос: следует ли ожидать полного подавления деградации после удаления меди из второго контура.

Таким образом, продолжение работ по установлению механизма образования и кинетики роста дефектов представляет не только научный, но и практический интерес.

Резюме

Проанализовано результати досліджень експлуатаційних дефектів у теплообмінних трубках парогенераторів ВВЕР, а також металу трубопроводів і зварних швів. Розглянуто особливості пошкодження теплообмінників та зварних з'єднань колекторів із патрубками корпусу парогенератора. Установлено причини деградації матеріалів другого контуру. Визначено напрямлення робіт щодо підвищення надійності та термінів експлуатації.

1. *Неклюдов И. М., Ожигов Л. С., Митрофанов А. С., Гоженко С. В.* Коррозионные повреждения теплообменных труб парогенераторов Южноукраинской АЭС // Сб. науч. трудов СНИЯЭ и П. – 2003. – Вып. 8. – С. 55 – 63.
2. *Неклюдов И. М., Ожигов Л. С., Митрофанов А. С., Гоженко С. В.* Исследование причин образования коррозионных дефектов в теплообменных трубах парогенераторов // Там же. – С. 50 – 55.
3. *Неклюдов И. М., Ожигов Л. С., Митрофанов А. С. и др.* Коррозионные повреждения металла во втором контуре энергоблоков реакторов ВВЭР-1000 // Там же. – 2004. – Вып. 10. – С. 72 – 79.
4. *Неклюдов И. М., Ажжажа В. М., Ожигов Л. С. и др.* Особенности эксплуатационных повреждений трубчатки парогенераторов ПГВ-1000 и разработка атласа дефектов // Там же. – 2005. – Вып. 15. – С. 160 – 169.

5. Неклюдов И. М., Ажаржа В. М., Ожигов Л. С. и др. Атлас эксплуатационных дефектов теплообменных труб парогенераторов АЭС с реакторами типа ВВЭР-1000: Тр. XVII Междунар. конф. по физике радиационных явлений и радиационному материаловедению. – Алушта, 2006. – С. 158 – 159.
6. Федосеев А. Е., Буланова Т. М., Гончаренко Ю. Д. Исследование характера повреждения теплообменных труб 2-го блока Балаковской АЭС // Новые технологии для энергетики, промышленности и строительства. – Димитровград, 1998. – С. 38 – 42.
7. Дожи М., Освальд Ф., Такаш Г. Анализ поврежденных теплообменных труб парогенераторов на АЭС Пакш. – М.: ЭНИЦ ВНИИФЭС, 2001. – С. 106 – 116.
8. Паршин А. М., Тихонов А. Н. Коррозия металлов в ядерном энергомашиностроении. – М.; СПб.: Политехника, 1994. – 96 с.
9. Колотыркин Я. М. Металл и коррозия. – М.: Металлургия, 1985. – 88 с.
10. Богоявленский В. Л. Коррозия сталей на АЭС с водным теплоносителем. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 165 с.
11. Седенков А. М., Давиденко Н. М., Змий В. И. Коррозионно-электрохимическое поведение стали 06X18H10T с комбинированными силицидными покрытиями в соляно-серноокислых средах // Защита металлов. – 1989. – 25, № 1. – С. 114 – 117.

Поступила 15. 03. 2007