ISSN 0136-3549 0320-3360



TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

599

599

ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

> ПРОБЛЕМЫ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ









TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

УДК 621.18:620.19

599

ПРОБЛЕМЫ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Теплоэнергетика ХХУШ

Таллин 1985



.0.9

ТАЛЛИНСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ Труды ТПИ № 599 ПРОБЛЕМЫ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ Теплоэнергетика ХХУ111 На русском языке Редактор В. Ратник Техн. ред. В. Ранник Сборник утвержден коллегией Трудов ТПИ 26.03.85 Подписано к печати 23.10.85 MB-08655 Формат 60х90/16. Печ. л. 7,0 + 0,5 прилож. Уч.-изд. л. 6,0 Тираж 400 Зак. № 619 Цена 90 коп. Таллинский политехнический институт, 200026 Таллин, Эхитаяте теэ, 5 Ротапринт ТПИ 200006, Таллин, ул. Коскла, 2/9



Таллинский политехнический институт, 1985

No 599

ТАLLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

удк 662.642:621.18

А.А. Отс, А.А. Пайст, Х.Й. Таллермо

ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЛОВ, СЖИГАЮЩИХ КАНСКО-АЧИНСКИЕ УГЛИ

При использовании углей Канско-Ачинского бассейна в ТЭС наиболее актуальным является вопрос загрязнения поверхностей нагрева связанными и связанно-шлаковыми золовыми отложениями, отрицательно влияющими на надежность и экономичность работы котлоагрегата.

Загрязнение поверхностей нагрева котлов под влиянием продуктов сторания топлива является очень сложной проблемой в современной теплоэнергетике. Сложность проблемы связана с ее комплексным характером, в состав которой входит большое количество весьма различных вопросов, таких как, химический и минералогический состав золы топлива, условия превращения минеральной части топлива в топочном процессе, условия сепарации частиц золы в топке, температура газов, температура стенки труб, скорость газового потока, условия обтекания труб, фракционный состав летучей золы, условия очистки поверхностей нагрева и т.д. Большое количество влияющих факторов обусловливает разнообразие процессов, в результате чего причины, вызывающие загрязнение поверхностей нагрева, могут в разных условиях оказаться различны-МИ.

Так, например, от температурного уровня в топке зависят условия взаимного химического реагирования минералов в отдельных частицах золы. С повышением температуры сжигания и увеличением продолжительности пребывания частиц топлива в топке количество свободной окиси кальция в золе углей Канско-Ачинского бассейна уменьшается. Полная ликвидация образования кальцийсульфатных отложений на поверхностях нагрева котла является невозможной даже при полном отсутствии свободной окиси кальция в золе. Это связано с тем, что большинство возникающих в топке сложных кальцийсодер-

жащих минералов является неустойчивыми и разлагаются Ha поверхности нагрева под воздействием окислов серы с последующим образованием сульфата кальция. Поэтому сжигание канско-ачинских углей в топках с жидким шлакоудалением, NQU правильной организации топочного процесса, должно в Hekoторой степени благоприятно влиять на условия работы **ПО**верхностей нагрева. Поскольку в топке с жилким шлакоудалением сепарируется более легкоплавкая часть золы, то OTE также уменьшает интенсивность загрязнения конвективных поверхностей и позволяет несколько повысить температуру газов перед входом в тесные конвективные куски (не более 20-30 °C).

Однако имеющийся опыт эксплуатации котлоагрегатов ПК--10 и ПК-38, работающих на режиме жидкого шлакоудаления. показал, что простой перевод котлов с сухого на жидкое плакоудаление существенного изменения в характере и интенсивности загрязнений поверхностей нагрева не принес. После неоднократных реконструкций топок и горелок процесс горения стал более интенсивным, а положение в этой части несколько улучшилось, но и в данном случае длительная работа котлоагрегатов с номинальной нагрузкой представлялась возможной только при интенсивно работающей системе комплексной очистки поверхностей нагрева, главным образом, пароперегревателей. По исследованиям Таллинского политехнического института образовавшиеся отложения, в основном, являлись сульфатно связанными и практически мало отличались от отложений, образовавшихся при работе котлов на режиме сухого шлакоудаления. Заметной разницы в структуре и внешнем виде отложений в зависимости от способа шлакоудаления (сухой или жидкий) при сжигании назаровского угля не наблюдалось.

При сжигании березовского угля в котле с сухим шлакоудалением (БКЗ-210-I40Ф Владивостокской ТЭЦ-2), имеющим тангенциальное расположение горелок, систему газовой сушки и размола топлива в мельницах-вентиляторах, на зондах и поверхностях нагрева топки образовались прочные отложения с высоким содержанием железа (Fe₂O₃ - 62-68 %). Существование богатых железом отложений на экранных трубах вызвано несовершенством процесса окисления сульфидов в потоке золы. Процесс обогащения золовых отложений же-

лезом углубляют и низкая температура в топке и пониженная концентрация кислорода в факеле при газовой сушке топлива. Поэтому существующая в березовском угле сульфидная сера, благодаря высокой плотности и центробежным силам в топке, отделяется от других минералов и попадает на поверхность в виде расплавленного материала. В процессе окисления образуются окисные формы железа, конечным продуктом которого является Fe₂O₃.

Во время опытного сжигания березовского угля на котле БКЗ-210-I40Ф номинальный режим работы обдувки 2 раза в смену дал возможность сохранить экраны топки в эксплуатационно чистом состоянии. Однако проведенные в Таллинском политехническом институте исследования коррозионной активности золы березовского угля в отношении металла и успешный опыт очистки топок котлов П-52 на электростанции "Тирбах" (ГДР) от железистых отложений (Fe_2O_3 до 65 %) водяными аппаратами дает основание рекомендовать для удаления твердых (железистых) отложений более эффективную (по сравнению с паровой обдувкой) водяную очистку.

С другой стороны, при сжигании березовского и назаровского углей в котле П-49 7Б Назаровской ГРЭС, снабженным вихревой топкой ЦКПИ, двухсветными экранами и прямоточными горелками, на поверхностях нагрева топки образовывались непрочные шлаковые отложения. Для вихревой топки ЦКТИ отмечается хорошее сходство состава отложений на экранных поверхностях с составом летучей золы, как при сжигании назаровского, так и при сжигании березовского углей, что указывает на отсутствие влияния избирательных процессов на образование золовых отложений. Образующиеся на экранных поверхностях котла П-49 7Б отложения представляют собой типичные сыпучие шлаковые отложения, в которых основными компонентами при сжигании назаровского угля имеются SiO2 -32-38 %, Ca0 - 28-38 %, а березовского угля SiO, - 26-30 % и СаО - ЗІ-Зб %. Селективного выделения железосодержащих компонентов на экранные поверхности нагрева вихревой топки ЦКТИ не наблюдается. Содержание железа в отложениях с экранных труб при сжигании назаровского угля составляет І4 -20 % и 16-22 % при сжигании березовского угля.

Схема очистки Таллинского политехнического института глубоковыдвижными многосопловыми аппаратами (с включением

их I раз в сутки) позволяет обеспечить длительную работу корпуса 7Б с нагрузками, близкими к номинальной.

Из вышеизложенного следует, что при сжигании канскоачинских углей решение проблемы загрязнения поверхностей нагрева только конструктивными мероприятиями является невозможной. Поэтому для снижения влияния золовых отложений на теплообмен на котлах необходимо устанавливать очистительные устройства. Поскольку характер и степень связывания золовых отложений с трубами зависит от многих факторов, TO при выборе оптимельной схемы и режимов очистки необходимо строго учитывать характер загрязнения и конструктивные особенности поверхностей нагрева. Так, например, слабодействующие средства очистки не могут обеспечить длительную работу котлов, работающих на канско-ачинских углях без периодической остановки на основательную ручную расшлаковку. Применение сильнодействующих методов очистки сопровождается, однако, весьма неприятным явлением - интенсивным коррозионно-эрозионным износом труб. Следовательно, от правильного решения этой задачи зависят в конечном результате конструкция, режимы эксплуатации, а также технико-экономические показатели котла.

Наиболее эффективным методом очистки поверхностей нагрева от золовых отложений является водяная обмывка. Применение водяной очистки позволяет существенно повысить тепловосприятие поверхностей нагрева и снизить износ труб (в сравнении с паровой обдувкой).

Проведенные Таллинским политехническим институтом исследования тепловой эффективности топочных экранов котлов П-49, ПК-38 Назаровской ГРЭС и Красноярской ГРЭС-2 при их очистке с помощью глубоковыдвижных обмывочных аппаратов позволяет сделать следующие выводы:

I. Очистка топок котлоагрегатов водой при помощи глубоковыдвижных аппаратов обеспечивает высокую тепловую эффективность топочных экранов при работе котлов как на сухом, так и на жидком шлакоудалении. Такая система очистки с использованием глубоковыдвижных водяных аппаратов отличается несложной конструкцией, возможностью полной автоматизации их работы, большой надежностью работы и не требует специальных отверстий для ввода аппаратов в топку. Разра-

ботанная система водяной обмывки является универсальной и ее можно использовать как для очистки настенных, так и двухсветных экранов, а также для очистки ширмовых поверхностей нагрева.

2. Использование водяной обмывки топочных экранов глубоковыдвижными аппаратами позволяет эксплуатировать котел практически неограниченное время с одинаковой тепловой эффективностью экранов. Коэффициент тепловой эффективности топочных экранов (по нормативному методу теплового расчета котла) непосредственно после обмывки топки котлов ПК-38 с жидким и сухим шлакоудалениями при сжигании назаровского и ирша-бородинского углей не зависит от времени и имеет одну и ту же величину и непосредственно после цикла обмывки в среднем составляет 0,41. Срелнее тепловое сопротивление золо-шлаковых отложений непосредственно после обмывки топки на экранных трубах составляет незначительную величину равную 0,0018 м2. К/Вт, указывая на очень большую эффективность удаления золовых отложений от экранных поверхностей.

3. Изменение тепловой эффективности топочных экранов в период между двумя циклами очистки протекает с неравномерной скоростью. В течение первых I,5-2 часов после обмывки температура газов на выходе из топки увеличивается со скоростью I5-20 °C/ч, а в промежутке времени 3-I2 ч после обмывки со скоростью в среднем 2 °C/ч. При выборе частоты очистки экранов необходимо учитывать не только динамику загрязнения топки, но и действие водяных струй на металл.

4. Нет существенной разницы в интенсивностях теплообмена в топках котлов ПК-38 с жидким и сухим шлакоудалениями в условиях сжигания бурых углей Канско-Ачинского бассейна.

Поскольку нет существенно^р разницы в работе котлов, сжигающих ирша-бородинские, назаровские и березовские угли как в топках с жидким, так и с твердым шлакоудалением и воздушной сушкой топлива, то учитывая некоторые трудности жидкого шлакоудаления (особенно при сжигании малозольного березовского угля), нужно отдать предпочтение более простым конструкциям топочных устройств с сухим шла-

коудалением и с воздушной сушкой топлива. Поскольку серийный выпуск мелющих вентиляторов отсутствует, то необходимо рекомендовать молотковые мельницы.

При модернизации котлов ПК-38 Назаровской ГРЭС и Красноярской ГРЭС-2 с учетом вышесказанного и ситуации в производстве мельничного оборудования без замены основного каркаса должны быть учтены следующие моменты:

- возможность увеличения паропроизводительности до 300 т/ч при устойчивой нагрузке 270 т/ч;

- улучшение конструкции горелочных устройств с целью совершенствования процесса горения;

- увеличение испарительных и пароперегревательных поверхностей нагрева;

- снижение температуры газов на выходе из топки и перед конвективными поверхностями нагрева;

- применение системы комплексной очистки поверхностей нагрева;

- вся эта модернизация должна иметь невысокую стоимость и гарантировать хорошую ремонтопригодность.

В мировой практике для сжигания влажных бурых углей наиболее распространены топки с сухим шлакоудалением мелюцими вентиляторами, газовой сушкой топлива (Австралия, ФРГ, Венгрия, ГДР и др.). В СССР опыт сжигания бурых углей в таких топочных устройствах отсутствует, если не считать кратковременных испытаний с березовским углем на не полностью налаженном котле БКЗ-210-140Ф на Владивостокской ТЭЦ-2. Такие системы сжигания отличаются простотой схемы и надежной работой. В некоторых вариантах для угрубления помола топлива и снижения износа мельниц нашли использование также дожигательные решетки в ходе топки. В СССР таким топкам уделено необоснованно мало внимания и отсутствует серийный выпуск мелющих вентиляторов. Поэтому неотложной задачей должно быть реконструирование одного котла ПК-38 с использованием топок с мелющими вентиляторами, газовой сушкой топлива для получения крупномасштабного опыта сжигания канскоачинских углей в этих топках.

Представленные выше материалы в сочетании с результатами ряда других исследований Таллинского политехнического института позволяют разработать рекомендации для модерниза-

ции котлов ПК-38 и проектирования новых котлов, предназначенных для прямого сжигания пылевидных углей Канско-Ачинского бассейна.

I. Реконструированные котлы ПК-38 предусмотреть с газоплотными настенными теплообменными поверхностями нагрева, что позволяет увеличить к.п.д котла, а также поддерживать коэффициент избытка воздуха в горелках оптимальным с точки зрения превращения минеральной части канско-ачинских углей в процессе горения.

2. При сжигании канско-ачинских углей необходимо так организовать топочный процесс, чтобы горение происходило равномерно в окислительной среде при отсутствии в топке зон с восстановительной или полувосстановительной средой. Целью совершенствования процесса горения необходимо установить на фронтовой стене горелки по типу реконструированных горелок МЭИ котла ЕКЗ-220-00 ТЭЦ Юрчинского машзавода, который по исследованиям ТомПИ, Сибтехэнерго и ЕКЗ обеспечивают прямоточновихревую динамику и снижают загрязнение поверхностей нагрева.

3. Увеличивать испарительную поверхность нагрева за счет размещения в топке двухсветного экрана.

4. Очистку двухсветного экрана и настенных экранов осуществить глубоковыдвижными аппаратами. Применение этих аппаратов позволяет сократить необходимую дальнобойность струи, применять короткие сопла со стабилизаторами и отказаться от крупных отверстий для ввода аппаратов в топку. Система очистки полностью автоматизирована. Заводом "Ильмарине" намечается серийны" выпуск таких аппаратов еще в этом году.

5. Ширмовый пароперегреватель выполнить цельносварным и желательно расположить горизонтально в верхней части топки. Горизонтальные поверхности легко дренируются, имеют компактную конструкцию, а цельносварная конструкция обеспечивает хорошую рихтовку труб и упрощает решение проблем подвески.

6. Предусмотреть комбинированную очистку пароперегревателя, согласно которой быстрорастущие рыхлые отложения удаляются часто включаемыми обычными средствами очистки (газоимпульсные, ударные, выбрационные), а для удаления прочного нижнего слоя отложений изредка включается высокоэффективная водяная очистка. Водяная обмывка осуществляется при помощи глубоковыдыжных аппаратов той же конструкции, что и для топки.

7. Коэффициент тепловой эффективности топочных экранов непосредственно после обмывки топки принять 0,41. Необходимо учитывать динамику загрязнения топки и то, что в течение 12 часов после обмывки коэффициент тепловой эффективности снижается до 0,35.

8. Температуру газов на выходе из топки непосредственно после цикла обмывки принять 1000 °С.

9. Желательно избавиться от дробеочистки конвективных поверхностей нагрева.

10. Установить мембранный экономайзер.

По нашему мнению, в Красноярской энергосистеме необходимо оснастить один котлоагрегат мелющими вентиляторами газовой (по возможности воздушной) сушкой топлива и тангенциальными горелками, потому что такие котлоагрегаты имеют определенный смысл и перспективу. Реконструкция всех котлов ПК-38 в тангенциальную топку с твердым шлакоудалением нецелесообразна из-за большого объема реконструкции: предлагается ведь изменить почти все элементы котельной установки, начиная с трака сырого топлива и кончая дымососами.

Требуется накопить сначала достаточны[#] опыт по эксплуатации и ремонту мелющих вентиляторов, а также создать специальную ремонтную базу для роторов.

A. Ots, A. Paist, H. Tallermo

Principles of Design and Modernization of Steam Generators Burning the Kansk-Achinsk Brown Coals

Summary

In this paper the problems of design of steam generators burning Kansk-Achinsk coals have been discussed. The paper lists the data of operation conditions of the heating surfaces of steam generators under combustion of Nazarovo and Beryozovo coals. The causes of fouling and corrosion-erosion wearing of heating surfaces under the action of ash and cleaning media have been analyzed. The principles and recommendations developed mainly at Tallinn Technical University have been given for designing the steam generators burning Kansk-Achinsk brown coals.



№ 599

TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

удк 621.313.522

А.В. Прикк, Л.Я. Кельман, X.X. Арро

О СОСТАВЕ ЗОЛОПРИСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ, ОБРАЗОВАВШИХСЯ НА ПОВЕРХНОСТЯХ НАГРЕВА ПРИ СЖИГАНИИ МАЗУТА С ДОБАВКОЙ ПОТАША

Опыт эксплуатации котлоагрегатов, работающих как на твердых, так и на жидких топливах, показал, что зола многих топлив вызывает интенсивное загрязнение и высокотемпературную коррозию поверхностей нагрева (ПН), так что поведение минеральной части топлива весьма часто определяет надежность и экономичность работы энергоблока в целом. При этом, как показали исследования, решающую роль в процессах загрязнения и коррозии ПН играет не столько общее количество минеральных примесей в топливе, сколько свойства золы, определяемые наличием и свойствами некоторых агрессивных в этих процессах компонентов золы.

Естественно, что в таких условиях данные о свойствах золы и золовых отложений представляют большой интерес. Особенно при освоении новых видов топлива и методов сжигания. Именно такое положение имеет место в энергоблоках МГДЭС. где кроме значительно более высокой, чем в обычных котлоагрегатах температуры сжигания к топливу в больших количествах добавляется также ионизирующаяся присадка (обычно B виде поташа). По литературным данным содержание калия B продуктах сгорания этих блоков может составлять I %. по Учитывая, что многие, содержащиеся обычно в золе соединения калия относятся к наиболее агрессивным компонентам золы в процессах загрязнения и коррозии ПН и, кроме TOPO, что в формировании золоприсадочных отложений участвуют также компоненты золы исходного топлива, прошедшие высокотемпературную обработку, можно, очевидно, предположить, что условия работы ПН котлоагрегатов МГДЭС должны существенно отличаться от условий в обычных котлоагрегатах ТЭС.

В данной работе излагаются результаты экспериментально-промышленного исследования загрязнения ПН котла ПТЕМ-30 Рязанской ГРЭС в условиях сжигания мазута с добавлением поташа. Для имитации МГД-условий водогрейный котел ПТЕМ-30 был дооборудован системами подготовки, подачи и улова ионизирующейся присадки (50%-ый водяной раствор K₂CO₃), системой подогрева этого раствора перед форсунками до I50-I60 ^оC, системами вывода жидкого шлака из-под топки и конвективной шахты, а также системой обогащения воздуха кислородом. Для периодической очистки конвективных пакетов водяного экономайзера от золоприсадочных отложений использовалась водяная обмывка длинновыдвижными аппаратами.



Котел ПТВМ-30

Фиг. 1. Схема отбора проб золоприсадочных отложений.

Исследование свойств образующихся золоприсадочных отложений производилось на базе двух комплектов проб отложений, снятых с поверхностей нагрева котла по схеме, приведенной на фиг. І. Результаты неполного химического анализа и определения плавкостных характеристик этих отложений представляются в таблице.

Кратковременные опыты с подачей 02

Первый комплект проб (№ 1-II) представляет из себя золоприсадочные отложения, формирующиеся в различных зонах котла в течение кратковременного, 8-часового, опытного сжигания. Естественно, что эти отложения являются еще нестабилизированными и могут характеризовать только начальный период процесса загрязнения IH. Перед отбором І-го комплекта проб котел работал с добавкой О₂ и 50%-ного раствора K₂CO₃. Максимальная температура факела составляла ~ 2000 ^оС.

Данные неполного химического анализа этих проб показывают, что содержание К20 в сухой массе проб колеблется в пределах 44,7-61,9 %, причем резкое падение наблюдается за I-м конвективным пакетом - до 44,7 % (пробы 10 и II). Содержание общей серы в пробах колеблется в пределах 0,9-20,5 %, причем вся сера связана в сульфатных coединениях. Наибольшие количества серы обнаружены в зоне более низких температур продуктов сгорания, за І-м KOHвективным пакетом (18,5-20,5 %), где были обнаружены Takже минимальные количества К20. Содержание СО2 в пробах колеблется в пределах 19,8-31,8 %, No20 0,05-0,39 % И V205 0-0.23%.

