

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТРУБ НИЖНЕЙ РАДИАЦИОННОЙ ЧАСТИ КОТЛОВ ТПП-210А, ПОСЛЕ ПЕРЕХОДА НА СЖИГАНИЕ ГАЗОВОГО УГЛЯ

А.В. Грузевич^{1,2}, Д.А. Дереча^{2,3}

¹Трипольская ТЭС. 08720, Киевская область, Обуховский р-н, г. Украинка. E-mail: Gruzevich@bigmir.net

²Институт магнетизма НАН Украины и МОН Украины. 03142, г. Киев, бульв. Акад. Вернадского 36-б

³НТУУ «КПИ имени Игоря Сикорского». 03056, г. Киев, просп. Победы, 57.

На сегодняшний день в тепловой энергетике сложилась чрезвычайно тяжелая ситуация, связанная с прекращением поставок антрацитового штыба на тепловые электростанции. В связи с этим одной из основных задач в современной теплоэнергетике является техническое перевооружение ряда ТЭС проходящее с изменением проектного вида топлива антрацитового штыба и их переход на сжигание газовых углей марки Г. Поэтому исследование эксплуатационной надежности труб нижней радиационной части котлов после перехода на сжигание газовой группы углей является весьма актуальным вопросом. Библиогр. 5, табл. 3, рис. 2.

Ключевые слова: энергетическое оборудование, поверхности нагрева, экранные трубы, коррозия, окалина, надежность, котлы, теплоэлектростанция

Надежность и долговечность работы энергетического оборудования в значительной степени зависит от состояния поверхностей нагрева котлоагрегатов. Статистика повреждаемости на электростанциях показывает, что подавляющее большинство вынужденных остановов котлов вызвано повреждением труб поверхностей нагрева. Значительная часть разрывов труб поверхностей нагрева происходит в результате высокотемпературной газовой коррозии металла [1]. В настоящее время отмечается весьма значительная газовая коррозия экранных труб нижней радиационной части (НРЧ) котлов высокого и сверхкритического давления, сжигающих сернистое твердое топливо. Разрывы труб НРЧ из-за коррозионных повреждений являются одной из основных причин аварийных остановов блоков мощностью 300 МВт, работающих на твердом топливе.

Наружная поверхность труб подвергается коррозионному воздействию со стороны обращенной в топку, в зоне максимальной температуры факела. Разрушение происходит в зоне наибольшей тепловой нагрузки экранов [2]. Разрушению подвержены преимущественно трубы средней по ширине части топки, непосредственно над зажигательным поясом.

В целях обеспечения надежной работы НРЧ необходимо разработать методику контроля, которая будет включать определение мест возможного утонения стенки трубы, вид и периодичность их контроля, а так же учитывать изменения структуры в процессе эксплуатации.

Анализ работы энергетического оборудования. Учитывая опыт эксплуатации пылеугольных кот-

лов ТПП-210А при работе их на разных видах топлива проведен анализ и выявлено влияние (зависимость) рабочих сред на интенсивность износа и изменение микроструктуры металла поверхностей нагрева НРЧ.

Комплексная оценка ресурса труб НРЧ, основана на использовании анализа фактического состояния металла и условий его эксплуатации.

На первой очереди Трипольской ТЭС установлены четыре пылеугольных котла ТПП-210А, каждый из которых представляет собой прямоточный двухкорпусный агрегат в симметричном исполнении. Производительность каждого корпуса 475 т/ч, $P = 25,5$ МПа, температура пара 545...545 °С, топливо на блоках № 1, 2 уголь марки АШ (антрацитового штыба) или смесь углей АШ и Т (тощий) на блоках № 3, 4 уголь марки Г (газовый), растопочное топливо – мазут М-100.

Топочная камера разделена пережимом на камеру горения и догорания. Общее тепловое напряжение топочного объема составляет около $146 \cdot 10^3$ ккал/м³·ч, камеры горения $460 \cdot 10^3$ ккал/м³·ч [3].

