

КОРРОЗИЯ ВТОРОГО КОНТУРА ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС С ВВЭР-1000

Л. С. ОЖИГОВ, А. С. МИТРОФАНОВ, В. Н. ВОЕВОДИН

Институт физики твердого тела, материаловедения и технологий национального научного центра Харьковского физико-технического института

Сделан обзор экспериментальных исследований механизмов эрозионно-коррозионных повреждений теплообменного оборудования на энергоблоках ВВЭР-1000. С помощью металлургических методов изучены эксплуатационные повреждения разных участков. Выявлено, что характер повреждений толстостенных конструкций из перлитной стали типа 10ГН2МФА обусловлен изначально язвенной коррозией вследствие электрохимического взаимодействия металла с частицами шлама – продуктами коррозионно-эрозионного износа оборудования, изготовленного из медных сплавов. Сделан вывод, что в условиях второго контура происходят сложные взаимосвязанные процессы коррозионно-эрозионного износа оборудования, на конечной стадии которых развивается коррозионное растрескивание под напряжением. Для предотвращения эксплуатационных повреждений необходимо удалить медьсодержащие конструкции.

Ключевые слова: *энергоблок, коррозионное растрескивание, коррозионно-эрозионный износ.*

Коррозионно-эрозионный износ металла – один из главных факторов, лимитирующих ресурс теплообменного оборудования на энергоблоках ВВЭР-1000. В ИФТТМТ ННЦ ХФТИ длительное время с помощью физических методов исследовали причины и механизмы образования эксплуатационных повреждений в теплообменных трубках парогенераторов, сварных соединениях коллекторов с корпусами парогенераторов, плоскоспиральных трубных элементах нагревателей питательной воды. В частности, с помощью металлографии, электронной микроскопии, фрактографии, микрорентгеноспектрального анализа и термодесорбционной масс-спектрометрии изучали темплеты металла и участки трубопроводов, вырезанные из поврежденного теплообменного оборудования на Южноукраинской и Запорожской АЭС. Для этого применяли металлографический микроскоп ММО-1600-АТ, сканирующий электронный с катодом Шоттки JEOLJSM-7001F и термодесорбционный масс-спектрометр МХ-7304.

Результаты и их обсуждение. Причинами повреждений стыков коллекторов первого контура с корпусами парогенераторов на энергоблоке ВВЭР-1000 считают [1, 2] превышение допустимых норм эксплуатации по напряженному состоянию, а также нарушение водно-химического режима, что в итоге приводило к развитию коррозионного растрескивания под напряжением (КРН). Образование зародышей трещин и их развитие исследовали с материаловедческих позиций. Рентгеновским микроанализом установили, что твердые отложения в устьях трещин состоят из гидроксида железа $Fe(OH)_2$ [3], который существенно влияет на растрескивание стали 10ГН2МФА. При снижении температуры вокруг трещины возникает напряженно-деформированное состояние. Объемные изменения отложений вызывают напряжения в структуре, локальные разрушения и дальнейший рост трещины, сопровождающийся интенсивным окислением раскрытых ювенальных поверхностей с выделением водорода. Методом термодесорбционной масс-

спектрометрии зафиксировали повышенное содержание водорода в металле вблизи трещин [4], что вызывает локальное охрупчивание металла и способствует его дальнейшему растрескиванию.

Описанные представления объясняют наблюдаемые на практике факты появления трещин в металле именно при охлаждении установки, а также то, что рост трещин циклический, согласно с проводимыми теплосменами. Считают [5, 6], что КРН стали вызвано замедленным деформационно-коррозионным растрескиванием, когда напряжения растяжения с малой скоростью деформации задаются на стадии зарождения и роста трещин в диапазоне 200...320°С. По нашему мнению, разрушение сварных соединений коллекторов с корпусами парогенераторов правильнее было бы назвать циклическим КРН, поскольку акты подрастания трещин прерывисты, вследствие циклов охлаждения конструкции [1–4].

