

А. А. ОТС, В. Э. ПЕЛЛА, Р. В. ТУУАРТ

ПРОБЛЕМЫ ВОДЯНОЙ ОБМЫВКИ ТОПОЧНЫХ ЭКРАНОВ ПЫЛЕСЛАНЦЕВЫХ КОТЛОВ

1. КОРРОЗИОННО-ЭРОЗИОННЫЙ ИЗНОС ТОПОЧНЫХ ЭКРАНОВ

Введение

Прибалтийские горючие сланцы — важнейшее энергетическое топливо северо-запада европейской части СССР. В Эстонии их энергетическое использование началось в 1920-х гг. В котлоагрегатах того времени на наклонно-переталкивающих решетках сжигали кусковой сланец. В конце 1940-х гг. было внедрено пылевидное сжигание в котлоагрегатах среднего давления с шахтно-мельничными топками типа «Райли-Стокер» на ТЭЦ «Кохтла-Ярве» и типа «Буккау» на ТЭЦ «Ахтме». Несколько позже на этих же электростанциях были сданы в эксплуатацию парогенераторы ЦКТИ-БКЗ 75-39Ф_{сл} паропроизводительностью 20,8 кг/с.

Новый этап в развитии сланцевой энергетики начался в конце 1959 г. с вводом в эксплуатацию первых агрегатов высокого давления на Прибалтийской ГРЭС. Сейчас там установлено 18 котлов ТП-17 и восемь котлов ТП-67 паропроизводительностью соответственно 61 и 89 кг/с при давлении перегретого пара 9,8 и 13,8/2,2 МПа и температуре 540 °С. На Эстонской ГРЭС установлено восемь двухкорпусных котлов ТП-101 паропроизводительностью 178 кг/с с параметрами пара 13,8—2,2 МПа и 540 °С.

Среди энергетических топлив горючие сланцы, как известно, выделяются сложным составом минеральной части. По этой причине на поверхностях нагрева котлов образуются плотные связанные золовые отложения, и под влиянием золы происходит интенсивная высокотемпературная коррозия труб. Из-за быстрого загрязнения теплообменники поверхностей нагрева снижаются, и для восстановления тепловой эффективности котлоагрегата золовые отложения необходимо удалять.

Первоначально на всех сооруженных электростанциях было предусмотрено очищать топочные экраны котлов при помощи паровых обдувочных аппаратов. Однако эти аппараты не справляются с удалением плотных отложений, нарастающих на экранных поверхностях нагрева котлов высокого давления. Постепенное ухудшение теплообменности топки сопровождается непрерывным повышением температуры газа на выходе из нее. Это интенсифицирует загрязнение пароперегревателей и экономайзера, а в некоторых случаях даже приводит к забиванию газохода золой. Уменьшение интервала между циклами паровой обдувки τ_0 до 1,5—2,0 ч практически не дало желае-

мого эффекта. Частое включение обдувочных аппаратов стало причиной интенсивного износа экранных труб.

Малая эффективность паровой обдувки обусловлена быстрым уменьшением динамического напора паровой струи в пространстве. Этому недостатка лишена система водяной обмывки поверхностей нагрева котлов. Использование воды для очистки топочных экранов мощных котлоагрегатов в мировой практике началось в 1960-е гг. В Советском Союзе водяную обмывку радиационных поверхностей нагрева стали применять в 1965—1966 гг. на Прибалтийской ГРЭС на котлах ТП-17. С этой целью в стандартных паровых обдувочных аппаратах ОПП-5, практически без каких-либо конструктивных изменений, в качестве рабочего агента была использована вода.

Как показали наблюдения, в зоне действия водяной струи с экранных труб удаляется плотный слой золы отложений [1]. Впоследствии водяная обмывка по такому же принципу была внедрена и на других котлах. Но поскольку аппараты ОПП-5 по конструктивным причинам не могли покрыть водяными струями всю поверхность топки (степень обдуваемости экранов котлов ТП-17, ТП-67 и ТП-101 составляла соответственно 0,26, 0,40 и 0,52 [2]), существенного улучшения работы топков не последовало [3]. После перевода очистки топочных экранов котлов ТП-67 и ТП-101 на дальнобойные аппараты со сточной разверткой водяной струи температура газа на выходе из топки снизилась и стабилизировалась на определенном уровне. Одновременно несколько повысилось тепловосприятие топки [2, 4].

В 1970-е гг. в Таллинском политехническом институте была разработана универсальная система водяной обмывки поверхностей нагрева паровых котлов при помощи глубоководных обмывочных аппаратов под названием ОТИ. Система ОТИ для очистки топков внедрена на ТЭЦ «Кохтла-Ярве» и «Ахтме», а также на Назаровской ГРЭС, Красноярской ГРЭС-2, Красноярской ТЭЦ-2 и других станциях [5, 6].

Положительный опыт использования воды в обмывочных аппаратах получен и за рубежом [7—10], в том числе при обмывке цельносварных мембранных экранов [11]. Исследования свидетельствуют о том, что при периодическом применении водяных систем очистки после каждой обмывки восстанавливается первоначальный уровень тепловосприятия экранов. Следовательно, загрязнение топки не ограничивает длительности непрерывной работы котла. Это — одна из особенностей и одно из преимуществ циклической водяной обмывки по сравнению с паровой обдувкой.