Расчеты для определения распределения калия между сульфатными и карбонатными соединениями показывают (при расчетах условно предполагалось, что SO_3 полностью связан с K_2O , а карбонатным составляющим, связывающим остаток K_2O является K_2CO_3), что наименьшие количества K_2SO_4 , входят в состав отложений с экранных труб вблизи горелок и на форсунках поташа в горелке (I,O-I,2%, пробы 5 и 6). В этих зонах вводимый поташ не успел, очевидно, в достаточной мере испариться и прореагировать с SO_3 . Результаты рентгеноструктурного анализа показывают, что в этих пробах

Таблица

Характеристика проб золоприсадочных отложений из котла ПТРМ Рязанской ГРЭС du

~
E
-
2
3
Ø
X
-
-
~
~
E.
8
L
-
2
300
85
0
-

Содержание в сухой пробе, %	U		I4	неопр.												
		66.2	I3	19,82	30,28	22,42	28,71	31,8I	3I,33	22,84	27,45	31,10	неопр.	24,4I	30,05	29,93
		V205	I2	0	0,23	0,23	0	60°0	0	0,05	0	0	0	60'0	01,0	C, I2
		Si0 ₂	II	пред.	0,51	0,59										
		Fe ₂ 0 ₃	IO	H e o	H e o	H C O	H e o	H e o	H C O	H e o	H C O	H C O	H C O	H G O	неопр.	неопр.
		Na ₂ 0	6	0,39	0,II	0,06	0,14	0,05	0,13	0,12	0,25	0,11	II,0	60'0	0,29	0,34
	K20		8	58,59	6I,88	53,33	56,59	56,73	59,38	53,92	57,85	53,85	44,74	44,84	16'09	60,37
	s03	суль- фидн.	7	0	0,33	0, 12	0,17	0	0	0	0	0	0	0	.0	0,34
		суль- фатн.	9	16,91	3,76	I6,46	5,57	0,88	I,04	14,05	8,17	4,88	20,50	I8,50	4,12	2,81
		общ.	5	16,9I	4,09	I6,58	5,74	0,88	I,04	I4,05	8, I7	4,88	20,50	I8,50	5,88	4,25
	. °C	t ₃	4	874	857	868	868	872	864	870	861	866	885	006	867	859
	температуры	t2	3	864	853	198	860	866	857	862	855	198 ·	867	886	863	852
		+ -	2	857	841	855	855	852	849	856	848	849	86I	880	858	847
2	пробы			н	8	3	4	5	9	4	8	6	OI	II	I2	I3

Продолж. табл.	I4	2,49	неопр.	неопр.	4,83	26,03	неопр.	0,87	
	I3	2,02	21,04	32,16	25,63	8,12	22,03	22,68	
	IZ	0,49	0,38	0,II	0,40	0,II	0,14	0,16	
	II	0,75	3,0I	0,76	II,II	0,66	I ,44	I,I2	
	IO	8,30	неопр.	неопр.	4,83	неопр.	неопр.	0,87	
H	6	0,14	0,33	0,21	0,42	0°19	0,39	0,3I	
	8	24,65	52,63	61,79	49,74	I8,2I	53,74	52,15	
	2	0	6,75	0,11	7,00	0,52	1	I,34	
	6	38,54	6,83	0,16	2,14	2,50	I2,40	9,06	
	5	38,92	I5,72	0,73	I0,5I	7,73	I2,40	60° II	
	4	873	885	868	855	930	859	849	
	3	864	872	864	853	922	855	843	
	2	856	865	856	840	006	850	830	
	1	14	15	16	17	I8	61	20	

превалирует гидратированный карбонат калия (K_2CO_3 ·1,5 H $_2O$), в то время, как линии арканита (K_2SO_4) оказываются весьма слабнии.

Максимальным содержанием K₂SO₄ отличаются отложения за I-м конвективным пакетом. На дифрактограммах этих проб наиболее сильными являются линии арканита, а по расчетам содержание K₂SO₄ в этих пробах (№ IO и II) составляет 2I,8-24,I %. Карбонатным составляющим проб является бикарбонат калия (KHCO₃).

Рентгеноструктурным анализом проб I-го комплекта чистый K₂CO₃ не обнаружен, так как карбонатными составляющими проб являются только гидратированные и бикарбонаты калия. Однако, что касается найденных гидратированных карбонатных соединений калия, то не исключена возможность их образования в ходе лабораторных исследований.

Расчеты по распределению калия между карбонатными N сульфатными соединениями показали, что из всего количества K20 остается еще свободным (не связанным с K2CO3 и K2SO4) до 18,9 %. Это, с одной стороны, подтверждает наличие B пробах КНСО3. Однако, не исключена также возможность COдержания в пробах более сложных соединений, которые, повидимому, должны находиться в очень тонкодисперсной ИЛИ аморфной форме. Ведь рентгеноструктурный анализ Iaer представление только о содержании в пробах кристаллических веществ. Доказательством возможного наличия в пробах аморфных стекловидных веществ являются обнаруженные при исследованиях структуры проб растровым электронным микроскопом стекловидные образования, очевидно, остывшие расплавленные или полурасплавленные частицы, в то время, как основная часть проб имеет тонкоструктурное строение (фиг. 2а,б). Тонкоструктурное строение проб, в свою очередь, является косвенным доказательством того, что в объеме топочной камеры произошло испарение подаваемого поташа и отложения формировались, в основном, из субмикронных частичек КОН и К₂CO₃, образовавшихся в процессах конденсации паров (фиг. 2в,г).

Определение плавкостных температур рассматриваемых проб производилось как в окислительной, так и в атмосфере СО₂. На основе полученных данных температура начала де-



Фиг. 2. Микроструктура золоприсадочных отложений. а) внутреняя часть пробы 1, б) проба 10, в) средняя часть пробы 2, г) верхняя часть пробы 2 (дно внутренней поры).

формации (t₁) этих проб в атмосфере воздуха колеблется в пределах 841-880 °C, а температура жидкоплавкого состояния (t₃) в пределах 853-886 °C. Более высокие значения t₁ и t₃ относятся к пробам с более высоким содержанием арканита (для K₂CO₃ t₃ = 901 °C и для K₂O₄ 1069 °C). В этих пробах наблюдается также большая разница между t₁ и t₃ (до 20-24 °C). Для химически чистых веществ t₁ = t₂ = t₃.

Относительно низкие температуры плавления проб можно объяснить тем, что исследуемые пробы состоят, в основном, из карбонатных соединений калия. Это значит, что определяющим для плавкостных температур является КоСОз, поскольку как гидратированные, так и бикарбонат калия при нагревании до t, превратятся в K2CO2. Исследованиями установлено, что опыты, проведенные в атмосфере воздуха, дают меньшие температуры плавления К2CO2, чем опыты, проведанные в атмосфере CO2. Причиной этого является диссоциация КоСОз. Возникающая окись калия растворяется в карбонате и уменьшает температуру плавления последнего [1]. По данным [2] К₂СО₃ начинает разлагаться на К₂О и СО₂ при температуре '700 °С. Отмеченное подтверждается результатами определения плавкостных температур проб в атмосфере CO2. В этих условиях разница между t1 и t3 заметно уменьшилась ($\Delta t = I - 5$ °C против I3-20 °C на воздухе).

Таким образом, вышеприведенные данные показывают, что рассматриваемые золоприсадочные отложения образовались, в основном, из вводимой присадки. Составляющие мазута, за исключением серы, дают лишь слабый фон. При этом, отложения с нижней части топочной камеры состоят, в основном, из карбонатных соединений калия (с очень маленьким содержанием арканита), в то время, как в отложениях в зоне пониженных температур в конвективном газоходе доля арканита значительно возрастает.

Опытное сжигание без подачи 02

Перед отбором II-го комплекта отложений (пробы I2-20) котел проработал 75 ч на мазуте с добавкой 50%-ного водного раствора K₂CO₃ без подачи O₂. Температура факела составляла I500 ^оС. Это значит, что испарение поташа происходило, по-видимому, менее интенсивно. Также, можно предположить, что в условиях более низких температур и меньшей концентрации кислорода, SO_3 в зоне горения образуется в меньшем количестве, в результате чего в продуктах сгорания содержание K_2SO_4 должно быть меньше. Также можно ожидать, что выгорание сульфидной серы происходит в этих условиях медленнее, т.е. в продуктах сгорания могут появиться сульфидные соединения.

Результаты неполного химического анализа проб I2-20 подтверждают сказанное. В золоприсадочных отложениях на поде топки (проба I5) и на трубах нижней части тыльного топочного экрана (проба I7) содержание общей серы, по сравнению с аналогичной пробой № 5 из I-го комплекта, значительно больше (I0,5-I5,7 % против 0,9 %) за счет появления в них сульфидной серы (6,8-7,0 %).

В ходе опытного сжигания, после достижения определенного стабилизированного режима на трубах фестона, в первую очередь, и на трубах тыльного топочного экрана появился жидкий шлак, который стекал с труб на под котла. Этим объясняется сходство химического состава проб 15 и 17. К этой группе относятся также пробы 19 и 20. Проба 20 представляет из себя остывший жидкий шлак, вытекший из нижней части топки во время работы котла, а проба 19 такую же пробу, но быстро охлажденную и промытую струями воды. По данным химического анализа в последней нет сульфидной серы, т.е. она либо улетучивалась, либо растворилась в воде. Пробы 15, 17 и 19 имели в "свежем" состоянии темнокрасный цвет, который перешел при их выдерживании в атмосферном воздухе в черный с одновременным интенсивным выделением H2S (особенно при реагировании с водой). Пробы практически полностью растворяются в воде - раствор темнозеленый.

В этих пробах содержание сульфатной серы колеблется в пределах 2,14–12,4 %, сульфидной серы 1,34–7 %, K_2O 49,7–53,7%, SiO₂ 1,1–3,1 % и V₂O₅ 0,1–0,4 %.

На основе расчетов распределения K_2O между K_2SO_4 и K_2CO_3 в рассматриваемых пробах, по сравнению с пробами І-го комплекта, содержится меньшее количество K_2SO_4 . При этом содержание последнего увеличивается по мере опускания ко дну котла с одновременным понижением содержания K_2CO_3 , т.е. по мере увеличения времени реагирования текущего шла-

2I

ка с продуктами сторания. В минералогическом составе проб 15 и 17, судя по данным рентгенофазового анализа, из кристаллических компонентов превалирует гидратированный карбонат калия. Возможно присутствие К2СО3 и КОН. В пробе 20 основными являются гидратированные карбонаты К2003. (2КНС03)·1,5Н20 и 2К2С03·1,5Н20, но возможно также присутствие КОН, K2SO4, K2S и K2S2O5. Дифрактограмма пробы 19 аналогична пробе 20, за исключением полного отсутствия линий сернистых соединений. Вообще дифрактограммы перечисленных проб отличаются малой интенсивностью линий, что может свидетельствовать о том, что значительная часть этих проб имеет аморфную структуру. Это подтверждают также микрофотографии структуры на фиг. З. Наблюдаются как зоны спекшегося или размягченного материала, так и практически полностью расплавленные зоны с аморфным материалом.

В серых отложениях с труб фестона, имеющих следы стекания расплавленного шлака (проба I3), продолжается тенденция уменьшения содержания сульфидной серы по высоте топочной камеры. Содержание сульфидной серы в этой пробе падало до 0,3 % с одновременным увеличением содержания K₂O до 60,4 % (расчетно-возможное содержание K₂CO₃ увеличилось до 64, I %). В минералогическом составе этой пробы обнаружены как чистый, так и гидратированный карбонат калия с возможностью присутствия K₂CO₃ (2KHCO₃)·1,5 H₂O, KHCO₃, KOH и K₂S.

Можно предположить, что образование сульфидных соединений калия с относительно низкой температурой плавления (например, 471 O C для K_2 S) приводит к образованию в районе фестона и заднего экрана топки расплавленных отложений. Об этом свидетельствует то, что в остальных пробах отложений, отобранных в районе переднего экрана топки(пробы I2 и I8), с нижних труб верхнего пакета экономайзера (проба I4) и с форсунки раствора поташа (проба I6) содержится мало сульфидной серы или она вообще отсутствует (содержание сульфидной серы в пересчете на SO₃ колеблется в пределах 0-0,5 %).

Отложения с форсунки раствора поташа обеих комплектов (пробы 6 и 16) идентичны как по химическому, так и по минералогическому составу.



Фиг. 3. Микроструктура золоприсадочных отложений. а-б) проба 15, в) проба 20, г) проба 19. В отложениях с фронтового экрана топки (проба I2) сульвидной серы не обнаружено. Основную часть пробы составляют карбонатные соединения калия.

В отличие от I-го комплекта проб в отложениях на нижних трубах верхнего конвективного пакета (проба I4) калий соединен, в основном, с арканитом, т.е. в рассматриваемом случае с пониженными температурами газов произошло более полное связывание SO₃ из продуктов сгорания.

Представленный выше анализ химико-минералогического состава золоприсадочных отложений, образующихся при сжигании мазута с ионизирующейся присадкой, показывает, что их состав сильно зависит как от температуры металла и продуктов сгорания, так и от их обогащения кислородом. При этом возможно образование коррозионно-активных отложений на базе сернистых соединений калия.

Литература

I. Экспериментальное исследование конденсации калиевых соединений из продуктов сгорания с выяснением отклонений от равновесных состояний. Отчет Таллинского политехнического института. Таллин, 1975. 87 с.

2. Стырикович М.А., Мостинский И.Л. Исследование процессов, обусловленных использованием щелочной присадки в МГД-установках, работающих на природном газе. ИВТАН, М., 1976. Препринт 2-011. 71 с.

A. Prikk, L. Kelman, H. Arro

Composition of Ash-Seed Deposits Formed on the Heating Surfaces with Potash Seeded Oil Burning

Summary

The results of experimental-industrial investigation of heating surfaces contamination with potash seeded oil burning are presented in this paper.

Dependence of metal and burning products' temperatures and oxygen enrichment on chemical-mineralogical composition of ash-sheed deposits is shown. The possibility of getting ash-seed deposits with high corrosiveness based on the sulfur-potassium compounds is ascertained. ₩ 599

TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

ТРУЛЫ ТАЛЛИНСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

УДК 621.183.325 А.И. Ингерма, Р.В. Тоуарт

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ ОБМЫВОЧНОЙ ТРУБЫ ДЛИННОВЫДВИЖНОГО АППАРАТА ВОДЯНОЙ ОБМЫВКИ ОВГ

В современном котлостроении существует две тенденции во-первых, увеличение единичной мощности котлоагрегатов и, во-вторых, увеличение доли сжигаемых в энергетических котлах низкосортных высокозабалластированных твердых топлив. Увеличением единичной мощности агрегатов обусловлено повышение требовательности к надежности работы котлов. Это, в первую очередь, относится к поверхностям нагрева, так как они являются основными источниками аварий. Сжигание низкосортных твердых топлив часто сопровождается и образованием на трубах золо-шлаковых отложений, вызывающих снижение тепловосприятия труб, а также являющихся причиной высокотемпературной коррозии металла. В таких условиях особенно важную роль приобретают проблемы очистки поверхностей нагрева от натрубных отложений. Системы очистки должны обеспечивать не только высокую тепловую эсфективность, но и гарантировать безопасность работы металла труб. Практика последних лет показала, что наиболее полно этим противоречивым требованиям отвечает метод комбинированной очистки, ОЛНИМ компонентом которого является водяная обмывка [1].

К настоящему времени разными институтами и специализированными заводами разработано большое количество конструкций водяных обмывочных аппаратов [2]. Но наиболее универсальными, с точки зрения пригодности как для очистки топочных, так и конвективных поверхностей нагрева, являются разработанные в Таллинском политехническом институте длинновыдвижные аппараты водяно? обмывки ОВГ [3]. Однако обмывочная труба аппарата ОВГ, которая имеет одновременно поступательное движение для ввода сопловой головки в газоход и вращательное движение для направления водяных струй

нагружена за счет массы воды в трубе больше, чем обдувочная труба противотипа, работающего на паре. Увеличение размеров котлоагрегатов, связанных с увеличением их мощности, требует от заводов энергетического машиностроения разработки более длинноходных аппаратов. Но увеличение длины обмывочной трубы сопровождается увеличением ее прогиба при больших вылетах, а также увеличением напряжений при изгибе. Величину прогиба обмывочной трубы необходимо знать при решении нескольких задач: а) при определении необходимых размеров для создания проходов для обмывочной трубы в поверхностях нагрева; б) при определении траекторий струй, BHтекающих из сопловой головки и т.д. Величина механических напряжений в наиболее нагруженной плоскости трубы определяет устойчивость и работоспособность всей конструкции.

Исходя из сказанного целью данной работы являлась оптимизация конструкции и размеров обмывочных труб, состоящих обычно из трех сваренных встык труб одинакового наружного диаметра D с разными толщинами стенки δ (фиг. I),



Фиг. 1. Схема трехступенчатой обмывочной трубы - основа для расчетной модели.

Оптимизация в данном случае заключается в определении набора конструкционных размеров l_1 , l_2 , l_3 , δ_4 , δ_2 и δ_3 , обеспечивающих минимальный возможный прогиб свободного конца обмывочной трубы при ее полном выдвижении в газоход. При этом выбор толщины стенок участков обмывочной трубы производится из ряда стандартных величин для труб с заданным наружным диаметром, выпускаемых промышленностью.

При расчете прогиба обмывочной трубы предполагается, что при заходе трубы с сопловой головкой в газоход, трубу можно рассматривать как консольную балку, нагруженную распределенной нагрузкой от веса трубы и массы находящейся в ней воды. При расчете также проверялось, чтобы во всех сечениях трубы разной толщины δ выполнялись условия, при которых возникающие максимальные напряжения ($\delta_1 - \delta_3$) не превышали бы допускаемых напряжений [σ] для данной стали и температуры работы.

Уравнения расчета здесь не приводятся, так как они составлены на основе уравнений напряжений прогибов многоступенчатой консольной балки, нагруженной распределенной нагрузкой, приведенных в соответствующих справочниках [4, 5 и др.].

Расчеты были выполнены для следующих наборов исходных данных: толщина стенки трубы 5 3,5, 4,5, 6,0, 8,0, 10,0,12,0,14,0 и 16,0 мм; наружный диаметр трубы D 89 и 159 мм; общая длина трубы L 10000 и 12000 мм. Изменяя при расчете длину участков с шагом 100 мм из приведенного набора исходных данных, можно составить более I миллиона отличающихся друг от друга вариантов. Но аналитическое определение минимального возможного прогиба у min также является нереальным, так как Y_{min} является функцией от 6 параметров $y_{min} = f(\delta_1, \delta_2, \delta_3, l_1, l_2, l_3)$, 5 из которых являются независимыми переменными. Поэтому определение оптимальных параметров сводится к перебору всех возможных вариантов. Для решения этой задачи были составлены соответствующие алгоритм и программа расчета для ЭВМ. При этом, для уменьшения объема расчетов из дальнейшего рассмотрения были сразу исключены варианты, при которых напряжение в любом сечении превышало величину допускаемого напряжения [σ]. В результате расчета были определены для заданных величин L, D, б1. б2. б3 и [σ] оптимельные длины участков труб l, l2 и l3, соответствующие минимальному зна-YEHNIO Y min

Анализ результатов вычислений показывает, что длина среднего участка трубы l_2 составляет от 5 до 15% от общей длины обмывочной трубы, а длины крайних участков l_1 и l_3 приблизительно равны. В качестве примера на фиг. 2 приведено изменение оптимальных длин участков l_1, l_2 и l_3 для обмывочной трубы с $\delta_4 = 3,5$ мм и $\delta_2 = 4,5$ мм при изменении толщины стенки третьего участка δ_3 от 6 до 16 мм.



Фиг. 2.

Распределение оптимальных длин участков обмывочной трубы с размерами D = 89 мм, δ_1 = 3,5 мм и δ_2 = 4,5 мм при изменении δ_3 .



Фиг. 3.

Зависимость величины минимального возможного прогиба обмывочной трубы от количества участков с разной толщиной стенки (для рассматриваемого набора толщин). Аналогичные зависимости получены и для других возможных сочетаний толщин стенок δ_1, δ_2 и δ_3 . Из анализа результатов также выясняется, что длина среднего участка определяется, в основном, величиной допускаемых напряжений – чем меньше эта величина, тем больше относительная длина среднего участка.

Для определения количества целесообразного разбиения трубы на участки с различной толщиной стенки были проведены расчеты с одинаковым набором размеров, но с разным количеством участков. Расчеты были выполнены для двух вариантов трубы (a) D = 89 мм; L = IO м и б) D = I59 мм; L = I2 м) и заключались B определении минимального возможного прогиба у min . Из результатов расчета, представленных на фиг. З, можно сделать два важных вывода. Boпервых, прогиб трубы существенно уменьшается при переходе от одного участка к двум, но дальнейшее увеличение количества участков до трех (и более) не приводит к дальнейшему существенному уменьшению прогиба трубы. Во-вторых, единственным способом существенного уменьшения прогиба является, при заданной длине трубы, увеличение ее наружного диаметра.

Основываясь на изложенных выводах дальнейшие расчеты проведены для труб, состоящих из двух сваренных встык участков с одинаковыми наружными диаметрами и различными толцинами стен. На основе результатов расчета построены номограммы для выбора оптимальных конструкционных размеров двухучастковых обмывочных труб. Построенные номограммы также позволяют определить наибольший прогиб у тах конца обмывочной трубы и наибольшие напряжения заделки обмывочной трубы С2. Напряжения в конце первого участка трубы во встыке со вторым участком О, составляют, как показали расчеты, от 30 до 50 % от О2 и поэтому не рассматриваются. (При расчетах не проверялось выполнение условия, чтобы напряжения в любом сечении трубы не превышали их допускаемой величины).

В качестве примера на фиг. 4 приведена номограмма для двухступенчатой трубы диаметром 89 мм и длиной 10 м. Номограмма позволяет определить для заданного набора толщин стенки (δ_1 и δ_2) соответствующие оптимальные длины участков (ℓ_2 и $\ell_1 = L - \ell_2$), обеспечивающие наименьший возможный прогиб трубы для заданных условий, а также величину этого прогиба и напряжения в корне трубы. Номограмма позволяет решать также обратную задачу – по величине допускаемого прогиба (определенной, например, высотой между пакетами поверхностей нагрева для прохода обмывочной трубы) выбирать конструкционные размеры, обеспечивающие необходимую жесткость обмывочной трубы.

Для определения точности соответствия расчетной модели действительным условиям трубы обмывочного аппарата было проведено расчетное и экспериментальное определение прогиба конца конкретной трубы при разных длинах консольного участка. При экспериментальном исследовании второй конец консольного участка не был жестко закреплен, как при расчетной модели (см. фиг. I), а упирался на опору и имел возможность изгибаться (т.е. длина трубы была больше её консольного участка – сходно обмывочной трубе аппарата OBГ).