Образование зародышей повреждений связывают с присутствием в среде второго контура продуктов эрозионно-коррозионного износа оборудования (шлама), особенно содержащего медь, которые на поверхности стали формируют очаги электрохимической коррозии, перерастающие в язвы и обуславливающие коррозионное растрескивание. В зоне соединения коллектора с парогенератором напряжения [2], а также плотность коррозионных язв максимальные. Выяснить, что важнее коррозия или напряжения для КРН не имеет смысла, важно уточнить, какой из этих факторов первичный в суммарном процессе разрушения. По результатам многочисленных наблюдений, трещины развиваются от коррозионных язв на внутренней поверхности металла. Именно язвы способствуют растрескиванию, и первопричиной КРН является наличие в среде второго контура продуктов износа оборудования, особенно содержащих медь.

Предположение о важной роли меди выдвигали неоднократно. Для этого исследовали морфологию и состав отложений, собранных при ремонте в зоне соединения коллектора с парогенератором. Микрорентгеновским анализом в шламе на фоне фракций, состоящих из частиц оксидов, выявили частицы с содержанием железа и меди более чем 60 ат.%, т.е. металлы находились в свободном состоянии [3]. Поэтому здесь целесообразны физические представления о природе язвенных повреждений поверхности металла в зоне сварного соединения. Твердые продукты коррозионно-эрозионного износа, особенно богатые медью частицы, контактируя с поверхностью стали в химически активной среде второго контура, могут инициировать локальные электрохимические процессы, которые и приводят к зарождению повреждений.

Эрозионно-коррозионный износ теплообменного оборудования. В энергоблоках ВВЭР-1000 наиболее повреждаемы трубопроводы теплообменного оборудования парогенераторов, систем конденсации пара, охлаждения конденсата. Элементы этих конструкций изготовлены из низкоуглеродистой стали марок 15; 17; 20, а в ответственных местах – из стали 08Х18Н10Т. По результатам обследования причиной повреждения элементов является эрозионно-коррозионный износ внутренней поверхности металла под воздействием потока рабочей среды. Зафиксированы случаи полного износа змеевиков, вплоть до разрывов стенок. Следовательно, со временем эксплуатации количество таких случаев будет возрастать, что необходимо учитывать при продлении сроков функционирования энергоблоков. Методами металлографии исследована [7] эволюция структуры рабочих поверхностей плоскостиральных трубных элементов (ПСТЭ) подогревателей питательной воды. На продольных шлифах микроструктура металла (рис. 1а) полосчатая, свойственная холоднодеформированным феррито-перлитным сталям, термообработка которых сопровождается образованием пластинчатого перлита и коагуляцией цементита в виде гранул. Поверхность ПСТЭ, омываемая потоком среды второго контура, представляет собой сплошной ямочный рельеф в

виде мозаики из граничащих между собой округленных ямок размером $\sim 100 \mu\text{m}$ (рис. 2). Поверхность ямок гладкая и четко выражены ребристые границы раздела между ними. С помощью микрорентгеноспектрального анализа выявили, что ее состав соответствует оксиду железа FeO с небольшими добавками таких легирующих элементов (at.%): 49,90 O; 0,45 Si; 0,18 S; 0,26 Mn; 49,21 Fe. Элементный состав и структура поверхности ПСТЭ на конечных стадиях износа при утонении стенки трубы до 0,5 mm аналогичны, но с размером ямок до 3 mm (рис. 3).

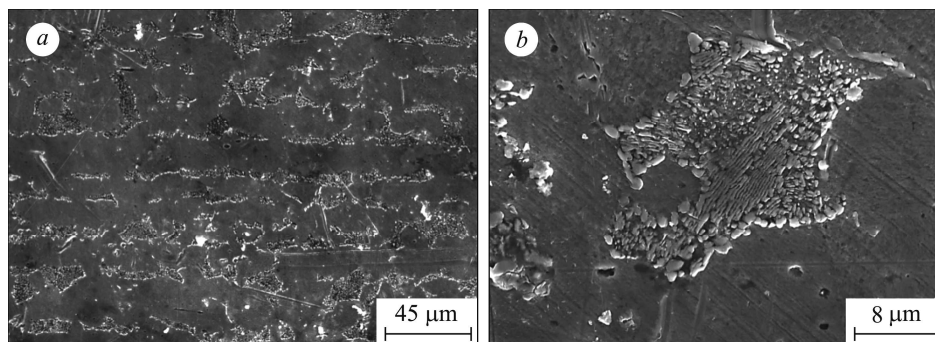


Рис. 1. Микроструктура металла ПСТЭ: *a* – полосчатая на шлифе в продольном сечении; *b* – пластинчатый перлит на поверхности с гранулами цементита по границе.

