

p. 6.1
713

713

ISSN 0868-4081
0868-412X

TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOLI

TOIMETISED

**ТРУДЫ ТАЛЛИННСКОГО
ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА**

**TRANSACTIONS OF TALLINN
TECHNICAL UNIVERSITY**

**ПРОБЛЕМЫ РАБОТЫ
КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

TALLINN 1990

713

ALUSTATUD 1937

TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOLI
TOIMETISED

TRANSACTIONS OF TALLINN
TECHNICAL UNIVERSITY

ТРУДЫ ТАЛЛИННСКОГО
ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

УДК 621.18:620.19

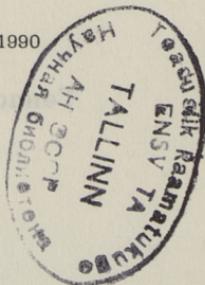
ПРОБЛЕМЫ РАБОТЫ
КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Теплоэнергетика XXXIX

TALLINN 1990

Таллинский технический университет
Труды ТТУ № 713
ПРОБЛЕМЫ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ
Теплоэнергетика XXXIX
На русском языке
Ответственный редактор А. Куль
Технический редактор Е. Зорина
Сборник утвержден коллегией Трудов ТТУ 22.05.1990
Подписано к печати 25.10.1990
Формат 60x90/16
Печ. л. 4,0 + 0,25 приложение
Уч.-изд. л. 3,16
Тираж 400
Заказ № 822
Цена 1 руб. 40 коп.

Таллинский технический университет
200108 Таллин, Эхитаяте tee, 5
Ротапринт ТТУ
200006 Таллин, ул. Коскла, 2/9



Э.Л. Томанн, Я.Б. Абрам, Х.И. Таллермо

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНАЯ КОРРОЗИЯ КОТЕЛЬНОЙ СТАЛИ
I2XIMΦ ПОД ВЛИЯНИЕМ ЗОЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ПЫЛЕСЛАНЦЕВОГО КОТЛА С РАЗЛИЧНЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ХЛОРА

Общеизвестная высокая коррозионная активность продуктов сгорания эстонских сланцев на поверхность металла котельных труб. Основными компонентами, вызывающими их высокую коррозионную способность, являются хлориды щелочных металлов.

Так одним из основных факторов при разработке методики проведения лабораторных исследований коррозионностойкости котельных сталей в продуктах сгорания эстонских сланцев было количество содержания хлоридов, применяемых в лабораторных опытах для обмазки опытных образцов. До настоящего времени при изучении коррозионностойкости котельных сталей в лабораторных условиях применялась сланцевая зола из-под электрофильтров со средним содержанием хлора 0,5 %. Такое содержание хлора приблизительно соответствует содержанию в стабильных мягких золовых отложениях.

Однако известно, что количество хлора в натрубных золовых отложениях может колебаться в очень широких пределах в зависимости от типа и возраста отложений, а также от температуры и места нахождения. Например, по данным [1,2] в пределах температуры стенки трубы 510-540 °C количество хлора в мягких белых отложениях было 17,10 %, а в плотных стабильных отложениях на протяжении 24800 часов - 0,04 % Cl.

В рамках настоящей работы была сделана первая попытка получения данных коррозионностойкости стали I2XIMΦ в лабораторных условиях в присутствии натуральных натрубных отложений с разным содержанием хлора. Опыты проводились по

методике, описанной в источнике [3] на лабораторной опытной установке.

Для повышения качества исследований коррозионностойкости котельных сталей в лаборатории промышленной теплоэнергетики ТТУ была разработана новая лабораторная установка [4]. Новый стенд базируется на электропечах тепловых труб (ТТ) с высокоточным регулированием температуры при помощи регуляторов ВРТ-3. Для получения соответствующей среды в печах применялись продукты сгорания сланцевого бытового газа.

Средний состав сжигаемого газа был следующий (в объемных %): CH_4 - 94,53 %, C_2H_6 - 2,21 %, C_3H_8 - 1,18 %, C_4H_{10} - 0,45 %, C_5H_{12} - 0,7%.

Продукты сгорания поддерживались в среднем: CO_2 - 9,16 %, H_2O - 18,24 % и O_2 - 4,51 %.

Опыты проводились при температурах 450, 500, 540 и 580 °C на базе времени 500 часов.

Золотые отложения, которые применялись при проведении опытов были взяты с труб пароперегревателей опускного газохода на котлах Эстонской ГРЭС. Общую массу отложений разделили по типу отложений и потом по цветам. Полученные таким образом пробы отложений измельчили приблизительно до тонкости сланцевой золы из-под электрофильтров и определили в них содержание хлора, которое приведено в таблице I.

Т а б л и ц а I

Содержание хлора в пробах отложений

Описание пробы	Содержание % Cl
A. Рыжые	
I. Розовые:	
1) в кусочках, самая интенсивная по цвету	0,24
2) средне-розовая	0,35
3) светло-розовая	0,33
4) мелкая	0,13
II. Бело-сероватые:	
1) в кусочках	1,09

Описание пробы	Содержание % Cl
2) мелкая	1,17
3) белый иней	7,56
Б. Плотные	
1) розовая	0,04
2) бело-сероватая	0,07

Чтобы получить достаточное количество пробы для проведения лабораторных исследований с применением отложений различного содержания хлора, отдельные пробы перемешивались следующим образом: 1 - рыхлые бело-сероватые; 2 - рыхлые розовые; 3 - плотные в целом, розовые с бело-сероватыми.

Полный химический состав полученных смесей, которые применялись при проведении лабораторных исследований, приведен в таблице 2.

Т а б л и ц а 2

Химический состав проб отложений

Название Компоненты	Пробы отложений		
	№ 1	№ 2	№ 3
SiO ₂	15,38	17,23	13,18
Fe ₂ O ₃	2,73	2,78	3,71
Al ₂ O ₃	2,68	3,20	3,56
CaO	29,71	33,28	17,70
MgO	4,11	4,63	2,01
SO ₃ общ.	28,79	28,03	39,54
SO ₃ сульф.	27,17	27,45	39,54
K ₂ O	9,29	10,93	9,10
Na ₂ O	0,16	0,14	0,24
Cl	1,47	0,17	0,06

Исследования проводились на плоских шлифовальных образцах 3x10x40 мм с периодической переменной обмазки из золотых отложений на образцах через каждые 10 часов. Определение глубины коррозии проводилось по уменьшению массы опытных образцов. На основании установленных значений потери массы рассчитывались значения удельной потери массы q (г/см²) по полным первоначальным поверхностям образцов и значения глубины коррозии ΔS (мм).

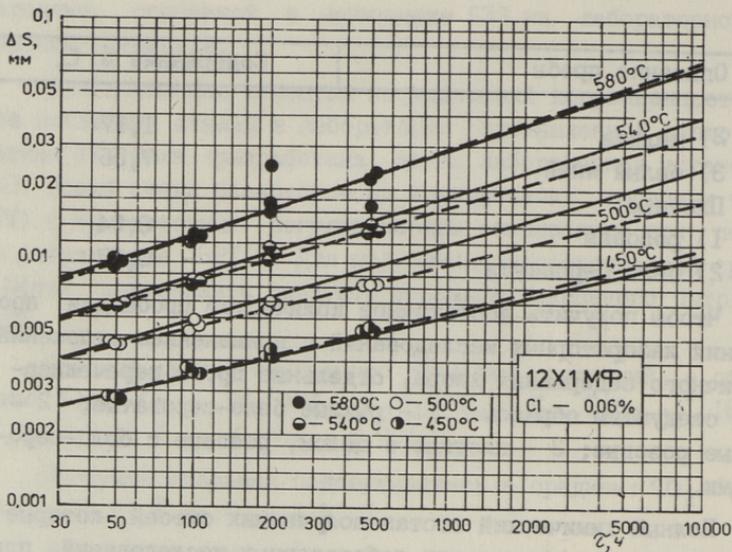


Рис. 1. Кинетическая диаграмма коррозионности стали 12X1MФ в среде продуктов сгорания в присутствии натурального натрубного отложения с содержанием хлора 0,06 %.

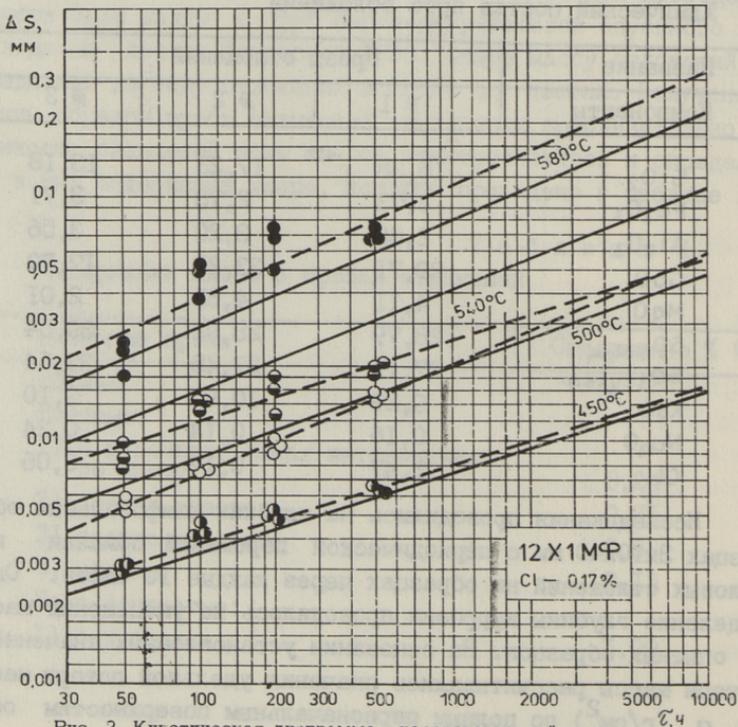


Рис. 2. Кинетическая диаграмма коррозионности стали 12X1MФ в среде продуктов сгорания в присутствии натурального натрубного отложения с содержанием хлора 0,17 %.

Таблица 3

Значения кинетических характеристик при окислении стали
 12Х1МФ под влиянием золowych отложений в продуктах сгорания

Содержание Сl % в пробах отложений	Кинетические характеристики					
	Энергия активации E МДж/кмоль	Выражение $\ln(k_0 \rho_n^{-1})$ мм/ч	Выражение $n = \rho + \epsilon T$	Значение n°		
				450°	500°	540°
1,47	20,92	-3,40	$-1,2 + 22,9 \cdot 10^{-4} T$	0,46	0,57	0,66
0,17	66,22	3,75	$-0,22 + 7,84 \cdot 10^{-4} T$	0,34	0,38	0,42
0,06	33,35	-1,31	$-0,30 + 7,73 \cdot 10^{-4} T$	0,26	0,30	0,33

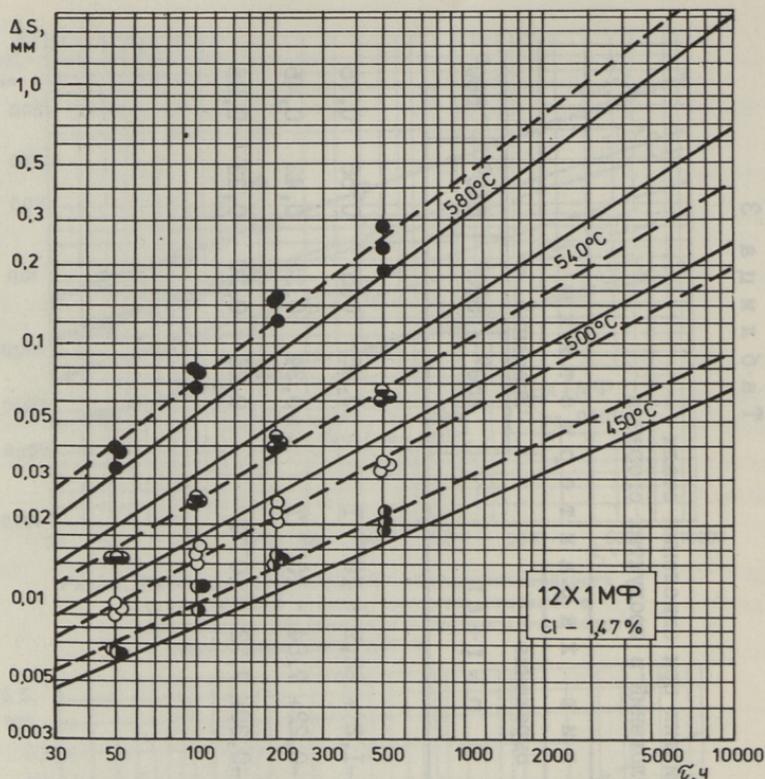


Рис. 3. Кинетическая диаграмма коррозионной стойкости стали 12X1MF в среде продуктов сгорания в присутствии натурального натрубного отложения с содержанием хлора 1,47 %.

На основе глубины коррозии ΔS (мм) построены кинетические диаграммы коррозионной стойкости в координатах $\ln \Delta S - \ln \tau$, которые изображены на рисунках I-3 пунктирными линиями.

Аппроксимированием на ЭВМ опытных данных по выражению [I]

$$\ln \Delta S = \ln(k_0 \rho_m^{-1}) - E(RT)^{-1} + (\gamma + \varepsilon T) \ln \tau,$$

получены значения кинетических характеристик - энергии активации E , показателя степени окисления $n = \gamma + \varepsilon T$ и предэкспоненциального множителя k_0 , которые приведены в таблице 3.

Расчитанные по приведенным кинетическим характеристикам глубины коррозии ΔS в зависимости от времени изображены на кинетических диаграммах сплошными линиями.

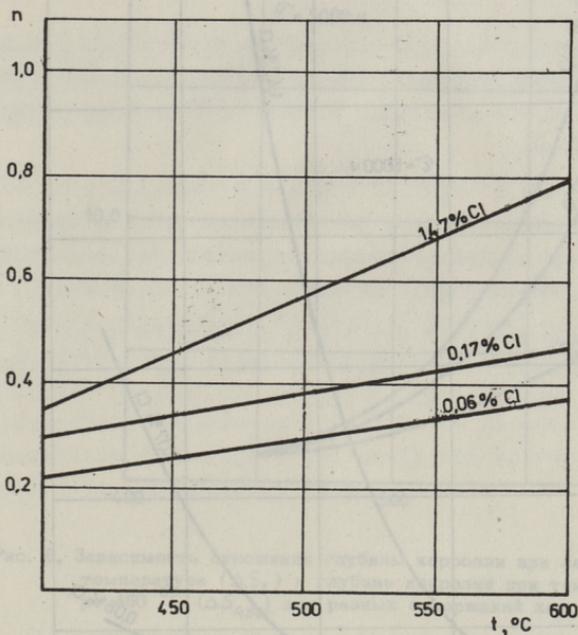


Рис. 4. Зависимость показателя степени окисления n от температуры.