На фиг. 5 приведены результаты расчетного и экспериментального определения прогиба заполненной водой трубы диаметром 89 мм. Труба была изготовлена из 3-х участков со следующими размерами: $\delta_4 = 4,5$ мм, $\delta_2 = 5,0$ мм, $\delta_3 = 10,0$ мм,



Фиг. 4. Номограмма для определения оптимальных размеров обмывочной трубы, соответствующих прогибов и напряжений.

 $l_1 = 3774$ мм, $l_2 = 3250$ мм, $l_3 = 3780$ мм, максимальная длина консольного участка 10000 мм, общая длина трубы 10808 мм. Видно, как и можно было ожидать, что величина действительного прогиба превышает расчетную, причем разность между ними постоянно увеличивается, достигая 209 мм при максимальном вылете трубы. Объясняется это неточным соответствием расчетной модели действительности – при рас-



Фиг. 5. Зависимость экспериментальной и расчетной величины прогиба обмывочной трубы диаметром 89 мм от длины её консольной части.

чете принимается, что труба в плоскости подвижной опоры закреплена жестко, т.е. в этой точке касательная оси трубы строго горизонтальная (см. фиг. I). В реальных же условиях труба закреплена жестко и не может изгибаться только B плоскости неподвижной опоры, а в плоскости подвижной опоры она изгибается, вследствие чего и увеличивается прогиб свободного конца трубы (схема на фиг. 5). Этим объясняется И то, почему расчетная модель соответствует реальности TeM больше, чем больше длина консольной части трубы (точнее, чем меньше расстояние между опорами). Так, например, для рассматриваемых конструкционных размеров трубы (фиг. 5) относительная ошибка расчетной модели начиная с вылета 4,5 м постоянно уменьшается - от 58 % при 4,5 м до 28 % при мак-СИМАЛЬНОМ ВЫЛЕТЕ.

На основе проделанного анализа можно сделать заключение, что уменьшить прогиб обмывочной трубы или увеличить её длину можно, в первую очередь, только за счет увеличения наружного диаметра трубы. Некоторого уменьшения прогиба можно достичь также увеличением жесткости закрепления трубы так, чтобы исключить возможность изгибания трубы между опорами. Для уменьшения требуемой высоты для прохода обмывоч-

3I

ной трубы между пакетами поверхностей нагрева или через ширмы можно рекомендовать установку аппаратов ОВГ не горизонтально, а под маленьким углом к горизонтали. Так, если поднять конец обдувочной трубы с сопловой головкой на 2⁰, то максимальный прогиб трубы, отсчитанный от уровня отверстия входа трубы в газоход, уменьшится в 2 раза. На основе сравнения расчетных и экспериментальных данных можно сказать, что размеры проходов для обмывочной трубы длинновыдвижных аппаратов должны быть изготовлены, по сравнению с расчетными, с некоторым запасом.

Наклонное установление аппаратов ОВГ позволяет также легко решать проблему охлаждения обдувочной трубы, выдвинутой в газоход котла при авариях привода возвратно-поступательного движения трубы [6]. Участок обдувочной трубы, направленный под некоторым углом вверх, остается заполненным водой, которая постепенно испаряется. Участок трубы, не заполненный водой охлаждается образовавшимся при испарении воды паром. Испарившееся количество воды восполняется через специальный регулирующий клапан или частичным открытием основного клапана. Следовательно, наклонное установление аппаратов ОВГ позволяет кроме уменьшения размеров проходов исключить также попадание большого количества воды в газоход котла при авариях привода аппарата.

Литература

I. Отс А.А., Сууркууск Т.Н. Комбинированный метод очистки поверхностей нагрева парогенераторов. -Теплоэнергетика, 1976, № 10, с. 60-64.

2. Сандлер В.А., Загрутдинов Р.Ш. Опыт эксплуатации новых конструкций аппаратов водяной очистки экранов. – Экспресс-информация. Энергетика и электрификация. Серия: Эксплуатация и ремонт электростанци". М., 1982, вып. 8, с. 1-28.

3. Отс А.А., Таллермо Х.И., Си прдеА.Э. Водяная очистка поверхностей нагрева паровых котлов глубоковыдвижными аппаратами. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 522, с. 3-14.

4. Фесик С.П. Справочник по сопротивлению материалов. Киев, Будивельник, 1982. 280 с. 5. Справочник машиностроителя. Т. III / Под ред. Серенсена С.В. М., Машгиз, 1962. 650 с.

6. Патент № 20453I (ГДР). Устройство для охлаждения облувочного жезла. Заявл. 05.04.82, опубл. 30.II.83.

A. Ingerma, R. Touart

An Optimization of the Constructive Dimensions of the OBF Water-Lance System's Washing Pipe

Summary

The problems of numerical determination of the optimum constructive dimensions of water-lance system's washing pipe are discussed. By means of composed numerical model and corresponding computer program the values of washing pipe's bending for several selections of constructive dimensions are calculated. The optimum number of tube's sections with different wall thicknesses is determined. The results of an experimental examination of the numerical model are also presented and discussed here.


M 599

TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

ТРУЛЫ ТАЛЛИНСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

УДК 621.313.522

А.В. Прикк, Х.Х. Арро

О КОРРОЗИОННОМ ВОЗДЕЙСТВИИ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ МАЗУТА В ПРИСУТСТВИИ ПОТАША

Исследования, проведенные для выяснения причин высокотемпературной коррозии поверхностей нагрева (ПН) котлоагрегатов, работающих на мазуте, показали, что основными компонентами продуктов сгорания мазута, оказывающими значительное коррозионное воздействие на металл труб ПН, являются содержащиеся в золовых отложениях соединения щелочных металлов (главным образом натрия) с серой и ванадием (описывается трехкомпонентной системой Nd20-V205-S03).

В условиях МГДЭС при работе котла-утилизатора на мазуте с ионизирующейся присадкой в виде поташа содержание калия в продуктах сгорания на ~ 3 порядка превышает суммарное содержание золы мазута. Это значит, что меняется состав и свойства золоприсадочных отложений на ПН, а также их коррозионная активность. Предполагается, что основную роль в этих отложениях будет играть система К, SO4-V,05-SO3, являющаяся более активной, чем система Nd₂SO₄-V₂O₅-SO₃ в обычных мазутных котлах. Исследованиями установлено [1], что при равных температурах и отношениях Ме/V, в первой содержится больше 503 и V+5, чем во второй. Можно предположить, что более высокая коррозионная активность системы K_SO4 - V205 - SO3 является результатом не только увеличения содержания коррозионно активных компонентов в смеси, а также следствием понижения температуры плавления последней с увеличением концентрации SO, в ней. Этому, в свою очередь, способствует каталитическое воздействие V205 в процессах окисления SO2 в SO3[2, 3]. По данным [4] в отложениях, содержащих сульфат калия, присутствуют те или иные жидкие фазы и коррозия сталей оказывается большей, чем в случае наличия только топливной зоды. Последнее подтверждается опытами [5] при температурах металла 400-650 ^оС,из которых следует, что коррозия в условиях МГД выше приемлемого уровня при температурах работы металла пароперегревателей.

Исследования загрязнения ПИ при сжигании мазута с ионизирующейся присадкой в реконструированном котле ПТЕМ-30 Рязанской ГРЭС показывают, что химико-минералогический состав и свойства образующихся золоприсадочных отложений зависят как от температуры металла и продуктов сгорания, так и от обогащения последних кислородом. При этом возможно образование очень коррозионно-активных отложений на базе сернистых соединений калия. Эти результаты были получены при относительно низких температурах поверхностей нагрева, поскольку котел ПТЕМ является водогрейным [6].

Свойства золоприсадочных отложений, полученных на опытных зондах

В данной работе для выявления влияния температур продуктов сгорания и металла труб на химико-минералогические, плавкостные и физико-механические характеристики отложений, а также на высокотемпературную коррозию сталей I2X2MФСР и I2XI8HI8T использовались специальные охлаждаемые зонды.Последние позволяли наращивать на них золоприсадочные отложения при различных температурах металла и продуктов сгорания. Эти зондовые исследования проводились дополнительно к исследованиям золовых отложений, отобранных с поверхностей нагрева котлоагрегата (см. [6]).

Зонды вводились в котел через потолочные лючки над топочной камерой и конвективной шахтой (фиг. I). Режимы работы зондов приводятся в таблице I. Зонды-ТТ № I и З над конвективной шахтой подвергались периодическим водяным обмывкам.

Полученные отложения разделялись по характерным признакам (различные слои, лобовые, тыльные и т.д., см. фиг. 2). При этом было отмечено, что цвет лобовых отложений при их охлаждении на воздухе при комнатной температуре быстро меняется. Отложения красновато-коричневого цвета становятся черными с одновременным выделением H₂S.



Фиг. 1. Котел ПТВМ-30, расположение опытных зондов. 1-зонд ВЗ, 2-зонд ТТ № 1, 3-зонд ТТ № 2, 4-зонд ТТ № 3, 5-пробоотборник.

Результаты химического анализа полученных проб (таблица 2) показывают, что в них присутствуют, аналогично отложениям с тыльной части топочной камеры и с пода котла ПТВМ--30 при работе без подачи 0₂[6], сульфидные соединения калия.

По условиям нарадивания на зонды рассматриваемые отложения можно разделить, в основном, на 2 группы: А – отложения, полученные в районе потолка топочной камеры при температурах продуктов сгорания 800-1000 °С и металла 521 – 878 ^оС и Б - отложения, полученные из конвективной шахты над экономайзером, при температурах продуктов сгорания 700-800 ^оС и металла 450-614 ^оС. Таблица I

Режимы работы зоннов Место распо-Время oc Температура, Зонл padoложения продуктов наружн. стен-TH, U сгорания ки зонда 470 TTPI 700 60 Над конвект. пахтой TT P 2 800-900 722 60 Над топкой Над конвект. шахтой (за фестоном) TT P 3 800 614 60 B3-I pex. 1000 52I 5 Над топкой B3-II pex. 1000 878 14 Над топкой Пробоот-700 450 7 Над экономайборник SEDOM

Примечания: ТТ – охлаждаемый зонд.тепловая труба (зонд-ТТ) ВЗ – воздушно-охлаждаемый зонд Пробоотборник – зонд для получения "модели" отложений на сегменте трубы.



Фиг. 2. Зонды-тепловые трубы. Схема отбора проб.

Группа A – отложения на зонде-ТТ № 2 и на зонде ВЗ. Как видно по данным таблицы 2 и фиг. З, по мере роста темпеТаблица 2

11

Характеристики проб золоприсадочных отложений из котла ПТВИ

		c	>	I4			неопр.	дповн	I,89	неопр.		неопр.	неопр.			неопр.	неопр.	
0110			200	13			26,36	I4,58	7,4I	0,78		Heonp.	I,28			21,27	15,94	No. 1
		0 7	~2 ⁰ 5	I2			0,12	0,18	0,28	0,15		0,12	0,29			0,16	0,3I	
5		0:0	20102	II			0,40	0,60	0,64	0,36		0,34	I,4I			1,98	I.08	1 4 4
Ipode, 9	20	0	- 62 (3	IO			неопр.	Неопр	64,88	неопр.		I2,30	97,02			неопр.	I0,45	
CYXON 1		0~1	0201	6			0,15	0,23	0,15	0,34		0,27	II.0			0,25	0,17	
KAHNE B		2	N2U	8			57,2I	49.77	20,94	50,24		44,57	2,30			54,26	40,93	
Cogeps			суль-	2	0 4		I,20	0,84	I3, II	I,08		0,07	0,52	PI	80.11	I,34	2,12	
	S0.	5	суль-	9	t = 6		4,79	22,03	2,58	44°I8		39,28	2,49	t = 60		I3,30	II.75	
			общ.	5	470 °C,		7,16	25,18	24,00	40,17		39,58	4,66	722 °C,		I5,88	23,73	
Me or	DH.C	m	t3	4	te tm =	TOMOHUR	851	855	690I	1037	TOMOHMA	1057	I073	2, tm = 7	RMHOMOR	882	1257	
ROCTH	IODATY	~	t2	8	A TT	NAG OT	846	853	1049	I034	ING OT	1038	I048	# LL-	NHO OT	872	-816-	
Inar	Tem	I	t,	2	Зонд-	JIOGOB	842	849	I040	1031	Thurbh	1027	1037	Зонд-	JIOGOR	863	903	
-	IDOON	4	- 114	I	PIP H		Id	P2	B3	P4		P5	P6			P7	P8	