Загрязнение чистой поверхности начинается с образования тонкого слоя отложений, который, как уже отмечалось, со временем утолщается. По мере нарастания отложений их коррозионная активность непрерывно снижается за счет уменьшения концентрации щелочных хлоридов. Во время водяной обмывки этот слой удаляется, а на поверхности трубы образуется свежий слой коррозионноактивных золы отложений, следовательно, процесс коррозии можно рассматривать как протекающий под первоначальными отложениями. Кроме того, термические напряжения, возникающие при обмывке, разрушают оксидную пленку, которая защищает металл труб от коррозии. Поэтому обмывка неизбежно приводит к интенсификации износа (коррозии) труб, и это необходимо учитывать при выборе режима и параметров очистки.

В предлагаемой статье обобщаются результаты изучения коррозионно-эрозионного износа топочных экранов пылесланцевых котлов при водяной обмывке.

Методика исследования

Возникают определенные проблемы, когда результаты изучения гладкотрубных экранов, широко эксплуатируемых в настоящее время, используют применительно к цельносварным мембранным экранам, переход к которым намечается уже в ближайшем будущем [12]. Дело в том, что напряженное состояние у этих труб различное.

В промышленных условиях работу металла как гладкотрубного, так и цельносварного мембранного экрана при периодической водяной обмывке изучали на радиационном пароперегревателе котла ТП-101 [13—15], изготовленном из труб диаметром $42 \times 4,5$ мм (сталь 12Х1МФ) и расположенном на фронтальной стенке топки. Очистку осуществляли дальнобойные аппараты водяной обмывки со строчной разверткой водяной струи; эксплуатационные параметры работы аппарата: диаметр обмывочного сопла 20 мм, давление воды перед соплом 0,30—0,35 МПа, угловая скорость поворота сопла в горизонтальной плоскости 0,42 рад/с, в вертикальном направлении — 0,007 рад/с.

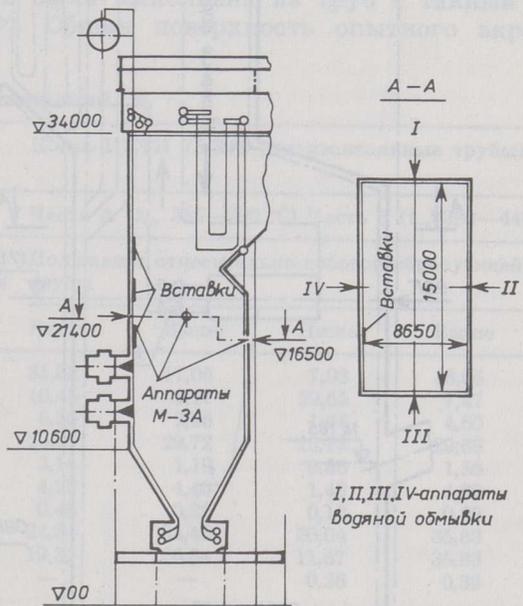


Рис. 1
Схема расположения
опытных вставок
в топке котла ТП-101

Исследования проводили на калиброванных гладкотрубчатых образцах длиной 250 мм, изготовленных из стали марок 12Х1МФ и 12Х2МФСР. Они были помещены в радиационный пароперегреватель котла на трех уровнях по высоте топки (рис. 1) [13]. В том же пароперегревателе на уровне обмывочного аппарата при помощи переходов был установлен опытный участок из двух продольно-сварных плавниковых труб длиной 550 мм [15], диаметром 32×6 мм (сталь 12Х1МФ) и с шагом 46 мм.

Температуру металла гладких опытных труб измеряли при помощи температурных вставок; рабочая температура наружной поверхности труб составляла 370—400 °С. Температуру металла мембранной вставки измеряли на лобовой образующей труб, в корне плавника и в центре мембраны; рабочая температура металла в этих точках была соответственно 375—410, 370—400 и 385—415 °С. При нагрузке

котла, составляющей 0,8 от номинальной, температуры продуктов сгорания на расстоянии 0,2 и 1,5 м от плоскости труб радиационного пароперегревателя составляла соответственно около 800 и 1000—1050 °С. При нормальных условиях работы котла восстановительные компоненты в среде в пристенной области отсутствовали.

Водяную обмывку радиационного пароперегревателя проводили три раза в неделю со средним межобмывочным интервалом τ_0 56 ч. Величину перепада температур металла труб при обмывке измеряли при помощи как стационарных измерительных вставок, так и переносного гладкотрубного измерительного зонда [16, 17]. Изменения температуры металла регистрировали быстродействующим многоканальным самопишущим прибором типа НЗ88-6.

Температуру наружной поверхности трубы и изменяющиеся во времени поля температур в стенке определяли, исходя из значения перепада температур, измеренного на фиксированном расстоянии от