На рис. 4 изображена зависимость показателя степени окисления n от температуры при разных содержаниях хлора. Выявляется, что влияние температуры на величину показателя степени окисления n при более малых содержаниях хлора незначительное, но резко повышено при содержании хлора 1,47 %, когда в интервале температуры 450–580 °C значение n изменяется от 0,46 до 0,75. Это указывает на увеличение чувствительности стали I2XIMФ к повышенному содержанию хлора в золowych отложениях уже начиная с 450 °C, а особенно при температурах выше 500 °C.

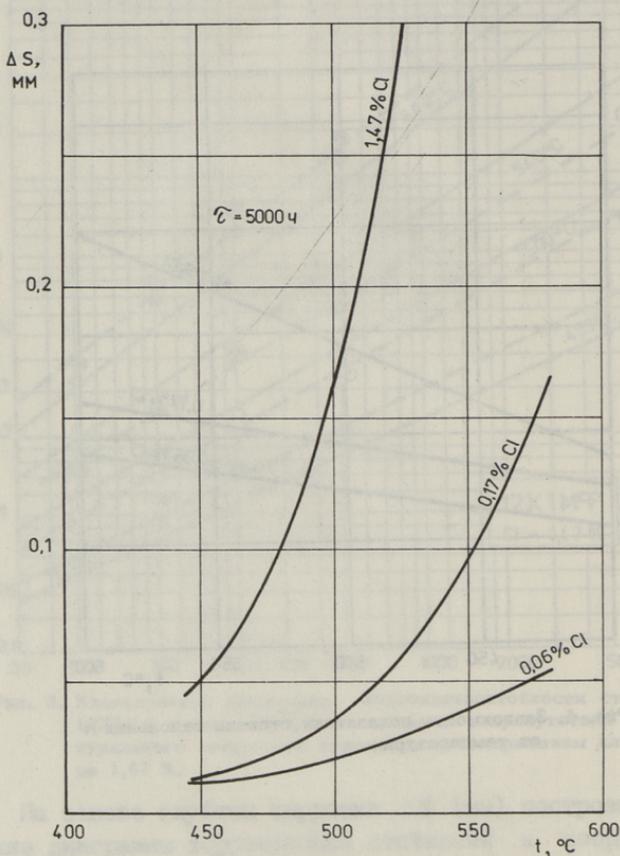


Рис. 5. Зависимость глубины коррозии от температуры при разных содержаниях хлора.

На рис. 5 изображена зависимость глубины коррозии ΔS от температуры при разных содержаниях хлора. Видно резкое увеличение интенсивности коррозии с увеличением содержания хлора в применяемых пробах отложений. Выявляется также более резкая зависимость интенсивности коррозии от температуры при повышенных содержаниях хлора. Последнее хорошо иллюстрируется на рис. 6, где приведена зависимость отношения глубины коррозии при заданной температуре (ΔS_t) к глубине коррозии при температуре 450°C ($\Delta S_{450^{\circ}}$). Так, при повышении температуры от 450 до 580°C интенсивность

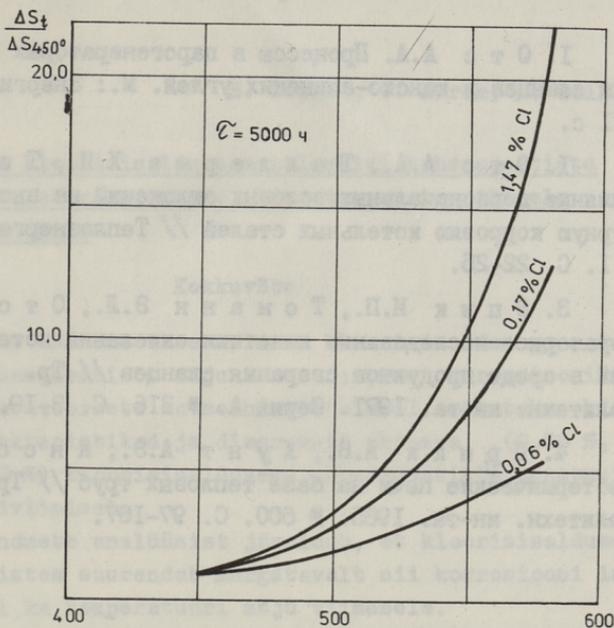


Рис. 6. Зависимость отношения глубины коррозии при заданной температуре (ΔS_t) к глубине коррозии при температуре 450°C (ΔS_{450}) для разных содержаний хлора.

коррозии при содержании $\text{Cl} - 0,06\%$ увеличивается примерно в 6 раз, при $\text{Cl} - 0,17\%$ в 13 раз и при $\text{Cl} - 1,47\%$ в 22 раза.

Учитывая вышеизложенное, можно сказать, что с ростом содержания хлора в отложениях значительно увеличивается интенсивность коррозии и повышается влияние температуры на интенсивность коррозии.

Л и т е р а т у р а

1. О т с А.А. Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и канско-ачинских углей. М.: Энергия, 1977. 311 с.

1. О т с А.А., Т а л л е р м о Х.И., Т о м а н н Э.Л. Влияние первоначальных золowych отложений на высокотемпературную коррозию котельных сталей // Теплоэнергетика. 1972. № 1. С. 22-25.

3. Э п и к И.П., Т о м а н н Э.Л., О т с А.А. Лабораторное исследование кинетики окисления котельных сталей в среде продуктов сгорания сланцев // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1971. Серия А. № 316. С. 3-19.

4. П р и к к А.В., Х у н т А.Э., А н с о н Г.П. Изотермические печи на базе тепловых труб // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1985. № 600. С. 97-107.

E. Tomann, J. Abram, H. Tallermo

Erineva kloorisisaldusega põlevkivi tuhasadestiste mõju katlaterase 12X1Mφ kõrgetemperatuurilisele korrosioonile

Kokkuvõtte

Artiklis käsitletakse erineva kloorisisaldusega naturaalsete tuhasadestiste mõju terase 12X1Mφ korrosioonikindlusele. Laboratoorsete katseandmete alusel esitatakse kineetilised karakteristikad ja diagrammid erineva (0,06 %, 0,17 %, 1,47 %) kloorisisaldusega tuhasadestiste kasutamisel katsete läbiviimisel.

Katseandmete analüüsist järeldub, et kloorisisalduse kasv sadestistes suurendab märgatavalt nii korrosiooni intensiivsust kui ka temperatuuri mõju viimasele.

E. Tomann, J. Abram, H. Tallermo

Boiler Steel 12Cr1MoV Corrosion in the Presence of Natural Ash Deposits with Different Chlorine Content

Abstract

In this paper the boiler steel 12Cr1MoV corrosion resistance in the presence of natural ash deposits with different chlorine content is estimated. These tests were carried out at temperature ranges of 450...580 °C during 500 hours.

Corrosion kinetic coefficients and the dependences of high temperature corrosion depth on time and temperature are presented here.

А.В. Прикк, Т.П. Бояринова

КИНЕТИКА КОРРОЗИИ ЖАРОПРОЧНЫХ СТАЛЕЙ
I2X18H12T И ДИ-59 В ВОЗДУХЕ

В статье представляются результаты лабораторных исследований скорости коррозии сталей I2X18H12T и ДИ-59 в воздухе при температурах 550-650 °С.

В настоящее время основным материалом труб пароперегревательных поверхностей нагрева мощных энергоблоков является хромоникелевая сталь I2X18H12T.

Одной из основных задач энергетики является повышение параметров работы энергетического оборудования, что заставляет исследователей заниматься разработкой новых материалов, обеспечивающих надежную работу энергоблоков на агрессивных энергетических топливах при высоких температурах. Для работы в столь сложных условиях в ЦНИИТМАШ была создана жаростойкая хромомарганцевая аустенитная сталь ДИ-59 (X13Г12Н2АС2). Эта сталь и будет предметом данного исследования. Свойства этой стали изучались в продуктах сгорания (ПС) высокосернистого мазута, экибастузского угля, эстонских сланцев и природного газа в ЦНИИТМАШ [1].

Наряду с исследованиями коррозии сталей в различных агрессивных средах важное значение имеют также данные коррозии металлов в воздушной среде, так как эти данные могут быть основой для оценки относительной коррозионной стойкости традиционных и новых котельных сталей в различных условиях, а также их можно использовать при разработке разных методов расчета, в частности, для прогнозирования срока службы труб поверхностей нагрева [2]. Сталь I2X18H12T в данном исследовании используется в качестве сравнения.

В настоящей работе приводятся результаты лабораторных исследований кинетики коррозии аустенитной хромоникелевой стали 12Х18Н12Т и хромомаганцевой стали ДИ-59 в воздушной атмосфере.

Опыты проводились в условиях без промежуточного охлаждения печей, то есть без промежуточной выемки опытных образцов. Испытания проводились в интервале температур 550–650 °С с плоскими шлифованными образцами размером 40x10x3 мм согласно ОСТ 108.030.01-75 и ГОСТ 6130-71 на стенде с изотермическими электропечами-тепловыми трубами с высокоточным регулированием температуры [3]. Максимальная продолжительность опытов доходила до 4000 часов. Средняя толщина прокорродировавшего металла определялась по разности масс образца до и после опыта после удаления продуктов коррозии с его поверхности в жидком натрии при пропускании аммиака.

Для математической обработки опытных данных использовалась методика, разработанная в лаборатории теплоэнергетики ТТУ [4]. В стандартную методику внесены изменения. Связано это со следующими обстоятельствами. Нормативный метод разработан для получения температурно-временных уравнений глубины коррозии, позволяющих на основе сравнительно кратковременных лабораторных испытаний прогнозировать глубину коррозии сталей после длительных периодов работы, вплоть до исчерпания расчетного ресурса работы труб экстраполяцией в сторону больших времен. Но существуют задачи, для решения которых необходимо иметь температурно-временное уравнение глубины коррозии в области малых времен. В этом случае более подходящей является методика, позволяющая определить коэффициенты уравнения

$$\ln \Delta s = \ln (K_0 \rho_m^{-1}) - E/RT + (\gamma + \varepsilon T) \ln t \quad (I)$$

таким образом, чтобы оно аппроксимировало бы опытные данные во всем временном диапазоне испытаний с одинаковой относительной точностью. Это означает, что условие наиболее точной экстраполяции заменяется на условие наиболее точной интерполяции.

Условие минимума суммы отклонений всех точек от расчетной кривой, принятое в [4], заменяется на условие минимума суммы относительных отклонений всех опытных точек. Это означает, что в формуле определения среднеквадратического отклонения разность $(\Delta S_{\text{опыт}} - \Delta S_{\text{расч}})$ заменяется на безразмерную величину $(\Delta S_{\text{опыт}} - \Delta S_{\text{расч}}) / \Delta S_{\text{опыт}}$.

Результаты математической обработки на ЭВМ экспериментальных данных приведены в таблице I, в которой представлены также некоторые характеристики точности математической обработки - количество элементов в обрабатываемых массивах, среднеквадратическое отклонение и средняя ошибка. В этой таблице даются коэффициенты уравнения (I) как с учетом зависимости показателя степени окисления от температуры ($n = \gamma + \varepsilon T$, сплошные линии), так и при $n = \text{const}$ ($n = \gamma$). На рис. 1 и 2 нанесены кинетические графики коррозии как для случая с $n = \gamma + \varepsilon T$, так и для $n = \gamma$ соответственно для сталей ДИ-59 и I2X18H12T в воздухе. Как показывают данные таблицы I, точность математической обработки, судя по средним ошибкам, при $n = \gamma$ несколько выше.

Т а б л и ц а

Характеристики коррозии сталей I2X18H12T
и ДИ-59 в воздухе

Марка стали	$\ln(K_0 \rho_m^{-1})$	E/R	γ	ε	К-во элем. шт.	Средне-квадрат. откл. $\cdot 10^2$	Средн. ошибка, %
ДИ-59	-17,26	-4408	-1,148	0,0016	48	0,10	15,46
	-8,07	3644	0,255		48	0,11	15,24
I2X18H12T	-11,14	1057	-0,269	0,0007	49	0,17	23,11
	-7,29	4418	0,323	0	49	0,17	22,96

В проведенных опытах разброс экспериментальных точек довольно большой, что можно объяснить очень маленькими потерями металла. Например, для стали ДИ-59 потеря металла составляет 0,1-0,17 мг при $\tau = 100$ ч и 0,3-0,7 мг при $\tau = 4000$ ч в интервале температур 550-650 °С. Изложенное выше, а также недостаточное количество экспериментальных

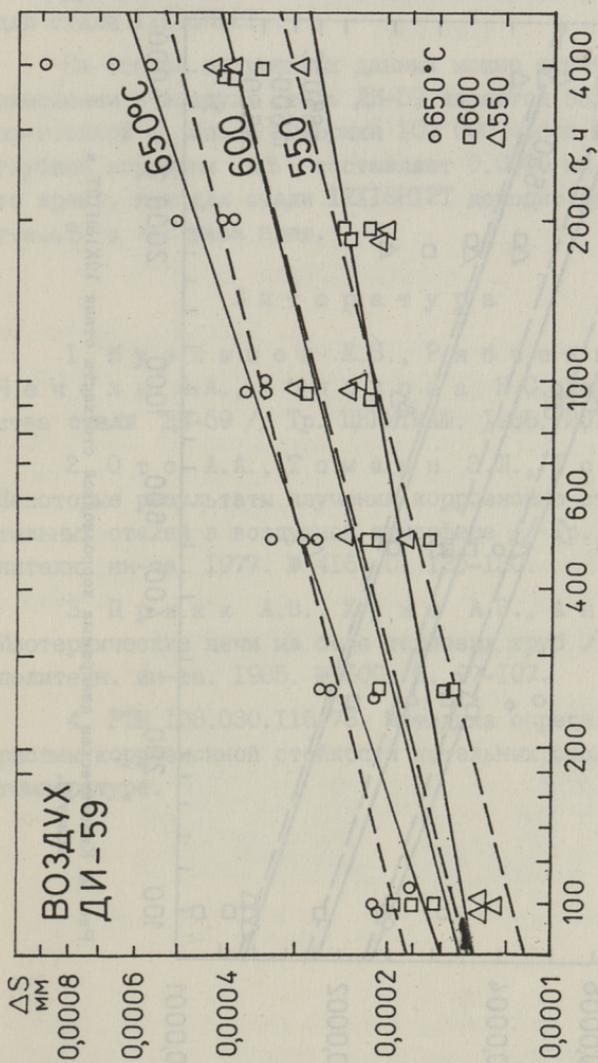


Рис. 1. Кинетическая диаграмма коррозионной стойкости стали ДИ-59 в воздухе.