Fig. 1. Microstructure of plane-spiral pipe elements (PSPE) metal:
a – streaky on a metallographic section in a longitudinal cross-section;
b – lamellar pearlite on the surface with cementite granular at the border.

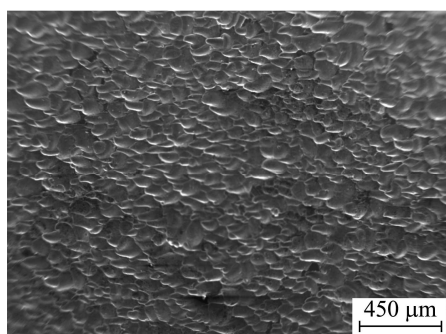


Рис. 2. Внутренняя поверхность трубы ПСТЭ.

Fig. 2. Internal pipe surface of PSPE.

Исходя из особенностей микроструктуры ПСТЭ, можно полагать, что ребристый каркас ямок образован ферритом. Островки на гранях, состоящие из рядов мелких частиц, – пластинчатый перлит, более крупные частицы – цементит. На перлите под неплотной оксидной пленкой может развиваться подповерхностная коррозия, распространяющаяся вглубь металла и ускоряющая износ. Со временем размер ямок (раковин) увеличивается. При этом начинает изнашиваться уже и ферритный каркас из-за эрозионного вымывания выступающих структурных фрагментов металла.

Вначале на шлифах в поперечном сечении (рис. 4) коррозия проникает вглубь металла по перлитным цепочкам, отделяя зерна феррита (рис. 4*a*), а на поверхности возникают неглубокие коррозионные язвы (рис. 4*b*). Эрозии при этом не наблюдали. Она проявляется на последующей стадии, когда происходит вымывание перлитных прослоек, откалывание отдельных зерен и групп зерен феррита (рис. 5*a, b*). На продольном шлифе в приповерхностном слое образуются трещины и ферритные волокна отслаиваются от поверхности металла по перлитным прослойкам, вследствие чего поверхность металла разрыхляется, становится неоднородной, что интенсифицирует эрозию. В результате образуется ямочно-мозаичный рельеф с ямками округленной формы, размер которых увеличивается при эксплуатации. Потоки жидкой среды на растянутых сторонах гибов вымывают продукты коррозии и повышают скорость суммарного процесса изнашивания, чему также способствует, по-видимому, напряженное состояние металла.

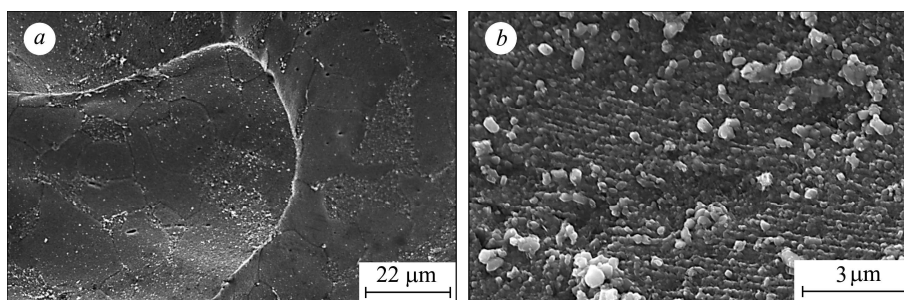


Рис. 3. Ямки износа с участками перлита на поверхности ПСТЭ.

Fig. 3. Wear pits with section of pearlite on the PSPE surface.