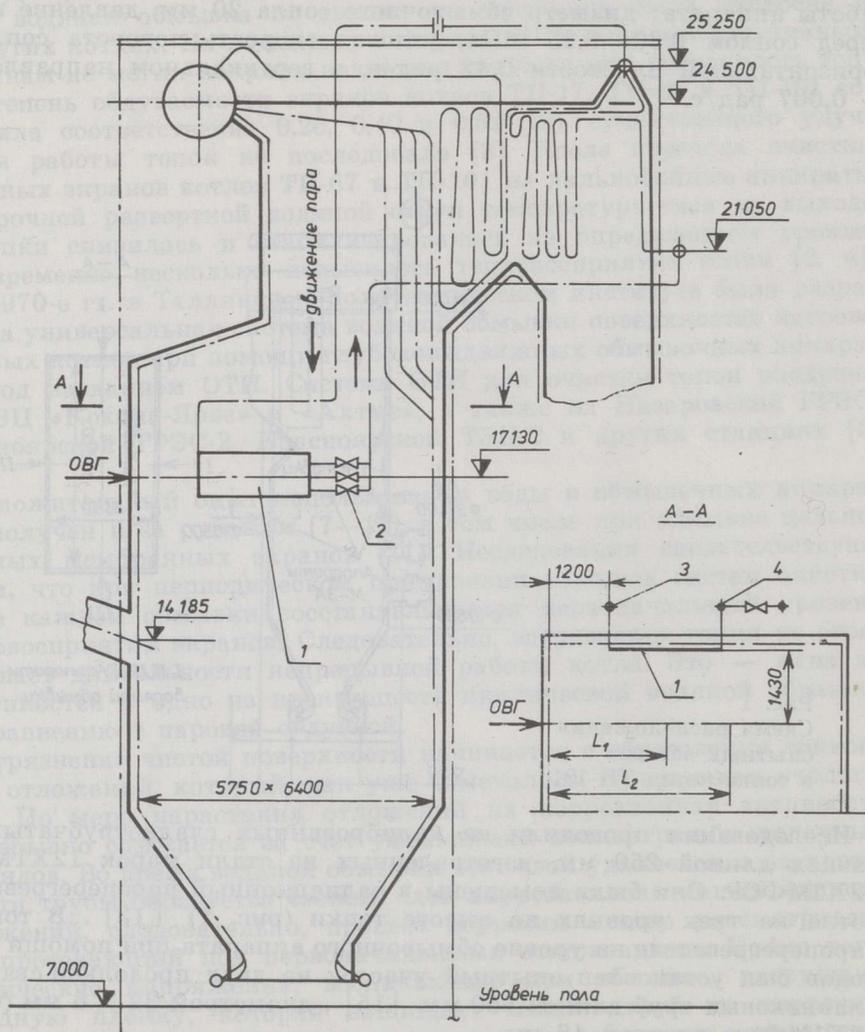


Рис. 2

Расположение опытной поверхности нагрева в топке котла ЦКТИ 75-39Ф: 1 — опытный экран; 2 — вентили для регулирования пара; 3 и 4 — соответственно входной и выходной коллекторы опытного экрана; ОВГ — глубоковыдвижной водяной обмывочный аппарат; L_1 — продолжительность обмывки экрана при первом рабочем цикле аппарата; L_2 — то же при втором цикле

наружной поверхности трубы. Методика обработки опытных данных подробно изложена в [17].

Максимальный перепад температур, зафиксированный при обмывках на наружной поверхности загрязненных труб, не превышал 120—130 К, а на незагрязненных участках труб достигал 150 К. В каждом цикле водяной обмывки наблюдалось три-четыре резких изменения температуры. Время контакта водяной струи с поверхностью трубы составляло в среднем 0,3 с.

По экспериментально установленным температурным полям были вычислены термические напряжения, возникающие в стенке трубы во время водяной обмывки. При приведенных выше параметрах работы аппарата водяной обмывки термические напряжения на наружной поверхности трубы не превышают 300 МПа.

Стеновые полупромышленные исследования, которые проводили одновременно с промышленными, выполнялись и на котле ЦКТИ-75-39Ф ТЭЦ «Кохтла-Ярве» [14, 18, 19] (рис. 2). Опытная поверхность нагрева состояла из двух горизонтально расположенных цельносварных мембранных панелей и трех помещенных между ними гладких труб; одну мембранную панель составляли восемь плавниковых труб диаметром 32×6 мм (сталь 12Х1МФ) и с шагом 46 мм, гладкотрубная часть была выполнена из труб с такими же размерами (сталь 12Х1МФ). Общая поверхность опытного экрана составляла $1,82 \text{ м}^2$.

Химический состав золовых отложений, %

Компонент	Котел ТП-101 (вертикальные трубы)		Котел ЦКТИ 75-39Ф (горизонтальные трубы)			
	$t_{\text{ст}} 370\text{—}400 \text{ }^\circ\text{C}$		Часть А ($t_{\text{ст}} 345\text{—}390 \text{ }^\circ\text{C}$)		Часть Б ($t_{\text{ст}} 380\text{—}440 \text{ }^\circ\text{C}$)	
	Подслой	Верхние отложения	Положение относительно лобовой образующей трубы			
Ниже			Выше	Ниже	Выше	
SiO ₂	8,99	11,58	31,63	17,05	7,03	16,05
Fe ₂ O ₃	30,57	34,66	10,45	2,17	59,65	7,47
Al ₂ O ₃	12,37	8,27	6,30	2,25	1,64	4,60
CaO	17,14	23,74	20,87	29,72	15,73	29,63
K ₂ O	10,72	5,77	3,14	1,19	0,86	1,56
MgO	1,97	1,90	4,29	4,45	1,43	4,60
Na ₂ O	0,28	0,19	0,48	0,22	0,13	0,20
(SO ₃) _{общ}	23,37	18,91	24,34	34,45	20,04	35,89
(SO ₃) _{сульф}	18,41	14,14	19,35	26,34	11,67	35,83
Cl	0,36	0,57	—	—	0,26	0,39

Опытный экран был включен в паровой тракт котла и очищался с помощью глубоководного водяного аппарата, который располагался на расстоянии 1430 мм от опытного экрана. Сопловая головка аппарата была снабжена четырьмя радиально расположенными соплами диаметром 4,7 мм; скорость вращения сопловой головки 8,2 об/мин; скорость поступательного движения 1,52 м/мин; давление воды перед соплами 0,6—0,8 МПа. Длина хода варьировалась: сначала омывалась только половина опытного экрана (часть А), затем весь опытный экран (часть Б), после этого — снова только часть А и так далее (см. таблицу). Длины ходов аппарата в двух последовательных циклах очистки обозначены на рис. 2 как L_1 и L_2 .