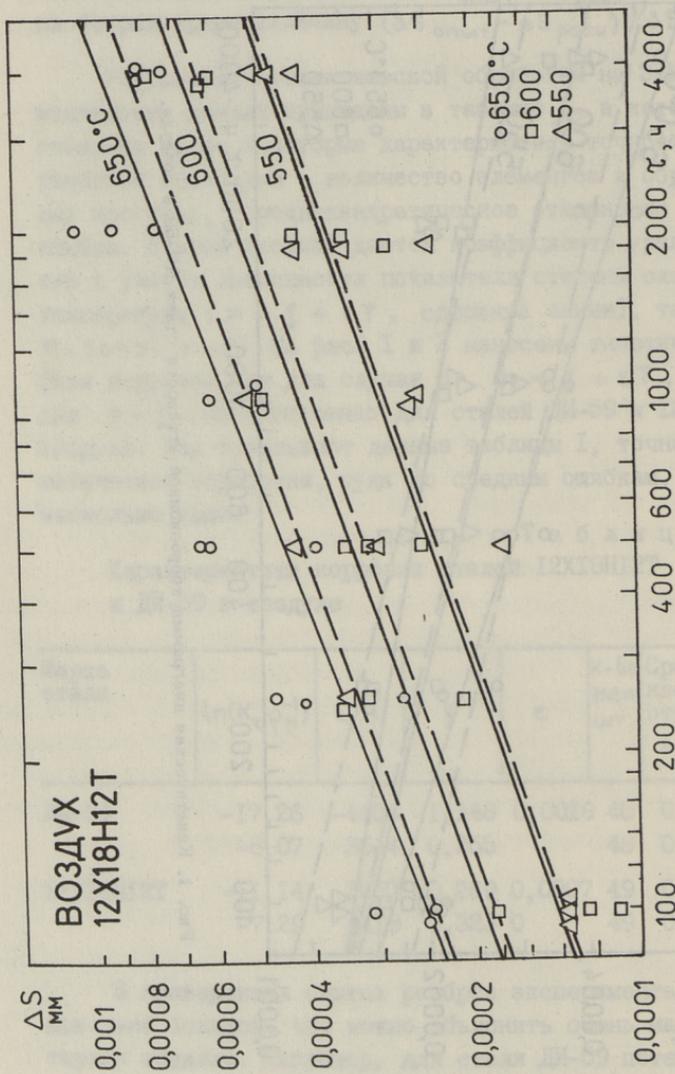


Рис. 2. Кинетическая диаграмма коррозионной стойкости стали 12X18H12T в воздухе.

точек для представительного статистического анализа не позволяют судить о зависимости показателя степени окисления от температуры. В то же время, судя по данным, полученным с $n = \text{const}$, можно сказать, что окисление стали ДИ-59 в воздухе идет менее интенсивно ($n = 0,255$ против $n=0,323$ для стали 12Х18Н12Т).

На основе полученных данных можно отметить, что при окислении в воздухе сталь ДИ-59 является более коррозионно-стойкой - после выдержки 100 000 часов прогнозируемая глубина коррозии ΔS составляет 0,0006 мм при 650 °С в то время, как для стали 12Х18Н12Т доходит до 0,0011 мм, т.е. ΔS в ~ 2 раза выше.

Л и т е р а т у р а

1. Кузнецов Е.В., Рябченков А.В., Чечель Л.А., Монохова Н.С. Жаростойкие свойства стали ДИ-59 // Тр. ЦНИИТМАШ. 1988. 207. С. 34-38.
2. Отс А.А., Томанн Э.Л., Тоуарт Р.В. Некоторые результаты изучения коррозионно-стойкости котельных сталей в воздушной атмосфере // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1977. № 416. С. 125-130.
3. Прикк А.В., Хунт А.Э., Ансон Г.П. Изотермические печи на базе тепловых труб // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1985. № 600. С. 97-107.
4. РГМ 108.030.116-78. Методика определения характеристик коррозионной стойкости котельных сталей при высокой температуре.

A. Prikk, T. Bojarinova

Katlateraste 12X18H12T ja ДИ-59 korrosiooni
kineetika õhus

Kokkuvõtte

Artiklis esitatakse katlateraste 12X18H12T ja ДИ-59 korrosiooni kineetika laboratoorsete uurimiste tulemused. Katsed viidi läbi temperatuuripiirkonnas 550..650 °C maksimaalse katsekestusega 4000 tundi.

A. Prikk, T. Boyarinova

Corrosion Kinetics of Boiler Steels 12X18H12T
and ДИ-59 in the Air

Abstract

In this article the results of laboratory investigations of corrosion kinetics of boiler steels 12X18H12T and ДИ-59 in the air are presented. The tests were carried out at temperature ranges of 550...650 °C during 4000 hours.

Х.Х. Суйк, Р.Э. Рандманн,
А.А. Пайст, Ю.Э. Каск

КОРРОЗИОННО- И ТРЕЩИНОСТОЙКОСТЬ ТРУБ С ХРОМОВЫМ
ПОКРЫТИЕМ ПРИ СЖИГАНИИ НАЗАРОВСКОГО УГЛЯ
В УСЛОВИЯХ ВОДЯНОЙ ОБМЫВКИ

Для повышения коррозионно- и трещиностойкости существующих материалов в теплоэнергетике используется нанесение защитных покрытий на трубы. Целью настоящего исследования являлись сравнительные испытания в эксплуатационных условиях с трубами из стали 12Х1МФ с хромовым покрытием и без него. Трубы размерами $\phi 32 \times 5$ подвергались хромированию по методу УкрНИИспецстали [1]. Исходное состояние материала показано на рис. 1.

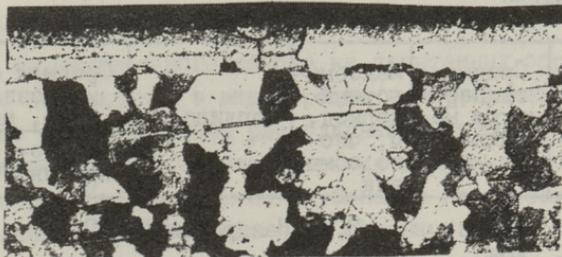


Рис. 1. Микроструктура трубы с хромовым покрытием. Исходное положение (X100).

Видно, что покрытие образца однослойное и плотное. Хромированный слой состоит из крупных столбчатых зерен твердого раствора хрома в железе с включениями карбидов. Непосредственно к этому слою примыкают крупные, а за ними более мелкие зерна обезуглероженного основного металла (на рисунке зерна феррита различной степени травимости).

Толщина хромированного слоя составляет 0,08/0,10 мм, а толщина обезуглероженного слоя достигает 0,9 мм.

Вставки из стали I2XIMФ с хромовым покрытием и без покрытия были смонтированы попарно в двухсветный экран корпуса В котла П-49 (паропроизводительность 444,4 кг/с, температура пара 545 °С и давление 25 МПа). Во время эксплуатации оба типа вставки подвергались воздействию водной обмывки. Период между циклами обмывки составлял $\tau_0 = 24$ часа, а длительность испытания - 17500 часов. Средневзвешенная температура металла определялась расчетным путем и равнялась 432-434 °С.

До испытания с концов каждой опытной вставки были отрезаны эталонные кольца для сравнения с контрольными кольцами, вырезанными после испытания. Так как коррозия по периметру трубы была равномерная, то ее глубина для труб с покрытием и без покрытия характеризовалась уменьшением среднего наружного диаметра. Некоторые данные об уменьшении толщины стенки, полученные с помощью микроскопа, приведены в таблице.

Т а б л и ц а
Глубина коррозионного износа стали I2XIMФ
с покрытием и без покрытия в условиях водной
обмывки

Время, работы, ч, первоисточник	Средняя температура металла, °С	Межобмывочный период, ч, число обмывок	Топливо	Средняя глубина коррозионного износа, мм	
				без покрытия	с хромовым покрытием
I1550 [2]	435- 495	8,7	Назаровский уголь	0,100	-
I7500	433	24	То же	0,040	0,020
I9530 [3]	370- 400	56 360	Эстонский сланец	0,046	0,025

В таблице приведены также некоторые сравнительные данные о средней глубине коррозионного износа, полученной другими авторами [2, 3]. Видно, что сжигание назаровского угля при температуре металла 433 °С после 17500 часов работы да-

ет глубину износа труб без покрытия в 2,5 раза меньше, чем при температуре металла 435-495 °С после II 550 часов работы. Более интенсивный износ за более короткое время вызван более высокой температурой металла (435-495 > 433 °С) и большим числом обмывок (I260 > 7II).

При относительно низкой температуре металла (370 - 400 °С < 433 °С), но при сжигании топлива, имеющего более агрессивные свойства отложений (эстонский сланец), глубина коррозионного износа труб без покрытия за I9 550 часов работы находится на том же уровне (соответственно 0,046 мм и 0,040 мм), что при сжигании назаровского угля за I7 500 часов работы. В этих же условиях испытания аналогичное соотношение существует между глубинами износа трубы с покрытием. При сжигании назаровского угля глубина износа трубы с покрытием в два раза меньше, чем трубы без покрытия (соответственно 0,020 мм и 0,040 мм за I7 500 часов работы). Эти невысокие абсолютные величины глубины коррозионного износа свидетельствуют о существовании на трубах плотных золowych отложений небольшой толщины.

При сжигании назаровского угля при вышеуказанной температуре на экранных трубах образуются отложения, в которых основными компонентами являются $SiO_2 = 32-38\%$ и $CaO = 28-38\%$. Содержание железа в отложениях, снятых с экранных труб котла П-49, составляет I4-20% [4].

Кроме незначительного износа на испытанных образцах наблюдались повреждения в виде трещин и коррозионных язв. Коррозионные язвы и трещины располагались на поверхности трубы случайно. На трубах без покрытия ширина коррозионной язвы оказалась больше, чем ее глубина, а на трубах с покрытием максимальная глубина язвы ограничивалась толщиной покрытия и ширина его в начальной стадии развития оказалась меньше глубины.

Численность коррозионных язв и трещин на поверхности труб с покрытием и без покрытия различная. В первом случае наблюдалось их множество, а в другом случае имели место единичные язвы и трещины. Результаты измерений трещин и коррозионных язв нанесены на рис. 2 с координатами $\Delta S - \frac{n_0}{n}$,

где ΔS - глубина коррозионных язв и трещин, мм;
 n_0 - количество образцов, имеющих язвы или трещины с одинаковой глубиной коррозионного износа;
 n - общее количество исследуемых образцов.

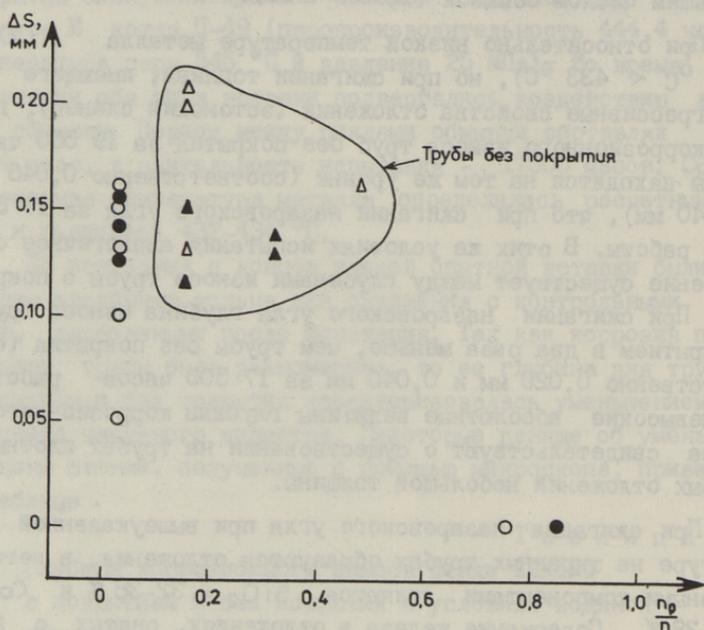
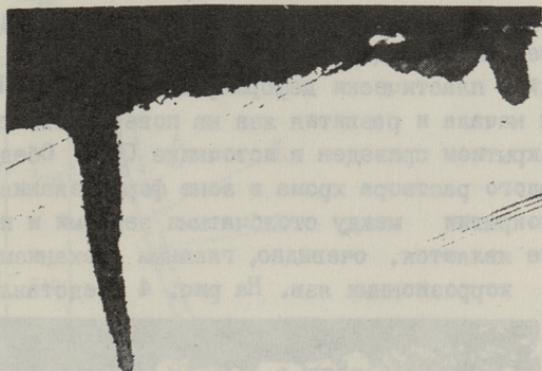


Рис. 2. Частота образований коррозионных повреждений на поверхности труб:

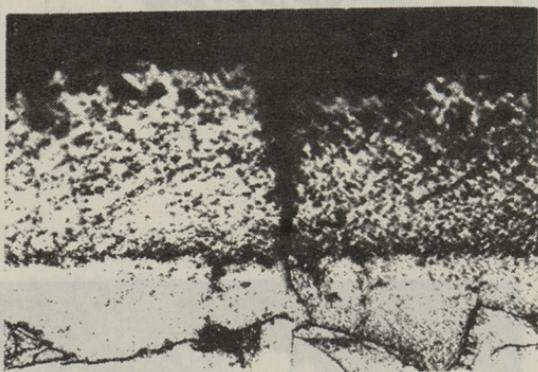
- - коррозионные язвы на поверхности труб с покрытием;
- - трещины на поверхности труб с покрытием;
- △ - коррозионные язвы на поверхности труб без покрытия;
- ▲ - трещины на поверхности труб без покрытия.

Видно, что на каждом исследуемом образце без покрытия наблюдались трещины и коррозионные язвы ($n_0 \geq 1$, $\Delta S = 0$). В то же время основное количество исследованных образцов с покрытием не имели трещин и коррозионных язв ($\frac{n_0}{n} \approx 0,8$, $\Delta S = 0$). Единичные $0 < \frac{n_0}{n} < 1$ трещины и коррозионные язвы на трубах с покрытием имели глубину соответственно 0,05-0,16 мм и 0,13-0,15. На рис. 3 представлены характерные шлифы о развитии трещин на наружной поверхности труб

с хромовым покрытием и без него. Видно, что отдельные микротрещины на трубе с хромовым покрытием развиваются по границам зерен, не выходя за пределы защитного слоя. Глубина микротрещины на трубе без покрытия достигает 0,25 мм.