I 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 Тлальные отложеныя 555 55, 57 1, 26 37, 79 0, 19 20, 39 0, 01 968 1016 1039 23,82 13,26 1,95 37,79 0,19 20,39 0,01 968 1016 1039 23,82 13,26 1,95 37,79 0,19 20,399 0,01 3044 851 857 8,55 3,38 0 61,09 0,18 Heomp. Heomp. Heomp. 861 852 13,92 12,99 0,07 56,73 0,24 Heomp. Heomp. 840 845 877 8,55 0 56,73 0,22 Heomp. Heomp. 941 83 10 40,14 39,55 0 56,45 0,22 Heomp. Heomp. 943 83 13 13,24 0,34 1,37 62,45 <td< th=""><th></th><th></th><th></th><th></th><th></th><th></th><th></th><th>D</th><th>5</th><th>B</th><th>T</th><th>T</th><th>Продоля</th><th>t. TBÓJI.</th></td<>								D	5	B	T	T	Продоля	t. TBÓJI.
Пыльные отможения Пальные отможения 859 864 871 39, 29 36, 67 1, 95 37, 79 0, 19 20, 39 0, 01 968 1016 1039 23, 82 13, 26 1, 95 37, 79 0, 19 20, 39 0, 01 3044 851 857 8, 55 3, 38 0 61, 09 0, 18 неотр. неотр. неотр. 840 851 857 8, 55 13, 92 12, 99 0, 07 56, 73 0, 24 неотр. неотр. 840 843 852 13, 92 12, 99 0, 07 56, 73 0, 24 неотр. неот 840 943 1007 40, 14 39, 56 0 52, 43 неотр. 160	1	2	3	4	5	9	2	8	6	IO	II	12	I3	14
ВБ9 В64 В71 39, 29 36, 67 1, 24 45, 95 0, 19 20, 39 0, 01 968 1016 1039 23, 82 13, 26 1, 95 37, 79 0, 19 20, 39 0, 01 3044 B51 B57 8, 55 3, 38 0 61, 09 0, 18 неопр. неопр. 460 B48 B51 B57 8, 55 3, 38 0 61, 09 0, 18 неопр. неопр. неопр. 460 B40 B43 B55 13, 92 12, 99 0, 07 56, 73 0, 24 неопр. неопр. 460 B40 B45 B55 12, 99 0, 07 56, 73 0, 24 неопр. 460 B40 B45 B55 14, 13 76, 75 0, 24 460 67 26, 45 0, 22 неопр. 460 B40 B45 B43 3, 03 2, 43 49, 43 67, 45 67 20, 22 <		Thumb	HIME OT	NOXCHIMI	F		10	407,633	Olizasi O	20.07	E 1000	1	10.38	
968 IOI6 IO39 23,62 I3,26 I,95 $37,79$ 0,19 20,39 0,01 Зонд—ГТ $\#$ 3, $t_{\rm M} = 614$ °С, $\tau = 60$ ч Іобовые отложения в51 859 872 8,55 3,38 0 61,09 0,18 неопр. неоп 840 845 855 I3,92 I2,99 0,07 56,73 0,24 неопр. неоп 840 848 855 I3,92 I2,99 0,07 56,73 0,24 неопр. неоп 840 848 855 I3,92 I2,99 0,07 56,73 0,24 неопр. неоп 840 848 855 I3,92 I2,99 0,07 56,73 0,24 неопр. неоп 840 848 855 I3,92 I2,99 0,07 56,73 0,24 неопр. неоп 841 93 I007 40,14 39,55 0 52,08 0,21 неопр. неоп 841 837 845 848 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неоп 842 845 848 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неоп 842 845 848 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неоп 842 845 848 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неоп 845 848 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неоп 859 869 865 I4,31 I3,24 0,98 58,06 0,22 меопр. неоп 9659 869 865 I4,31 I3,24 0,98 58,06 0,22 меопр. неоп 964 I 046 I053 25,39 I4,98 3,27 34,07 0,07 I9,98 неоп 1041 I046 I053 25,39 I4,98 3,27 34,07 0,07 I9,98 неоп 1046 I053 I058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неоп 1046 I053 I058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неоп 1046 I053 I058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неоп 1046 I053 I058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неоп 1046 I053 I058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неоп 1046 I053 I058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неоп 1046 I053 I058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неоп 1046 I053 I058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неоп 1046 I053 I058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неоп 1046 I052 41,90 41,85 0,54 48,58 0,52 неопр. 0,55 неопр.		869	864	148	39,29	36,67	I ,24	45,95	0,27	неопр.	0,58	0,26	неопр.	неопр.
Зонд-ГТТ № 3, $t_{ii} = 614$ °C, $\tau = 60$ ч Побовые отложения не о п реденени 848 851 855 3,38 0 61,09 0,18 неопр. неопр. 848 851 852 13,92 12,99 0,07 56,73 0,24 неопр. неопр. 851 953 1007 40,14 39,55 0 52,08 0,21 неопр. неопр. 961 933 1007 40,14 39,55 0 52,08 0,21 неопр. неоп 961 933 1007 40,14 39,55 0 52,08 0,21 неопр. неоп 1060 вые отложения 83 8,14 1,37 62,45 0,22 неопр. неоп 1060 вые отложения 83,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неоп 1060 вые отложения 1,313,24 0,96 58,06 0,22 неопр. неоп 1041 1046 1053 25,39 14,96 </td <td></td> <td>988</td> <td>1016</td> <td>1039</td> <td>23,82</td> <td>13,26</td> <td>I,95</td> <td>37,79</td> <td>0,19</td> <td>20,39</td> <td>10.0</td> <td>0,44</td> <td>Heonp.</td> <td>неопр.</td>		988	1016	1039	23,82	13,26	I,95	37,79	0,19	20,39	10.0	0,44	Heonp.	неопр.
Побовые отложения не о п реденения B4B B5I B57 B,55 3,38 0 61,09 0,18 неопр. неопр. B40 B52 13,92 12,99 0,07 56,73 0,24 неопр. неопр. B40 B45 B52 13,92 12,99 0,07 56,73 0,24 неопр. неопр. B40 B45 B5 0 52,08 0,21 неопр. неопр. 961 993 1007 40,14 39,55 0 52,08 0,21 неопр. неопр. 961 845 848 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неоп B37 846 8,48 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неоп B42 846 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неоп Parkinki, thia 878 9C, $\tau = 13 u$ 4,3 им </td <td></td> <td>Зони</td> <td>W LL-</td> <td>3, tm =</td> <td>614 °C,</td> <td>τ = 6C</td> <td>a</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Per</td> <td>, 01 (0.0) (0.0)</td>		Зони	W LL-	3, tm =	614 °C,	τ = 6C	a						Per	, 01 (0.0) (0.0)
848 851 857 н е о п е и е и е и	-+	Jlogo	PO SHE	NOSCHINS		- 618 - 19 -	50.0							Citro Carlo
ВБІ ВБЭ 872 8,55 3,38 0 61,09 0,18 неопр. неопр. В40 846 852 13,92 12,99 0,07 56,73 0,24 неопр. неоп В1 993 1007 40,14 39,55 0 52,08 0,21 неопр. неопр. 981 993 1007 40,14 39,55 0 52,08 0,21 неопр. неопр. 981 942 845 8,03 8,14 1,37 62,45 0,22 неопр. неоп 1060 948 848 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неоп 837 848 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неоп 837 848 1,31 13,24 0,98 58,06 0,22 неопр. неоп 843 3,03 2,43 9,96 50,10 0,19 неопр. 100		848	851	857	00.00		H	e o n	D e H	e n e h	BI			
840 848 852 13.92 12.99 0.07 56.73 0.24 неопр. неопр. 7 Тыльные стяложения 993 1007 40,14 39,55 0 52,08 0,24 неопр. неопр. 981 993 1007 40,14 39,55 0 52,08 0,24 неопр. неопр. 304 83 - 1 режим, $t_{ii} = 521^{-0}C_{i}$ $\sigma = 5^{-4}$ 0,22 неопр. неопр. 307 845 848 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неопр. 837 848 848 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неопр. 842 843 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неопр. 904 B3 - 11 режимы, $t_{in} = 878^{-0}$ 0,96 58,06 0,22 неопр. неопр. 1061 1046 1053 25,33 14,98		851	859	872	8,55	3,38	0	61,09	0,18	неопр.	неопр.	0,13	неопр.	Heonp.
Тыльные отложения Sold 393 1007 $40, 14$ 39,55 0 52,08 0,21 неопр. неопр. 30нд B3 - I режим, $t_{hh} = 521$ 0 C, $\tau = 5$ 0 52,08 0,21 неопр. неопр. 30нд B3 - I режим, $t_{hh} = 521$ 0 C, $\tau = 5$ 0 52 неопр. неопр. 30нд B3 - I режим, $t_{hh} = 521$ 0 C, $\tau = 5$ 4 $0,22$ неопр. неопр. 10050вые отложения $3,03$ $2,43$ неопр. $60,10$ $0,19$ неопр. неопр. 837 848 $3,03$ $2,43$ неопр. $60,10$ $0,19$ неопр. 859 869 885 $14,31$ $13,24$ $0,98$ $58,06$ $0,22$ неопр. 30нд B3 $14,38$ $3,27$ $34,43$ 00 $0,77$ $19,98$ неопр. 10045 1046 1053 $163,32$ $34,13$ $29,4,07$ $0,07$ $19,98$ неоп 10046 <td></td> <td>840</td> <td>848</td> <td>852</td> <td>I3,92</td> <td>I2,99</td> <td>0,07</td> <td>56,73</td> <td>0,24</td> <td>неопр.</td> <td>неопр.</td> <td>0'I9</td> <td>23,68</td> <td>неопр.</td>		840	848	852	I3,92	I2,99	0,07	56,73	0,24	неопр.	неопр.	0'I9	23,68	неопр.
981 993 1007 40,14 39,55 0 52,08 0,21 Heorip. Heorip. Зоння B3 - I режним, $t_{hi} = 52.1$ 0 C, $\tau = 5$ 0 52,08 0,21 Heorip. Heorip. Лобовые отможения B37 845 848 3,03 2,43 Heorip. 60,10 0,19 Heorip. Heorip. 837 845 848 3,03 2,43 Heorip. 60,10 0,19 Heorip. Heorip. 837 845 85,45 8,54 0,98 58,06 0,22 Heorip. Heorip. 942 845 3,03 2,43 Heorip. 60,10 0,19 Heorip. Heorip. 943 869 855 14,31 13,24 0,98 56,06 0,22 Heorip. Heorip. 1041 1046 1053 14,98 3,27 34,07 0,07 19,98 Heorip. 1046 1053 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09		Thinb	HIG OT	NOMBHINS	-				2.4. 00	a second	Now N			
Зонд ВЗ - I режим, $L_{hi} = 521 \ ^{\circ}C_{0}$, $\tau = 5 \ ^{\circ}$ Лобовые отложения в, 14 I, 37 62, 45 0, 22 неопр. неоп 837 845 840 9,98 8,14 I, 37 62,45 0,22 неопр. неоп 842 845 843 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неоп 942 845 843 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неоп 7 Мальные отложения 859 869 885 14,31 13,24 0,98 58,06 0,22 неопр. неоп 943 84 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неоп 7 Мальные отложения 1064 1053 25,39 14,98 3,27 34,07 0,07 19,98 неоп 1041 1046 1053 25,39 14,98 3,27 34,107 0,07 19,98 неоп 1046 1053 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неоп 1046 1053 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неоп 1046 1053 1058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неоп 1046 1053 1058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неоп 1004 105 1022 41.90 41.85 0,54 48,58 0,52 неопр. 1,3 1001 1016 1022 41.90 41.85 0,54 48,58 0,52 неопр. 0,65		186	993	1001	40,14	39,55	0	52,08	0,21	Heonp.	неопр.	0,12	Heonp.	Heonp.
Побовые отложения В. 14 1.37 62,45 0.22 неопр. неопр. B37 B45 B60 9,98 B,14 1,37 62,45 0,22 неопр. неопр. B42 845 B48 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неопр. B59 B69 B85 I4,31 I3,24 0,96 56,06 0,22 неопр. неопр. Tharbube отложения U B/3 2,4 0,96 56,06 0,22 неопр. неопр. 30нд B3 - II режими, t _M = B/78 °C, $\tau = I3$ 4.3 MMH неопр. неопр. Jo66 B1 10.45 10.45 3,27 34,07 0,07 19,98 неоп Ilodi I046 I053 25,55 8,33 4,13 29,75 0,07 19,98 неоп Ilodi I053 I055 8,33 4,13 29,75 0,07 7 13		Зонд	- 83 -	I pean	4.tm = 52	"Do I	1 = 5 d		1 0000	-				a de la
B37 B45 B60 9,98 B,14 1,37 62,45 0,22 Heomp. Heomp. B42 845 848 3,03 2,43 Heomp. 60,10 0,19 Heomp. Heomp. B59 869 885 14,31 13,24 0,98 58,06 0,22 Heomp. Heomp. B59 869 885 14,31 13,24 0,98 58,06 0,22 Heomp. Heomp. B59 869 885 14,31 13,24 0,98 58,06 0,22 Heomp. Heomp. B041 B046 1053 25,39 14,98 3,27 34,07 0,07 19,98 Heomp. I041 1046 1053 25,55 8,33 4,13 29,75 0,07 19,98 Heomp. I046 1053 1053 25,55 8,33 4,13 29,75 0,07 74 107 10,46 10,7 10,96 0,52 Heomp.		JIOGO	Bhe or	NOXCHUS		· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·								
842 845 848 3,03 2,43 неопр. 60,10 0,19 неопр. неопр. ¹ <u>Тыльные отложения</u> 859 869 885 I4,3I I3,24 0,98 58,06 0,22 неопр. неопр. 30нд В3 - П режима, t _{м1} = 878 °C, \u03cb = 13 <u>\u03cb</u> 43 <u>мин</u> <u>Лобовые отложения</u> 104I 1046 1053 25,39 I4,98 3,27 34,07 0,07 19,98 неопр. 1046 1053 1058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неопр. 1046 1053 1034 43,92 43,44 0,45 48,58 0,52 неопр. 1,36 1027 1031 1034 43,92 41,90 41,85 0,54 48,58 0,22 неопр. 0,65 1,31 1016 1022 41,90 41,85 0,54 48,58 0,24 неопр. 0,65		837	845	860	9,98	8,14	1,37	62,45	0,22	неопр.	неопр.	0,06	25,28	неопр
Тыльные отложения Тыльные отложения 859 869 885 $14,31$ $13,24$ $0,98$ 58,06 $0,22$ неопр. неопр. Зонд ВЗ - П режим, $t_{\rm bit}$ = 878 $0,5$ $\tau 4.3$ und неопр. неопр. Зонд ВЗ - П режим, $t_{\rm bit}$ = 878 $0,5$ $\tau 4.3$ und неопр. Лобовые отложения 1046 1053 25,39 $14,98$ $3,27$ $34,07$ $0,07$ 19,98 неопр. По46 1053 1058 $25,55$ $8,33$ $4,13$ $29,75$ $0,09$ $26,81$ неопр. Пробоотоборник (над экономайзером), $t_{\rm h} \approx 450$ $0,02$ $\tau = 7$ u 1.36 1.36 1.36 1.36 Пробоотоборник (над экономайзером), $t_{\rm h} \approx 450$ $0.5, \tau = 7$ u 1.36 1.36 1.36 По27 1034 $43,92$ 0.54 $46,56$ 0.52 0.54 0.56 0.56		842	845	848	3,03	2,43	неопр.	60,10	0,19	Heonp.	неопр.	0,04	31,49	неопр.
859 869 885 14,31 13,24 0,98 58,06 0,22 меопр. меопр. 30нд В3 - П режим, t _M = 878 °C, τ = 13 ч 43 ммн Лобовые отложения 1041 1046 1053 25,39 14,98 3,27 34,07 0,07 19,98 меопт Тыльные отложения 1046 1053 1058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 меопт Пробоотборник (нац экономайзером), t _M ≈ 450 °C, τ = 7 ч 1027 1031 1034 43,92 43,44 0,45 48,58 0,52 меопр. 1,36 1001 1016 1022 41,90 41,85 0,54 48,58 0,24 меопр. 0,65		Thurb	HHG OT	ложения		(2				2				
Зонд ВЗ - П режим. t _м = 878 °C, т = I3 ч 43 мин Лобовые отложения Лобовые отложения Лобовые отложения 1041 1046 1053 25,39 14,98 3,27 34,07 0,07 19,98 неотр Тыльные отложения 1046 1053 1058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неотр Пробоотборник (нац экономейзером), t _м ≈ 450 °C, τ = 7 ч 1027 1031 1034 43,92 41,90 41,85 0,54 48,58 0,52 неотр. 1001 1016 1022 41,90 41,85 0,54 48,58 0,24 неотр.		859	869	885	14,31	I3,24	0,98	58,06	0,22	неопр.	неопр.	0,08	24,15	Heonp.
<u>Лобовые отложения</u> 1041 1046 1053 25,39 14,98 3,27 34,07 0,07 19,98 неопт Тыльные отложения 1046 1053 1058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неопт Пробоотборник (над экономайзером), 1 ₁₁ ≈ 450 °C, τ = 7 ч Пробоотборник (над экономайзером), 1 ₁₁ ≈ 450 °C, τ = 7 ч 1027 1031 1034 43,92 43,44 0,45 48,58 0,52 неопр. 1,36 1001 1016 1022 41,90 41,85 0,54 48,58 0,24 неопр. 0,65		Зонд	B3 -	II peakun	to the =	8'78 °C,	ц Ч	I3 4 43	HIMIN	60.03	2005			. C
IO41 IO46 IO53 25,39 I4,98 3,27 34,07 0,07 I9,98 неотр Тыльные отложения Тыльные отложения 1046 IO53 IO58 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неотр Пробоотборник (над экономайзером), t ₁ ≈ 450 °C, τ = 7 ч 1,3 1,3 1,3 1,3 1,3 1,3 1,3 1,3 1,3 1,3 1,3 1,3 1,3 1,3 1,3 1,3 1,3 1,4 1,4 1,5 0,05 7 1,3		JIOGO	Bhe or	ложения		- 10e								
Тыльные отложения 1046 1053 1058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неот Пробоотборник (нац экономайзером), $t_{\rm M} \approx 450$ °C, $\tau = 7$ ч 1027 1031 1034 43,92 43,44 0,45 48,58 0,52 неотр. 1,36 1001 1016 1022 41,90 41,85 0,54 48,58 0,24 неотр. 0,65		1041	1046	I053	25,39	I4,98	3,27	34,07	0,07	19,98	неопр.	0,37	8,78	0,39
1046 1053 1058 25,55 8,33 4,13 29,75 0,09 26,81 неопт Пробостборник (над экономайзером), t _м ≈ 450 °C, τ = 7 ч 1027 1031 1034 43,92 43,44 0,45 48,58 0,52 неопр. 1,34 1001 1016 1022 41,90 41,85 0,54 48,58 0,24 неопр. 0,65		Thurb	HHO OT	ложения	~	*		13 · M						
Пробоотборник (над экономайзером), t _м ≈ 450 °C, τ = 7 ч 1027 1031 1034 43,92 43,44 0,45 48,58 0,52 неопр. 1,36 1001 1016 1022 41,90 41,85 0,54 48,58 0,24 неопр. 0,65		1046	I053	I058	25,55	8,33	4,13	29,75	60'0	26,81	Heonp.	0,39	IO,IO	0,15
IO27 IO3I IO34 43,92 43,44 0,45 48,58 0,52 неопр. I,36 IO0I IO16 IO22 41,90 41,85 0,54 48,58 0,24 неопр. 0,65		11poo	oordop	ник (не	и эконо	Mahaepo	M() , th	≈ 450 °	C, t =	74				
1001 1016 1022 41.90 41.85 0.54 48.58 0.24 Heomo. 0.67		1027	1031	I034	43,92	43,44	0,45	48,58	0,52	Heonp.	I,36	0,12	2,37	0,48
		1001	1016	1022	41,90	41,85	0.54	48.58	0.24	Heomp.	0,65	0.20	6,37	Heonp.



Фиг. 3. Изменение содержания K₂O, CO₂ U SO₃ в пробах отложений в зависимости от температуры наращивания.

ратуры внешней стенки зонда от 521 до 878 ^оС в отложениях (как в лобовых, так и в тыльных) уменьшается содержание K₂O от 58, I-62, 5 % (в сухой массе, пробы PI5, PI6, PI7) до 29, 8-34, I % (проба PI8 и PI9) с одновременным уменьшением содержания CO₂ соответственно от 24, 2-31, 5 % до 8, 8 -IO, I %. Это значит, что уменьшается содержание в пробах карбонатных соединений калия - возможное количество K₂CO₃ уменьшается от 51, 7-67, 4 до 18, 8-21, 6 %.

В расчетах распределения K_20 между сульфатными и карбонатными соединениями условно принималось, что вся сульфатная сера связывается с K_2S0_4 и $C0_2$ с K_2C0_3 .

По данным рентгеноструктурного анализа карбонатные соединения калия в этих пробах представлены в виде K_2CO_3 и $2K_2CO_3 \cdot 3H_2O$.

В то же время по части сернистых соединений калия наблюдается увеличение, по мере роста температуры нарадивания проб отложений, содержания SO_{3, сульфат} в наружных слоях отложений от 8,1 (проба PI5) до I5,0 % (проба PI8, фит. 3). Возможное содержание K₂SO₄ в этих пробах увеличивается по расчетам от 9,6 до I7,6 %. Последнее подтверждается и рентгеноструктурным анализом – если в пробе PI5 найдены только линии карбонатных соединений калия, в пробе P7 линии как карбонатных, так и сульфатных соединений калия, то в пробе PI9 наиболее сильными являются линии арканита, в то время как линии карбонатных соединений калия являются слабыми. Максимальное содержание сульфатной серы найдено в тонком, белом порошкообразном налете на тыльной стороне зонда-TT № 2 (проба P9, SO_{3, сульфат} = 36,7 %), где возможное содержание K₂SO₄ по расчетам составляет 43,2 %.

Отмеченное выше сопровождается повышением, по мере роста температуры зонда, плавкостных температур – Нанменьшие t_1, t_2, t_3 относятся к пробам РІБ и РІб с наибольшим содержанием карбонатных составляющих. Температура жидкоплавкого состояния этих проб колеблется в пределах 850-860 °C (табл. 2), в то время как для проб РІВ и РІ9 с увеличенным относительным содержанием арканита t_3 доходит уже до 1060 °C. На зонде-ТТ № 2 во время опыта визуально наблюдалось течение жидкого шлака одновременно с появлением такового на трубах фестона и заднего экрана тонки.

Как было отмечено выше, в рассматриваемых отложениях присутствует сульфидная сера, содержание которой в пробах группы А колеблется в пределах I,0-4,I % (см. табл. 2). Как известно, сульфидные соединения целочных металлов с относительно низкими температурами плавления являются очень опасными с точки зрения высокотемпературной коррозии сталей. Идентификация последних рентгеноструктурным анализом не удалась, за исключением пробы РЗ группы Б, где были обнаружены следы K₂S. Последнее связано, очевидно, с аморфным хараитером этих соединений.

Для нижних твердых трудноотделяемых стекловидных слоев (пробы P8, PI0), а также для средних проб тонких отложений с зонда ЕЗ (пробы PI8 и PI9) производилось дополнительно определение содержания Fe₂O₃.По данным таблицы содержание Fe₂O₃ в этих пробах колеблется в пределах

10,5-26,8 %. На дифрактограммах этих проб найдены сильные линии магнетита (Fe₃O₄). Температура жидкоплавкого состояния этих проб составляет 1039-1257 °C.

Содержание остальных составляющих в пробах группы A колеблется в пределах (в %): Nu₂O 0,07-0,27, SiO₂ 0,01--1,98, V₂O₅ 0,04-0,44.

<u>Группа Б</u> - отложения на зондах-ТТ № I и № 3 и на пробоотборнике.

Наиболее коррозионноактивные отложения, с точки зрения содержания в них соединений с сульфидной серой дополнительно к сульфатным, формировались на зонде-ТТ № I ($t_{m} = 470$ °C, $t_{mc} \approx 800$ °C). Наиболее опасным здесь является черный гигроскопический подслой под лобовыми относительно толстыми отложениями ($\delta = 30-35$ мм, проба РЗ), в котором содержание сульфидной серы доходит до I3,I %. Как будет показано дальше, на опытных кольцах из перлитной стали I2X2MФСР под этими отложениями был зафиксирован катастрофический высокотемпературный износ. В остальных слоях отложений на этом зонде содержание S0₃, сульфид не превышает I,2 %. Эти слои состоят, в основном, из карбонатных и/или сульфатных соединений калия. В подслоях (пробы РЗ и Рб) основным составляющим является Fe_2O_4 ($Fe_2O_3 = 64, 9-97$ %).

По сравнению с группой А отложения этой группы, особенно тыльные тонкие отложения белого цвета, отличаются увеличенным содержанием сульфатной серы. В тыльных верхних слоях 50₃, сульфат колеблется в пределах 39,3-41,9 % (пробы P5, PI4 и P2I). Расчетно-возможное содержание K₂SO₄ в них доходит до ~ 50 %.

Коррозионная активность отложений на зонде-IT № 3 заметно ниже, чем на зонде-IT № I. В лобовых отложениях (пробы PI2 и PI3) основными являются карбонатные составляющие, в то время как в тыльных превалирует арканит. Содержание сульфидной серы в отложениях на этом зонде не превышает 0,07 %.

Содержание остальных составляющих в пробах группы Б колеблется в пределах в %): NG20 0,II-0,52, SiO2 0,34--I,4I м V_2O_5 0,I2-0,29.

На основе исследования структурного строения рассматриваемых отложений (фиг. 4) можно отметить, что нижние слои, прилегающие к металлу, имеют пористую более-менее кри-



Фиг. 4. Микроструктура отложений. а-б) нижние слои, прилегающие к металлу, г-д) верхние слои. сталлическую (зернистую) структуру. В то же время в последующих слоях по мере удаления от поверхности зонда, т.е. по мере увеличения температуры слоя, происходит постепенное увеличение содержания спекиихся, остывших полужидких и расплавленных, аморфных образований.

Высокотемпературная коррозия

Исследование скорости высокотемпературной коррозии сталей I2X2MPCP и I2XI8HI2T под рассматриваемыми золоприсадочными отложениями производилось упомянутыми выше зондами-TT, оснащенными специальными опытными кольцами и термопарами (фиг. 5). Перед комплектованием зондов, а также после опы-



Фиг. 5. Расположение опытных колец на зондах ТТ; схема измерений.

тов толщина стенки опытных колец измерялась согласно схеме на фиг. 5. Зонды работали в условиях, аналогичных условиям работы поверхностей награва котла ПТЕМ, за исключением повышенных температур металла, охватывающих диапазон работы пароперегравателей котлов-утилизаторов МГД-энергоблоков.



Фиг. 6. Распределение коррозии по дериметру опытных колес из стали 12Х2МФСР. ПС-продукты сгорения.

Результаты первых замеров глубины коррозии представлявтся на фиг. 6 и 7. Эти данные поназывают, что в условиях смигания мазута с добавкой поташа при определенных условиях возможно появление катастрофической высокотемпературной коррозии. Как было отмечено выше, причиной последней является, очевидно, образование в нижних слоях гребневидных золоприсадочных отложений наряду с сульфатными относительно больших количеств сульфидных соединений калия. Максимальный износ, доходящий до 0,82-I,35 мм за 60 часов работы ($t_{\rm M}$ = = 470 °C; периодическая водяная обмывка), обнаружен на кольцах из пердитной стали I2X2M@CP на зонде-TT № I в кон-



Фиг. 7. Распределение коррозии по периметру опытных колец из стали 12X18H12T. ПС-продукты сгорания. вективной шахте над водяным экономайзером (фиг. 6,а). В то же время износ колец из того же металла при $t_{M} = 614$ °C на зонде-TT № 3 при работе непосредственно за фестоном не превышает 0,2 мм. Как было отмечено выше, в золоприсадочных отложениях на этом зонде сульфидных соединений калия практически нет.

Максимальный износ колец из аустенитной стали на зонде-ТТ № 3, в тех же условиях, не превышает 0,015-0,025 мм. При работе над топочной камерой перед фестоном (зонд-ТТ № 2, t_м = 722 °C) максимальная глубина износа опытных колец из той же стали доходит до 0,46 мм.

Полученные результаты свидетельствуют о высокой активности соединений калия в процессах загрязнения и высокотемпературной коррозии ПН котлоагрегатов при сжигании мазута с добавлением поташа.

Литература

I. Геллер З.И. Мазут как топливо. М., Недра, 1965. 494 с.

2. P e n f o l d M.A. The effect of V_2O_5 on the system $K_2SO_4=SO_3$. - J. Inst. Fuel, 1970, May, p. 151-154.

3. C o a t s A.W. Chemistry of deposits in oil-fired boilers. The Na₂SO₄-V₂O₅-SO₃ system. - J. Inst. Fuel, 1969, 42, N 337, p. 75-82.

4. Некоторые инженерные проблемы МГД-метода преобразования энергии. - Труды Междунар. симп. по производству эл. энергии с помощью МГД-генераторов, Зальцбург, Австрия, 4-8 июля, 1966. М., 1969, том. Ш., 144-154.

5. Магнитно-гидродинамические генераторы открытого цикла / Под ред. В.П. Мотулевича. М., Мир, 1972. 836 с.

6. Прикк А.В., Кельман Л.Я., Арро Х.Х. О составе золоприсадочных отложений, образоваешихся на поверхностях нагрева при сжигании мазута с добавкой поташа. См. наст. сб., с I3.

A. Prikk, H. Arro

Corrosiveness of Potash Seeded Oil-Burning Products

Summary

The results of a laboratory investigation of chemicalmineralogical and fusion characteristics of seed-ash deposits formed on the experimental tubes with different metal and potash seeded oil-burning products' temperatures are presented in this paper. The first results concern hightemperature corrosion of 12X2MØCP and 12X18H12T steels under these seed-ash deposits. Catastrophic corrosion in the presence of potassium sulphide together with potassium sulphate in the seed-ash deposits is discovered.



₩ 599

TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

ТРУЛЫ ТАЛЛИНСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

УДК 621.182.426:620.19 А.А. Отс, Х.И. Таллермо, В.Э. Пелла

КОРРОЗИОННО-ЭРОЗИОННЫЙ ИЗНОС МЕМЕРАННОГО ЭКРАНА СЛАНЦЕВОГО КОТЛА ПРИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ВОДЯНОЙ ОЕМЫВКЕ

Загрязнение радиационных поверхностей нагрева котлоагрегатов при пылевидном сжигании низкокачественных твердых топлив может достигать такой величины, что вследствие его надежность, экономичность и мощность работы энергоблоков значительно снизится. Для обеспечения длительной и эффективной работы котла необходимо проводить периодическую очистку поверхностей нагрева от золовых отложений на ходу, без остановки котлоагрегата.