Камеры горения на блоках № 1, 2, 4 экранированы трубами размером $\varnothing 42 \times 6$ и $\varnothing 38 \times 6$ мм из стали 12Х1МФ, а на блоке № 3 камера горения экранирована трубами размером $\varnothing 32 \times 6$ мм из той же марки стали. Трубы ошпированы и покрыты карборундовой массой. На каждом корпусе установлены шесть цилиндрических комбинированных пылегазовых горелок. Горелки расположены в один ярус – по три на фронтальной и задней стенках.

Блоки введены в эксплуатацию: блок № 1 – в 1969 г.; блоки №№ 2–4 – в 1970 г.

Котлоагрегаты № 1, 2 работают на угле марки АШ со средними фактическими показателями

$Q = 5100...5600$ ккал/кг, котлоагрегаты № 3, 4 после технического перевооружения на угле марки Г ($Q = 5200...5500$ ккал/кг).

Избыток воздуха в топках котлов № 1, 2 поддерживался на уровне 1,25...1,35, в топках котлов № 3, 4 – на уровне 1,1...1,15. Распределение воздуха по горелкам хорошее. Присосы в топке 4...7 %.

С учетом опыта эксплуатации других станций компании ПАО «Центрэнерго» поиск газовой коррозии на Трипольской ТЭС был целенаправлен. Работниками лаборатории металлов проводится постоянный осмотр всех поверхностей нагрева согласно требований [4] и в особенности труб НРЧ.

В настоящее время существует ряд методов расчетной оценки величины износа на поверхностях нагрева [5]. Однако при реализации этих методов можно получить различные результаты вследствие того, что фактические условия работы узлов энергооборудования могут значительно отличаться от расчетных по температуре, уровню напряжений и других технологических параметрах.

В связи с этим, в данной работе рассмотрена динамика изменения толщины стенки НРЧ при прямых замерах в зависимости от используемого топлива. Для анализа надежности работы поверхностей так же определяли микроструктуру труб после эксплуатации на различных марках топлива. Оба параметра определяют долговечность работы НРЧ.

Опыт использования котлов со сверхкритическими параметрами свидетельствуют о том, что, если в первый год эксплуатации повреждения труб поверхностей нагрева происходят в основном из-за дефектов металлургического и технологического производства, то после 8...10 тыс. ч эксплуатации надежность котлоагрегата зависит от уровня эксплуатационных характеристик металла и конструктивных особенностей того или иного узла.

После замены НРЧ блока № 1 газовая коррозия на боковых панелях обнаруживается уже после 11987 ч эксплуатации в районе лазов боковой стенки. На отдельных участках коррозия достигала 3 мм, т. е. 50 % толщины стенки трубы.

Участки трубы, где толщина стенки в результате коррозии была меньше номинальной более чем на 10 %, были вырезаны и заменены новыми:

Корпус 1А

левая сторона — 21 участок труб;
правая сторона — 14 участков труб.

Корпус 1Б

левая сторона — 23 участка труб;
правая сторона — 15 участков труб.

Всего по блоку заменено новыми трубами 73 участка. На фронтowych, задних и подовых экранах

газовой коррозии не было обнаружено. Наиболее интенсивная газовая коррозия наблюдалась на уровне оси горелок выше и ниже в районе лазов – в местах наброса факела на боковые стенки, а также в местах разрушенной карборундовой обмазки.

Перед текущим ремонтом корпус 1А длительное время работал с низкими избытками воздуха; совместно с пылью на обоих корпусах. Коррозия боковых панелей НРЧ корпуса 1Б осталась в пределах осмотра в текущий расширенный ремонт. В последующие остановы блока после 14106 и 14808 ч соответственно, было отмечено увеличение газовой коррозии на отдельных участках. В останов после 16589 ч работы на корпусе 1Б обнаружены трубы с повреждением газовой коррозией до 40...60 % толщины стенки трубы.

Для лабораторных исследований была предоставлена вырезка трубы № 43 отметка 13 м левого бокового экрана $\varnothing 38 \times 6$ мм НРЧ после 18735 ч.

При внешнем осмотре образцов механических повреждений наружной и внутренней поверхностей не выявлено.