а)



б)

Рис. 3. Характерное развитие трещин на наружной поверхности труб с хромовым покрытием и без него после 17500 часов работы:

а - увеличение X200, труба без хромового покрытия (продольный шлиф);

б - увеличение 500, труба с хромовым покрытием (поперечный шлиф).

Трубы без покрытия в тех же условиях имели трещины и язвы глубиной соответственно 0,13-0,25 мм и 0,12-0,15 мм. Механизм возникновения коррозионных язв на поверхности труб без покрытия до настоящего времени не выявлен. Имеются лишь предположения, что они возникают в местах, где металл имеет неоднородную структуру, дислокации, скопления включений, пластически деформирован и т.д. Предложенный механизм начала и развития язв на поверхности труб с хромовым покрытием приведен в источнике [5]. Обеднение хромом твердого раствора хрома в зоне формирования карбидной фазы в покрытии между столбчатыми зёрнами и последующее окисление является, очевидно, главным механизмом возникновения коррозионных язв. На рис. 4 представлены харак-

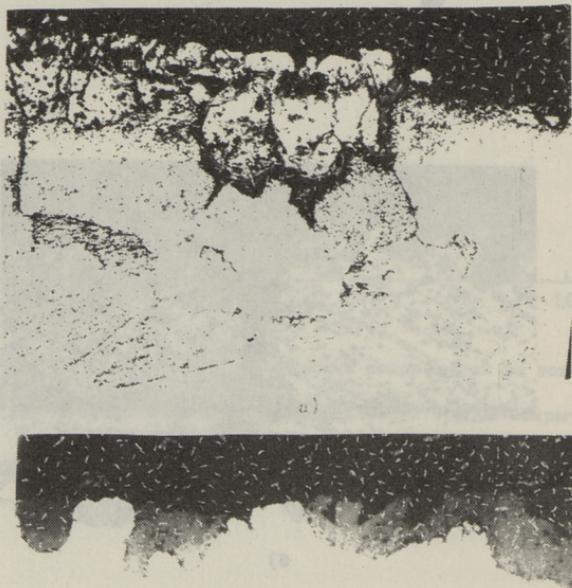


Рис. 4. Характерное развитие коррозионных язв на наружной поверхности труб:
а - с хромовым покрытием после 17500 часов работы;
б - без хромового покрытия после 17500 часов работы.

терные шлифы о развитии коррозионных язв на наружной поверхности труб из опытного участка с хромовым покрытием и без него после 17500 часов работы.

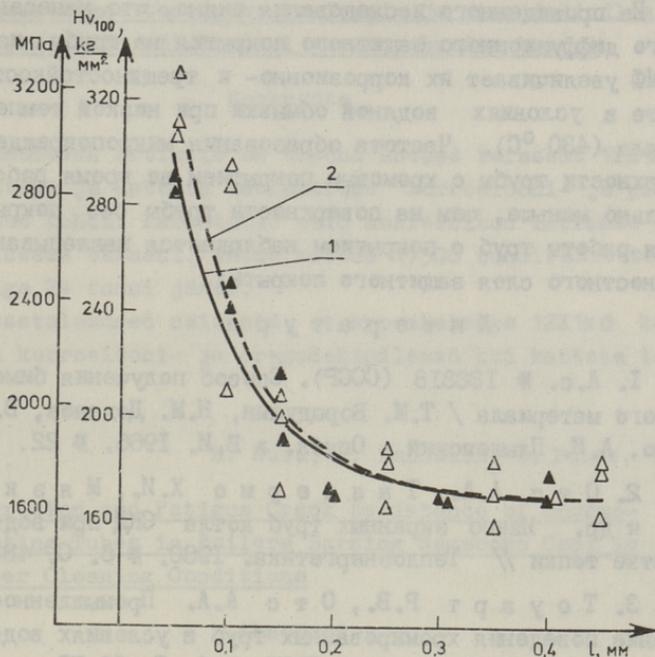


Рис. 5. Изменение микротвердости по сечению стенки трубы: 1 — исходный образец; 2 — испытанный образец (17500 часов работы).

Определение микротвердости хромированного слоя на приборе ПМТ-3 показало наклепывание наружной поверхности защитного слоя. На рис. 5 показано, что микротвердость защитного слоя в исходном состоянии (линии 1) имеет максимальное значение непосредственно на наружной поверхности ($Hv_{j=0} = 280-290$ кг/мм²). Начиная с расстояния 0,05 - 0,100 мм от наружной поверхности, микротвердость уменьшается весьма сильно до 180 мг/мм². После 17500 часов испытания микротвердость наружной поверхности защитного слоя увеличивается до 290-330 мг/мм². Микротвердость ис-

пытанных образцов в обезуглероженной зоне (0,15-0,45 мм) находится на том же уровне, что и у исходных образцов.

Из проведенного исследования видно, что нанесение хромового диффузионного защитного покрытия на трубы из стали 12Х1МФ увеличивает их коррозионно- и трещиностойкость при работе в условиях водяной обмывки при низкой температуре металла (430 °С). Частота образования микрповреждений на поверхности трубы с хромовым покрытием во время работы значительно меньше, чем на поверхности трубы без покрытия. Во время работы труб с покрытием наблюдается наклепывание поверхностного слоя защитного покрытия.

Л и т е р а т у р а

1. А.с. № 188818 (СССР). Способ получения биметаллического материала / Т.М. Бородулин, Н.М. Деханов, В.А. Кравченко, А.И. Пльшевский - Опубл. в В.И. 1966. № 22.

2. Отс А.А., Таллермо Х.И., Мяэкула О.Э. и др. Износ экранных труб котла СКД при водяной очистке топки // Теплоэнергетика. 1980. № 6. С. 48-51.

3. Тоуарт Р.В., Отс А.А. Промышленное исследование поведения хромированных труб в условиях водяной очистки // Теплоэнергетика. 1982. № 4. С. 69-71.

4. Отс А.А., Пайст А.А., Нуутре М.П., Пообус А.П. Физико-химическая характеристика золowych отложений с поверхностей нагрева вихревой топки ЦКТИ котла П-49 // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1984. № 578. С. С. 37-45.

5. Суик Х.Х., Рандманн Р.Э., Каск Ю.Э. Эксплуатационная надежность хромированных труб в подшлаковой ванне котла ПК-38 при сжигании назаровского угля. // См. наст. сб. с. 30-39.

H. Suik, R. Randmann, A. Paist, Ü. Kask

Kroomkattega torude korrosiooni- ja pragudekindlus
nazarovo söe põletamisel veega puhumise korral

Kokkuvõtte

Käesolevas artiklis on toodud andmed terasest 12X1MΦ kroomkattega ja katteta katlatorude korrosiooni- ja pragudekindluse kohta. Katsetorud olid monteeritud katlasse P-49 kahepoolsesse ekraani. Katse kestus 17500 tundi. Katsetorusid puhuti iga 24 tunni järel.

Katsetulemused näitasid, et kroomkattega 12X1MΦ katlatorud on korrosiooni- ja pragudekindlamad kui katteta torud.

H. Suik, R. Randmann, A. Paist, Ü. Kask

Corrosion and Fatigue Crack Resistance of Chrome-Coating Tubes in Boilers Burning Nazarovo Coal in Water Cleaning Conditions

Abstract

Comparison of corrosion and fatigue crack resistance data of the 12Cr1MoV tubes with chrome coating and without it is given. Test tubes were erected to the two-side panel of boiler P-49. Operation time was 17500 hours. The cleaning period of heating tubes was about 24 hours.

Test results showed that the tubes with chrome coating have higher corrosion and fatigue crack resistance than the ones without it.

ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ НАДЕЖНОСТЬ ХРОМИРОВАННЫХ ТРУБ
В ПОДШЛАКОВОЙ ВАННЕ КОТЛА ПК-38 ПРИ СЖИГАНИИ
НАЗАРОВСКОГО УГЛЯ

Чтобы повысить коррозионностойкость существующих материалов в теплоэнергетике на трубы наносятся защитные покрытия. Целью настоящей работы является получение данных о глубине высокотемпературной коррозии труб с защитным хромовым покрытием при сохранении покрытий в подшлаковой ванне котла ПК-38, работающего на канско-ачинском угле. Исследованию подвергались плавниковые трубы из стали 12Х1МФ с хромированной наружной поверхностью. Антикоррозионное вакуумно-диффузионное покрытие было нанесено на плавниковые трубы методом УкрНИИспецстали [1]. Плавниковые трубы, проходя поступательным движением над испарителем, нагреваются до температуры 1160-1300 °С. При прохождении через камеру за 5 минут на обеих сторонах трубы формируется защитный диффузионный слой. Из-за отсутствия вращающего движения плавниковых труб во время хромирования вакуумно-диффузионный слой имеет разные толщины на противоположных сторонах трубы. Поэтому на поверхности одной стороны трубы образуется диффузионный хромированный слой толщиной 0,15-0,30 мм (рис. 1а) и на другой - слабохромированной стороне - слой толщиной до 0,060-0,11 мм (рис. 1б). Как правило, хромированный, а также слабохромированный защитный слой состоит из двух зон: наружная нетравящаяся белая зона карбидов, а под ней зона в виде крупных столбчатых зерен твердого раствора хрома в железе с включениями карбидов (рис. 1а, б). В наружном напыленном слое имеются полости, поры и микротрещины, глубина которых равняется толщине напыленного слоя.

Эти, двухразмерные по толщине защитного слоя плавниковые трубы, были установлены попарно в подшлаковой ванне котла ПК-38 таким образом, что в сторону топки находились хромированная сторона одной и слабохромированная сторона другой трубы.

Прямоточный котел ПК-38 (паропроизводительность $75 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$, давление пара 13,1 МПа и температура 570°C) сжигающий назаровский уголь имеет жидкое шлакоудаление. Химический состав шлака назаровского угля следующий: SiO_2 - 44,00 %, Al_2O_3 - 12,00 %, Fe_2O_3 - 18,00 %, и CaO - 26,00 %. Таким минералогическим составом шлак начинает интенсивно расплавляться при температуре 1100°C [2].

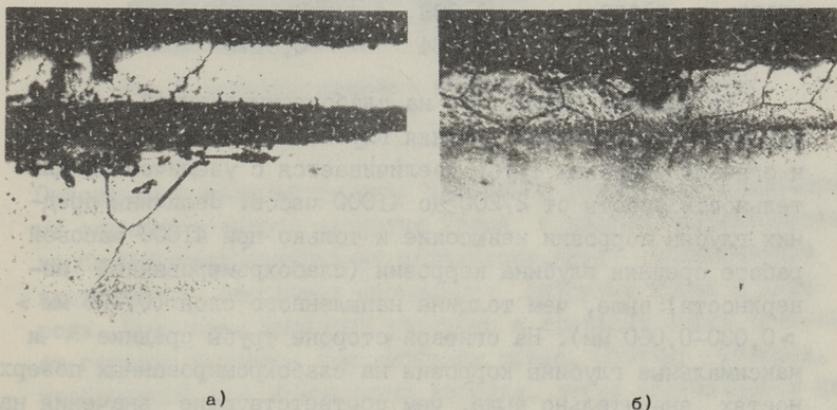


Рис. 1. Структура хромового покрытия:
а - хромированная сторона, исходный образец,
б - слабохромированная сторона, исходный образец.

Длительность испытаний составила 27 200 и 41 000 часов при температуре металла $330-340^\circ\text{C}$.

Глубина коррозии плавниковых труб определялась на половине периметра труб одного сечения в трех точках: на лобовой образующей и в обе стороны от нее под углом 45° как контрольных, так и эталонных колец по нормативной методике, причем эталонные кольца вырезались перед испытаниями, а контрольные после. Результаты измерений глубины коррозии приведены в таблице I.

Т а б л и ц а I

Средние и максимальные глубины коррозии
плавниковых труб при сжигании назаровского угля

Время работы, ч	Глубина коррозии, мм			
	Слабохромированная сторона (0,060-0,100 мм)		Хромированная сторона (0,150-0,300 мм)	
	Огневая сторона			
	Средняя	Максимальная	Средняя	Максимальная
27200	0,047	0,075	0,004	0,011
41000	0,093	0,144	0,061	0,072
	Тыльная сторона			
27200	0,003	0,008	0	0
41000	0,047	0,084	0,017	0,021

Из таблицы видно, что на слабохромированной и хромированной поверхностях средняя глубина коррозии на тыльной и огневой сторонах трубы увеличивается с увеличением длительности работы от 27200 до 41000 часов. Величины средних глубин коррозии невысокие и только при 41000 часовой работе средняя глубина коррозии (слабохромированной поверхности) выше, чем толщина напыленного слоя (0,096 мм > 0,030-0,060 мм). На огневой стороне трубы средние и максимальные глубины коррозии на слабохромированных поверхностях значительно выше, чем соответствующие значения на хромированных поверхностях при общем времени испытаний 27200 и 41000 ч). Максимальная глубина коррозии при работе 41000 часов слабохромированной поверхности (0,144 мм) в два раза выше, чем соответствующее значение для хромированной поверхности (0,072 мм). Аналогичное преимущество хромированной поверхности выявляется и на тыльной стороне трубы, хотя значения средних и максимальных глубин коррозии невысокие (0,00-0,084 мм). Глубина коррозии на хромированной поверхности (0,017-0,021 мм) в 2,5-4 раза меньше, чем на слабохромированных поверхностях (0,047-0,084 мм) при испытаниях длительностью 41000 часов. Как видно из таблицы I, воздействие температурно-временного фактора не уменьшает толщины основного слоя защитного покрытия (исчез только напыленный слой на некоторых участках трубы).

Но под влиянием его внутри слоя происходят превращения, имеющие губительное значение на сохранение покрытий. На рис. 2 видно окисление структурных элементов покрытий.



Рис. 2. Структура хромового покрытия. Испытанный образец 41000 часов работы.