В настоящее время в СССР все мощные котлы выпускаются с цельносварными мембранными экранами. Поскольку наиболее эффективным методом очистки гладкотрубных топочных экранов является их водяная обмывка, то большое практическое значение имеет внедрение этого метода очистки и для мембранных экранов.

Однако, так как в определенных условиях водяной обмывки интенсивность коррозионно-эрозионного износа труб поверхностей нагрева может достигать значительной величины [1,2], то перед внедрением данного метода очистки для мембранных топочных экранов необходимо иметь экспериментальные данные об интенсивности их износа при периодическом воздействии водяной струи.

Влияние периодической водяной обмывки на интенсивность износа мембранных экранов из стали I2XIM[®] исследовалось на опытном экране, который был расположен горизонтально на левом боковом экране пылесланцевого котла ЦКТИ 75-39[®] [3].

Обмывочный аппарат ОВГ для очистки мембранного экрана находился на расстоянии 1430 мм от него. Сопловая головка

аппарата была снабжена четырьмя радиально расположенными соплами диаметром 4,7 мм, и скорость ее вращения составляла 8,2 об/мин. Давление воды перед соплами колебалось в пределах 0,6-0,8 МПа. Время контакта между фронтом обмывочной струи и поверхностью трубы составляло $\tau_{0XA} = 0,08$ – 0,12 с. Максимальный перепад температуры наружной поверхности труб в циклах обмывки не превышал $\Delta T = 190$ К при среднем его значении $\Delta T = 160$ -170 К, т.е. влияние периодического воздействия водяной струи на интенсивность коррозионно-эрозионного износа исследовалось в "жестких" условиях. Величина возникающих термических напряжений при указанных параметрах перепада температуры находилась в пределах $\sigma^+ =$ = 400-590 МПа.

Проведенные исследования, исходя из периода между включениями глубоковыдвижного водяного обмывочного аппарата, можно разделить на два этапа. Во время первого этапа испытания межобмывочное время составляло для одной части панели 0,5 ч, а для другой – I ч, во время второго этапа соответственно I,85 и 3,7 ч. Перед вторым этапом исследований в опытный экран установлены новые участки мембранных вставок. Опыты благодаря регулированию расхода пара в отдельных частях опытного экрана проводились в широком диапазоне температуры наружной поверхности труб – от 345 до 578 °C.

Глубина износа труб опытного экрана измерялась после 1030, 1300, 1775, 1785, 4245 и 6020 часов¹⁾ работы в опытном режиме. Глубина износа труб определялась в трех точках: на лобовой образующей трубы и по обе стороны от нее под углом 45°.

Трубы по огневому периметру изнашивались неравномерно. Максимальная глубина износа располагалась под углом 45⁰ ниже лобовой образующей трубы, где ее глубина превысила глубину износа в остальных точках измерения в среднем в I,2 -2,0 раза, а в некоторых случаях даже больше. Такой характер

Общая продолжительность работы участков мембранной панели соответственно составляла 1806, 2180, 5294, 2766, 5526 и II820 часов. Несоответствие времени испытаний и продолжительности работы в основном связано с наладкой режима опыта: во время наладки обмывочный аппарат не работал.

износа труб мембранного экрана связан, очевидно, с селективным осаждением коррозионно-активных компонентов из продуктов сгорания по периметру трубы.

В таблице I представлены усредненные и максимальные глубины износа труб опытного мембранного экрана под углом 45° ниже лобовой образующей трубы. Изложенные данные относятся ко времени испытаний: из общей глубины износа мембранных экранов вычтена глубина износа, которой подвергался металл труб во время наладки.

Изменение средней глубины износа труб опытного мембранного экрана во времени представлено на фиг. I.



Фиг. 1. Изменение средней глубины износа труб мембранного экрана из стали 12X1МФ во времени в условиях сжигания эстонских сланцев: 1 - при межобмывочном периоде $\tau_o = 0.5$ ч и средней температуре стенки трубы $t_{cT} = 365^{\circ}C; 2 - \tau_o = 1.0$ ч и $t_{cT} = 403^{\circ}C;$ $3 - \tau_o = 3.7$ ч и $t_{cT} = 450^{\circ}C; 4 - \tau_o = 3.7$ ч и $t_{cT} = 500^{\circ}C;$ $5 - \tau_o = 3.7$ ч и $t_{cT} = 525^{\circ}C.$

Из приведенных результатов следует, что интенсивность коррозионно-эрозионного износа экранных труб из стали I2XIMO в условиях водяной обмывки при сжигании эстонских сланцев существенным образом зависит от температуры металла.

Таблица I

Глубина	ИЗНОСА	a T	руб оп	WTHOTO	мембранного
	экрана	ИЗ	стали	I2XIM®	

Время испы- таний, ч	Период водяной обмыв- ки, ч	Пределы изме- нения темпера- туры металла на лобовой об- разующей тру- он, ^о С	Средняя темпера- тура металла, ^о с	Средняя глубина износа, мм	Максималь- ная глуби- на износа, мм
I03 0	0,5	345-390	365	0,030	0,070
1775	0,5	345-390	365	0,057	0,16
4245	0,5	345-390	365	0,10	0,16
6020	0,5	345-390	365	0,14	0,25
1030	I,0	380-440	403	0,056	0,088
1775	I,0	380-440	403	0,088	0,17
4245	I,0	380-440	403	0,16	0,23
6020	I,0	380-440	403	0,20	0,29
4245	I,0	415-457	437	I,50	I,79
4245	I,0	428-475	445	2,27	2,68
1300	I,85	405-450	420	0,067	0,092
1785	I,85	380-425	395	0,062 ′	0,12
1300	3,7	460-500	480	I,46	2,26
I300	3,7	475-525	502	2,29	3,22
1300	3,7	487-540	515	3,82	4,50
1300	3,7	498-553	527	3,99	4,40
1300	3,7	510-567	544	4,87	4,90
1300	3,7	512-578	550	4,99	5,01
1785	3,7	395-4761)	428	0,090	0,162)
1785	3,7	423-461	437	0,87	0,9I
1785	3,7	420-467	448	I,25	I,46
1785	3,7	435-478	451	I,19	I,24
1785	3,7	426-472	455	I,6I	I,70
I785	3,7	436-488	463	2,27	2,40
1785	3,7	460-495	475	I,6I	2,05
1785	3,7	465-503	478	2,93	3,00
1785	3,7	470-510	484	2,67	3,00

Температура металла находилась в пределах 450-476 °С
 267 часов;
 На поверхности труб имелись случайные одиночные коррози-онные язвы, максимальная глубина износа в которых дости-гела 0,58 мм.

Так, например, величина $\mu = \Delta S / \Delta S_0' - 1$, которая является мерой относительного ускоряющего действия очистительных сил на коррозионно-эрозионный износ [4], в данном исследовании до температуры металла 440 °C в среднем составляет IO, а выше 440 °C – около 70. При этом глубина коррозии металла $\Delta S_0'$ под стабильными золовыми отложениями до температуры 500 °C определялась по формуле работы [5], а выше температуры 500 °C по [4].

Результаты настоящего исследования подтверждаются также данными работы [6]: интенсивный коррозионно-эрозионный износ был обнаружен у тех труб топочных ширм, средняя температура металла которых превысила 430 °C.



Фиг. 2, Глубина коррозионно-эрозионного износа труб мембранного экрана из стали 12Х1МФ за 1300 часов работы в пылесланцевом котле ЦКТИ 75-39Ф в зависимости от температуры металла. Кривая построена при T_o = 3,7 ч.

На фиг. 2 показана глубина износа труб за I300 часов работы в зависимости от температуры металла. Как видно, скорость износа в условиях сжигания эстонских сланцев возрастает катастрофически начиная от температуры 440 °C. Такое резкое возрастание интенсивности коррозионно-эрозионного износа труб с температурой выше 440 °C при сжигании эстонских сланцев можно объяснить несколькими факторами. В гиклах водяной обмывки, т.е. во время орошения поверхности трубы происходит разрушение защитной оксидной пленки, что, как известно, ускоряет износ поверхностей нагрева [4]. Одной из причин увеличения интенсивности износа при температуре металла выше 440 °С может являться изменение коррозионной активности золовых отложений. Так, по данным [7], коррознонная активность хлоридов в процессах коррозии существенно повышается при температуре выше 400 °С. В работе [8] показано, что с точки зрения коррозионной активности золовых отложений, кроме химического состава, большое значение имеет также их структура.

В [9] предложена гипотеза об ускоряющем воздействии пластической деформации поверхностного слоя металла труб на коррозионно-эрозионный износ поверхностей нагрева при использовании сильнодействующих средств очистки.

При рассмотренных параметрах водяной струи наружный поверхностный слой металла труб опытного мембранного экрана в циклах обмывки подвергается пластической деформации ($\sigma^+ = 400-590$ МПа). В результате этого в межобмывочном периоде в поверхностном слое металла трубы существуют остаточные термические напряжения. Интенсивность релаксации этих термических напряжений зависит от температуры металла. В условиях высокотемпературной ползучести происходит изменение механизма пластической деформации, в результате чего остаточная упругая деформация превращается в пластическую.

Температура скачкообразного изменения интенсивности износа хорошо согласуется с температурой, при которой у стали I2XIMO проявляется значительная ползучесть - 450 °C [[0].

В результате интенсивной релаксации термических напряжений (дейормации ползучести) линии скольжения дислокаций равномерно покрывают поверхность трубы, образуя обычно уступы-ступеньки [II]. Вследствие увеличения плотности дислокаций на поверхности понижается термодинамическая стабильность металла, а образование уступов-ступенек на поверхности трубы обусловливает увеличение подвергающейся коррозии поверхности, что может являться дополнительной причиной разрушения (кроме разрушения в циклах обмывки) защитной оксидной пленки. Таким образом, скачкообразное возрастание коррозионноэрозионного износа труб из стали I2XIMD при температуре металла выше 440 °C при водяной обмывке в условиях сжигания эстонских сланцев наряду с другими факторами, по-видимому, обусловлено релаксацией остаточных термических напряжений (деформации ползучести) в поверхностном слое металла труб в межобмывочном периоде.

Результаты настоящего исследования свидетельствуют о том, что до температуры 440 °С (в подкриповой области)водяная обмывка даже при ее "жестких" параметрах не вызывает существенного ускорения износа металла труб из стали I2XIMФ. Однако при температуре выше 440 °С (в криповой области) при периодическом воздействии водяной струи скорость износа труб поверхностей нагрева может достигать катастрофических размеров. Отсюда следует важный вывод о том, что к применению водяной обмывки для очистки топочных экранов в криповой области надо подходить с большой осторожностью.

Если в криповой области пластическая деформация поверхностного слоя металла существенным образом влияет на интенсивность коррозионно-эрозионного износа металля (это предположение, несомненно, требует дополнительной экспериментальной проверги), то необходимо выбирать такие режимные латеметры водяной обмывки, чтобы не возникало пластической деформани поверхности трубы. Это значит, что суммарные напряжения в шикле водяной обмывки не должна выходить за пределы упругой области. В этих условиях релаксация термических напряжений будет мала [II].

При определении величины допускаемого напряжения необходимо учитывать то, что предел текучести поверхностного слоя металла труб ниже предела текучести основного металла. По данным [12] предел текучести поверхностного слоя составляет 3/4 от предела текучести металла.

Уменьшение растягивающих напряжени на наружно поверхности трубь во время орошения водой должно привести также к снижению повреждаемости защитной оксидной пленки.

Таким образом, основываять на теоретическом анализе процессов коррозионно-эрозионного износа поверхносте" нагрева, а также на результатах работ [I, I3], можно полагать, что и в криповой области можно найти такие параметры водяной обмывки, которые не вызывают катастрофического износа металла труб.

Ускоряющее воздействие пластической деформации поверхностного слоя металла труб на коррозионно-эрозионный износ поверхностей нагрева при сжигании разных топлив, повидимому, имеет разное значение.

На интенсивность износа поверхностей нагрева, кроме температуры, оказывает влияние также частота водяной обмывки. С увеличением межобмывочного периода глубина износа уменьшается.

Подводя итог настоящей работы, подчеркнем, что влияние водяной обмывки на интенсивность износа экранных труб из стали I2XIMO в условиях сжигания эстонских сланцев при "жестких" параметрах водяной обмывки ($\Delta T = 160-170$ К, $\sigma^+ = 400-590$ МПа) до температуры металла 440 °C оказывается небольшим, но резко возрастает при температуре выше 440 °C. Одним из факторов скачкообразного увеличения скорости износа при температуре металла выше 440 °C может являться релаксация остаточных термических напряжений (деформация ползучести) в поверхностном слое металла труб.

Литература

I. Таллермо Х.И., Отс А.А. Влияние циклического охлаждения металла на интенсивность износа труб пароперегревателе⁸. - Тр. Таллинск. политехн. ин-те, 1971, № 316, с. 21-31.

2. Тепловая эффективность и износ труб поверхностей нагрева парогенераторов при водяной очистке / Стс А.А., Сууркууск Т.Н., Таллермо Х.И. и др. – Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1978, № 458, с. 35-45.

3. Пелла В.Э., Сууркууск Т.Н. Полупромышленная опытная установка для исследования износа и тепловосприятия мембранных экранов при их водяной очистке от золовых отложений. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 522, с. 31-39.

4. О т с А.А. Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и канско-ачинских углей. М., Энергия, 1977. 312 с. 5. Отс А.А., Томанн Э.Л., Тоуарт Р.В. Высокотемпературная коррозия котельных сталей в среде продуктов сгорания эстонских сланцев. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1981, № 501, с. 3-10.

6. Прикк А.В., Ингерманн К.И., Тоуарт Р.В., Рундыгин Ю.А. Износ топочных ширм в низкотемпературной вихревой топке при водяной очистке. – Тр. Тадлинск. политехн. ин-та, 1980, № 483, с. 99-107.

7. A l e z a n d e r P.A. Laboratory studies of the effects of sulphates and chlorides on the oxidation of superheater alloys. - In: Mechanism of corrosion by fuel impurities. London, 1963, p. 571-582.

8. Арро Х.Х., Махлапуу А.Я., РейерА.Р. Физико-химическая характеристика отложений на поперечно-обтекаемых ширмах пароперегревателя при сжигании эстонских сланцев. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1963, № 209, с. 51-62.

9. Пелла В.Э. О некоторых возможных причинах ускорения коррозионно-эрозионного износа поверхностей нагрева в условиях их периодической очистки. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1984. № 579. с. 47-57.

IO. Антикайн П.А. Металлы и расчет на прочность котлов и трубопроводов. М., Энергия, 1980. 424 с.

II. Баландин Ю.Ф. Термическая усталость металлов в судовом энергомашиностроении. Л., Судостроение, 1967. 272 с.

I2. Сасаки, Сато. Прочность поверхностного слоя низкоуглеродной стали. - Теор. осн. инж. расчетов, 1981, № 4, с. 20-26.

I3. Отс А.А., Таллермо Х.И., Сийрде А.Э. Опыт применения комбинированной очистки ширмового пароперегревателя пылесланцевого котла. – Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1984, № 578, с. 25-35. A. Ots, H. Tallermo, V. Pella

Die Verschleissung der Membranwände im Brennschieferstaub gefeuerter Kessel unter der periodischen Einwirkung der Wasserlanzenreinigung

Zusammenfassung

In diesem Artikel wird der Einfluss der Wasserlanzenreinigung auf die Intensität der Verschleissung der Membranwände aus der Stahl 12H1MF (Stahlzusammensetzung C = 0.12%, Cr = 1%, Mo = 0.3%, V = 0.2%) untersucht. Es wurde festgestellt, dass bei der Abkühlungstiefe ΔT = 160-170 K der Einfluss der zyklischen Wasserlanzenreinigung auf die Intensität der Verschleissung der Flossenrohre in Brennschieferfeuerungen bei Oberflächentemperatur bis 440 °C gering ist, aber bei der Temperatur über 440 °C katastrophal anwächst. Deswegen muss man die Intensität der Wasserreinigung der Heizflächen aus der Stahl 12H1MF bei der Temperaturen über 440 °C mit Vorsicht wählen. ₱ 599

TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

ТРУЛН ТАЛЛИНСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

УДК 621.187.142+621.928.93

Р.Э. Роотами, Л.М. Цйспуу, К.Э. Разр, А.Г. Соловей

НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ВОДПНЫХ ЭКОНОМАЙЗЕРОВ КОТЛОВ ТП-67

За время эксплуатации котлы ПП-67 Прибалтийской ГРЭС прошли несколько этапов реконструкции, имеющих цель повышения надежности работы, экономичности и ремонтопригодности сборудования. Что касается водяных экономайзеров, то самыми существенными оказались II и IУ этапы реконструкции котла. II этап реконструкции, выполненный в 1967-1969 гг. по рекомендациям НПО ЦКТИ, заилючался в увеличении ширмовой части экономайзера на 50 % с добавлением еще одного блока ширы. Это обусловило реконструкцию и нижней поворотной камеры газохода котла с возможным изменением аэродинамики ее в сторону увеличения концентрации золы в дымовых газах у задней стенки газохода экономайзера. Этот этап реконструкции, имерций цель повышения экономичности работы котла, привел к снижению надежности работы экономайзера из-за ухудшения его гипродинамики.

Последующие этапы реконструкции экономайзеров: замена труб змеевиковых пакетов с диаметром 25х3,5 мм трубами с диаметром 32х5 мм, замена труб из стали марки 20 ширм № 12-16 трубами из стали марки 12ХІМФ, изменение гидравлической схемы экономайзера, выполненные по рекомендациям Союзтехэнерго, - существенно увеличили надежность его работы. Но осталась проблема эрозионного износа труб экономайзеров.

Для иллострации сказанного в таблице I приведены минимальные и средние наработки поврежденных за данный год труб. Чак вдлно, некоторые трубы ширмовой части работали лишь 2000-3000 часов до повреждения, а змеевиковой части 6000-7500 часов.

Таблица І

Минимальные и средние продолжительности работы труб до повреждения

А. Ширмовая часть

Год	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
TMUH	10387	2230	3190	27115	20115	2833	II85I
Tcp	25156	7898	II570	33175	45457	29597	29062
]	Б. Змеев	KOBAR 4	ACTL				
Год	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
TMUH	7580	9109	17266	5406	-	5844	35427
τ _{cp}	7580	16824	42612	14642		7626	60370

Временами на отдельных котлах наблюдается заметное учащение отказов по причине золового износа труб экономайзеров. Остались большими объемы плановых ремонтных работ по замене поверхностей нагрева экономайзеров. Этому могли способствовать и другие инновации на котлах, как переход на малогабаритные сепараторы конструкции ВТИ – Эстонглавэнерго в системах пылеприготовления взамен инерционных сепараторов конструкции ЦКТИ – Эстонглавэнерго [1], переход на применение S-образных бил взамен П-образных в молотковых мельницах, внедрение водяной обмывки топки аппаратами М-З конструкции Эстонглавэнерго [2], внедрение систем уравновешенных низкочастотных встряхивателей (СУНЧВ) ширм пароперегревателей конструкции Эстонглавэнерго.

Статистическая обработка имеющихся на Прибалтийской ГРЭС данных по повреждаемости экономайзеров производилась за период с 1970 по 1983 г. Итого за рассматриваемый период имело место по причине "золовой износ" 65 отказов котлов от повреждений труб ширмовой части и 34 отказа от повреждений труб змеевиковой части экономайзера. Суммарное время простоя котлов от повреждений ширмовой части 3929 часов, змеевиковой части – 2466 часов; среднее время одного простоя соответственно 62,4 и 72,5 часа. Большее время простоя от повреждений труб змеевиковой части связано с необходимостью ручной очисткы пакетов от налипшейся от течи золы. Длнамика повреждаемости водяных экономайзеров суммарно по котлам ПП-67 по причине "золовой износ" приведена на фиг. I поз I. По оси абсцисс отложено время в годах, по





Фиг. 1. Динамика суммарной повреждаемости водяных экономайзеров по причине "золовой износ" и инновации на котлах ТП-67. 1 - повреждаемость в/эк, Z_u и Z₃ - количество отказов в ширмовой и эмеевиковой части; 2 - замена марки стали трубок ширм № 12-16, п - количество котлов; 3,4,5,6 - соответственно внедрение аппаратов М-3, СУНЧВ, малогабаритных сепараторов и S - образных бил.

оси ординат - количество отказов. Выше от оси абсцисс отложены отказы от повреждений ширмовой части экономайзера, ниже - змеевиковой части. Как видно, повреждаемость ширмовой части имеет общую тенденцию к увеличению, повреждаемость змеевиковой части стабилизировалась. Резкое увеличение повреждаемости ширмовой части наблюдается в 1977 и 1982 годах, эмеевиковой части - в 1974 и 1979 годах. На поз. 2-6 фиг. I приведена динамика инновации на котлах: реконструкции водяных экономайзеров по предложениям Союзтехэнерго, внедрение обмызки топки аппаратами М-З, внедрение СУНЧВ на ширмах пароперегревателей, внедрение Малогабаритных сецараторов в пылесистемах, внедрение S -образных бил в мельницах. Как видно из фиг. I, очевидной связи между динамикой повреждаемости и динамикой инновации на котлах не наблюдается.

На фиг. 2 приведена динамика повреждаемости водяных экономайзеров и инновации по каждому котлу. На оси абсцисс (времени) отмечены капитальные ремонты, капитальные ремонть с полной заменой шиюм № 12-16 нижнего блока с трубками из стали марки I2XIMO, время внедрения каждой из рассматриваемых инноваций, а также времена отказов от повреждений раздельно ширмовой и змеевиковой части. Как видно, пик увеличения суммарной повреждаемости ширмовой части экономайзеров в 1977 году обусловлен котлом стационный № 22 - 7 отказов из десяти; пик увеличения в 1982 году дал котел ст. В 26 - 6 отказов из 13. При этом заметно, что повреждаемость котла ст. В 22 осталась высокой и в последующие годы. По остальным котлам повреждаемость ширмовой части осталась на одном уровне. Примечательно, что на котле ст. № 23 за рассматриваемый промежуток времени не было ни одного 10вреждения ширмовой части, а на котле ст. № 21 не было নাস одного повреждения ширмовой части начиная с 1977 года.