Исследования проводили в два этапа. Во время первого обмывочный аппарат включали через 0,5 ч, во время второго — через 1,85 ч. Перед вторым этапом исследований все поверхности нагрева в опытном экране заменили новыми. Рабочая температура металла на лобо-

вой образующей мембранных труб, в зависимости от расхода пара в отдельных частях опытного экрана, варьировала от 345 до 578 °С.

При обмывке максимальный перепад температур на наружной поверхности труб не превышал 190 К при среднем значении 160—170 К. В каждом цикле обмывки наблюдалось в среднем четыре скачкообразных изменения температуры. Среднее время контакта обмывочной струи с поверхностью трубы составляло 0,1 с. В вершине плавника (в центре мембраны) перепад температур был несколько выше, чем на лобовой образующей труб. Такое изменение температуры металла вызывает на наружной поверхности труб термические напряжения в пределах 400—590 МПа.

Износ топочных экранов

Чтобы определить глубину износа гладких труб радиационного пароперегревателя, на котле ТП-101 было проведено семь серий испытаний продолжительностью 2950, 10 920, 14 700, 16 580, 19 500, 28 980 и 39 900 ч для труб из стали 12Х1МФ и 2950, 10 920, 11 770, 14 700, 19 500 и 39 900 ч для труб из стали 12Х2МФСР. После 14 700 ч работы был определен химический состав золотых отложений на вставках (таблица).

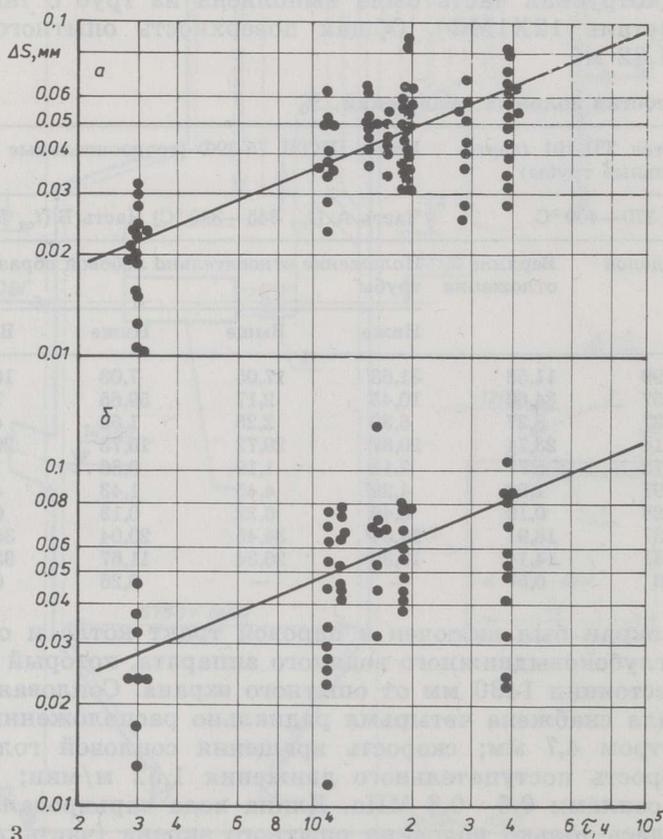


Рис. 3

Зависимость средней глубины износа труб радиационного пароперегревателя котла ТП-101 от времени работы: а — сталь 12Х1МФ; б — сталь 12Х2МФСР

Глубину износа определяли по методике, разработанной в Таллинском политехническом институте. Она предусматривает непосредственное измерение при помощи специальной установки толщины чистых (без окалина) вставок в одной и тех же точках до и после

испытания. По прогнозу, глубина коррозионно-эрозионного износа труб из стали обеих марок за 100 тыс. ч работы, как видно из рис. 3, составляет соответственно 0,093 и 0,12 мм. Такие результаты свидетельствуют о том, что, с точки зрения интенсивности износа труб, при принятых параметрах водяной обмывки радиационного пароперегревателя котла ТП-101 интервал между водяными обмывками может быть сокращен. Глубина износа труб в условиях водяной обмывки в случае стали 12Х2МФСР в среднем в 1,3—1,5 раза больше, чем для стали 12Х1МФ. Под стабильными золовыми отложениями, то есть в случае, когда средства очистки не используются, коррозионная стойкость первой стали несколько выше [20]. Это означает, что сталь 12Х2МФСР чувствительнее к водяной обмывке, периодическое применение которой ведет к более интенсивному, чем у стали 12Х1МФ, коррозионно-эрозионному износу.

Глубину износа труб мембранного экрана определяли как разность толщины стенок эталонных (не работавших) труб и проработавших образцов. Толщину стенки трубы измеряли по ОСТ 108.030.01-75 под микроскопом УИМ-21 после шлифовки торцевых сечений разрезанных участков, точность определения $\pm 0,001$ мм [21].

Трубы в опытной мембранной вставке в радиационном пароперегревателе котла ТП-101 изнашиваются по периметру неравномерно. Глубина износа максимальна в секторе $45^\circ \pm 10^\circ$ от лобовой образующей труб. Так, после 14720 ч работы износ труб составлял там 0,070 мм против 0,048 мм на лобовой образующей трубы [15].