Наружная поверхность трубы покрыта окалиной бурого цвета, толщина окалины составляет $S_{ок} \approx 0,2$ мм. На наружной поверхности, со стороны обмуровки, выявлены мелкие язвыны диаметром до 2 мм и глубиной до $h = 0,5$ мм.

Внутренняя поверхность образца покрыта отложениями черного цвета.

Толщина стенки образца составляет:

- огневая сторона $S_{ст} = 5,3$ мм;
- тыльная сторона $S_{ст} = 5,6$ мм.

Диаметры образца в двух взаимоперпендикулярных направлениях (лоб-тыл; бок-бок) составляют 36,9 и 37,4 мм, соответственно.

При проведении оптико-эмиссионного анализа на спектрометре PMI-MASTER были выявлены легирующие элементы представленные в табл. 1.

Механические испытания проводились на схождение сторон и на определение механических свойств металла.

При проведении технологических испытаний на схождение сторон (сплющивание) трещин, надрывов не выявлено.

При проведении механических испытаний на определение предела прочности были получены результаты и отображены в табл. 2.

При проведении металлографического анализа исследования проводились по всему периметру трубы с увеличением 100 и 500.

Структура металла трубы № 43 практически идентична по всему периметру (рис. 1) и состоит из зерен феррита, перлита и карбидов и со-

Таблица 1. Состав металла образца (сталь 12Х1МФ)

Номер образца	Содержание легирующих элементов, мас. %								
	Fe	C	Cr	Mo	V	Si	Mn	P	S
1	97,0	0,036	0,83	0,25	0,20	0,36	0,53	0,004	0,004

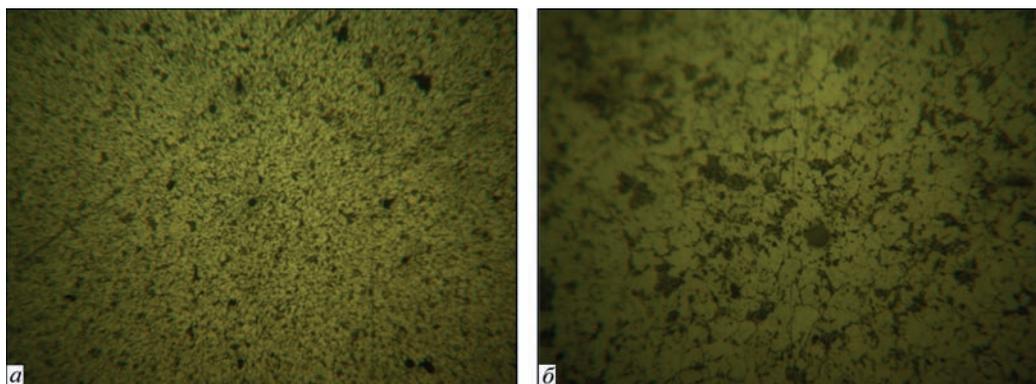


Рис. 1. Микроструктура труб НРЧ из стали марки 12X1MФ: а – $\times 100$; б – $\times 500$

ответствует баллу 5 (приложение «В» «Шкалы микроструктур котельных труб из стали марок 12X1MФ, 12X1MФ – ПВ, 15X1M1Ф и 12X2MФСР» к ТУ 14-3-60:2009/ТУ У 27.2-05757883-207:2009 (обязательное). Границы зерен четкие. Зерна перлита рыхлые.

Характер газовой коррозии на блоке № 2 тот же, что и на блоке № 1. Впервые после замены коррозии обнаруживается после 11977 ч эксплуатации на корпусе 2Б ($S_{\min} = 4$ мм, т. е. 33,3 %) на 11 трубах.

На корпусе 2А в период капитального ремонта после 8870 ч эксплуатации на котле проведены вырезки труб НРЧ и подового экрана, т. е. в предполагаемых местах наиболее интенсивной коррозии. Следов коррозии не обнаружено. После 12588 ч эксплуатации была обнаружена коррозия на 18 трубах боковых панелей ($S_{\min} = 3$ мм, т. е. 50 %). В останов блока № 2 после 19819 ч эксплуатации на корпусе 2А (левая боковая стенка) обнаружена газовая коррозия с утонением стенки до 4,5...5,0 мм на 7 участках труб.