Повреждаемость эмеевиковой части экономайзеров распределяется по времени и по котлам относительно равномерно.

Объемы плановых ремонтных работ распределяются по времени и по котлам также неравномерно. На большинстве котлов ширмы # 12-16 нижнего блока следует заменить через 2-4 года, а на котлах ст. # 21, 23, 24 через 6 лет. см. фяг. 2.



Фиг. 2. Динамика повреждаемости водяных экономайзеров и инновации по каждому котлу. Обозначения: ШП - повреждение ширмовой части, № - то же эмеевиковой части, монт с заменой ширм № 12-16 нижнего блока, ки стали трубок ширм № 12-16, внедрение аппаратов М-3, СУНЧВ и малогабаритных сепараторов. стенки газохода; в эмеевиковой части 16 повреждений из 34-х падает на последние змеевики » 70-72. Это свидетельствует о большой неравномерности концентрации золы в дымовых газах у задней стенки газохода экономайзера.

Временная неравномерность распределения повреждений труб ширмовой части водяных экономайзеров обусловлена разными факторами, из которых можно отметить следующие: абразивные характеристики золы, концентрация золы в дымовых газах у задней стенки газохода экономайзера, скорость движения газов.

Таблица 2

Относительные нагрузочные коэффициенты износа труб экономайзера К_н котлов ПП-67 Прибалтийской ГРЭС

Гол	CALSHE LA		M K	ОТЛ	a				Сред-
- 0,4	19	20	21	22	23	24	25	26	Hee
1970	0,67	0,55	0,66	0,72	0,71	0,57	0,76	0,63	0,66
1971	0,65	0,6I	0,64	0,57	0,72	0,69	0,76	0,66	0,66
1972	0,63	0,68	0,57	0,58	0,60	0,6I	0,61	0,61	0,61
1973	0,57	0,57	0,51	0,59	0,58	0,72	0,53	0,52	0,57
1974	0,66	0,58	0,48	0,6I	0,53	0,64	0,50	0,49	0,56
1975	0,65	0,54	0,75	0,80	0,65	0,76	0,65	0,67	0,68
1976	0,65	0,73	0,80	0,85	0,72	0,76	0,75	0,76	0,75
1977	0,79	0,64	0,69	0,76	0,69	0,7I	0,66	0,68	0,70
1978	0,71	0,54	0,65	0,69	0,58	0,72	0,64	0,65	0,65
1979	0.61	0,51	0,65	0,58	0,50	0,59	0,67	0,60	0,59
1980	0,55	0,55	0,6I	0,57	0,40	0,52	0,64	0,60	0,55
1981	0,60	0,65	0,58	0,58	0,54	0,77	0,50	0,55	0,60
1982	0,61	0,70	0,53	0,51	0,52	0,51	0,50	0,61	0,56

В табл. 2 приведены относительные нагрузочные коэффициенты износа труб экономайзеров котлов ПП-67, подсчитанные по формуле:

$$K_{\rm H} = \left(\frac{D_{\rm K}}{D_{\rm H}}\right)^3 \left(\frac{\alpha'' n e}{1,3}\right)^2$$

или

 $K_{H} = 1,1 \cdot 10^{-6} D_{K}^{3} \alpha_{ne}^{\prime \prime 2}$

- где D_к среднегодовая паропроизводительность котла, кг/с, по годовым отчетам 3-тех Прибалтийской ГРЭС;
 - среднегодовой избыток воздуха в дымовых газах за пароперегревателем котла, по годовым отчетам 3-тех;
- D_н и I,3 соответственно номинальная паропроизводительность и проектный избыток воздуха за пароперегревателем (D_н = 88,9 кг/с).

По данным табл. 2 нагрузочные коэффициенты износа меньше единицы, т.е. уровень интенсивности износа, определяемого средней скоростью течения газов вокруг труб, на всех котлах ниже проектного. На отдельных котлах в отдельные годы эта величина до 30 % выше среднего, но это не является определяющим для наблюдаемой неравномерности распределения отказов по времени.

Концентрация золы в дымовых газах может измениться в зависимости от многих факторов. Во-первых, установленные на топках котлов обмывочные аппараты типа М-З очищают большую часть поверхностей нагрева топки от шлаковых отложений, от чего снизилась золоулавливающая способность топки - больне золы идет в унос, по оценке 10 %. Это могло увеличить концентрацию крупных частиц золы в цымовых газах у задней стенки газохода экономайзера. Во-вторых, установка СУНЧВ ширм пароперегревателей, судя по эксплуатационным наблюдениям, вызвала сильное временное увеличение концентрации золы в дымовых газах в период работы СУНЧВ (около ІО минут в смену). Предположительно в этой массе золы большое количество крупных частиц в виде обломков твердых сульфатизированных отложений, которые могут на время существенно изменить поле концентрации золы в сторону увеличения неравномерности у зданий стенки газохода экономайзера.

По абразивным характеристикам золы котлов Прибалтийской ГРЭС за рассматриваемый период данных недостаточно.Косвенным показателем абразивности золы может быть принято качество выдаваемой пылесистемами сланцевой пыли.

Исходя из этого предположения временное учащение отказов котла ст. № 22 в 1977 году по причине эрозионного износа труб водяных экономайзеров и высокая повреждаемость котла в последующие годы связывается с установкой на пылесистеме 22 Г головного образца малогабаритного сепаратора, выполненного по предложениям ВТИ (см. фиг. 3). По данным испытаний ВТИ головного образца сепаратора, самым слабым



Фиг. 3. Головная пылесистема 22 Г с мельницей ММТ 1500/2510/730 и с малогабаритным сепаратором. 1 – течка топлива, 2 – воздуховод, 3 – ротор мельницы, 4 – корпус мельницы, 5 – броня, 6 – рассекатель, 7 – малогабаритный сепаратор, 8 – поворотные листы, 9 – цереход в пылепровод. местом, сильно влияющим на качество выдаваемой пыли, является рассекатель на выходе из размольной камеры мельницы (поз. 6 на фиг. 3), броня которого разламывается менее чем за 3000 часов работы мельницы. При отсутствии рассекателя сепаратор выдавал пыль очень крупного помола: количество частиц размером более I мм составило 4.8-12 % от общего количества пыли. Поскольку в начальный период работы пылесистемы с головным образцом малогабаритного сепаратора ремонтный персонал ГРЭС не имел достаточного опыта ремонта поврежденного сепаратора, то пылесистема работала в ненормальном режиме очень долго, что по всей вероятности привело к усилению износа труб экономайзера. Трудности с ремонтом головного образца малогабаритного сепаратора обусловили высокую повреждаемость экономайзера котла и в последующие годы. Так по данным эксплуатационных испытаний пылесистемы 22 Г. проведенных цехом наладки Прибалтийской ГРЭС в 1982 году при отсутствии рассекателя в сепараторе, гранулометрический анализ готовой пыли показал количество частиц размером более I мм 12,9-13,1 %. В то же время, на пылесистемах 22 В и 21 Г с малогабаритным сепаратором и исправным рассекателем этот показатель составил 0,6-1,36 %. В капитальный ремонт котла ст. № 22 в 1982 году головной образец малогабаритного сепаратора был демонтирован и заменен на модифицированный малогабаритный сепаратор (см. фиг. 4). На всех остальных пылесистемах котла ст. № 22 в кал. ремонт 1978 года, а также на всех остальных котлах (см. фиг. 2) были установлены модифицированные малогабаритные сепараторы. Эти сепараторы по размерам больше, закрытость ротора меньше, нагрузка и повреждаемость рассекателя меньше, ремонтопригодность лучше.

В 1982 году наблюдалось сильное увеличение количества отказов водяного экономайзера на котле ст. № 26. Этому могла способствовать замена в пылесистемах П-образных бил на S-образные била, рабочая часть которых на 100 мм длиннее. Проведенные ТПИ в 1983 году промышленные испытания пылесистем котлов ст. № 20 и 26 показали общее укрупнение помола по сравнению с отчетными данными испытаний ВТИ головного образца малогабаритного сепаратора и с отчетными данными испытаний ЦКТИ инерционных сепараторов, проведенных в 1966 и 1971 гг. Так в пылесистемах котла ст. № 20 при



Фиг, 4. Пылесистема с модифицированным малогабаритным сепаратором. Обозначения см. фиг. 3; 8 - отражательные листы.

новых билах и средней топливной нагрузке полные остатки на сите с размером I,25 мм составляют R₁₂₅₀ = 0,06-2,74 % при среднем значении 0,94 %; в пылесистемах котла ст. № 26 при новых билах R₁₂₅₀ = 0,084-0,261 %, среднее значение 0,16 %. Средние и максимальные фиксированные R₁₂₅₀ превышают те же показатели по испытаниям ВТИ и ЦКТИ в несколь-
ко раз. Почти во всех пылесистемах были зафиксированы частицы размером более 3 мм.

Особенно сильное укрупнение помола наблюдается в части крупных фракций при работе пылесистем с изношенными билами: так на котле ст. № 26 при изношенных билах R₁₂₅₀ = = 0,55-3,51 %, средний I,4 %. При большой нагрузке В = = 8,8 кг/с и изношенных билах доля крупных фракций в пылесистеме 265 еще больше - R₁₂₅₀ = 5,94 %.

С другой стороны, имеются вполне хорошие пылесистемы - 20Г, 26В и 26Г, где крупных фракций мало - R₁₂₅₀ < 0, I%. Подобный разброс гранулометрических характеристик готовой пыли свидетельствует о конструктивных отличиях разных пылесистем.

Изменение качества пыли во времени по мере износа бил имеет в разных пылесистемах также разный характер в зависимости от конструктивных особенностей каждой пылесистемы.

Выводы

I. Повреждаемость ширмовой части водяных экономайзеров котлов ПП-67 имеет общую тенденцию к увеличению, повреждаемость змесвиковой части одинаковая за последние 14 лет.

2. На отдельных котлах имеет место временами резкое унеличение повреждаемости ширмовой части водяных экономайзеров. Повышение повреждаемости экономайзера котла ст. № 22 в 1977 году и относительно высокая повреждаемость котла в последующие годы связаны с неудовлетворительным техническим состоянием головного малогабаритного сепаратора в пылесистеме 22Г.

3. На котлах ПІ-67 имеются временами отдельные пылесистемы, из которых выдаваемая пыль существенно крупнее, чем в среднем по всем пылесистемам, что может быть причиной интенсивного износа труб водяных экономайзеров.

Литература

I. Осокин В.П. Молотковые мельницы. М., Энергия, 1980. 176 с.

2. Меелак Х.О., Отс А.А. Тепловая эффективность топок пылесланцевых парогенераторов при разных способах очистки. Материалы Всесовзной конф., Т. ЗА, Таллин, 1974. с. 73-80.

R. Rootamm, L. Öispuu, K. Rajur, A. Solovei

Reliability of Water Economizers Heating Surfaces of Boilers TH-67 in Dependance on Technical Conditions of Dust Systems

Summary

Water economizers' damage distribution on some boilers during a long period and influence of various reconstructive measures is considered. The variation of damage frequency in dependance on the dust systems' technical conditions is exposed.

the second linear the second and a first second and

and the second s

M 599

TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

TPY AN TALINH CKOLO UDIN LEXHNAECKOLO NHCINIA LA

УДК 536.3:621.18 Т.Б. Тийкма, И.Р. Вийльманн

ПАРАМЕТРЫ ТЕПЛООБМЕНА В ПАРОГЕНЕРАТОРЕ МГЛ-УСТАНОВКИ. РАБОТАКШЕЙ НА МАЗУТЕ

Несоходимость исследования радиационных и теплообменных характеристик среды и поверхностей нагрева топки парогенератора МГД-электростанции связана с заметным отличием химического состава, плавкостных характеристик (следовательно, и структуры) золоприсадочных отложений от золошлаковых отложений на поверхностях нагрева паровых котлов, сжигающих обычные твердые топлива.

Распределение падающих тепловых потоков по объему и поверхностям нагрева топки котла, а также их абсолютные и относительные значения являются важными характеристиками его тепловой работы. По изменению значений падающих тепловых потоков во времени можно судить об изменениях тепловосприятия и о температуре уходящих из топки газов (прямое измерение которой весьма сложная задача). Динамика падаюцих тепловых потоков также может характеризовать интенсивность загрязнения поверхностей нагрева или же изменение оптических свойств топочной среды. Наличие частиц поташа (как основного компонента ионизирующейся присадки в МГДустановках) в виде аэрозолей в среде продуктов сторания, проходящих через парогенератор, вводит заметные корректировки в радиационные характеристики топочной среды [1].

В данной работе изложены результаты исследований, проведенных во время работы опытной установки на базе водогрейного котла ПТВМ-30 на Рязанской ГРЭС в апреле 1983 г. Во время опытов сжигали мазут с подачей в продукты сгорания присадки в виде 50%-ного раствора K₂CO₃ (поташа) до I % от объема продуктов сгорания.В ходе этих опытов были проведены замеры падающих тепловых потоков в верхней части топки и над экономайзером, также были получены опытные образцы с золоприсадочными отложениями для исследования их степени черноты.

Образцы для измерения степени черноты золоприсадочных отложений получены при помощи зонда-пробоотборника воздушного охлаждения [2]. Этот зонд был установлен в топку котла через ее потолок так, чтобы образец находился в плоскости экранной трубы. Это позволило создать для образца условия его омывания продуктами сгорания с аналогичными условиями, в которых находятся экранные трубы. В таблице I приведены режимы пробоотбора и краткая характеристика полученных образцов.

Таблица 1

Режимы	пробоотбора и	1	краткая	характеристика
	образцо	E	1	

№ об- разца	Время пробо- отбора	л, час от начала по- дачи присадки	Средняя темпера- тура об- разца, ос	Характеристка отложений
I	3	3	300	Тонкий белый кристал- лический налет
2	2,5	6	600	Белые отложения с на- липшими на них рас- плавленными частицами
3	5	32	600	Белые кристаллические отложения
4	12	38	900	Серо-коричневые шеро- ховатые отложения
5	3	50	850	Серые тонкие отложения с наличием сажистых частиц

Примечание: Образцы 4 и 5 были получены практически без охлаждения зонда с целью получения на поверхности образцов жидкоплавкого состояния поташа.

После пробоотбора образцы с отложениями закладывали в герметичные контейнеры, заполненные силикагелем и транспортировали в лабораторию для исследования их спектральной степени черноты ε_λ. Создание аналогичных по температуре и аэродинамике условий при пробоотборе и герметичный транс порт образцов позволили сохранить т.н. натурную структуру поверхности образцов до опытов на лабораторной установке. Лабораторная установка создана на базе двухлучевого инфракрасного спектрометра. Описание установки, методика проведения опытов и обработки результатов приведены в [3]. Ввиду тонкости полученных отложений (порядка 0,5-I мм) и предполагаемого коэффициента теплопроводности на уровне 0,5-I Вт/(м.К), при обработке результатов данных опытов отказались от корректировки температуры поверхности образцов методами цветовой пирометрии. Температура поверхности образцов считалась равной температуре, измеренной термопарой, вмонтированной в стенку образца у самой его наружной поверхности.

Лабораторные опыты по измерению \mathcal{E}_{λ} были проведены в интервале температуры стенки образца от 400 до 890 °С и длины волны от 2 до I2 мкм. Некоторые результаты этих опытов приведены на фиг. I.



Фиг. 1. Спектральная степень черноты образцов, покрытых золоприсадочными отложениями.

Из результатов исследования \mathcal{E}_{λ} следует, что полученные золоприсадочные отложения имеют заметную селективность. В спектрах излучения всех образцов имеется глубокий "провал" (область сильного поглощения) при длине волны 5,4 мкм. Такая же интенсивная область поглощения при этой же длине волны обнаружена при нагреве поташа до температуры его плавления, а также при опытах с отложениями ионизирующейся присадки, полученными из конвективной части парогенератора МГД-установки У-25 [4].

При нагреве образца № 4 выше температуры 800 °С при длине волны 9, 1 мкм появилась полоса поглощения, которая становилась более интенсивной с дальнейшим повышением температуры образца. Это свидетельствует о выделении какого-то газообразного компонента из отложений.

Образцы № 4 и 5, полученные при температуре около 900 °С (температура плавления чистого поташа) имеют меньшую селективность, а степень черноты на 30-40 % выме. Это, очевидно, связано с переходом материала отложений в аморфное состояние, чему сопутствует повышение степени черноты.

С другой стороны, увеличение степени черноты образца № 4, который получен в течение самого длительного времени, также можно объяснить появлением в составе отложений ионизирующейся присадки сульфатов (в главном K₂SO₄), который образуется вследствие поглощения отложениями ионизирующейся присадки SO₂ из продуктов сгорания мазута. Косвенным доказательством об ином составе отложений на образце № 4 является то обстоятельство, что характерная для поташа полоса поглощения при 5,4 мкм для этого образца существенно слабее.

На фиг. 2 приведена интегральная степень черноты ε_{τ} исследованных отложений в зависимости от температуры опыта. Образец № 4 имеет ε_{τ} значительно выше других образцов. Образцы, полученные при 300-600 ^оС, имеют в основном христаллическую структуру поверхности и поэтому, естественно, имеют степень черноты на уровне 0,5-0,6.

Падающие тепловые потоки q_п измеряли узкоугольным стационарным радиометром с термоэлектрическим датчиком [1] через лючки в потолже топки, а также над экономайзером.



Фиг. 2. Интегральная степень черноты образнов, покрытых золоприсалочными отложениями.

Вторичным прибором служил цифровой комбинированный прибор Ф-30.

Измерения провели 16 апреля 1983 г. с 01⁰⁰ до 07⁰⁰ часов в пяти сечениях с шагом 0,1 м, начиная с плоскости экрана. Результаты измерений приведены на фиг. 3.



Фиг. 3. Падающие тепловые потоки (q,n) на потолок топки и над экономайзером котла ПТВМ-30 при опытах с ионизирующейся присадкой.

Коэффициент избытка воздуха за топкой «.

Следует отметить, что приборы, установленные через лючки в потолке котла (особенно в топке) оказались в набегающем потоке продуктов сгорания. Поэтому в этих опытах не удалось обнаружить ярко выраженного термического пограничного слоя. Значения q_n, полученные в разных сечениях от плоскости экрана, имеют случайный разброс, связанный с флуктуациями факела и набегающего потока. Во время опыта коэффициент избытка воздуха α колебался в пределах от I,05 до I,4. При этом было замечено, что при $\alpha = I,05$ в топке происходило обильное выделение сажи. Примерно за I час до включения подачи поташа в горелки падение α вызвало появление сажистого, интенсивно излучающего пламени, что отразилось измеренным q_{n} до I50 кВт/м². Непосредственно перед подачей поташа падающие на потолок топки тепловые потоки понизились до 50 кВт/м².

В промежутке времени от начала подачи поташа до водяной очистки поверхностей нагрева (примерно 2,5 ч) падающие потоки поднимаются в топке до 80 кВт/м² и в экономайзере до 40 кВт/м².

Динамику падающих тепловых потоков во времени, очевидно, можно объяснить ухудшением тепловосприятия поверхностей нагрева за счет загрязнения их золоприсадочными отложениями. Это подтверждается тем, что после водяной обмывки экономайзера падающие потоки как в топке, так и в экономайзере со временем падают.

Результаты данного исследования показывают зависимость радиационных характеристик отложений ионизирующейся присадки от условий их образования, а также от вида сжигаемого топлива. При сжигании мазута с малыми избытками воздуха увеличивается вероятность появления сажистых частиц в потоке продуктов сгорания и их выпадание на поверхности нагрева, что заметно увеличивает их степень черноты. Наличие в продуктах сгорания SO₂, который вызывает формирование сульфатов в отложениях, также вызывает изменение степени черноты золоприсадочных отложений.

В заключение необходимо отметить, что при сжигании мазута в МГД-энергоустановке на поверхностях радиационной части парогенератора образуются отложения с более высокой степенью черноты, чем при сжигании газа, особенно высокая степень черноты (до 0,8) получается при образовании отложений при более высоких температурах (до 900 °C), а также при увеличении времени образования этих отложений.

Литература

I. Микк И.Р., Вийльманн И.Р., Тийкма Г.Б. О некоторых радиационных характеристиках среды в газоходе парогенератора МГД-электростанции. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1984, № 579, с. 69-75.

2. Пообус А.П., Тийкма Т.Б. Радиационные характеристики золовых отложений на топочных экранах котла, сжигающего антрацитный штыб. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1984, № 579, с. 59-67.

3. Тийкма Т.Б., Клевцов И.А. Лабораторная установка для исследования спектральной излучательной способности различных материалов. - Тр. Таллинск. политехн.ин-та, 1983, № 547, с. 57-64.

4. Исследование некоторых параметров лучистого теплообмена и физико-химических свойств отложений ионизирующейся присадки в парогенераторе МГД-установки У-25 / Микк И.Р., Тийкма Т.Б., Вийльманн И.Р. и др. Восьмая международная конференция по МГД-преобразованию, М., 1983, т. 2, с. 102-105.

T. Tiikma, I. Viilmann

Heat Transfer Parameters in the Oil-Burning MHD-Plant Steam Generator

Summary

In this paper the results of measuring the spectral and total emissivity of the ionizing seed deposits from the radiative part of the experimental oil-burning MHDplant steam generator are given.