Химический состав золовых отложений на трубах опытного мембранного экрана котла ЦКТИ 75-39Ф определяли после 6020 ч работы (таблица). Видно, что их состав зависит как от температуры металла, так и от места расположения по периметру трубы. Это подтверждают и визуальные наблюдения: при температуре металла до $380-390^\circ\text{C}$ всю поверхность экрана покрывали отложения черно-серого цвета; в интервале температур $380-430^\circ\text{C}$ золовые отложения в нижней части горизонтальных труб в секторе $75^\circ \pm 10^\circ$ от лобовой образующей и в верхней части в секторе $15^\circ \pm 10^\circ$ имели темно-коричневый и темно-красный цвет. Остальная часть поверхности экрана была покрыта отложениями черно-серого цвета. С повышением температуры металла цвет отложений на всей поверхности становился темно-коричневым или темно-красным. Толщина слоя отложений вместе с оксидной пленкой при первом интервале температур не превышала 0,05—0,08 мм, а при более высоких температурах достигала максимум 0,1—0,2 мм.

Неравномерное распределение отдельных химических компонентов в отложениях золы по периметру трубы, по-видимому, связано с аэродинамикой топочной камеры.

Глубину износа труб мембранного экрана определяли после 1030, 1300, 1775, 1785, 4245 и 6020 ч* работы в опытном режиме. Трубы по периметру также изнашивались неравномерно. Глубина износа была максимальной приблизительно под углом 45° ниже лобовой образующей трубы и превышала значения для остальных точек измерения в среднем в 1,2—2,0 раза, а иногда и больше [22].

Рост глубины износа труб опытного мембранного экрана в зоне максимального износа иллюстрирует рис. 4. Видно, что для труб опытной промышленной установки она значительно больше, чем для труб из стали 12Х1МФ в котле ТП-101 (рис. 3, а), при сравнимых темпера-

* Общая продолжительность работы участков опытной мембранной панели составляла соответственно 1806, 2180, 5924, 2766, 6526 и 11 820 ч. Несовпадение времени испытаний и продолжительности работы обусловлено отладкой режима опыта, во время которой обмывочный аппарат не работал. Из общей глубины износа мембранных экранов вычтена глубина износа, происходящего на период отладки.

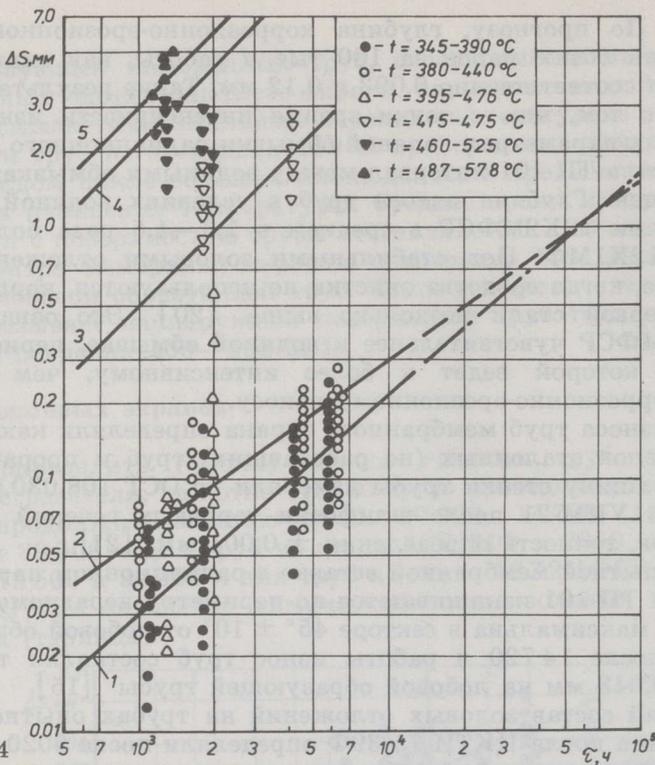


Рис. 4
Изменение средней глубины износа труб опытного мембранного экрана из стали 12X1MΦ на котле ЦКТИ 75-39Ф: 1 — интервал между водяными обмывками τ_0 0,5 ч; 2 — τ_0 1,0 ч; 3—5 — τ_0 3,7 ч

турах металла и за один и тот же промежуток времени работы. Налицо четкая зависимость интенсивности износа от интервала между обмывками. Из рис. 4 явствует также, что при повышении температуры металла интенсивность коррозионно-эрозионного износа экранных труб существенно возрастает.

Относительное ускорение износа (коррозии) труб под действием очистки характеризуется соотношением, приведенным в [23]:

$$\mu = \frac{\Delta S}{\Delta S'_0} - 1, \quad (1)$$

где ΔS — фактическая глубина износа; $\Delta S'_0$ — глубина износа (высокотемпературной коррозии) при отсутствии внешнего силового воздействия на оксидную пленку.

Величина μ показывает, во сколько раз износ труб ускоряется из-за периодического применения средств очистки. Интенсификация износа поверхностей нагрева при водяной обмывке в основном обусловлена нарушением целостности оксидной пленки на трубах.

Глубина высокотемпературной коррозии стали 12X1MΦ $\Delta S'_0$ мм, при температуре металла до 500 °С определяется по формуле, приведенной в [20]:

$$\ln \Delta S'_0 = -3,40 - 3265T^{-1} + (-0,79 + 0,182 \cdot 10^{-2}T) \ln \tau, \quad (2)$$

а при температуре выше 500 °С — по формуле, приведенной в [23]:

$$\ln \Delta S'_0 = -4,049 - 8460T^{-1} + (0,753 - 0,290 \cdot 10^{-3}T) \ln \tau, \quad (3)$$

где T — температура, К; τ — время работы, ч.