Окислению подвергается зона карбидной фазы между столбчатыми зернами твердого раствора хрома в железе. Формирование карбидной фазы происходит вследствие двух одновременно протекающих встречных процессов: диффузии хрома и углерода. При этом диффузия углерода к границам зерен протекает гораздо быстрее, чем диффузия хрома. Поэтому углерод, необходимый для образования карбида, легко поставляется не только с границы и приграничных областей, но и из тела зерен. Хром для карбидообразования поступает с границ зерен или из приграничных участков, поэтому диффузия не успевает восполнить израсходованное количество хрома. Такое обеднение твердого раствора хрома в зоне формирования карбидной фазы между столбчатыми зернами является, очевидно, главной причиной окисления внутри покрытия. При увеличении длительности работы (от 27200 до 41000 часов) фронт окисления распространяется вдоль границ крупных зерен вглубь основного слоя покрытия и после 41000 часов работы проходит сквозь слабохромированный слой ($\sim 0,100$ мм). На хромированной стороне трубы наблюдаются также единичные язвы, глубина которых больше, чем толщина основного слоя. Результаты измерений глубин язв некоторых образцов приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2

Глубина язв плавниковых труб, расположенных
в подшлаковой ванне котла ПК-38

Исследуемая сторона трубы	Время работы, ч			
	27200	41000	27200	4100
	Хромированная сторона		Слабохромированная сторона	
Глубина язв, мм				
Огневая сторона	0,20	0,26	0,26	0,4
	0,30	0,35	0,18	0,41
	0,24	0,42	0,18	0,39
Тыльная сторона	0,1	0,04	0,35	0,46
	0,0	0,0	0,20	0,31
	0,0	0,0	0,27	0,25

Видно, что на огневой стороне трубы с увеличением длительности работы от 27200 до 41000 часов глубина язв хромированных труб увеличивается в 1,2-1,7 раза: от 0,20-0,30 до 0,26-0,42 мм. Такая же тенденция развития язв наблюдается и на слабохромированных сторонах труб. После 27200 часовой работы глубина язв лежит в пределах 0,18-0,26 мм и при 41000 часовой работе глубины язв лежат в пределах - 0,39-0,41 мм. Следует отметить, что на слабохромированной стороне трубы уже после 27200 часовой работы глубина язв больше, чем толщина покрытия, а на хромированной стороне трубы после такого же времени работы развитие язв происходит в пределах толщины покрытий.

На тыльной стороне хромированной трубы наблюдались единичные незначительные язвы глубиной не более 0,04 - 0,10 мм, а на слабохромированной стороне имелись язвы такой же глубины (0,20-0,46 мм), как на огневой стороне (0,18-0,41 мм) после обоих времен работы. Увеличение времени работы от 27200 до 41000 часов оказывает незначительное влияние на углубление язв. Весьма глубокая язва после 27200 часов работы доходила до 0,20-0,35 мм, а после 41000 часов работы самые глубокие язвы доходили до 0,46 мм. При увеличении длительности испытаний или ужесточении температурных режимов работы металла труб в хромированном

покрытию происходит выделение карбидов в зонах твердого раствора хрома в железе и коагуляция карбидной фазы [3]. В результате этого наиболее интенсивные коррозионные процессы происходят в зонах покрытия с крупными карбидами.

Следует отметить, что значительное количество язв на хромированной и слабохромированной сторонах трубы образовалось на участке соприкосновения труб с плавником на огневой и тыльной сторонах труб.

Вторым путем развития внутренних коррозионных процессов являются дефекты покрытия в виде трещин, сколов и пор вдоль границ крупных зерен хрупкого наименьшего слоя.

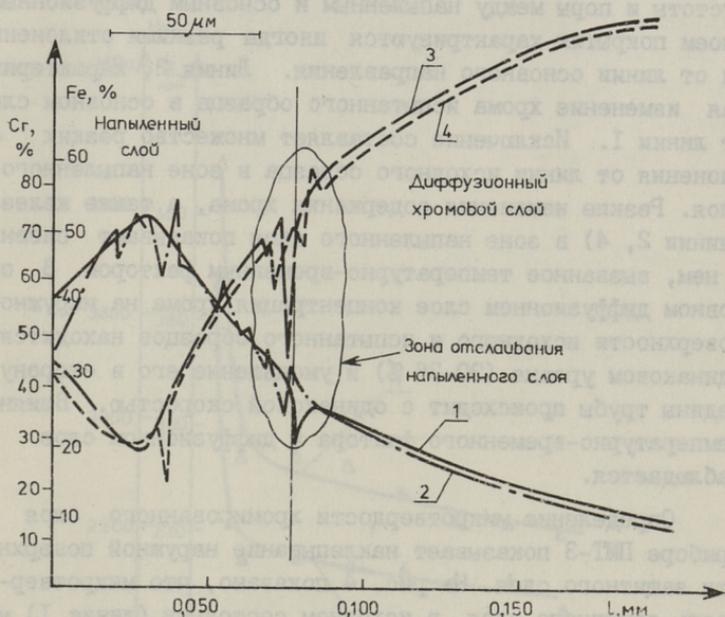


Рис. 3. Распределение элементов по сечению стенки трубы:
1 и 3 — исходный образец;
2 и 4 — испытанный образец (27200 часов работы).

Результат микрорентгеноанализа, проведенного на установке JXA-50A по распределению концентраций хрома и железа в сечении стенки трубы исходного и испытанного образцов, приведен на рис. 3. Рентгеновский анализ проведен на режиме: энергия первичных электродов $E_0 = 20 \text{ keV}$,

анодный ток $i_0 = 15-25 \text{ mA}$, анализирующие кристаллы - детекторы α ; F и режим анализатора интегральный. После тарирования установки профиль распределения интенсивности элементов Cr^{24} и Fe^{26} регистрировался одновременно при помощи самописца.

Изменение характеризующей линии пропорционально весовой доле соответствующего элемента в образце. Линии 1 и 2 показывают изменение концентрации хрома в сечении покрытия соответственно исходного и испытанного (27200 часов работы) образцов. Видно, что содержание хрома в напыленном слое образцов (линия 1) колеблется в пределах 40-80%. Пустоты и поры между напыленным и основным диффузионным слоем покрытия характеризуются иногда резкими отклонениями от линии основного направления. Линия 2, характеризующая изменение хрома испытанного образца в основном следует линии 1. Исключение составляет множество резких отклонения от линии исходного образца в зоне напыленного слоя. Резкие изменения содержания хрома, а также железа (линии 2, 4) в зоне напыленного слоя показывают слоение в нем, вызванное температурно-временным фактором. В основном диффузионном слое концентрация хрома на наружной поверхности исходного и испытанного образцов находится на одинаковом уровне (30-36%) и уменьшение его в сторону середины трубы происходит с одинаковой скоростью. Влияние температурно-временного фактора в диффузионном слое не наблюдается.

Определение микротвердости хромированного слоя на приборе ПМТ-3 показывает наклепывание наружной поверхности защитного слоя. На рис. 4 показано, что микротвердость защитного слоя в исходном состоянии (линия 1) максимальна в напыленной зоне (в зоне выделения карбидов) 410 кг/мм^2 . Начиная с расстояния 0,05 мм от наружной поверхности микротвердость уменьшается весьма сильно до $220-190 \text{ кг/мм}^2$. После 41000 часов работы максимальная микротвердость защитного слоя также находится в зоне выделения карбидов, но на более высоком уровне, чем исходный образец (500 кг/мм^2). Уменьшение микротвердости в сторону сердцевины трубы (линия 2) аналогично следует соответствующим значениям исходного образца, но на более

высоком уровне, т.е. примерно $60-80 \text{ кг/мм}^2$ выше, чем у исходного образца. Следовательно, существующие температурно-временные факторы вызывают наклепывание в защитном слое.

Результаты длительного эксплуатационного испытания показали, что плавниковые трубы с хромовым покрытием имеют высокую коррозионностойкость при температуре металла $330-340^\circ\text{C}$, в подшлаковой ванне. Срок службы покрытия значительно зависит от его качества и толщины. Дефекты в хромовом слое являются источником разрушений защитного слоя.

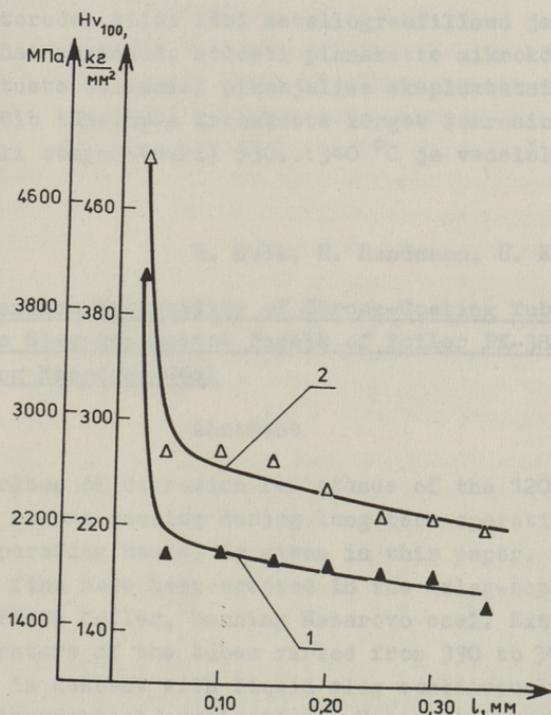


Рис. 4. Изменение микротвердости по сечению стенки трубы:
1 - исходный образец;
2 - испытанный образец (27200 часов работы).

Л и т е р а т у р а

1. А. с. № 188818 (СССР). Способ получения биметаллического материала / Т.М. Бородулин, Н.М. Деханов, В.А. Кравченко, А.И. Плышевский. Опубл. в Б.И. 1966. № 22.

2. О т с А.А. Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и канско-ачинских углей. М.: Энергия, 1977. С. 312.

3. Т ю л ь п и н К.К. Диффузионно-хромированные трубы для экранов нижней радиационной части котлов с.к.д. // Теплоэнергетика. 1983. № 7. С. 52-55.

H. Suik, R. Randmann, Ü. Kask

Nazarovo söel töötava katla PK-38 kroomkattega
külmllehtritorude eksploatatsiooniline töökindlus

Kokkuvõte

Käesolevas artiklis on vaadeldud difusioonilise kroomkattega torude 12X1MΦ korrosioonikindlust ja vastupidavust pikemaajalisel (kuni 41000 töötundi) eksploatatsioonil nazarovo söel töötava katla PK-38 külmllehtis. Torude pinna temperatuur oli 330...340 °C piires. Torud olid pidevas kokupuutes vedelšlakiga.

Katsetorudel viidi läbi metallograafilised ja röntgenmikroanalüüsi uuringud, mõõdeti pinnakatte mikrokõvadust.

Katsetuste tulemusel pikaajalise eksploatatsiooni tingimustes võib täheldada kroomkatte kõrget korrosioonikindlust metalli temperatuuril 330...340 °C ja vedelšlaki keskkonnas.

H. Suik, R. Randmann, Ü. Kask

Maintenance Reliability of Chrome-Coating Tubes
in the Slag-top Bottom Panels of Boiler PK-38
Burning Nazarovo Coal

Abstract

Comparison of corrosion resistance of the 12Cr1MoV tubes with chrome-coating during long-term operations (up to 41000 operating hours) is given in this paper. Test tubes with fins have been erected in the slag-top bottom panels of PK-38 boiler, burning Nazarovo coal. External surface temperature of the tubes varied from 330 to 340 °C. The tubes were in contact with liquid slag continuously.

Metallographical examinations, X-ray microanalyses and microhardness were carried out with the test tubes. Test results of the long-term operations showed very high corrosion resistance of chrome coating at the temperature of 330...340 °C and of the liquid slag conditions.

Т.Б. Тийкма

**СТЕПЕНЬ ЧЕРНОТЫ ТОПОЧНЫХ ЗОЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ,
ОБРАЗУЮЩИХСЯ ПРИ СЖИГАНИИ КАНСКО-АЧИНСКИХ УГЛЕЙ**

В последнее время все актуальнее стал вопрос о надежных методах диагностирования тепловой работы топок паровых котлов. В этой связи необходимы надежные данные по многим параметрам, характеризующим теплообмен в топке, в том числе и по радиационным характеристикам загрязненных золовыми отложениями экранных поверхностей нагрева. В источнике [1] обсуждено влияние степени черноты топочных поверхностей нагрева на тепловосприятие топки, а в источнике [2] развита интегральная методика теплового расчета топки котла. В расчетные формулы теплового баланса и теплообмена этой методики входит температура покрытых золовыми отложениями экранных поверхностей. Эту температуру можно определить только при известном термическом сопротивлении и степени черноты золowego слоя.

Многими исследованиями показано, что в условиях применения интенсивных методов очистки поверхностей нагрева на экранных поверхностях образуются тонкие первоначальные слои отложений, степень черноты которых значительно ниже, чем рекомендуемые в нормативном методе расчета паровых котлов [3] значения.

Получение достоверных данных по радиационным характеристикам золовых отложений возможно при соблюдении во время их наращивания на опытный образец таких же температурных и аэродинамических условий, как и на соответствующей поверхности нагрева котла. Для этого нами сконструирован ряд зондов-пробоотборников, которые подробно рассмотрены в источнике [4]. Следует отметить, что образцы с

отложениями, радиационные характеристики которых исследовались в данной работе, получены при температуре подложки 400–450 °С.

Методика и установка для лабораторных исследований спектральной степени черноты приведены в источнике [5], а некоторые методические аспекты уточнения температуры поверхности образца, покрытого золовыми отложениями, обсуждены в источнике [6]. Программа обработки данных, полученных с лабораторной установки, дополнена графическими операторами для вывода зависимости спектральной степени черноты от длины волны на принтер. В этой связи программа переведена на алгоритмический язык БЕЙСИК для персонального компьютера "Искра-226".

Исследованием образцов из топок котлов П-49 и ПК-38 нами была обнаружена зависимость степени черноты первоначальных отложений от высоты места пробоотбора [7]. Для котла БКЗ-210-140 Владивостокской ТЭЦ-2 при опытном сжигании березовского угля такая же зависимость степени черноты от высоты места пробоотбора в топке приведена в источнике [8].

В дополнение к ранее проведенным исследованиям по первоначальным топочным отложениям в 1987 году была проведена серия опытов для получения образцов из топки котла БКЗ-320-140 Красноярской ТЭЦ-1 (станционный нр. 19), сжигающего ирша-бородинский уголь.

Некоторые результаты определения спектральной степени черноты этих образцов приведены на рис. 1. Бросается в глаза селективность этих образцов. Заметны резкие провалы в спектрах при длине волны около 4,3 мкм, что отвечает полосе поглощения атмосферного CO_2 . Поскольку спектрометрическая система нашей лабораторной установки двухлучевая, то атмосферные полосы поглощения ввиду равной длины пути лучей от образца и модели абсолютно черного тела не должны влиять на показание спектрометра. В этой связи, по всей вероятности, во время лабораторных опытов происходило выделение CO_2 из проб отложений. Это свидетельствует о том, что в пробах имеются карбонаты (вероятно, вторичного происхождения). Наличие карбонатов также подтверждено

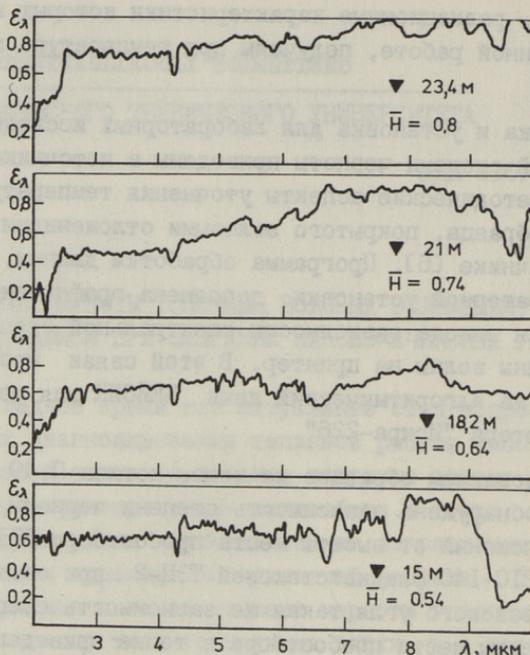


Рис. 1. Спектральная степень черноты первоначальных отложений, полученных из топки котла БКЗ-320-140 Красноярской ТЭЦ-1 (на полях соответствующих графиков указано место пробоотбора по высоте).