It is shown that the emissivity of those deposits is higher than in the gas burning MHD-plant steam generator.

Some results of measuring the falling heat fluxes in the radiative and convective parts of this steam boiler are also given. № 599

TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

TPYJE TAJJNHCKOFO NOJNTEXHNYECKOFO NHCTNTYTA

удк 539.30:621.438

И.А. Клевцов, Х.А. Кяар, Т.М. Лаусмаа

К РАСЧЕТНОМУ ИССЛЕДОВАНИЮ РАВОТЫ ТРУБ ПАРОГЕНЕРАТОРА В УСЛОВИЯХ ЦИКЛИЧЕСКИХ ПУЛЬСАЦИЙ ТЕМПЕРАТУР

Испарение воды в прямоточных испарительных каналах сопровождается кризисом теплоотдачи кипения (КТК) второго рода. В зоне, предлествующей КТК, в канале имеет место дисперсно-кольцевой режим течения, при котором по стенке течет слой жидкость. Теплоотдача на этой стадии осуществляется пузырьковым кипением. По мере испарения жидкой пленки происходит ее разрушение с образованием ручейков и сухих пятен, причем в зоне последних охлаждение стенки осуществляется пленочным кипением при существенно меньших коэффициентах теплоотдачи (КТО). Стенки парогенерирующего канале выше зоны КТК охлаждеются пленочным кипением по всему периметру.

Случайно изменяющиеся условия теплообмена на поверхности ведут в возникновению пульсаций температ, ры и термических напряжений в стенке трубы. Исходя из механизма кризиса в зоне КТК возможны два типа пульсаций - высоко- и низкочастотные. Первые вызваны возникновением и высыханием ручейков по периметру канала [1], вторые - колебанием уровня жидкости при незначительных изменениях расхода. При экспериментальных исследованиях второй тип характеризуется максимальными амплитудами регистрируемых пульсаций температуры [2].

В данной работе оба типа пульсаций исследованы расчетным путем соответственно в двух- и одномерном приближениях. В первом случае за основу принята ручейковая модель, где по периметру трубы ручейки чередуются с сухими пятнами и периодически меняются местами [1]. Основные параметры проведенных расчетов представлены в таблице I.

Таблица І

Основные параметры теплообмена и свойства материала труб для вариантных расчетов кризиса теплоотдачи

Номер ва- Пара- рианта	5	6	7	8	9
метр		- Contraction			-
Материал стенки трубы	I2XI8HI2T	08XI4MΦ	I4 % Сг сталь	I2X2MI	08XI4M@
Диаметр трубы	I6xI.4	16x1.4	16x1.4	I6xI.4	25x3
Коэффициент теп- лопроводности Вт/(мК)	19,6	24	24	28	24
Давление грею- щей среды MIa	16,8	17	0	0	0
Давление нагре- ваемой воды MIa	7,2	7,2	14	14	I4,5
Греющая среда	вода	вода	натрий	натрий	натрий
Температура греющей среды, ^о с	326	326	540	540	447.2
Температура на- греваемой воды, ^о с	287.7	287.7	336.6	336.6	339.3
КТО от греющей среды катоуос, кВт/ (м~К)	33.5	33.5	30	30	24
КТО пузырькового кипения ₂ кВт/ (м ² К)	80	80	80	80	80
КТО пленочного кипения кВт/(м ² К)	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Модуль упругости, Е, МПа	1,75·10 ⁵	1,96•10 ⁵	2,06.10	⁵ 2,06x x10 ⁵	I,96x x10 ⁵
Коэфициент линей- ного ресширения а	18,3.10 ⁻⁶	11,3x 10 ⁻⁶	13,2x 10 ⁻⁶	13,2x 10 ⁻⁶	11,3x 10 ⁻⁶
Коэффициент Пуассона, µ	0,3	0,4	0,3	0,3	.0,4

Поскольку температура металла для условий расчетов меняется незначительно, то для сокращения времени расчета его теплофизические свойства рассматривались независящими от температуры.

Температурное поле рассчитывалось методом конечных разностей. Максимальный шаг по времени, дающий устойчивое решение, в общем случае зависит от плотности конечно-разностной сетки и граничных условий. Для условий шестого варианта при шагах по радиусу от 0,06 до 0,23 мм максимальный временной шаг составил 0,001 (в течение 0,01 с после перехода от пленочного кипения к пузырьковому) и 0,01 с (в остальной части периода). Дальнейшее уменьшение временных шагов заметного влияния на точность расчета не оказывает.



Фиг. 1. Изменение температур в стенке трубы при переходе от пленочного к пузырьковому кипению (6 вариант).



Фиг. 2. Зависимость расчетных градиентов температуры в наружном слое трубы от времени после перехода к пузырьковому кипению и числа слоев расчетной сетки.

Для оценки влияния шага по радиусу на расчетное температурное поле выполнены расчеты (в одномерном приближении) с разбиением стенки трубы на 6,12 и 24 слоя. Установдено, что на характер температурного поля (фиг. 1) уплотнение сетки в указанных пределах практически не влияет,однако существенно влияет на расчетные градиенты температуры в поверхностном слое, фиг. 2.

В основу расчетов термических напряжений в одномерном приближении были положены известные аналитические соотношения [3] для полого цилиндра:

$$\sigma_{0} = \frac{\alpha E}{(1-\mu)r^{2}} \left[\frac{r^{2}+\alpha^{2}}{b^{2}-\alpha^{2}} \int_{a}^{b} rt(r) dr + \int_{a}^{c} rt(r) dr - r^{2}t(r) \right], \quad (I)$$

где од - окружная компонента термического напряжения;

Е - модуль упругости;

и - коэффициент Пуассона;

коэффициент линейного расширения;

a, b, r - внутренний, наружный и текущий радиусы; t (r) - температура.



Фиг. 3. Зависимость окружных термических напряжений от раднуса и времени с начала пузырькового кипения (6 вариант).

Расчеты выполнены методом численного интегрирования. На фиг. 3 приведены типичные распределения окружных напряжений по радиусу для различных моментов времени, соответствующие температурным кривым фиг. І. На фиг. 4, 5 представлены графики изменения во времени температур и окружных напряжений на поверхности кризиса теплоотдачи при различных режимах. Следует отметить, что максимальный перепад температур по



Фиг. 4. Изменение термических напряжений во времени при различных КТО пузырькового кипения. $\tau = 0$ - переход от пленочного кипения к пузырьковому, $\tau = 0.5$ - к пленочному (вариант 9).

толщине стенки соответствует стационарному состоянию пузырькового режима кипения, в то время как термические напряжения имеют выраженный максимум при переходе от пленочного кипения к пузырьковому. По величине максимальные напряжения превосходят установившиеся для пузырькового режима в рассматриваемых условиях примерно в I,5 раза (в работе [4] – на 30 %) и на IO % ниже, чем термические напряжения, вычисленные по разнице температур греющего t_{rp} и обогреваемого t_{ob} теплоносителей

$$\Gamma_{0} = \frac{\alpha E}{1-\mu} \cdot \frac{t_{\Gamma P} - t_{0\delta}}{2}.$$
 (2)

Время возникновения максимума напряжений существенно больше времени до возникновения максимума градиента температур в поверхностном слое, фиг. 2. Расчетные значения напряжений практически не зависят от количества разбиений при численном интегрировании (в рассмотренных пределах, от 6 до 24).

На одномерной модели исследована также зависимость термических напряжений от ноэбфициента теплоотдачи пузирькового кипения при периодическом изменении режима теплоотдачи, фиг. 4, 5. На фиг. 5 приведены 2,5 цикла смачивание-высыхание с периодом I с, причем первое смачивание следовало за стационарным режимом пленочного кипения. Бидно, что при ивазистационарном режиме смачивания-высыхания





Фиг. 5. Изменение температуры (а) и напряжений (б) при различной длительности пузырькового кипения. т = 0 - переход к пузырьковому кипению от стационарного пленочного режима (вариант 9).

уровень температур стационарного пленочного кипения (высыхания) не достигается, максимальные термические напряжения существенно ниже возникающих при первом смачивании (при $\tau' = \frac{\tau_{ny3}}{\tau} = 0,5$ на 20%). При сокращении длительности смачивания (но не короче времени достижения максимума термических напряжений) происходит линейное увеличение максимального напряжения. Термические напряжения увеличиваются при увеличении КТО пузырькового кипения, фиг. 4, причем скорость этого увеличения с ростом КТО уменьшается. Следует также отметить, что температурный импульс при уменьшении времени смачивания быстро затухает по мере удаления от поверхности кризиса теплоотдачи. Например, при t' = = 0, I термопара, установленная в середине стенки, зафиксирует размах колебаний температуры 8,4 К, что составляет 25 % разницы температур в этой точке при сухом и смоченном стационарных состояниях. В то же время термические напряжения достигают максимума. Таким образом, представляемые обычно в литературе экспериментальные данные о пульсациях температур без сведений об условиях теплообмена на поверхностях не позволяют достаточно точно оценить пульсации напряжений.

Для исследования особенностей ручейковой модели и оценки влияния ее параметров (числа ручейков п и доли смоченной части w) на термические напряжения использовано двумерное приближение. Поле напряжений определялось методом конечных элементов, причем применялись квадратные четырехугольные изопараметрические элементы.

Доля смоченной части и число ручейков являются, очевидно, случайными величинами, изменяющимися в определенных пределах (w = 0-I, $n = I - \infty$). Поскольку статистические характеристики этих величин, основанные на экспериментальных данных, отсутствуют, при исследовании их влияния на термические напряжения возможен двоякий подход. В первом случае при наличии представительных экспериментальных данных по температурным полям в зоне кризиса кипения последние принимаются за основу при выборе соответствующих значений n и w (обеспечивающих совпадение расчетных температурных полей с экспериментальными). Такой подход реализован в работе [5].

Во втором случае (при отсутствии экспериментальных данных) возникает необходимость, как правило, оценки напряжений при работе труб в наиболее жестком режиме, то есть при таком соотношении п и w, которому соответствуют максимальные термические напряжения и размах их колебаний. Такие исследования проводились в данной работе. Эсновные результаты сведены в таблицу 2 и представлены на фиг. 5-8.

Типичные распределения температур и напряжений по поверхности кризиса теплоотдачи приведены на фиг. 7. Обращает на себя внимание однородность поля окружных напряжений в

87



Фиг. 6. Зависимость максимальных пульсаций температуры от числа ручейков и доле смоченной части. Вариант 6. Штриховыми линиями показаны данные работы [5].

стационарном состояник, фиг. 7,6. Факт на первый взгляд неожиданный, если учитывать существенную неизотермичность стенки трубы, фиг. 7,а, однако полностью согласующийся с теорией температурных напряжений [6]. Согласно теории для плоского гармонического распределения температуры, выраженного в виде ряда Фурьс

$$\Gamma(\mathbf{r},\mathbf{\Theta}) = \sum_{n=0}^{\infty} \mathbb{Q}_{n}(\mathbf{n})\cos \mathbf{n} \,\mathbf{\Theta} + \sum_{n=0}^{\infty} \mathbb{Q}_{n}(\mathbf{n})\sin \mathbf{n} \,\mathbf{\Theta}, \qquad (2)$$

где коэффициенты Q_n и G_n удовлетворяют дифференциальным уравнениям стационарной теплопроводности, напряжения в плоскости вызываются только теми членами ряда (2), для которых n = 0 и n = 1. В рассматриваемом случае n = 3, окружные напряжения вызываются только составляющей температуры с n = 0 (одномерное распределение) и, таким образом не зависят от угловой координаты. Следует отметить, что уровень напряжений при этом минимальный для данного соотношения n и w.

Вариантные расчеты для различных соотношений п и w позволяют определить наиболее жесткий режим ручейковой модели. По окружным напряжениям максимум смещен в сторону больших значений w, фиг. 8, а (по сравнению с температурным), при этом по абсолютной величине и по пульсациям остается существенно ниже, чем в случае колебаний уровня (одномерное приближение), см. табл. 2.



Фиг. 7. Изменение температуры наружной поверхности (а), окружных (б) и осевых (в) напряжений вдоль угловой координаты для различных моментов времени. $\pi = 0$ - центр ручейка переместился от $\Theta = 0^{\circ}$ к $\Theta = 80^{\circ}$. n = 3, W = 40 %, 6 вариант.

Таблица 2

Расчетные значения температур и напряжений на поверхности кризиса теплоотдачи^X

Номер варианта параметр	5	6	7	8	9
Максимальная темпера- тура, ^о С	317.9	319.3 318.1	500.6	502.8	421.8
Минимальная темпера- тура, ^о С	291.8	<u>292.2</u> 292.2	360.3	362.5	348.I
Амплитуда пульсаций температур, К	13	<u>I3.5</u> I3	70.I	70.I	36.8
Максимальные окруж- ные напряжения, МПа	1.	<u>93.7</u> 88.7	-	356	268.4
Окружные напряжения при стационарном пу-				suinanne geller e	
зырьковом кипении, МПа	88.7	68.7	221	252	202.2
Минимальные окружные напряжения, МПа	44.5	<u>40.5</u> 56.6	66	68	88
Амплитуда пульсаций окружных напряжений, МПа	-	<u>26.6</u> 16	-	I44	90.2
Максимальные осевые напряжения, МПа	-	73.3 63.7	-	-	237.7
Минимальные осевые напряжения, MПа	24.I	<u>20.1</u> 6.2	_	-	57.2
Амплитуда пульсаций осевых напряжений, МПа	-	<u>26.6</u> 28.75	-	-	90.2

х Цифры в числителе соответствуют колебаниям уровня (одномерное приближение), в знаменателе – режиму ручейкового кипения при n = 3, w = 40 % (двумерное приближение). Максимальная и минимальная температуры соответствуют стационарным условиям пленочного и пузырькового кипения. Величины напряжений соответствуют сумме термических напряжений и напряжений от давления среды.



Фиг. 8. Зависимость окружных (а) и осевых (б) напряжений и их пульсаций от числа ручейков и доли смоченной части.

Отметим здесь также следующее. Анализ распределения температур по наружной поверхности, фиг. 7, а, показывает, что для случая упорядоченного пересыхания и возникновения ручейков, описываемого математической моделью, в некоторых точках поверхности температура остается постоянной. Установленная здесь термопара не зафиксировала бы вообще колебаний температуры. Как уже отмечалось, реальный процесс имеет случайный характер перемещения ручейков, и точки с нулевыми пульсациями на поверхности отсутствуют, однако очевидно, что отдельные пульсации могут остаться незарегистрированными.

Осевая компонента напряжения для рассматриваемого случая плоского деформированного состояния будет зависеть от полного распределения температуры [6]

$$\sigma_{z} = \mu(\sigma_{p} + \sigma_{p}) - \alpha E \Delta T(r, \Theta). \tag{3}$$

С учетом того, что в случае свободных концов трубы постоянная составляющая температуры напряжений не вызывает, в соотношение (3) введена разность температур

$$\Delta T(r,\Theta) = T(r,\Theta) - T_{c}. \tag{4}$$

При этом постоянная составляющая может быть определена из условия равенства нулю суммарных осевых нагрузок от термических напряжений.

$$F_{t} = \int_{0}^{2\pi} \int_{0}^{6} \sigma_{z} r dr d\theta = 0.$$
 (5)

Из соотношений (3)-(5) может быть получено вырежение для постоянной составляющей температуры

$$T_{c} = \frac{\int_{a}^{2\pi} \int_{a}^{b} T(r, \theta) r dr d\theta - \frac{\mu}{\sqrt{E}} \int_{a}^{2\pi} \int_{a}^{b} (\sigma_{r} + \sigma_{\theta}) r dr d\theta}{\pi (b^{2} - a^{2})}$$
(6)

Распределение осевой компоненты на наружной поверхности трубы приведено на фиг. 7, в. Максимальные напряжения имеют место в стационарном состоянии в центре ручейка, минимальные - в центре сухого пятна. Максимум пульсаций соответствует доле смоченной части 20 %, фиг. 8, б, то есть по положению практически совпадает с температурным, фиг. 6, а по величине превосходит максимум окружных примерно в два раза. Качественно последнее согласуется с работой [5]. Таким образом, для ручейкового режима кризиса теплоотдачи кипением следует ожидать, в первую очередь, поперечных микротрещин многоцикловой усталости.

Выводы

I. При математическом моделировании кризиса теплоотдачи кипением плотность конечно-разностной сетки оказывает существенное влияние на расчетные значения градиента температуры в стенке трубы и практически не влияет на расчетную величину напряжений. Важное значение имеет правильный выбор шага по времени, так как максимальные термические напряжения возникают в течение короткого промежутка времени при переходе от пленочного к пузырьковому режиму кипения.

2. При квазистационарном колебании зоны кризиса вдоль трубы с определенным периодом существенную роль играет продолжительность пузырькового кипения: при ее уменьшении пульсации возрастают практически линейно. Максимальные пульсации напряжений соответствуют относительной продолжительности пузырькового кипения 0, I, при этом пульсации температур в середине стенки трубы составляют всего 25 % от максимальных в данной точке. Увеличение пульсаций вызывается также увеличением КТО пузырькового кипения.

3. Максимальные пульсации окружных термических напряжений достигаются при колебании зоны кризиса и превосходят установившиеся для стационарного режима примерно в 1,5 раза и на 10 % ниже, чем термические напряжения, вычисленные по разнице температур греющего и нагреваемого теплоносителей. При ручейковой модели кризиса положение максимума соответствует доле смоченной части 40 %.

4. Максимальные пульсации осевых напряжений имеют место при ручейковом режиме кризиса кипения с долей смоченной части 20 % и превосходят пульсации окружных примерно в два раза.

Литература

I. В а р е с В.А. и др. Расчетное исследование колебаний температуры и термических напряжений при переходном режиме кипения в трубном пучке. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 547, с. 49-55.

2. К и р и л л о в П.Л. и др. Пульсации температуры в теплопередающей стенке модели парогенератора с обогревом натрием. – Атомная энергия, 1983, т. 54, вып. 5, с. 330– 333.

3. Тимошенко С.П., Гудьер Дж. Теория упругости. М., Неука, 1975. 576 с. 4. Chiang T., France D.M., Bump T.R. Calculation of tube degradation induced by dryout instability in sodium-heated steam generators. - Nucl. Eng. and Design, 1977, vol. 41, N 2, p. 181-191.

5. Ч ж у, Робертс, Далчер. Ручейковая модель колебаний температуры и термических напряжений при кризисе теплоотдачи в испарительных трубах. - Энергетические машины, 1978, т. 100, № 3, с. 40-49.

6. Боли Б., Уэйнер Дж. Теория температурных напряжений. М., Мир, 1964. 518 с.

I. Klevtsov, H. Kaar, T. Lausmaa

Computer Modeling of Steam Generator Tubing under Temperature Oscillations

Summary

Analytical 1- and 2-dim, models are used for the determination of thermal stress field in the heat transfer tubing under oscillatory transition boiling. Stress variation due to models' characteristics and boundary conditions have been analyzed. ₩ 599

TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED TPYJH TALINHCKOFO DOJINTEXHIYECKOFO NHCTNTYTA

> УДК 536.24 Р.А. Круус, Х.А. Кяар

ОБ ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ МОДУЛЬНОГО ПУЧКА. ТЕПЛООБМЕНА

Поверхности теплообмена парогенераторов высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов и быстрых газоохлаждаемых реакторов предполагается выполнить из унифицированных модулей труб. Каждый модуль образован из нескольких последовательно соединенных однозаходных трубных элементов, представляющих экономайзерную, испарительную и пароперегревательные участки прямоточного парогенератора. Змеевиковые модули навиты вокруг цилиндрических основных вытеснителей и расположены в корпусе парогенератора по разбивке равностороннего треугольника [I, 2].

К преимуществам модульных поверхностей теплообмена относятся технологичность их изготовления, ремонтопригодность, а также благоприятные условия контроля при изготовлении и простота сборки трубного пучка. Основной недостаток модульных поверхностей теплообмена заключается в низких показателях компактности, что потребует размещения в объеме парогенератора большего числа модулей (и соответственно вытеснителей).

Особое внимание следует обратить на гидродинамику и теплообмен модульного пучка из-за сложной конфигурации его свободного сечения. На фиг. I показана элементарная ячейка модульного пучка теплообмена, в которой расположены I/6 части трех трубных модулей (3) с соответствующими им основными вытеснителями (I). Неравномерное распределение потока греющего газа по сечению потока вызывает неравномерность теплового потока по периметру трубы и по периметру модуля. Быбор величины зазора между вытеснителем и змеевиковой трубой модуля (2) существенно влияет на теплогидравлическое

95



Фиг. 1. Элементарная ячейка модульного пучка теплообмена 1 - основной вытеснитель, 2 - зазор между вытеснителем к трубой модуля, 8 - труба модуля (поверхность теплообмена), 4 - межмодульная область, 5 - дополнительный вытеснитель.

совершенство поверхности теплообмена. Уменьшение зазора путем увеличения диаметра основного вытеснителя приводит к уменьшению общего проходного (свободного) сечения ячейки и при постоянном расходе газа повышается его скорость. Однако уменьшение размера зазора может снижать скорость В нем по сравнению со скоростью потока в межмодульной области (4) и в результате теплообмен в пучке укудшается.

В данной работе приводятся опытные данные по определению оптимального размера цели между основным вытеснителем и змеевиковой трубой модуля при постоянных остальных геометрических характеристиках модульного пучка.

Опытный стенд представляет собой аэродинамический канал с поперечным сечением, совпадающим с видом элементарной ячейки пучка. Основные геометрические размеры приведены на фиг. І. По длине опытного участка (в направлении движения потока воздуха) расположены I5 витков труб с продольным относительным шагом I,25. Для измерения коэффициента теплоотдачи внутри труб II-го витка вмонтированы калориметрируемые электронагревательные элементы, а на наружной поверхности труб зачеканены термопары.