Значение μ для экранных труб топки пылесланцевого котла ТП-101 из стали 12Х1МФ после 712-кратной (τ 39 900 ч) водяной обмывки при температуре металла 380—400 °С равно 5, а для труб из стали 12Х2МФСР при таких же условиях — 8. Для опытного экрана котла ЦКТИ 75-39Ф значение μ при температуре металла до 440 °С в среднем составляет 10, а при температуре выше 450 °С — около 70. Из этого также следует, что интенсивность износа топочных экранов из стали 12Х1МФ при данных параметрах водяной обмывки существенным образом зависит от температуры металла. При неправильно выбранных параметрах и режиме водяной обмывки скорость износа может катастрофически возрастать начиная с температуры металла 440 °С (рис. 5).

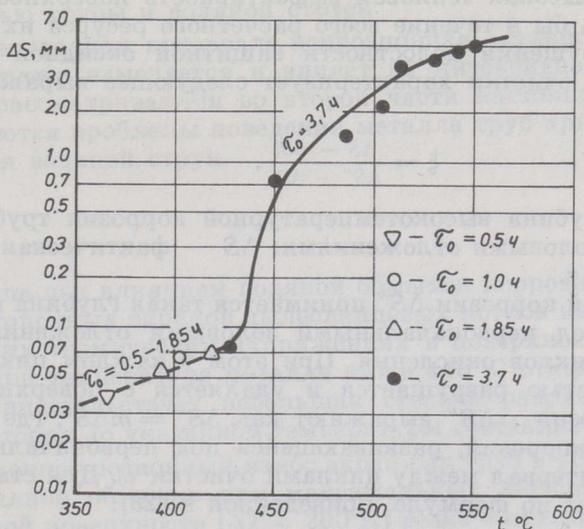


Рис. 5

Зависимость глубины износа труб мембранного экрана за 1300 ч работы в пылесланцевом котле ЦКТИ 75-39Ф от температуры металла

Однозначного ответа на вопрос, почему интенсивность износа экранных труб из стали 12Х1МФ при температуре выше 440 °С в условиях водяной обмывки при сжигании эстонских сланцев резко увеличивается, пока что дать невозможно. Причин может быть несколько. Одна из возможных — повышение коррозионной активности образовавшихся на трубах золотых отложений. Так, например, по [24], коррозионная активность хлоридов в процессе коррозии существенно возрастает начиная с температуры 400 °С.

Термические напряжения в стенке трубы, возникающие при водяной обмывке, обуславливают периодическое накопление пластической деформации, в основном в приповерхностном слое металла. В результате там проявляются значительные остаточные термические напряжения. Часть их релаксируется в межобмывочный период. Интенсивность релаксации напряжений существенным образом зависит от температуры.

С проявлением заметной ползучести изменяется и механизм накопления повреждений. В процессе интенсивной релаксации напряжений (по механизму деформации ползучести) из-за частичного превращения остаточной упругой деформации в пластическую доля последней в общей деформации возрастает. Вследствие этого возрастает общая площадь поверхности трубы, участвующая в процессе коррозии. С ростом доли пластической деформации происходит и некоторое увеличение внутренней энергии металла. При релаксации напряжений

(деформации ползучести) целостность оксидной пленки тоже может нарушаться, дополняя разрушения, появляющиеся в циклах водяной обмывки. Эти вопросы более подробно рассмотрены в [25].

Скачкообразное увеличение глубины износа труб начиная с температуры 400 °С (рис. 5) хорошо согласуется с данными о появлении значительной ползучести стали 12Х1МФ при температуре 450 °С [26].

Следовательно, износ металла труб поверхностей нагрева в условиях водяной обмывки как сильнодействующего фактора взаимосвязан с химическими и механическими явлениями. Выявление истинных причин существенного ускорения износа труб позволило бы более обоснованно выбирать такие параметры и режим водяной обмывки, при которых высокая тепловая эффективность поверхностей нагрева обеспечивалась бы в течение всего расчетного ресурса их работы.

Степень нарушения целостности защитной оксидной пленки под действием сил очистки характеризует следующее выражение, приведенное в [23]:

$$\xi = \frac{\Delta S - \Delta S_0'}{\Delta S'' - \Delta S_0'}, \quad (4)$$

где $\Delta S''$ — глубина высокотемпературной коррозии труб под первоначальными золовыми отложениями; ΔS — фактическая глубина износа за время t .

Под глубиной коррозии $\Delta S''$ понимается такая глубина износа, которой металл под первоначальными золовыми отложениями подвергается за m циклов окисления. При этом в каждом цикле оксидная пленка полностью разрушается и удаляется с поверхности трубы. Глубину коррозии $\Delta S''$ выражают как $\Delta S_1'' = m\Delta S'$, где $\Delta S_1'$ обозначает глубину коррозии, развивающейся под первоначальными отложениями за интервал между циклами очистки τ_0 . Для стали 12Х1МФ $\Delta S''$ определяют по формуле, приведенной в [23]:

$$\ln \Delta S'' = 1,86 - 5650T^{-1} + 0,40 \ln \tau_0 + \ln m. \quad (5)$$

Установлено, что степень разрушения оксидной пленки в промышленных и полупромышленных опытах при температуре металла до 440 °С по мере возрастания количества циклов водяной обмывки (время работы) снижается и стабилизируется на определенном уровне. Так, например, максимальное значение ξ при $\tau = 2950$ ч для стали 12Х1МФ составило 0,10, стабилизировавшись после 39 900 ч на уровне 0,02. Абсолютные величины степени разрушения оксидной пленки оказались практически равными для котлов ТП-101 и ЦКТИ 75-39Ф, а это означает, что интенсивность износа при водяной обмывке гладкотрубного и мембранного топочных экранов пылесланцевого котла одинакова.