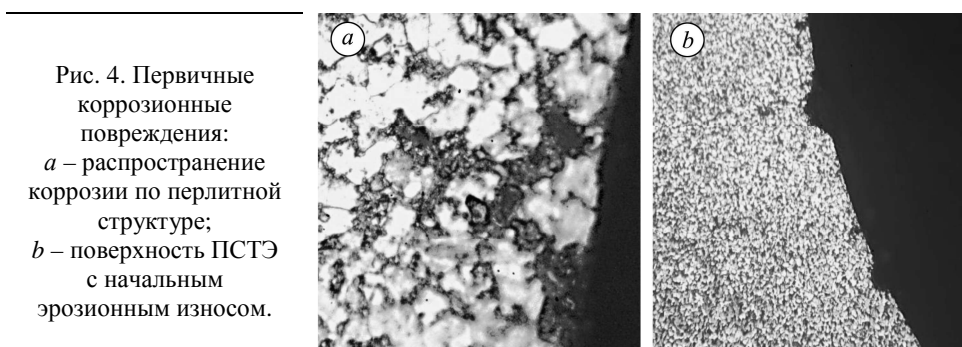


Рис. 4. Первичные коррозионные повреждения:
a – распространение коррозии по перлитной структуре;
b – поверхность ПСТЭ с начальным эрозионным износом.

Fig. 4. Corrosion damages: *a* – corrosion development across the pearlite structure; *b* – PSPE surface with initial erosion wear.

В теплоэнергетике, основываясь на внешних признаках повреждений, считают, что при эксплуатации трубной системы теплообменников доминирующим механизмом разрушения металла является эрозия. Это объясняют тем, что поверхность износа гладкая и открытая, тогда как при коррозии должна быть растравленной и покрытой ее продуктами. Часто эксплуатационные повреждения рассматривают [8–10] как эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ), причем ответственной за этот процесс считают именно эрозию. По результатам эксплуатационного контроля износа стенок трубопроводных систем на энергоблоках ВВЭР-1000 удалось выявить не только утонение стенок вследствие большой скорости ЭКИ, но и “утолщения” на некоторых участках из-за отложений продуктов коррозии и солей [10]. Не вызывает сомнения факт, что в износе трубопроводов из углеродистых сталей участвуют и эрозионные, и коррозионные процессы. В некоторых случаях их объединяют словосочетанием “эрозия коррозии” [8]. Установить, какой из них первичный, по-видимому, технологически несущественно, но очень важно для выбора и разработки перспективных износостойких материалов.

Результаты механических испытаний подтвердили информацию о том, что длительная эксплуатация феррито-перлитных трубных сталей практически не влияет на стандартные механические свойства, но снижает параметры сопротивления разрушению, чувствительные к локальным структурным изменениям. Выявили, что феррито-перлитная микроструктура стали 20 не способствует износостойкости труб. Коррозионные язвы и проявления избирательной коррозии (рис. 4) подтверждают склонность углеродистых сталей к этому виду коррозии в условиях работы теплоэнергетического оборудования, а также то, что коррозионные процессы предшествуют эрозии. Коррозия проникает в металл по перлитным цепочкам, вызывая микроразрушения и ослабляя связи между зернами феррита. Поэтому перлитная составляющая, хотя и более твердая, нежели феррит, вымывает-

ся с поверхности потоками воды и теряет связующие свойства. Этот эффект усугубляется в случае волокнистой (полосчатой) феррито-перлитной структуры, когда эрозии подвергаются не отдельные зерна, а микрофрагменты металла (рис. 5). На растянутых сторонах гибов из-за большей скорости потоков наблюдается повышенная эрозия и результирующий процесс КЭИ по сравнению со сжатыми сторонами.