96

В опытах на стационарном тепловом режиме по известной методике локального моделирования определяется коэффициент теплоотдачи. На каждом режиме также измеряется аэродинамическое сопротивление на опытном участке и поле скоростей по поперечному сечению ячейки.

В проведенных шести сериях опытов были использованы вытеснители различного диаметра с целью изменения размера зазора между основным вытеснителем и змеевиковой трубой модуля. В двух сериях, при больших диаметрах основного вытеснителя, в центре элементарной ячейки пучка были вмонтированы дополнительные вытеснители в виде цилиндрических стержней. Дополнительный вытеснитель (5) (фиг. I) способствует более равномерному распределению газового теплоносителя между зазором и межмодульной областью.

Геометрические характеристики исследованных пучков приведены в табл. І.

Таблица І

and the state of t			The state of the s	and a support of the support	have the second second second second	
Номер ва- рианта ячейки	I	2	3	4	5	6
Диаметр ос- новного вы- теснителя, мм	80	80	80	74	63	53
Диаметр до- полнитель- ного выте- снителя, мм	24	16,5		100 N 10000		aen o-o
Отношение проходного сечения ячей- ки к полному сечению						
F-/F	0.155	0.185	0.216	0.259 0	.333 0.	389

Методической особенностью исследования является обеспечение сопоставимости результатов опытов при относительно большой их расчетной погрешности (~8-I0 %). Это достигается сохранением постоянной измерительной схемы в течение проведения всех серий. В различных сериях величина размера зазора изменялась путем установки новых вытеснителей. Конструкция стенда предусматривает возможность замены вытеснителей без разборки остальных элементов. Указанная сравнительная методика позволяет получить сопоставимые результаты, что немаловажно при сравнении опытных данных, отличающихся порядка I5-25 %.



Фиг. 2. Поле скоростей в ячейке пучка с основным вытеснителем диаметром 74 мм.

На фиг. 2 приведены данные по измерениям скорости в злементарной ячейке пучка с диаметром основного вытеснителя 74 мм.

Опытные данные по теплоотдаче (более 400 опытных точек) обработаны к виду

$$Nu = cRe'$$
 (I)

с помощью метода наименьших квадратов. Результаты расчета приведены в табл. 2.

Таблица 2

Номер ва- рианта ячейки	I	2	3	4	5	6	
С	0,141	0,082	0,064	0,098	0,123	0,028	
n	0,657	0,714	0,734	0,698	0,680	0,831	
Пределы примени- мости по Re	I,5·I0 ⁴ - 5,8·I0 ⁴	1,2.10 ⁴ - 4,5.10 ⁴	1,5.10 ⁴ - 4,6.10 ⁴	I,I·I0 ⁴ - 4,9·I0 ⁴	I,Ix xI0 ⁴ - 5.I0 ⁴	I,2x x10 ⁴ - 3,3x	

Для всех вариантов в качестве характерного геометрического размера и характерной скорости приняты соответственно диаметр трубы и средняя скорость потока в проходном сече-



Фиг. 3. а – зависимость коэффициента теплоотдачи модульных пучков теплообмена от геометрии ячейки и числа Re. F_{пр}- проходное сечение ячейки, F+ полное сечение треугольной ячейки. б – зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от геометрии ячейки.

в - зависимость коэффициента теплогидравлической эффективности п от геометрии ячейки и числа Re. нии ячейки. Полученные данные находятся в хорошем согласии с [I, 2].

На фиг. З, а показана зависимость коэффициента теплоотдачи от отношения проходного сечения для газового теплоносителя к полному сечению элементарной ячейки модульного пучка. Изменение коэффициента теплоотдачи при различных величинах размера зазора находится в пределах 15-25 %. Характерно, что при уменьшении размера зазора (увеличение диаметра основного вытеснителя) коэффициент теплоотдачи плавно уменьшается. Применение дополнительных вытеснителей позволяет сохранить величину коэффициента теплоотдачи постоянной и при меньших численных значениях параметра F_{np}/F .

Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления §, приведенного на один виток, от геометрии ячейки показана на фиг. 3, б. В исследуемом диапазоне чисел Re = = 10⁴ - 6.10⁴ наблюдается автомодельная область для §, т.е. коэффициент гидравлического сопротивления практически не зависит от Re.

Из фиг. 3,6 следует, что при равенстве проходного сечения межмодульной области и проходного зазора между основным вытеснителем и трубой модуля, гидравлическое сопротивление ячейки минимальное. Измерения поля скоростей указывают на примерно равные скорости потока газа в названных сечениях (фиг. 2). Применение дополнительных вытеснителей относительно слабо влияет на гидравлическое сопротивление ячейки.

Наблюдаемый немонотонный характер изменения гидравлического сопротивления от геометрии ячейки позволяет провести теплогидравлическую оптимизацию поверхности теплообмена.

Для оптимизации модульного пучка теплообмена можно использовать методику [3], являющуюся развитием идеи М.В. Кирпичева и отличающуюся тем, что для сравнения вводится некоторая эталонная поверхность. Сравнение отношения количества переданной тепловой энергии к энергии, затраченной на прокачку теплоносителя для различных поверхностей теплообмена проводится при одинаковых объемах, з энимаемых с пучками труб теплообмена. В качестве эталонного модульного пучка теплообмена выбран вариант 3 (основной вытеснитель имеет диаметр 80 мм).

Согласно результатам сравнения (фиг. 3, в) поверхностей теплообмена, наибольшее значение коэффициента теплогидравлической эффективности 7 у пучка с основным вытеснителем диаметром 63 мм, что на ~ 15 % выше, чем у эталонной поверхности. Несколько ниже оказались коэффициенты в случае применения дополнительных вытеснителей (варианты I и 2).

Литература

I. Экспериментальное исследование змеевиковой поверхности нагрева парогенератора, обогреваемого гелием / D.B. Красноухов, И.С. Кудрявцев, Б.Л. Паскарь, Л.С. Тохтарова, Е.Д. Федорович, В.Ф. Юдин. - Вопросы атомной науки и техники. Серия: Атомно-водородная энергетика и технология, 1980, вып. 2(7), с. 142-143.

2. РТМ 108.300.01-81. Парогенераторы АЭС. Прямоточные с трубами в виде винтовых змеевиков, Л., ЦКТИ, 1983.

З. Мицкевич А.И. Метод оценки эффективности конвективной теплоотдачи. – В кн.: Теплообмен и гидродинамика в элементах парогенераторов и теплообменников. – Тр. ЦКТИ, Л., 1967, вып. 78. 325 с.

R. Kruus, H. Kaar

On the Optimal Design of Heat Transfer Modular Pipes Bundle

Summary

The paper gives experimental data on heat transfer and hydraulic resistance of a heat surface. Recommendations on thermohydraulic optimization of the modular bundle are also given.



₩ 599

TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

ТРУЛЫ ТАЛЛИНСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

удк 662.75

А. D. Вески, И.А. Клевцов

О ПЕРЕВОЗКЕ МАЗУТА АВТОМОБИЛЬНЫМ ТРАНСПОРТОМ

По складской реализации топочных мазутов Госкомнефтепродукт ЭССР является практически единственным комитетом, поставляющим мазут потребителям автотранспортом из нефтебаз. Уровень централизованной доставки мазута потребителям автотранспортом составляет 96,5 % от складской реализации.

В связи с увеличением в общем количестве перевозимого жидкого топлива доли топочных нефтяных мазутов, имеющих относительно высокие температуры застывания (I5-42 °C), актуальной становится проблема охлаждения топлива в пути и слив без остатка при разгрузке.

Для расчетного исследования охлаждения мазута в автоцистернах может быть использована следующая модель. Снаружи цистерна охлаждается путем вынужденной конвекции холодным воздухом. Изнутри тепло к стенке цистерны подводится со стороны жидкого мазута свободной конвекцией слоем мазута, стекающим вдоль стенки. Объем мазута в первом приближении может быть принят изотермическим.

При достаточно высоких температурах стенки загустевший слой мазута на ней отсутствует. При снижении температуры стенки до значений, близких к температуре застывания мазута, происходит его налипание и образование загустевшей корки. Теплоперенос через корку осуществляется теплопроводностью. При этом из-за низкой теплопроводности корки возникает дополнительное термическое сопротивление, снижающее теплопередачу через стенку. В корке возникает существенный градиент температур, ведущий к полному затвердеванию наружного слоя. Рост корки мазута происходит по мере снижения температуры ее внутренней поверхности, где происходит ее теплообмен свободной конвекцией с жидкой фазой. При неизменных условиях на наружной поверхности темп охлаждения и толщина корки однозначно определяется температурой жидкой фазы мазута. Для заданной температуры жидкой фазы тепловые характеристики процесса могут быть определены по закону теплопередачи через плоскую стенку при неучете термического сопротивления металлической стенки цистерны

$$q_{\gamma} = \frac{t_{M} - t_{B}}{\frac{1}{\alpha_{1}} + \frac{\delta_{M}}{\lambda_{M}} + \frac{\delta_{M}}{\lambda_{M}} + \frac{1}{\alpha_{2}}}, \qquad (I)$$

Здесь q. - плотность потока, BT/м²;

- t_м средняя температура мазута, °C;
- t_в температура окружающего воздуха, °C;
- а, коэффициент теплоотдачи (КТО) от мазута к стенке цистерны, Вт/(м²·К);
- a2 КТО от воздуха к стенке цистерны, Вт/(m2.K);
 - δ_и, δ_м толщина слоя изоляции и корки твердого мазута соответственно, м;
 - λ_и, λ_м коэффициент теплопроводности (КППР) изоляции и корки мазута, Вт/(м·К).

КТО от мазута к стенке цистерны может быть вычислен по формуле [I]:

$$\alpha_1 = 0.65 \sqrt[3]{\frac{\Delta t}{\gamma_M}} , \qquad (2)$$

где △t - перепад температур между внутренней поверхностью корки мазута и жидким мазутом, К;

№_м - кинематическая вязкость мазута, м²/с.

КТО от поверхности цистерны к окружающему воздуху определяется из критериального уравнения [1]:

$$Nu_{2} = \frac{\alpha_{2}D}{\lambda_{B}} = 0,02 \operatorname{Re}_{B}^{0,8} = 0,02 \left(\frac{WD}{V_{B}}\right)^{0,8}, \quad (3)$$

где D - диаметр цистерны, м;

₩ - скорость движения, м/с;

 λ_{β} - KTIIP воздуха, Br/(м·K);

V8 - кинематическая вязкость воздуха, м²/с.

При расчете по (I) величину расчетной толщины корки определяет температура ее внутренней поверхности; если она становится ниже температуры налипания мазута, необходимо увеличить расчетную толщину корки. Необходимо также отметить, что при определении α_1 по формуле (2) должен быть задан перепад температуры между внутренней поверхностью за-

стывшего слоя и жилким мезутом, который может быть получен только из решения (I). Таким образом, расчет но (I) выполняется леухкратной итерацией: задаелись определенной толщиной твердой корки мазута, задаемся начальным приближением a1, рассчитываем q, и At по (I), второе приближение а, по (2) и повторяем расчет до совпадения двух последовательных приближений Ф1. Затем проверяем температуру внутренней поверхности застывшего слоя мазута на температуру застывания: если она оказывается меньше температуры застывания увеличиваем расчетную толемну корки и повторяем расчеты. В таблице I приведен пример расчета охлаждения цистерны с мазутом М40. Температура застывания мазута. определенная по ГОСТ 20287-74, составляет +15 °C. Однако ILIS пробн мазута М40, взятой в ходе экспериментов (см. ниже) по анализам, выполненным на кафедре теплоэнергетики ТПИ. видно, что мазут теряет текучесть и начинает налипать VXe при температуре 24-26 °С.

Таблица І

Остывание мазута M40 в автопистерне при наружной температуре воздуха $t_{\delta} = -8^{-0}C$ ($\alpha_2 = 36,9 \text{ Br/(m}^{2} \text{ K}), \delta_{U} = 0$)

							and the second second		and the second se
Temnepa- Typa Masy- Ta, t _m , °C	63	61	59	57	55	53	51	49	47
Кинемати- ческая вязность $\gamma_{M} \cdot 10^{4}$, m^{2}/c	0,85	0,94	I,04	1,15	1,29	I,44	I,6I	I,8I	2,04
KTO Masyra Cl. Br/(m ² ·K)	46,5	44,9	43,3	41,67	40,I	37,7	35,4	33,2	30,8
Плотность теплового потока ч, кВт/м ²	I,46	I,40	I,33	I,27	I,2I	I,07	0,92	0,80	0,67
Температу- ра внутрен- ней поверх- ности кор- ки, °С	31.6	29,9	28,2	26,5	24,8	24,8	25,0	24.9	25.2

Температу- ра наруж- ной по- верхности корки, ^о С	31,6	29,9	28,2	26,5	24,8	20,8	16,9	13,7	10,2
Толщина корки ма- зута б _м , мм	0	0	0	0	0	0,5	I,2	I,9	3,0
Коэффици- ент теп- лопереда- чи К,	neoù a Gabilei	audin. A*915	Toniki Mikano	ich i		in page	energy energy	y near dor 1	NYOS
Вт/(м ² •К)	20,6	20,25	19,9	19,6	19,2	17,5	15,6	14,0	12,2
Время ох- лаждения на I К, с	433	494	476	498	525	595	690	797	870

На основе тепловых характеристик остывания (табл. I) можно легко рассчитать время остывания в заданном интервале температур.

$$\tau_{0} = \frac{V\rho c}{F \cdot k} \cdot \ln \frac{t_{M} - t_{B}}{t_{M}' - t_{B}}$$

где V - объем цистерны, м³;

F - поверхность охлаждения, м²:

РС – объемная теплоемкость мазута; t'_м, t''_м – температура мазута в цистерне в начале и в конце периода охлаждения.

Для увеличения точности, расчеты проводились для небольших перепадов температуры, в пределах которых теплофизические характеристики мазута принимались постоянными. Для условий табл. I получим время остывания от начальной температуры мазута 63 °С до 60 °С - 0,5 ч, до 56 °С - I ч, по 47 °C - 2 ч. 33 мин. В последнем случае на стенке образуется твердая корка мазута толщиной 3 мм.

Расчет изолированной цистерны с изоляцией из стекловаты с коэффициентом теплопроводности 0,04 Вт/(м.К) толшиной 2 см дает скорость охлаждения 0,5 К/ч и в пределах 4-часовой перевозки твердого слоя на стенках не возникает.

На фиг. I приведены графики снижения температуры мазута MIOO и образования твердой корки мазута при различных


Фиг. 1. Снижение температуры (а) и образование корки (б) при перевозке мазута в неизолированной автоцистерие.

начальных температурах (от 70 до 50 °C) в цистерне для средней за отопительный сезон температуры окружающего воздуха в г. Таллине – 4 °C. Видно, что при снижении температуры загрузки темп охлаждения мазута снижается, а образования корки – возрастает. Для сравнения здесь же пунктирной линией представлено охлаждение мазута, М40 для условий табл. I.

Следует отметить, что в описанной выше модели остывания мазута при перевозке в автоцистернах, рассчитывается только толщина твердой корки мазута, остающегося на стенках (при толщине корки 3 мм это составит около 0,9% всего объема мазута в цистерне, использованной в эксперименте, см. ниже). В реальных условиях вдоль стенки на дно цистерны стекает охлажденный мазут и накапливается там в виде полужидкого слоя, слив которого при разгрузке также весьма затруднен.

Для проверки расчетной модели было выполнено экспериментальное исследование охлаждения мазута M40 при транспортировке его в изолированной (стекловата, 5 = 5 см) и неизолированной цистернах. Обе цистерны имели овальное сечение с осями 2,0 и I,I м, длина - 8,3 м, объем - около I4,5 м³, внутренняя поверхность 45 м2. Температура окружающего воздуха to = -8 °C. Перед загрузкой неизолированная цистерна была пропарена, так что на стенках мазута практически не было, на дне оставался слой полужидного мазута толшиной около 15 см. Температура загружаемого мазута составляла 68 °C. После загрузки средняя температура мазута в изолированной цистерне составила 58,6 °C, в неизолированной 62,6 °С. Продолжительность перевозки - 3 часа, включая около I часа стоянки при взвешивания. Средняя температура при выгрузке составила для изолированной цистерны 57,6 °C. неизолированной - 47, I °C. Стенки и дно изолированной цистерны при этом остались чистыми, а в неизолированной цистерне на стенках был твердый слой мазута толщиной 3-5 мм и на дне - 20 см. Расхождение во времени остывания неизолированной цистерны (по расчету - 2,5 ч, эксперимент - 3 ч) объясняется тем, что на стоянке теплоотдача в воздуху происходит только свободной конвекцией (α, ≃ IO Вт/м²·К) существенно снижая темп охлаждения.

Объем твердой корки мазута на стенках составия 0,9 -I,5 %, в то же время слой мазута на дне, именший температуру 27 °C, составия II,7 %. Время разгрузки неизолированной цистерны - 22 мин, изолированной - I7 мин.

Была также оценена экономия тепла за счет изоляции цистерн. Расчеты поназали, что относительному первохлаждению неизолированной цистерны 15 К соответствует потеря тепла 413 МДж, которое может быть получено при сжигании 10 кг мазута (что составляет 0,07 % от объема мазута в цистерне). Эта экономия невелика и не может служить определяющим критернем целесообразности применения изоляция. Очевидно, более существенным является то, что несливаемые остатки составляют в неизолированной цистерне около 13 % полезного объема, следовательно, практически каждая восьмая автоцистерна эксплуатируется вхолостур. При этом невозможен без специальных мер и точный учет перевозниого мазута. I. Применение изоляции существенно снижает теми охнаждения мазута и практически полностью предотврещает (в условиях перевозки в пределах Эстонской ССР) образование несливаемых остатков.

2. При перевозке мазута в неизолированной цистерне темп охлащения и количество мазута на стенках в виде твердой корки существенно зависят от начальной температуры, зязкости и температуры застывания мазута.

Уменьшение вязкости и снижение температуры застывания увеличивают темп охлажцения и снижают толщину корки. Аналогичный результат дает увеличение начальной температуры мазута. Так для мазута MIOO при начальной температуре 60 °C и ниже образование корки начинается срезу после загрузки (фиг. I), при начальной температуре 70 °C – через I,5 часа от начала транспортировки.

З. В неизолированной цистерне при температурах ниже температуры застывания сразу после загрузки начинается образование на дне цистерны переохлажденного полужидкого слоя, практически не сливаемого при разгрузке, который и создает основные остатки.

4. Полный слив мазута из неизолировенной цистерны молет быть достигнут при ее пропаривании, однако это резко увеличивает время резгрузки (практика резгрузки железнодорожных цистерн показывает, что I20-тонная цистерна разгружается за I5-20 мин, в то же время для удаления останцихся на дне I-2 тони мазута необходима пропарка в тенение суток).

5. При коротких перевозках (около I часа) можно избежать образования твердой корки на стенках увеличением начальной температуры мазута до 70 °C, однако, учитывая снижение температуры мазута при загрузке в холодную цистерну (в эксперименте температура загружаемого мазута составляла 68 °C, в то же время начельная температура снизилась до 59 °C), такой режим перевозки врад ли достижим.

6. Эконемия собственно теплоты при использовании изолированных автоцистери по сравнению с неизолированным невелика, и не может, очевидно, служить определяющим критерием обоснования целесообразности применения изоляции. Более важно то, что наличие несливаемых остатков практически исключает из грузоперевозок каждую восьмую неизолированную цистерну.

7. Учет и нормирование несливаемых остатков при перевозке в неизолированных цистернах могут быть лишь весьма приближенными, поскольку количество последних зависит от целого ряда факторов: вязкости мазута, температуры застывания и загрузки, температуры окружающего воздуха, скорости движения, времени в пути.

I. Белосельский Б.С. Топочные мазуты. М., Энергия, 1978. 256 с.

A. Veski, I. Klevtsov

About Transportation of Mazut by Motorcar Transport

Summary

The results of analytical and experimental investigation of cooling rate and mazut solid crust formation on the walls of insulated and uninsulated motorcar tanks are presented.

Содержание

I.	Отс А.А., Пайст А.А., Таляермо Х.Й. Принципы проектирования и реконструкции котлов, сжигаю- щих канско-ачинские угли	3
2.	Прикк А.В., Кельман Л.Я., Арро Х.Х. О составе золоприсадочных отложений, образовавшихся на поверхностях нагрева при сжигании мазута с до- бавкой поташа	13
3.	Ингерма А.И., Тоуарт Р.В. Оптимизация конструк- ции обмывочной трубы длинновыдвижного аппарата водяной обмывки ОВГ	25
4.	Прикк А.В., Арро Х.Х. О коррозионном воздейст- вии продуктов сгорания мазута в присутствии по- тана	35
5.	Отс А.А., Таллермо Х.И., Пелла В.Э. Коррозион- но-эрозионный износ мембранного экрана сланце- вого котла при циклической водяной обмывке	51
6.	Роотами Р.Э., Ыйспуу Л.М., Раюр К.Э., Соловей А.Г. Надежность работы поверхностей нагрева во- дяных экономайзеров котлов ПП-67	61
7.	Тийкма Т.Б., Вийльманн И.Р. Параметры теплооб- мена в парогенераторе МГД-установки, работаю- щей на мазуте	73
8.	Клевцов И.А., Клар Х.А., Лаусмаа Т.М. К расчет- ному исследованию работы труб парогенератора в условиях циклических пульсаций температур	81
9.	Круус Р.А., Кяар Х.А. Об оптимальной конструкции модульного пучка теплообмена	95
10.	Вески А.D., Клевцов И.А. О перевозке мазута автомобильным транспортом	103



Цека 90 кол.