рентгено-фазовыми анализами этих отложений. Также косвенным подтверждением сказанного может быть небольшое понижение спектральной степени черноты при длинах волны 6,5 - 6,8 мкм, где по данным [9] находится провал в спектре пропускания карбонатов.

Опыты проведены с четырьмя образцами, полученными с различных по высоте гляделок топки, а именно: с правой стороны фронта на отметках 15 и 21 м и с правого бока на отметках 18 и 23,4 м. Интегральная нормальная степень черноты этих образцов, полученная интегрированием соответствующих спектральных степеней черноты, приведена в зависимости от относительной высоты топки на рис. 2. На этот же рисунок нанесены результаты, полученные при вышеупомянутых исследованиях. На правом поле этого же рисунка изображены схематические боковые разрезы этих четырех исследованных топок с указанием высоты отбора проб.

Как показывают эти данные, для всех исследованных топок, на относительной высоте $\bar{H}=0,6-0,75$ имеет место минимальное значение степени черноты первоначальных отложений, которое отличается от значений ϵ_T в зонах на выходе из топки и на надгорелочном ярусе или на выходе из камеры горения (для котлов с жидким шлакоудалением) до 30%. При этом характер распределения степени черноты по высоте топок почти одинаковый и не зависит от способа шлакоудаления.

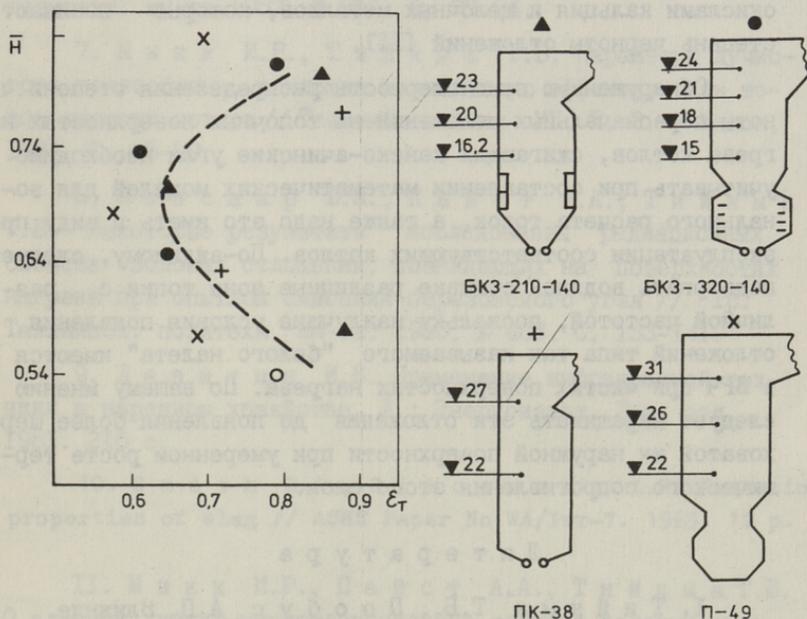


Рис. 2. Интегральная степень черноты первоначальных золовых отложений, образующихся при сжигании канско-ачинских углей в зависимости от места пробоотбора в топке.

Объяснить это явление, по нашему мнению, можно следующим образом. На относительных высотах 0,4-0,5, т.е. ближе к горелкам или к выходу из камер горения (для двухкамерных топок), в образовании отложений участвуют частицы шлака в размягченном состоянии, которые естественно повы-

шают степень черноты как аморфные соединения [I0]. На выходе из топки (относительные высоты 0,8 и более) увеличивается скорость потока продуктов сгорания, идет перераспределение окислов железа и кальция в летучей золе. По внешнему виду отложения на образцах с относительных высот выше 0,8 более шероховатые, а в их составе при сжигании канско-ачинских углей всегда в значительном количестве имеются окислы железа, которые как правило, повышают степень черноты отложений. Зато в верхней части топки ($\bar{H} = 0,6-0,75$ - зона ВРЧ) осаждаются отложения, обогащенные окислами кальция и щелочных металлов, которые понижают степень черноты отложений [II].

Обнаруженную закономерность распределения степени черноты первоначальных отложений на топочных поверхностях нагрева котлов, сжигающих канско-ачинские угли необходимо учитывать при составлении математических моделей для зонального расчета топков, а также надо это иметь в виду при эксплуатации соответствующих котлов. По-видимому, следует подвергать водяной обмывке различные зоны топки с различной частотой, поскольку наилучшие условия появления отложений типа так называемого "белого налета" имеются в ВРЧ при чистых поверхностях нагрева. По нашему мнению следует наращивать эти отложения до появления более шероховатой их наружной поверхности при умеренном росте термического сопротивления этого слоя.

Л и т е р а т у р а

1. Т и й к м а Т.Б., П о о б у с А.П. Влияние свойств золовых отложений на тепловосприятие топочных поверхностей нагрева / Влияние минеральной части энергетических топлив на условия работы парогенераторов. Таллинн, 1986. Т. IV. С. 78-83.

2. О т с А.А., М и к к И.Р., И н г е р м а н н К.И., С и й р д е А.Э., Т и й к м а Т.Б. Тепловая эффективность топков паровых котлов, сжигающих твердые топлива // Теплообмен - ММФ. Проблемные доклады. Минск, 1988. Секц. I, 2. С. 239-253.

3. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) М.: Энергия, 1973. 296 с.

4. П о о б у с А.П., Т и й к м а Т.Б. Радиационные характеристики золowych отложений на топочных экранах котла при сжигании антрацитового штыса // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1984. № 573. С. 59-67.

5. Т и й к м а Т.Б., К л е в ц о в И.А. Лабораторная установка для исследования спектральной излучательной способности различных материалов // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1983. № 547. С. 57-64 .

6. Т и й к м а Т.Б. Некоторые методические аспекты измерения спектральной степени черноты // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1987. № 654. С. 77-84.

7. М и к к И.Р., Т и й к м а Т.Б. Параметры лучистого теплообмена, влияющие на тепловую эффективность топков паровых котлов // Тепломассообмен УП. Т. 2. Минск, 1984. С. 85-89.

8. Л о о с а а р Ю.М., П а й с т А.А., Т и й к м а Т.Б. Некоторые результаты исследования радиационных свойств золowych отложений, возникающих на поверхностях нагрева при опытном сжигании березовского угля // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1980. № 483. С. 133-141.

9. Л е в и т и н И.Б. Применение инфракрасной техники в народном хозяйстве. Л.: Энергоиздат. Лен. отд. 1961. 216 с.

10. S m i t h R.A., G l i c s m a n n L.R. Radiation properties of slag // ASME Paper No WA/Pwr-7. 1969. 12 p.

II. М и к к И.Р., П а й с т А.А., Т и й к м а Т.Б. О влиянии химико-минералогического состава золowych отложений на их радиационные свойства / Влияние минеральной части энергетических топлив на условия работы парогенераторов. Таллинн. 1980. Т. 3. С. 36-41.

T. Tiikma

Kansko-Atšinski süte põletamisel aurukatelde
kolletes tekkivate tuhasadestiste mustsusaste

Kokkuvõtte

Artiklis on toodud andmed esmaste tuhasadestiste spektraalse mustsusastme kohta. Uuritud sadestiseproovid on saadud proovivõtusondi abil Krasnojarski SEJ-1 aurukatlast BK3-320-140. On näidatud, et Kansko-Atšinski söebasseini erinevate süte põletamisel eri konstruktsiooniga ja võimsusega aurukatelde kolletes on nende ekraanipindadel tekkivate esmaste tuhasadestiste integraalne mustsusaste minimaalne kollete ülaosas.

T. Tiikma

Emissivity of the Boiler Furnace Deposits of the
Kansko-Achinsk Brown Coal Ash

Abstract

The spectral emissivity data of the initial ash deposits from the BK3-320-140 boiler installed at Krasnoyarsk Power Plant No 1 got by means of a special probe are given. It is shown that the total emissivity of initial ash deposits on top level of screens of different type and wide power range boilers is smaller than in the other parts of furnaces.

Т.Б. Тийкма

ТЕПЛОВАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТОПОЧНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ
НАГРЕВА

Определение эксплуатационных показателей топки парового котла - расположения факела, загрязненности поверхностей нагрева и т.п., т.е. диагностика топки всегда связана с измерением ее тепловой эффективности. Физическая сущность коэффициента тепловой эффективности заключается в отношении воспринятого поверхностью нагрева теплового потока q_v к падающему потоку q_n . Этот коэффициент зависит от целого ряда параметров, которые согласно источнику [1] связаны следующим образом:

$$\psi = \frac{q_v}{q_n} = \frac{\varepsilon_f \varepsilon_{3\lambda}}{\varepsilon_f (1 - \varepsilon_f) \varepsilon_{3\lambda} (T_{3\lambda}/T_f)^4} \left[1 - \left(\frac{T_{3\lambda}}{T_f} \right)^4 \right], \quad (I)$$

где $\varepsilon_f, \varepsilon_{3\lambda}$ - соответственно степени черноты факела и золowych отложений;

$T_f, T_{3\lambda}$ - соответственно температура факела и покрытой золовыми отложениями поверхности нагрева.

Следовательно, для получения сведений о тепловой эффективности необходимо иметь данные как по падающим, так и по воспринятым тепловым потокам.

Поскольку воспринятый тепловой поток зависит от условий загрязнения и температуры тепловоспринимающих поверхностей, то при измерении q_v необходимо иметь прибор, датчик которого моделирует температурные и аэродинамические условия на реальной поверхности нагрева. Как правило, такие приборы выполнены полусферическими или с конфигурацией экранной трубы. К последним относятся, например, топочные

калориметры [2] и зонды, упоминаемые в источнике [3]. Для поддержания температуры их тепловоспринимающей поверхности на уровне рабочей температуры экранной поверхности топки эти приборы имеют либо воздушное охлаждение, либо многослойную стенку для увеличения термического сопротивления между поверхностью и каналами водяного охлаждения. Последние, очевидно, имеют ограниченные возможности регулирования температуры.

Недостатком вышеназванных приборов является необходимость наличия соответствующих коммуникаций сжатого воздуха или технической воды с канализацией во многих местах у различных гляделок, что не всегда осуществимо.

В качестве стационарных средств измерения воспринятых потоков также применяют различные вставки с утолщенными стенками, заваренные в экранные трубы [4] или датчики Гардона, приваренные к лобовой образующей экранной трубы [5].

Необходимость зондирования топек из различных гляделок побуждает отыскать возможность разработки автономных зондов для измерения воспринятых тепловых потоков. Для этого было решено использовать зонд, тепловоспринимающую поверхность которого охлаждают отводом тепла по принципу тепловой трубы [6]. Тепловоспринимающая поверхность разработанного нами зонда охлаждается жидким калием, который отводит тепло в оребренный конденсатор, охлаждаемый в свою очередь свободной конвекцией за пределами котла. В этом смысле зонд имеет полную автономность и может работать в топке сутками.

Значительно сложнее обстоит дело с измерением падающих тепловых потоков, поскольку эти приборы должны обеспечивать пропорциональный с q_n сигнал, не зависящий от процессов загрязнения и при этом они должны быть с таким же углом визирования, как измеритель воспринятых потоков (как минимум - полусферические) [7].

По нашему мнению, при диагностировании тепловой работы топки необходимо иметь постоянную информацию по падающим тепловым потокам, поскольку они могут измениться независимо от нагрузки котла. Нами обнаружено в топке кот-

ла П-49 Назаровской ГРЭС падение q_n до 30 % после водяной очистки топки при постоянной нагрузке котла [8]. Связано это с тем, что в ходе процесса загрязнения топки уменьшается тепловосприятие ее поверхности нагрева за счет увеличения температуры наружной поверхности золовых отложений. В это же время, как правило, увеличивается и степень черноты отложений ввиду определенных физико-химических процессов в отложениях (переход в размягченное состояние, увеличение плотности и т.п.). Если теперь анализировать уравнение (2), составленное на основе алгебры тепловых потоков

$$q_v = \varepsilon_{3\lambda} (q_n - \sigma_0 T_{3\lambda}^4), \quad (2)$$

то получается, возможность постоянства q_v при одновременном росте падающего потока и температуры поверхности отложений. Сначала эти процессы в топке не влияют на нагрузку котла ввиду увеличения температуры уходящих из топки газов и перераспределения тепловосприятия на пароперегреватель. Однако при постоянном воспринятом потоке и увеличенном падающем тепловая эффективность топки уменьшается. Если при этом измеряется только воспринятый поток, то есть возможность не заметить вовремя падения тепловой эффективности.

В ходе поисков подходящей конструкции стационарного полусферического радиометра был разработан зонд, в котором развита идея датчика Гардона [9]. Как известно, в датчике Гардона получают сигнал, пропорциональный падающему потоку, из разницы температур между центром и охлаждаемой окружающей тонкой круглой мембраны. В рассматриваемом зонд-радиометре мембрана Гардона преобразована в тонкостенный цилиндр, который выполнен как модель а.ч.т.

Вышеупомянутый зонд-радиометр прикреплялся сбоку к зонду-пробоотборнику [10]. Полученная компоновка зондов проходит через стандартную гляделку диаметром 120 мм. Радиометрический зонд был испытан в топке котла Е-500 Красноярской ТЭЦ-2.

По результатам испытания этого зонда можно отметить следующее. Зонд-радиометр работал удовлетворительно первые 1,5-2 часа, а после этого на показания радиометра ска-

зывается оседание заметного количества золы в полости датчика. По-видимому следует предусмотреть защиту датчика от загрязнения воздушной завесой. В этой связи возникают некоторые сомнения в работоспособности неохлаждаемых датчиков для измерения падающих потоков, упомянутых в источнике [11], поскольку загрязненность влияет даже на датчики типа а.ч.т.