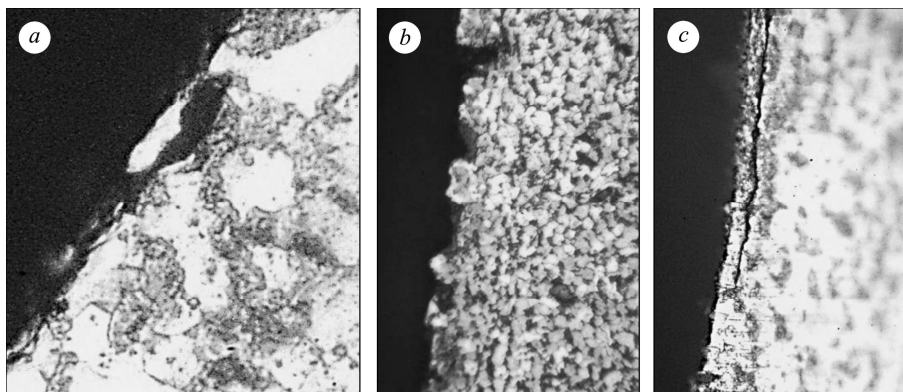


Рис. 5. Коррозионно-эрозионный износ внутренней поверхности ПСТЭ: *a* – откалывание отдельных зерен феррита; *b* – вымывание перлитных прослоек и откалывание групп зерен; *c* – отделение волокна металла по перлитной прослойке.

Fig. 5. Corrosion-erosion wear of the PSPE internal surface: *a* – cleavage of separate grains; *b* – washing-out of pearlite layers and cleavage of grain groups; *c* – separation of metal fibre along pearlitic interlayer.

По результатам металлографических исследований есть основания считать, что при эксплуатационном износе стали 20 в условиях работы ПСТЭ начальной стадией является коррозия. Коррозия и эрозия развиваются последовательно и, хотя взаимозависимы, найти функциональную связь между ними сложно, поскольку протекают на разных уровнях. Коррозия – на молекулярном и зависит от выхода химических реакций. Эрозию определяет количество отделившихся частиц металла. Если сравнивать эти процессы по выносу массы, то эрозионный конечно же больше, поскольку включает и коррозионную составляющую. С этой точки зрения название износа эрозионно-коррозионным правомочно. Но первичной стадией, без которой износ не возникает, является коррозия, поэтому, по нашему мнению, правильнее называть его коррозионно-эрозионным.

Таким образом, из результатов исследований поврежденных трубных элементов, длительное время проработавших в подогревателях воды высокого давления на энергоблоках ВВЭР-1000, можно предположить, что КЭИ феррито-перлитной стали 20 обуславливает коррозия перлитной составляющей, инициирующая эрозию. Физический механизм износа феррито-перлитных сталей не выяснен. Известно, что их склонность к коррозии возрастает при образовании непрерывной сетки тонкодисперсных перлитных выделений. Полученные результаты свидетельствуют о существенной роли полосчатой микроструктуры, которая обуславливает локальную коррозию перлита и стимулирует последующую эрозию. Следовательно, повышение долговечности и надежности трубопроводов второго контура АЭС – в большей степени материаловедческая проблема, нежели технологическая или конструкционная.

ВЫВОДЫ

Приведены примеры коррозионных повреждений оборудования и трубопроводов во втором контуре энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000. Рассмотрены механизмы коррозионного растрескивания стыков коллекторов с корпусами парогенераторов и механизмы коррозионно-эрозионного износа трубопроводов теплообменного обо-

рудования. Причинно-следственная связь коррозионных и эрозийных процессов подтверждена результатами анализов элементного состава шламовых отложений во втором контуре. Полученные данные позволяют уточнить представления о природе износа и определить направления для предотвращения повреждений.

РЕЗЮМЕ. Подано огляд експериментальних досліджень механізмів ерозійно-корозійних пошкоджень теплообмінного обладнання на енергоблоках ВВЕР-1000. Металознавчими методами вивчено експлуатаційні пошкоди різних ділянок. Виявлено, що характер пошкоджень товстостінних конструкцій з перлітної сталі типу 10ГН2МФА зумовлений зазвичай виразковою корозією внаслідок електрохімічної взаємодії металу з частками шламу – продуктами корозійно-ерозійного зносу обладнання, виготовленого з мідних сплавів. Зроблено висновок, що в умовах другого контуру протікають складні взаємозалежні процеси корозійно-ерозійного зносу, які завершуються корозійним розтріскуванням під напруженням. Тому, щоб запобігти експлуатаційним пошкодженням, необхідно позбутися конструкції із вмістом міді.