Места наиболее интенсивной газовой коррозии находятся на боковых панелях НРЧ и отображены на рис. 2.

Корпусам А и Б блока № 3 проведена реконструкция НРЧ с последующим переводом на сжигание угля марки Г. На корпусах 4-го блока после перевода на сжигание угля марки Г в расширенный текущий ремонт после 9042 ч работы явных очагов газовой коррозии не обнаружено.

Анализ микроструктуры исследуемых материалов проводился на вертикальном металлографическом микроскопе МЕТАМ в световом поле при прямом освещении. Микроструктура хромомолибденованадиевых сталей 12X1MФ в процессе эксплуатации при сжигании углей марки Г оценивалась по шкале остаточных и браковочных структур ТУ. При изучении свойств предоставленных

Таблица 2. Механические характеристики образцов труб

σ_B , МПа	δ , %	ψ , %
479,5	24,5	72,6
По требованиям ТУ 14-3-460:2009/ТУ У 27.2-05757883-207:2009 «Трубы стальные бесшовные для паровых котлов и трубопроводов.		
441...637	21	55

образцов (сталь 12X1MФ) привлекает вопрос закономерных связей структуры и свойств металла. Результаты сопоставления микроструктуры и механических свойств представлены в табл. 3.

Механические свойства и микроструктура стали в обоих случаях остаются в пределах нормы.

Как видно из изложенного выше, при сжигании твердых топлив (АШ, Т) в зоне горения происходит интенсивная коррозия экранных труб.

Поиск газовой коррозии на блоках Трипольской ТЭС начали проводить уже через 5...6 тыс. ч эксплуатации. Для измерения толщины стенки трубы на ТЭС используют серийные толщиномеры (ТУЗ-1), применяемые для контроля толщины стенки в диапазоне 2...6 мм.

При замере осуществляется прямой отсчет; точность измерения $\pm 0,1$ мм. Специальной подготовки трубы не требуется, достаточно очистить трубу и зачистить участки диаметром 10...15 мм до $R_z = 120...150$ для установки датчиков. Метод дефектации, предложенный работниками лаборатории, достаточно точен и высокопроизводителен.

В результате обобщения опыта эксплуатации установлены места и периодичность контроля труб нижней радиационной части.

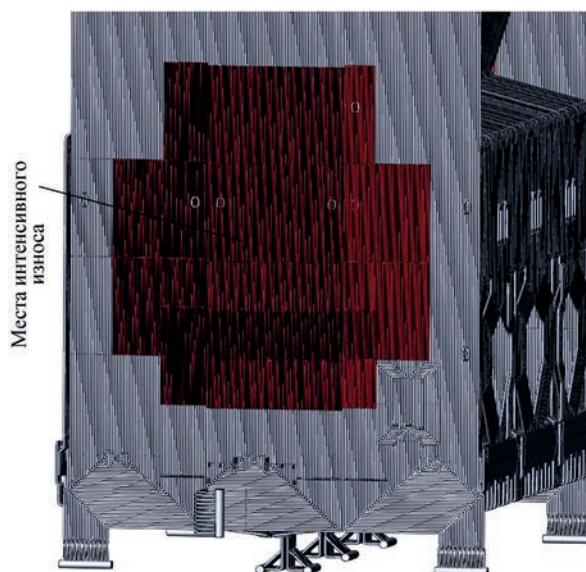


Рис. 2. Камера горения котла ТПП 210А

Таблица 3. Данные по сопоставления микроструктуры и механических свойств

Результаты механических испытаний			Металлографические испытания		
σ_B , МПа	Относительное удлинение, δ , %	Относительное сужение, ψ , %	Микроструктура	Тип структуры по шкале, балл	Микрповреждаемость по СОУ-Н ЕЕ 20.321:2009, балл
Образец – сталь 12Х1МФ					
556	35,5	74,7	Феррит, плотная промежуточная фаза, отдельные карбиды и их цепочки на границах зерен	4, 5	2, 3
Требования ТУ 14-3-460 для стали 12Х1МФ при $T = 20^\circ\text{C}$					
441...637	≥ 21	≥ 55	Ф + П	Допустимые 1-5	Не должен превышать 5