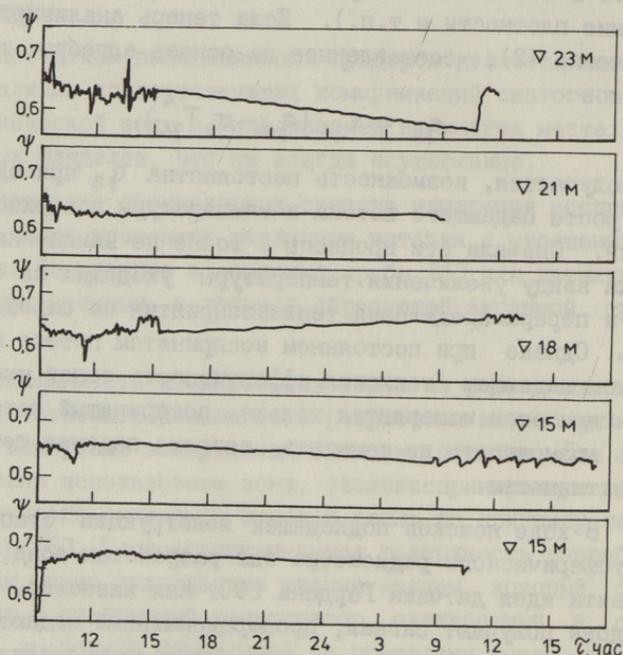


Рис. Локальная тепловая эффективность топки котла БКЗ-320-140 Красноярской ТЭЦ-1 в зависимости от времени (время астрономическое).

На рис. приведены результаты измерения тепловой эффективности зондом-тепловой трубой в топке котла БКЗ-320-140 Красноярской ТЭЦ-1. Максимальная продолжительность этих опытов была до 27 часов, охватывая суточный цикл работы котла. Падающие тепловые потоки при этих опытах измеряли с соседних гляделок известным нестационарным радиометром Внукова [12]. Этот радиометр имеет, к сожалению,

нию недостатки, связанные с опасностью загрязнения его датчика и большим интервалом времени между замерами ввиду необходимости его охлаждения после каждого замера. За сутки можно уже наблюдать падение тепловой эффективности примерно от 0,7 до 0,63. Резкое повышение ψ при опыте на отм. 23.4 м объяснено действием обмывочного аппарата. Повышение ψ при опыте на отм. 18 м объясняется, по-видимому, изменением радиационных характеристик поверхности зонда вследствие более высокой температуры тепловоспринимающей поверхности зонда.

По характеру изменения ψ , измеренных на различных выстах топки, можно заключить, что в области более низкой степени черноты первоначальных отложений (отметки 18 и 21 м 13), т.е. в районе ВРЧ, ψ либо не меняется, либо наблюдается небольшое его повышение. Это можно объяснить небольшим ростом степени черноты за счет малого утолщения слоя отложений и становлением их поверхности более шероховатой. Зато понижение ψ на отм. 15 и 23.4 м явно связано с ростом термического сопротивления отложений при относительно постоянной степени черноты этих отложений.

Этим еще раз подтверждается высказанное в источнике [13] предположение, что ВРЧ топок котлов, сжигающих канско-ачинские угли, загрязняется слабо, но степень черноты образовавшихся там первоначальных золых отложений более низкая, которая повышается в ходе процесса дальнейшего загрязнения, но эти отложения сохраняют сравнительно низкое термическое сопротивление.

Л и т е р а т у р а

1. Б л о х А.Г. Теплообмен в топках паровых котлов Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд. 1984. 240 с.

2. О т с А.А., П и р к е р Т.А., С е л ь г В.А., Е г о р о в Д.М. Влияние золых отложений на теплообмен в топке // Теплоэнергетика. 1973. № 9. С. 2-7.

3. Е ф и м е н к о А.Н., К а р а с и н а Э.С. Загрязнение настенных экранов при сжигании канско-ачинских углей и его влияние на теплообмен / Влияние минеральной части энергетических топлив на условия работы парогенераторов. Таллинн. 1980. Секц. 3. С. 9-14.

4. Отс А.А., Пиркер Т.А., Егоров Д.М., Сельг В.А. Динамика загрязнения экранных труб топок при сжигании сланцев // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1967. № 255. С. 27-47.

5. Ра в л о в и с Р., А ф г а н Н. Uticaj formiranja naslaga na ekranskim cevima na toplotnu efikasnost ekrana parnog kotla // Termotehnika. Br. 1, 1976. God. 2. S. 29-41.

6. Дан П.Д., Рей Д.А. Тепловые трубы. М.: Энергия, 1977. 272 с.

7. W a l l Т.Ф. The measurement and prediction of thermal radiation from the flame zone of industrial tangentially fired pulverised coal furnaces / D. of Ph. paper. Newcastle - Australia, 1971. 300 p.

8. Пообус А.П., Сийрде А.Э., Тийкма Т.Б. Локальная тепловая эффективность реконструированной топки парового котла П-49 // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1983. № 546. С. 121-129.

9. Сагдон Р. An instrument for the direct measurement of intense thermal radiation // The Review of Scientific Instrument. 1953. 24. N 5. P. 366-370.

10. Пообус А.П., Тийкма Т.Б. Радиационные характеристики золowych отложений на топочных экранах котла при сжигании антрацитового штыба // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1984. № 573. С. 59-67.

11. Блох А.Г., Журавлев Ю.А., Горб Э.И., Журавель А.М., Межевич В.Е., Сныткин В.В., Компаниец Г.Я., Талибджанов З.С. Диагностика положения факела в топке котла БКЗ-420-140 ПТ2, сжигающего иршабородинский уголь // Тепломассообмен-ММФ / Избранные доклады секции I, 2. Ч. 2. Минск, 1989. С. 132-136.

12. Внуков А.К. Электрический радиометр - прибор для определения теплового потока лучистой энергии // Теплоэнергетика. 1958. № 2. С. 91-92.

13. Тийкма Т.Б. Степень черноты топочных золowych отложений, образующихся при сжигании канско-ачинских углей // См. наст. сб. с 40-46.

Aurukatelde kollete küttepindade soojuslik
efektiivsus

Kokkuvõte

Artiklis on näidatud, et aurukatla kolde ekraanküttepindade soojusliku töö diagnoosimiseks on vajalikud andmed nii pealelangeva kui ka vastuvõetava soojusvoo kohta. On vaadeldud mitmesuguse konstruktsiooniga mõttesonde nende suuruste vahetuks mõõtmiseks töötavates kolletes ja toodud andmed Krasnojarski SEJ-1 aurukatla БК3-320-140 koldeekraanide soojusliku efektiivsuse muutuse kohta nende ööpäevasel töötsükliil.

T. Tiikma

Thermal Efficiency of the Boiler Furnace Screens

Abstract

It is shown in this paper that for the boiler's thermal operation diagnostics the data about the falling and resultant heat fluxes are necessary. Some constructions of probes for measuring these parameters are discussed. Some data on the thermal efficiency variation during the БК3-320-140 boiler 24 hour operation installed at Krasnoyarsk Thermal Power Plant No 1 are also given.

ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ОСТАТОЧНОГО
ТЕХНИЧЕСКОГО РЕСУРСА ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЬНЫХ
ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ГАЗОМАЗУТНЫХ КОТЛОВ

В настоящее время решение проблемы повышения надежности работы энергетического оборудования электростанций может быть достигнуто в результате комплекса работ по повышению уровня эксплуатации, техническому перевооружению, реконструкции и модернизации, а также путем организации технического диагностирования состояния поверхностей нагрева котлов.

Применительно к пароперегревательным поверхностям нагрева энергетических котлов главными задачами технического диагностирования являются определение технического ресурса выходных ступеней пароперегревателей и промперегревателей как наименее надежных элементов системы перегрева пара, а также прогнозирование сроков вывода оборудования в ремонт и оценка его объема.

Высокая надежность работы поверхностей нагрева может быть обеспечена только при условии полного учета всех факторов, оказывающих влияние на износ металла. Настоятельной необходимостью является разработка и обоснованный выбор критериев параметров интегральных оценок состояния поверхностей нагрева в объеме, необходимом для составления технологического алгоритма по определению технического ресурса.

Сложность получения необходимой информации о фактическом состоянии металла, отсутствие или несовершенство необходимых измерительных датчиков и аппаратуры во многих случаях вынуждает исследователей идти на ряд упрощений, которые снижают ценность разработок.

Известно, что на износ металла поверхностей нагрева оказывают влияние многие факторы. Однако из их числа можно выделить несколько основных параметров, с помощью которых наиболее полно и точно описывается состояние высокотемпературных поверхностей нагрева и, в частности, пароперегревателей.

Многочисленные испытания котлов показали, что высокая интенсивность коррозионного износа труб пароперегревателей вызвана, в первую очередь, повышенным температурным режимом работы металла, который включает как абсолютное значение температур, так и их колебания, а также практической невозможностью поддержания коррозионно безопасных температур в эксплуатационных условиях. Однако, определяющее влияние температуры наружной поверхности обогреваемых труб на интенсивность износа металла пароперегревателей не исключает учета таких параметров, как температура продуктов сгорания, химический состав и физическое состояние наружных золовых отложений, характеристика газовой среды в зоне коррозионного износа и др. Значительно меньшее влияние на интенсивность износа пароперегревательных поверхностей нагрева оказывает совокупное воздействие колебаний температуры металла труб и их неравномерный обогрев по периметру. Указанные факторы заметно проявляют свое действие лишь на экранных поверхностях, особенно на НРЧ.

Определенное влияние на прочность металла оказывают также такие факторы, как давление среды, время наработки и текущий диаметр трубы.

Из всех перечисленных факторов, оказывающих влияние на интенсивность коррозионного износа, определяющее значение имеет температура металла в обогреваемой зоне. Методика Таллинского технического университета (ТТУ) [1, 2], основывающаяся на результатах лабораторных и полупромышленных исследований коррозионных процессов котельных сталей в продуктах сгорания сернистых мазутов, охватывает четкие математические зависимости между температурой металла и величиной коррозионного износа за время наработки труб. Согласно упомянутой методике глубина коррозии стали 12Х18Н12Т за время работы τ определяется по формуле:

$$\Delta S = \exp \left[-2,43 - \frac{4820 \gamma}{T_M} + (-0,19 + 0,95 \cdot 10^{-3} T_M) \ln \tau \right], \quad (I)$$

где ΔS - глубина коррозии, мм;

γ - коэффициент, зависящий от температуры продуктов сгорания и марки стали;

T_M - температура металла, К.

τ - время, ч.

На основании формулы (I) была определена интенсивность протекания коррозии, которая характеризуется величиной скорости коррозии и описывается зависимостью:

$$W = \frac{\partial \Delta S}{\partial \tau} = \frac{0,95 T_M - 190}{\tau} \exp \left[-2,43 - \frac{4820 \gamma}{T_M} + (-0,19 + 0,95 \cdot 10^{-3} T_M) \ln \tau \right], \quad \text{мм/1000 ч.} \quad (2)$$

Приведенные зависимости показывают, что при известном значении температуры металла представляется возможным определение интенсивности коррозии в данный момент времени и ее величины за период наработки металла. В работе [3] приводятся сравнительные данные о глубине коррозии для труб выходных ступеней первичного и промежуточного пароперегревателей котла ТМП-204, определенной расчетным путем и с помощью непосредственных замеров. Сопоставление экспериментальных данных Ожтехэнерго с результатами расчетов по методике ТТУ показало их приемлемую сходимость. Таким образом, подтверждается возможность применения температуры металла в качестве основного параметра при разработке алгоритма диагностирования интенсивности коррозионного износа пароперегревательных труб и определения их остаточного ресурса.

Однако следует отметить, что датчики прямых непрерывных измерений величины коррозии отсутствуют, а возможность постоянного измерения температуры металла труб в обогреваемой зоне котла и использование датчиков температуры в качестве первичного измерительного преобразователя величины коррозии в условиях эксплуатации практически неосуществимо. Срок службы применяемых в настоящее время температурных вставок ограничивается несколькими тысячами часов, их монтаж и установка на трубах поверхностей на-

грева требуют определенных затрат. Это привело к необходимости поиска косвенных методов определения температуры металла труб пароперегревателей.

В ходе работ, проведенных Южтехэнерго на котлах ТГМП-204 и ТГМП-314, выявлена возможность определения температуры металла труб в зоне интенсивного коррозионного износа с помощью постоянно измеряемой температуры металла в необогреваемой зоне (температуры пара). Экспериментальным путем были определены зависимости между температурами металла и пара для отдельных змеевиков выходных ступеней пароперегревателей указанных котлов, трубы которых на период испытаний оснащались температурными вставками и поверхностными термопарами.

Измерения проводились в различных условиях и режимах работы поверхностей нагрева. В качестве критерия взаимосвязи принята величина отношения температуры металла в обогреваемой зоне (T_m) к температуре пара (T_n) данной трубы:

$$C = T_m / T_n. \quad (3)$$

Обобщая полученные данные по определению величины для каждой поверхности нагрева, можно сделать вывод, что для зоны интенсивного коррозионного износа выходных ступеней первичных пароперегревателей и промперегревателей котлов ТГМП-204 и ТГМП-314 температура металла в обогреваемой зоне может быть определена как

$$T_m = (1,10 - 1,14) T_n. \quad (4)$$

Есть основания предположить, что величина C зависит от температуры продуктов сгорания в месте расположения поверхности нагрева. Максимальные значения параметра C получены для пароперегревательных труб, работающих в среде дымового газа с температурой 950-1000 °С.

Значения температуры металла, определенные прямыми измерениями и косвенным методом, отличаются между собой на 7-8 К. Учитывая, что абсолютная погрешность прямого измерения температуры металла высокотемпературных поверхностей нагрева составляет ± 7 К, можно отметить достаточную для инженерных расчетов точность косвенного определения температуры металла труб в обогреваемой зоне.

Таким образом, использование метода определения температуры металла пароперегревательных труб в зоне интенсивного коррозионного износа с помощью температуры пара делает процесс накопления данных о величине коррозии непрерывным и может быть использован для составления технологического алгоритма диагностирования по оценке выработанного (остаточного) технического ресурса.

Условие работоспособности элемента поверхности нагрева можно записать в виде

$$S_{\text{факт}} > [S], \quad (5)$$

где $S_{\text{факт}}$ — фактическая толщина стенки трубы в текущий момент работы, мм;

$[S]$ — предельно допустимая минимальная по условиям длительной прочности толщина стенки, мм.