SUMMARY. A review of experimental investigation of the mechanisms of erosion-corrosion damage of heat exchange equipment at the power units of WWER-1000 is presented. Using metallographic techniques different operational damaged sites are examined. It is shown that the nature of the damage thick-walled structures made of pearlitic 10ГН2МФА steel is caused initially by pitting corrosion which is induced by electrochemical interaction of the metal with particles of sludge; these particles are the products of corrosion-erosion wear of equipment produced of copper alloys. According to the obtained results it was concluded that in the second-circuit conditions the complex interdependent processes of corrosion-erosion wear of equipment developed; at the final stage of these processes the stress corrosion cracking under stresses developed. Therefore, for the prevention of operational damage of the second circuit equipment it is necessary to remove the copper-containing construction.

1. *О причинах повреждений сварных соединений парогенераторов ПГВ-1000 / Л. С. Ожигов, А. С. Митрофанов, Е. А. Крайнюк, В. И. Савченко, А. В. Бажуков, П. Е. Мельник // Вестник Тамбовск. гос. техн. ун-та. – 2009. – 14, № 4. – С. 78–82.*
2. *Анализ факторов, приводящих к повреждению коллекторов парогенератора ПГВ-1000М / С. А. Харченко, С. Л. Лякишев, В. В. Денисов, О. Ю. Петрова // Вопросы атомной науки и техники. Сер.: Обеспечение безопасности АЭС. – 2007. – Вып. 19. – С. 55–68.*
3. *Особенности коррозионной повреждаемости сварных соединений парогенераторов ВВЭР-1000 / И. М. Неклюдов, Л. С. Ожигов, А. С. Митрофанов, В. Н. Воеводин, Г. Д. Толстолуцкая, Н. С. Зарицкий, В. В. Брык, Е. А. Крайнюк, А. Г. Руденко, В. В. Ружицкий // Физика и химия обработки материалов. – 2013. – № 2. – С. 18–25.*
4. *Водород в металле многослойного сварного шва приварки коллектора к корпусу парогенератора в энергоблоке ВВЭР-1000 / Л. С. Ожигов, А. С. Митрофанов, В. В. Ружицкий, Г. Д. Толстолуцкая, Н. Д. Рыбальченко, А. В. Бажуков, П. Е. Мельник // Вопросы материаловедения. – 2015. – № 2(82). – С. 143–150.*
5. *Влияние воды высоких параметров на склонность стали 10ГН2МФА к замедленному деформационному коррозионному растрескиванию / Ю. Г. Драгунов, А. С. Зубченко, О. Ю. Петрова, И. Л. Харина // Машиностроение и инж. образование. – 2007. – № 4. – С. 35–41.*
6. *Казанцев А. Г. Коррозионное растрескивание стали 10ГН2МФА при низкоскоростном нагружении // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2012. – 78, № 1. – С. 79–86.*
7. *Ожигов Л. С., Митрофанов А. С., Крайнюк Е. А. Експлуатаційне зношування трубопроводів другого контуру енергоблоків ВВЕР-1000 // Вісник Тернопільськ. нац. техн. ун-ту ім. Ів. Пулюя. – 2013. – №1(69). – С. 55–62.*
8. *Полищук С. М., Манузин А. А. Анализ исследований эрозийно-коррозионного износа трубопроводов АЭС // Восточно-европейский журн. передовых технологий. – 2007. – № 1/3(25). – С. 3–7.*
9. *Разработка компьютерных программ для расчета эрозийно-коррозионного износа трубопроводов реакторов АЭС / В. И. Бараненко, С. Г. Олейник, В. Н. Меркушев, М. Б. Бакиров, А.В. Кумов // Проблемы прочности. – 2004. – № 1. – С. 84–89.*
10. *Эксплуатационный контроль эрозийно-коррозионного износа трубопроводов на российских АЭС с ВВЭР / В. И. Бараненко, В. М. Маркочев, Ю. А. Янченко // Теплоэнергетика. – 2011. – № 5. – С. 41–48.*

Получено 04.02.2016