Некоторые мероприятия по снижению газовой коррозии на станции решены или находятся в стадии выполнения. Достигнуто хорошее распределение воздуха по горелкам. Систематическое уплотнение топок позволяет получать присосы не более 4...7%. Для ликвидации набросов факела на боковые панели НРЧ возможен вариант разворота крайних горелок к центру топки на угол 10...16°. На станции проводятся мероприятия, направленные на усовершенствование системы подачи и регулирования воздуха по горелкам, улучшение равномерности подачи пыли. Эти мероприятия предусматривают также совершенствование аэродинамики топки для наилучшего перемешивания топлива с воздухом и ликвидации набросов факела на стенки топки, улучшения качества защитного пояса, снижения температуры стенок труб и др.

Систематический водно-химический контроль обеспечивает режим блоков в пределах «Правил технической эксплуатации». Установлено, что газовая коррозия наблюдается в местах, где разрушена карборундовая обмазка, а поэтому необходимо увеличить ее устойчивость. На станции повышают устойчивость зажигательного пояса в результате соблюдения технологии нанесения набивки карбида кремния на ошпированную поверхность. Для снижения температуры стенок труб рекомендуются и внедрены на Трипольской ТЭС эксплуатационные кислотные промывки через 6 тыс. ч работы корпусов.

Выводы

Не обнаружено существенных изменений в микроструктуре металла НРЧ после перехода на сжигание угля марки Г на фоне снижение газовой коррозии боковых панелей НРЧ.

Видно, что газовая коррозия идет в местах разрушения карборундовой набивки, поэтому необходимо увеличить ее устойчивость.

Основным результатом исследований мест коррозии и микроструктур металла труб, выполненного на котельных агрегатах ТПП-210А после их перевода на сжигание топлива марки Г является, что основным коррозионноактивным компонентом пылеугольного факела при сжигании топлива является газообразная фаза и при такой организации процесса сжигания газового угля в

пристенной зоне она является менее агрессивной чем при АШ. Однако повреждения экранов на этих котлах не были полностью устранены, они имели место на подовом экране НРЧ, тогда как в варианте при зжигании АШ они концентрировались исключительно на боковых экранах.

В процессе эксплуатации должен быть организован тщательный и планомерный контроль состояния труб НРЧ в местах вероятной коррозии. Толщину стенки труб определять путем замера толщины стенки ультразвуковыми толщиномерами и путем контрольных вырезов. Замеры проводить не менее одного раза в год. По результатам проведенной толщинометрии и определения состояния металла на вырезках труб НРЧ в текущие ремонты разрабатывать мероприятия по предупреждению газовой коррозии, перспективные графики замены.

Список литературы

1. Злепко В.Ф., Воронов Н.П. (1975) Исследование свойств металла труб поверхностей нагрева в условиях эксплуатации. *Эксплуатационная надежность металла энергооборудования*. Труды ВТИ. Москва, «Энергия», сс. 16–24.
2. Мейкляр М.В. (1961) *Как работает металл парового котла*. Москва, Государственное энергетическое издательство.
3. (1979) *Инструкция по эксплуатации блоков 300 МВт с прямоточным котлом ТПП-210 «А» и турбиной К-300-240*. г. Украинка.
4. (2005) СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401:2004» *Контроль металу та продовження терміну експлуатації основних елементів котлів, турбін і трубопроводів теплових електростанцій*. Київ, ОЕП «ГРІФРЕ».
5. (1996) ГKD 34.26.701-96 *Екранні труби парових котлів. Методика розрахунку ресурсу служби*. Львів, ОРГРЕС, сс. 1–12.