Необходимо по условиям длительной прочности толщину стенки трубы пароперегревателя (без учета поправки на коррозию) можно определить по формуле [4]:

$$[S] = \frac{P D_n (1 + A)}{200 \sigma_{\text{доп}} + P} \text{ мм}, \quad (6)$$

где P — расчетное внутреннее давление в элементе, кгс/мм²;

D_n — номинальный наружный диаметр трубы, мм;

A — коэффициент, учитывающий наибольший минусовый допуск на толщину стенки;

$\sigma_{\text{доп}}$ — номинальное допустимое напряжение, кгс/мм².

Определенная по условиям длительной прочности толщина стенки труб основного пароперегревателя котлов ТГМП-204 при рабочей температуре 600 °С равняется около 7 мм. Учитывая, что большинство труб пароперегревателя характеризуются более высокой температурой металла выходных участков, можно сделать вывод, что проектная толщина стенки, равная 7 мм, не обеспечивает длительной надежной работы поверхностей нагрева в целом. Положение усугубляется интенсивным утонением труб в процессе эксплуатации. Например, в элементе конвективного пароперегревателя, работающем при температуре металла 600 °С, напряжения от действия

внутреннего давления при номинальной толщине стенки составляют $7,4 \text{ кгс/мм}^2$. За время эксплуатации $\tau = 60$ тыс.ч при утонении стенки на $\Delta S = 1,9$ мм рабочее напряжение в ней повысится до $8,7 \text{ кгс/мм}^2$ и дефицит запаса прочности составит около 18 %. В таких условиях даже незначительный дефект структуры металла или резкая нестабильность температурного режима могут вызвать разрушение пароперегревательных труб.

Для условий работы труб промежуточного пароперегревателя проектная толщина стенки 5 мм обеспечивает примерно 2-3-кратный запас по условиям длительной прочности. Поэтому элементы промперегревателя, работающие при температурах металла больше 610°C (предельно допустимая для стали 12Х18Н12Т), даже при величине износа стенки трубы 2,5 мм обладают запасом прочности около 40 %.

На рисунке приведена номограмма для оценочного определения времени наработки трубы до замены, основывающаяся на зависимостях $[S] = f(\sigma_{\text{дон}}, T_M)$ и $\Delta S = f(\tau, T_M)$. Зная среднюю температуру металла стенки элементов пароперегревателя, можно оценить продолжительность рабочей кампании труб, спланировать время проведения ремонтов и объемы профилактических замен.

В расчетах на прочность не принимаются во внимание параметры, учитывающие колебательный характер изменения температуры металла и неравномерность обгрева труб по периметру. Относительно стабильный температурный режим работы пароперегревателей может быть нарушен только в период пуска блоков, которые часто характеризуются увеличением колебаний температуры металла.

Кроме температуры металла на интенсивность коррозионных процессов оказывают влияние также температура продуктов сгорания, физико-химические свойства золыстых отложений, агрессивность газовой среды в зоне расположения пароперегревательных поверхностей нагрева. Химический состав наружных отложений, образующихся в процессе сжигания сернистых мазутов, указывает на наличие легкоплавких эвтектик и соединений, которые в эксплуатационных условиях находятся в жидком или размягченном состоянии. Агрессивность газовой среды

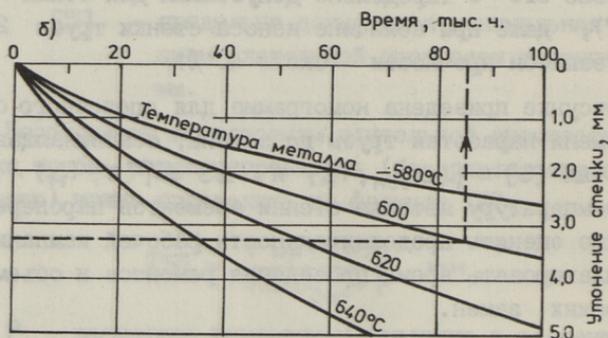
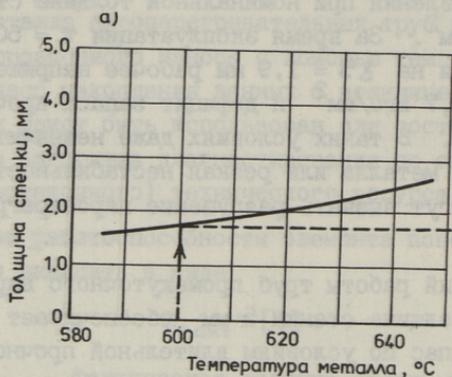


Рис. Номограмма для оценочного определения времени работы труб промежуточного пароперегревателя из стали 12Х18Н12Т до замены:

а - необходимая по условиям длительной прочности толщина стенки трубы;

б - расчетная глубина коррозии;

----- пример определения времени наработки трубы до замены при $t_M = 600^\circ\text{C}$.

мало зависит от изменения различных режимных факторов. Установлено, что в области размещения выходных ступеней пароперегревателей во всех режимах работы котла газовая среда остается окислительной. Поэтому учет перечисленных факторов в процессах оперативной диагностики возможен в виде постоянных поправок к величине и интенсивности коррозии.

Обобщая вышеизложенное, можно сделать следующие выводы:

1. Надежность функционирования перегревателейных поверхностей нагрева характеризуется фактической величиной уменьшения толщины стенки труб, которая, в свою очередь, определяется температурой металла.

2. Установленные эмпирические зависимости между температурами металла в обогреваемой и необогреваемой зонах для выходных пакетов основного и промежуточного пароперегревателей позволяют определять температурный уровень металла в зоне интенсивного коррозионного износа по измеренной температуре пара на выходе из змеевика. При этом процесс контроля и накопления данных о степени коррозионного износа металла отдельных труб становится непрерывным.

3. Экспериментально установленные взаимосвязи между температурами металла и пара, а также методика расчета величины коррозионного износа котельных сталей разработанная ТТУ, могут служить основой для составления технологического алгоритма диагностирования надежности работы пароперегревателейных поверхностей нагрева газомазутных котлов.

Л и т е р а т у р а

1. Отс А.А., Лайд Я.П., Суйк Х.Х. Особенности расчета глубины коррозии труб поверхностей нагрева котлов при различных температурах газов // Теплоэнергетика. 1986. № 4. С. 19-22.

2. Отс А.А. Коррозия и износ поверхностей нагрева котлов. М.: Энергоатомиздат, 1987. 271 с.

3. Янко П.И., Гелетий З.С., Бугасов А.В. Результаты исследований температурного режима и коррозии выходных ступеней пароперегревателей котла ТТМШ-204 // Электрические станции. 1989. № 4.

4. РТМ 24.030.49-75. Методы учета окалинообразования при расчете на прочность элементов поверхностей нагрева паровых котлов. Л.: РИО НПО ЦКТИ, 1978. 26 с.

A. Ots, P. Janko, Z. Geleti

Gaasi-masuudikatelde aurülekuumendite küttepindate
tööressursi parameetrite prognoosimine

Kokkuvõte

Aurukatelde aurülekuumendite töökindluse üheks näitajaks on küttepinna torude seinapaksuse vähenemine korrosiooniprotsesside tagajärjel. Viimane on otsesõltuvuses metalli temperatuurist. Töös tuuakse empiirilised seosed aurülekuumendi metalli temperatuuri määramiseks torude kuumutatavas tsoonis nende mittekuumutatavas alas mõõdetud temperatuuri alusel gaasi-masuudikateldes. Need seosed on aurülekuumenditorude korrosioonikulumise määramise aluseks. Kirjeldatud meetodika rakendamine annab võimaluse aurülekuumenditorude korrosioonilise kulumise pidevaks jälgimiseks.

A. Ots, P. Janko, Z. Geleti

Prediction of Operation Life Parameters of Steam
Superheater Heat Surfaces in Oil-Gas Boilers

Abstract

The decrease in the tube wall thickness of heat surfaces is a reliability factor for a steam superheater. The tube wall thickness is directly dependent on the metal temperature. The empirical relations are given in the present paper for determining the metal temperature in the heating zone compared to that measured in the unfired zone in oil-gas boilers. These relations serve as a basis when determining the corrosion wear of steam superheater tubes. The methods given here offer the possibility of constant control over the corrosion wear of the steam superheater tubes.

С о д е р ж а н и е

1. Томанн Э.Л., Абрам Я.Б., Таллермо Х.И. Высокотемпературная коррозия котельной стали I2XIMФ под влиянием золowych отложений пыле- сланцевого котла с различным содержанием хлора.....	3
2. Прикк А.В., Бояринова Т.П. Кинетика коррозии жаропрочных сталей I2X18NI2T и ДИ-59 в возду- хе.....	14
3. Суйк Х.Х., Рандманн Р.Э., Пайст А.А., Каск Ю.Э. Коррозионно- и трещиностойкость труб с хромовым покрытием при сжигании назаровского угля в условиях водяной обмывки.....	21
4. Суйк Х.Х., Рандманн Р.Э., Каск Ю.Э. Эксплуа- тационная надежность хромированных труб в подшлаковой ванне котла ПК-38 при сжигании назаровского угля.....	30
5. Тийкма Т.В. Степень черноты топочных золо- вых отложений, образующихся при сжигании канско-ачинских углей.....	40
6. Тийкма Т.В. Тепловая эффективность топочных поверхностей нагрева.....	47
7. Отс А.А., Янко П.И., Гелетий З.С. Выбор параметров диагностирования остаточного тех- нического ресурса пароперегревательных поверхностей нагрева газомазутных котлов...	54

ПРОБЛЕМЫ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Теплоэнергетика XXXIX

УДК 621.181.8:621.167.322

Высокотемпературная коррозия котельной стали
I2XIMФ под влиянием золотых отложений пыле-
сланцевого котла с различным содержанием хлора.

Томанн Э.Л., Абрам Я.Б., Таллермо Х.И. - Труды
Таллиннского технического университета, 1990,
№ 713, с. 3-13.

В статье приведены результаты лабораторных исследований коррозионностойкости стали I2XIMФ под влиянием натуральных натрубных отложений эстонских сланцев с различным содержанием хлора.

Получены кинетические характеристики и диаграммы коррозионностойкости.

На основе опытных данных анализируется влияние изменения содержания хлора в отложениях на металл котельных труб.

Таблиц - 3, рисунков - 6, библиографических наименований - 4.

УДК 620.193

Кинетика коррозии жаропрочных сталей I2X18H12T
и ДИ-59 в воздухе. Прикк А.В., Бояринова Т.П. -
Труды Таллиннского технического университета,
1990, № 713, с. 14-20.

В статье приводятся результаты лабораторных исследований кинетики коррозии сталей I2X18H12T и ДИ-59 в воздухе при температуре 550-650 °С.

Таблиц - 1, рисунков - 2, библиографических наименований - 4.

УДК 621.186.3

Коррозионно- и трещиностойкость труб с хромовым покрытием при сжигании назаровского угля в условиях водяной обмывки. Суйк Х.Х., Рандманн Р.Э., Пайст А.А., Каск Ю.Э. - Труды Таллиннского технического университета, 1990, № 713, с. 21-29.

Рассмотрена коррозионно- и трещиностойкость труб из стали I2XIMФ с хромовым покрытием в длительных эксплуатационных условиях при сжигании назаровского угля. Опытные вставки с покрытием и без покрытия были смонтированы в двухсветном экране котла П-49 и подвергались водяной обмывке.

Определена глубина коррозионного износа и проведен металлографический анализ, а также измерялась микротвердость поверхности защитного слоя.

Результаты испытаний показали, что трубы с хромовым покрытием имеют повышенную коррозионно- и трещиностойкость при температуре металла 430 °С.

Таблиц - 1, рисунков - 4, библиографических наименований - 5.

УДК 621.181.8:621.186.3

Эксплуатационная надежность хромированных труб в подшлаковой ванне котла ПК-38 при сжигании назаровского угля. Суйк Х.Х., Рандманн Р.Э., Каск Ю.Э. - Труды Таллиннского технического университета, 1990, № 713, с. 30-39.

Рассмотрена коррозионная стойкость и эксплуатационная надежность труб из стали I2XIMФ с диффузионным хромовым покрытием при длительных эксплуатационных (до 41000 часов работы) условиях в подшлаковой ванне котла ПК-38 при сжигании назаровского угля.

Температура на поверхности опытных вставок составляла 330-340 °С, и трубы находились в непрерывном контакте с жидким шлаком.

Опытные вставки подвергались металлографическим и рентгенмикроскопическим, а также измерялась микротвердость поверхности защитного слоя.

Результаты длительного эксплуатационного испытания показали, что в среде жидкого шлака плавниковые трубы с хромовым покрытием имеют высокую коррозионностойкость при температуре металла 330-340 °С.

УДК 536.24:621.181

Степень черноты топочных золовых отложений, образующихся при сжигании канско-ачинских углей.

Тийкма Т.В. - Труды Таллиннского технического университета, 1990, № 713, с. 40-46.

Приведены данные по спектральной степени черноты первоначальных золовых отложений, полученных зондом-пробоотборником из топки котла БКЗ-320-140 Красноярской ТЭЦ-1. Установлено, что при сжигании различных углей Канско-Ачинского бассейна в топках котлов различной конструкции и мощности интегральная степень черноты первоначальных золовых отложений на экранных поверхностях имеет минимальное значение в верхней части топки.

Рисунков - 2, библиографических наименований - II.

УДК 536.24:621.18

Тепловая эффективность топочных поверхностей нагрева. Тийкма Т.В. - Труды Таллиннского технического университета, 1990, № 713, с. 47-53.

Показано, что для диагностики тепловой работы топки котла в условиях загрязнения ее экранных поверхностей золовыми отложениями необходимы данные как по падающим, так и по воспринятым тепловым потокам. Обсуждены некоторые конструкции зондов для измерения этих величин. Приведены данные по изменению локальной тепловой эффективности топочных экранов за суточный цикл котла БКЗ-320-140 Красноярской ТЭЦ-1.

Рисунков - I, библиографических наименований - I3.

Выбор параметров диагностирования остаточного технического ресурса пароперегревательных поверхностей нагрева газомазутных котлов. Отс А.А., Янко П.И., Гелетий З.С. - Труды Таллиннского технического университета, 1990, № 713, с. 54-62.

Надежность работы пароперегревателей котлов характеризуется величиной уменьшения толщины стенки труб, которая наибольшим образом зависит от температуры металла. Установлены эмпирические зависимости между температурами металла в обогреваемой и необогреваемой зонах для выходных пакетов основного и промежуточного пароперегревателей газомазутных котлов, являющиеся основой для расчетного определения интенсивности коррозии труб. Использование такой методики дает возможность непрерывно проводить контроль и накопление данных по степени коррозионного износа металла отдельных труб в пакетах пароперегревателя.

Рисунков - 1, библиографических наименований - 4.



Цена 1 руб. 40 коп.

EESTI AKADEEMILINE RAAMATUKOGU



1 0200 00089727 6