Постепенное уменьшение степени разрушения оксидной пленки, по видимому, связано со стабилизацией свойств слоя золовых отложений и оксидной пленки на трубах и структурных процессов в приповерхностном слое металла. Отсюда следует, что чем продолжительнее работа топочных экранов, тем точнее будет значение рассчитанной по формуле (4) статистической величины ξ . Скорость стабилизации ξ определяется параметрами и режимом работы системы водяной обмывки. Для стали 12Х2МФСР степень разрушения оксидной пленки ξ (при некоторых допущениях) практически равна значению ξ , полученному для стали 12Х1МФ.

Необходимо отметить, что, по опытным данным полупромышленных испытаний, в области температур металла 440—450 °С величина ξ возрастает скачкообразно. Так, например, при температуре металла

450 °С $\xi = 0,6$, а при температуре около 530 °С ξ максимальна и равна 1,34. Следовательно, использование для очистки топочных экранов при температуре металла свыше 440 °С режима водяной обмывки, который приемлем при температуре до 440 °С, может существенно увеличить износ металла.

Степень разрушения оксидной пленки уменьшается при понижении термических напряжений, возникающих при водяной обмывке. В результате этого уменьшается и величина накопленной пластической деформации в приповерхностном слое металла, которая имеет место при больших термических напряжениях и высокой частоте очистки (например, при $\tau_0 = 3,7$ ч). Уменьшить термические напряжения можно главным образом снижая интенсивность теплообмена между поверхностью трубы и водяной струей.

В межобмывочном интервале коррозионная активность золых отложений также изменяется и влияет на интенсивность износа. Эти процессы рассматриваются во второй части настоящей работы. Там же освещаются проблемы поведения металла труб при периодическом воздействии водяной струи.

Выводы

1. Ускорение под влиянием водяной обмывки коррозионно-эрозионного износа топочных экранов пылесланцевых котлов из стали 12Х1МФ при больших термических напряжениях в поверхностном слое металла труб при температуре металла ниже 440 °С относительно низкое. Об этом свидетельствует небольшая степень разрушения оксидной пленки, которая до указанной температуры составляет примерно 0,02.
2. Коррозионно-эрозионный износ экранных труб в условиях периодической водяной обмывки при максимальных перепадах температур на наружной поверхности ($\Delta T \approx 200$ К) резко возрастает, когда температура металла начинает превышать 440 °С.
3. Периодическое воздействие водяной обмывки одинаково ускоряет износ металла гладкотрубного и мембранного топочных экранов пылесланцевых котлов. Интенсивность коррозионно-эрозионного износа труб из стали 12Х2МФСР несколько выше, чем у труб из стали 12Х1МФ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кендысь П. Н., Кельман Л. Я. Счистка водой радиационных поверхностей нагрева парогенераторов ВД, работающих на сланцах // Энергомашиностроение. 1971. № 2. С. 1—3.
2. Мезлак Х. О., Отс А. А. Тепловая эффективность топок пылесланцевых парогенераторов при разных способах очистки // Влияние минеральной части энергетических топлив на условия работы парогенераторов: Мат. Всесоюз. конф. Таллин, 1974. Т. 3А. С. 73—80.
3. Аман Э. А., Мезлак Х. О., Семенов А. Н., Уус М. Х. Недостатки применяемых методов очистки поверхностей нагрева в условиях эксплуатации сланцевых котлов и возможные пути повышения их эффективности // Минеральная часть топлива и ее роль в работе энергетических устройств. Алма-Ата, 1971. С. 158—167.
4. Опыт применения водяной обмывки топочных экранов и радиационного перегревателя сланцевого парогенератора / М. Т. Сташкив, Ф. Е. Гут, Б. С. Химук и др. // Теплоэнергетика. 1977. № 8. С. 45—48.
5. Отс А. А., Таллермо Х. И., Сийрде А. Э. Водяная очистка поверхностей нагрева паровых котлов глубоководными аппаратами // Тр. Таллинск. политех. ин-та. 1982. № 522. С. 3—14.