References

1. Zlepko, V.F., Voronov, N.P. (1975) Investigation of pipe metal properties of heating surfaces under operation conditions. *Service reliability of metal of power equipment*. In: Transact. of VTI. Moscow, Energiya, 16-24 [in Russian].
2. Meiklyar, M.V. (1961) *How steam boiler metal works*. Moscow, State energy publishing house [in Russian].
3. (1979) *Manual on operation of 300MW blocks with direct flow boiler TPP-210 «A» and K-300-240 turbine*. Ukrainka [in Russian].
4. (2005) *SOU-N MPE 40.1.17.401:2004: Control of metal and prolongation of the life of basic elements of boilers, turbines and pipelines of thermal power plants*. Kyiv, GRIFRE OEP [in Ukrainian].
5. (1996) *GCD 34.26.701-96: Screen tubes of steam boilers. Method of service resource calculation*. Lviv, ORGRESS, 1-12 [in Ukrainian].

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ ТРУБ НИЖНЬОЇ РАДІАЦІЙНОЇ ЧАСТИНИ КОТЛІВ ТПП-210А, ПІСЛЯ ПЕРЕХОДУ НА СПАЛЮВАННЯ ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ

А.В. Грузевич^{1,2}, Д.А. Дереча^{2,3}

¹Трипільська ТЕС. 08720, Київська область, Обухівський р-н, м. Українка. E-mail: Gruzevich@bigmir.net

²Інститут магнетизму НАН України та МОН України. 03142, м. Київ, бульв. Акад. Вернадського 36-б

³НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського». 03056, м. Київ, просп. Перемоги, 57

На сьогодні в тепловій енергетиці склалася надзвичайно важка ситуація, пов'язана з припиненням поставок антрацитового штибу на теплові електростанції. У зв'язку з цим одним з основних завдань в сучасній теплоенергетиці є технічне переозброєння ряду ТЕС що проходить зі зміною проектного виду палива антрацитового штибу та їх перехід на спалювання газового вугілля марки Г. Тому дослідження експлуатаційної надійності труб нижньої радіаційної частини котлів після переходу на спалювання газової групи вугілля є досить актуальним питанням. Бібліогр. 5, табл. 3, рис. 2.

Ключові слова: енергетичне обладнання, поверхні нагріву, екранні труби, корозія, окалина, надійність, котли, тепло-електростанція

INVESTIGATION OF OPERATIONAL RELIABILITY OF PIPES OF LOWER RADIATION PART OF TPP-210A BOILERS AFTER TRANSITION TO GAS COAL COMBUSTION

A.V. Gruzevich^{1,2}, D.A. Derecha^{2,3}

¹Tripolje TPP. 08720, Ukrainka, Obukhiv distr., Kyiv reg., Ukraine. E-mail: Gruzevich@bigmir.net

²Institute of Magnetism of the NAS of Ukraine and MES of Ukraine. 36-b acad. Vernadskii Blvd., 03142, Kyiv

³NTUU «Igor Sikorsky KPI». 57 Pobedy Prosp., 03056, Kyiv, Ukraine.

The current situation in thermal energy sector is extremely grave, because of interruption of supplies of anthracite culm to thermal power stations. In this connection, one of the main problems in modern power engineering is technical re-equipment of a number of TPS, involving the change of design kind of anthracite culm fuel and their transition to combustion of gas coals of G grade. Therefore, studies of operational reliability of pipes in the lower radiation part of boilers after transition to combustion of the gas group of coals is a highly urgent issue. 5 Ref., 3 Tabl., 2 Fig.

Keywords: power equipment, heating surfaces, screen tubes, corrosion, scale, reliability, boilers, thermoelectric power station

Поступила в редакцію
14.08.2019

ПСЕ-2020

XVI Міжнародна науково-технічна конференція ПРОБЛЕМИ СУЧАСНОЇ ЕЛЕКТРОТЕХНІКИ-2020 8 – 12 червня 2020 р., м. Київ, Україна



**Інститут електродинаміки Національної академії наук України
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Представництво Польської академії наук у м. Києві**

спільно з:

- Національним технічним університетом «Харківський політехнічний інститут»
- Національним університетом «Львівська політехніка»
- Науковою радою з наукових основ електроенергетики
- Громадською організацією «Пані Наука»