6. Тепловая эффективность топки парового котла сверхкритических параметров в условиях водяной очистки экранов СРЧ при сжигании назаровского угля / А. А. Отс, Т. Н. Сууркууск, К. Н. Ингерманн и др. // Теплоэнергетика. 1981. № 5. С. 34—36.
7. *Lautenschläger F. W.* Dampferzeuger für die Verfeuerung salzhaltiger Braunkohle // Braunkohle. 1976. N 6. S. 206—214.
8. *Nelson J. E., Desiderio A. J., Buckley W. R.* In service cleaning of fire-side boiler tube surface with water lancing // Proc. Amer. Power Conf. Chicago. 1971. V. 33. P. 584—593.
9. *Bieber K. H.* Betriebliche Bewährung von Wasserrußbläsern // Mitt. VGB. 1970. N 2. S. 83—88.
10. *McQuarrie C., Locke J. W.* Water injection cleaning of slag deposits on a lignite-fired boiler // Proc. Amer. Power Conf. Chicago. 1969. V. 31. P. 284—289.
11. *Wilhelm B. W., Simon J. J., Nelson J. E.* The effect of water jet lancing on furnace wall tubes. // Ibid. Chicago. 1975. V. 37. P. 410—420.
12. *Паршин А. А., Левченко Т. И., Христин Л. М.* Котлы для мощных электростанций; развитие, проблемы, задачи // Энергомашиностроение. 1980. № 4. С. 11—13.
13. *Отс А. А., Тоуарт Р. В.* Исследование влияния водяной обмывки на металл экранных труб котла // Электрические станции. 1983. № 8. С. 16—19.
14. Einfluß der Reinigung mittels Wasserlanzen auf die Betriebsbedingungen der Membran wände von Dampferzeugern / *Ots A., Tallermo H., Suurkuusk T.* und a. // Energietechnik. 1983. N. 7. S. 262—264.
15. Исследование водяной очистки мембранных экранов / А. А. Отс, Х. И. Таллермо, Т. Н. Сууркууск и др. // Теплоэнергетика. 1985. № 1, С. 32—35.
16. *Отс А. А., Тоуарт Р. В.* Исследование температурного режима топочных экранов пылесланцевого парогенератора в условиях водяной очистки // Влияние минеральной части энергетических топлив на условия работы парогенераторов: Тез. докл. Всесоюз. конф. Секция 2. Таллин, 1980. С. 35—40.
17. *Отс А. А., Тоуарт Р. В., Сууркууск Т. Н.* О методике исследования температурного режима труб поверхностей нагрева парогенераторов при их водяной очистке // Тр. Таллинск. политех. ин-та. 1981. № 501. С. 11—20.
18. Очистка цельносварных экранных поверхностей нагрева котлов: Обзор информ. / А. А. Отс, Т. Н. Сууркууск, В. Э. Пелла и др.; НИИЭнформэнергомаш. М., 1984. Вып. 11.
19. *Пелла В. Э., Сууркууск Т. Н.* Полупромышленная опытная установка для исследования износа и тепловосприятости мембранных экранов при их водяной очистке от золовых отложений // Тр. Таллинск. политех. ин-та. 1982. № 522. С. 31—39.
20. *Отс А. А., Томанн Э. Л., Тоуарт Р. В.* Высокотемпературная коррозия котельных сталей в среде продуктов сгорания эстонских сланцев // Там же. 1981. № 501. С. 3—10.
21. Котлы паровые. Методика коррозионных испытаний. ОСТ 108.030.01-75.
22. *Отс А. А., Таллермо Х. И., Пелла В. Э.* Коррозионно-эрозионный износ мембранного экрана сланцевого котла при циклической водяной обмывке // Тр. Таллинск. политех. ин-та. 1985. № 599. С. 51—60.
23. *Отс А. А.* Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и канско-аинских углей. — М., 1977.
24. *Alexander P. A.* Laboratory studies of the effects of sulphates and chlorides on the oxidation of superheater alloys // Mechanism of Corrosion by Fuel Impurities. London, 1963. P. 571—582.
25. *Пелла В. Э.* О некоторых возможных причинах ускорения коррозионно-эрозионного износа поверхностей нагрева в условиях их периодической очистки // Тр. Таллинск. политех. ин-та. 1984. № 579. С. 47—57.
26. *Антикайн П. А.* Металлы и расчет на прочность котлов и трубопроводов. — М., 1980.

WATER WASHING APPLICATION FOR CLEANING THE TUBES WATERWALLS OF THE PULVERIZED OIL SHALE BOILERS' COMBUSTION CHAMBERS

1. THE CORROSION-EROSION WEAR OF FURNACE WALLS

At present, the most effective method for cleaning the heating surfaces of the boilers' walls of thick bonded ash deposits is water washing. However, periodic application of water washing intensifies the metal wear of tubes. The relation between the wear of furnace walls and water washing in the case of pulverized combustion of Estonian oil shales was carried out with the boilers of ТП-101 and ЦКТИ 75-39Ф_{с.л.}

Test tubes made of the steels of 12X1MФ and 12X2MФCP types were put into the furnace of the boiler ТП-101 (Fig. 1). On the left side wall of the boiler ЦКТИ 75-39Ф, a membrane panel of finned tubes of 12X1MФ type steel was installed (Fig. 2). External surface's temperature of test tubes of boiler ТП-101 varied within the limits of 330—400 °C; for the boiler ЦКТИ 75-39Ф, the temperature of the frontal wall of test tubes changed from 345 up to 578 °C. The water washing interval of test tubes in industrial practice totalled 56 h, in semi-industrial experiments washing frequency of the membrane panel changed from 0.5 to 3.7 h. Maximal variation of temperatures at the external surfaces of clean tubes in their washing periods of boilers ТП-101 and ЦКТИ 75-39Ф accordingly reached 150 and 190 K.

The wear intensity of tubes of 12X2MФCP steel is a little higher than of those made of 12X1MФ steel (Fig. 3).

Wear acceleration of tubes of 12X1MФ steel, under water washing influence, even at great temperature variations ($\Delta T \approx 200$ K), while the metal temperature reaches up to 440 °C, is relatively low.

At higher temperatures of heating surfaces, the wear intensity of tubes sharply increases (Figs. 4, 5). Wear velocities of smooth tubes and membrane furnace walls of pulverized oil shale boilers, when applying water washing, practically do not differ from one another.

Tallinn Technical University