

<https://doi.org/10.3176/oil.1985.1.09>

УДК 662.67

И. П. ЭПИК

## ПРЯМОЕ СЖИГАНИЕ ЭСТОНСКИХ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ ПОЛУПИКОВОЙ НАГРУЗКИ\*

Горючие сланцы давно рассматриваются как основной резерв для получения жидкого топлива после истощения природных ресурсов дешевой нефти. Еще в 1980—1981 гг. в США и ряде других стран широко готовилось развертывание сланцеперерабатывающей промышленности, однако после падения в 1982 г. цен на нефть большая часть этих работ была прекращена. Тем не менее, учитывая ограниченность мировых запасов нефти, можно предполагать, что уже в начале следующего века прирост потребления жидкого топлива будет покрыт в основном за счет переработки в него битуминозных песков, сланцев и угля [1]. Следовательно, не только сжигание на тепловых электростанциях (ТЭС) сланцевой смолы, но и прямое сжигание сланцев оправдывает себя, если замещает сжигание природного нефтяного топлива.

На Северо-Западе СССР для покрытия базовой нагрузки электропотребления предусмотрены мощные АЭС пиковой нагрузки — гидростанции, включая гидроаккумуляционные. Для покрытия промежуточной, так называемой полупиковой части графика энергопотребления с использованием установленной мощности в течение 3500 ч/год требуются специальные маневренные энергоблоки, допускающие до 200—250 пусков в год после 6—8-часового ночного простоя и 50 пусков в год после 50—60-часового простоя в конце недели. Сжигая на таких полупиковых установках горючие сланцы Эстонского и Ленинградского месторождений Прибалтийского сланцевого бассейна, можно сэкономить дефицитное нефтяное топливо.

Предполагаемая для использования на полупиковых ТЭС паровая турбина мощностью 500 МВт рассчитана на котел, обеспечивающий паропроизводительность 500 кг/с, давление 13,7 МПа и температуру 515°C по первичному пару и соответственно 444 кг/с, 3,4 МПа и 515°C по вторичному перегретому пару. Относительно низкие температуры перегретого пара весьма благоприятны, поскольку высокотемпературная коррозия стали, обусловленная хлоридами, при сжигании эстонских горючих сланцев предельно сильна. Например, по расчетным формулам А. А. Отса [2], а также по РТМ 108.030.122-77, под влиянием золы этих сланцев коррозия перлитных пароперегревательных сталей, в зависимости от условий работы, ускоряется на 20—80% при каждом повышении температуры металла поверхности нагрева на 20 К. Следует также отметить, что в РТМ 108.030.122-77 за предельную температуру нагрева стали 12Х1МФ при сжигании эстонских сланцев принято 540°C.

Производственный опыт работы сланцевых котлов в полупиковом режиме графика нагрузок пока что отсутствует. Эстонская и Прибал-

\* Посвящается 25-летию научно-исследовательской лаборатории промышленной теплоэнергетики Таллинского политехнического института.

тийская ГРЭС с блоками по 200 МВт были предусмотрены для работы в базовом режиме нагрузок и используются на установленную мощность 5500—6100 ч/год. Опыты, проведенные на Эстонской и других ГРЭС, показали, что эстонские сланцы с теплотой сгорания 6—11 МДж/кг на рабочую массу при избытке воздуха в 1,2—1,25 раза устойчиво горят без подсветки жидким топливом при самых минимальных нагрузках; химический недожог при этом практически равен нулю, а механический составляет менее 0,1%.

Пробное пылевидное сжигание горючих сланцев проводили также в СРР, КНР и ФРГ.

В Румынии исследования были начаты в 1969 г. Промышленные эксперименты проведены на ТЭС «Дойчести» и «Ровинар». Позднее была спроектирована ТЭС «Анина» с блоками по 330 МВт [3, 4]. Пуск первого блока ожидался в середине 1984 г. Описание башенного (92,4 м) прямоточного котла завода «Вулкан» паропроизводительностью 144,4 кг/с (в блоке два котла) с давлением пара 540/540°C приведено Т. Н. Сууркуусом [5]. Надо отметить, что в сланцах месторождения «Анина» отсутствует самый вредный для работы котлов элемент — хлор.

В КНР в промышленных масштабах исследовано пылевидное сжигание сланцев месторождения «Маомин» (теплота сгорания 3,36—4,6 МДж/кг, влажность 16—20, максимальная 24%, зольность до 65%) в котлах с низким (производительность 5,6 кг/с), средним (9,7 кг/с, общая наработка 2400 ч) и высоким давлением (61,1 кг/с). Выяснилось, что стабильное горение и желательные режимные показатели для сжигания без подсветки мазутом могут быть обеспечены при теплоте сгорания сланца не ниже 4 МДж/кг и влажности не более 18%. Опыты показали, что прямое сжигание горючих сланцев с низкой теплотой сгорания технически и экономически выгодно при производстве электроэнергии. Влажные сланцы рекомендуется предварительно подсушивать [6].

В ФРГ на ТЭС «Оффлебен» проведены исследования и опытное сжигание небольшой партии (1000 т) северо-африканских горючих сланцев (теплота сгорания 3—6,5 МДж/кг) в котле паропроизводительностью 34,7 кг/с при давлении 11,9 МПа и перегреве пара до 525°C. Хотя производительность котла была занижена из-за недостаточной мощности системы пылеприготовления, во всех опытах достигнуто стабильное горение без подсветки мазутом. На основе этих исследований разработан проект пылесланцевого котла для блока в 250 МВт [7].

Основываясь на приведенных сведениях можно заключить, что эстонские горючие сланцы с рабочей теплотой сгорания 7,8—8,8 МДж/кг обеспечивают достаточную для полуциклового котла разгружаемость и маневренность, причем с солидным запасом по теплоте сгорания, поскольку бурное выделение летучих углеводородов в результате термической деструкции керогена этих сланцев начинается при низких температурах. Еще в 1930-х гг. П. Когерман опубликовал данные о том, что при температурах 250—320°C выделяется около 16% летучих, а общий их выход составляет до 90% от массы керогена [8]. В дальнейшем А. Я. Аарна и К. Э. Кийс при термической переработке сланцевой пыли в скоростном режиме нагрева также установили высокий и быстрый выход летучих [9]. Это наглядно иллюстрирует рис. 1. Выделяющийся газ состоит, в основном, из CO, водорода, метана, этана, этилена, пропана и пропена.

При создании котла для сжигания эстонских горючих сланцев значительно более сложные проблемы, чем достижение стабильности горения при низких нагрузках, вызывает их специфическое свойство,

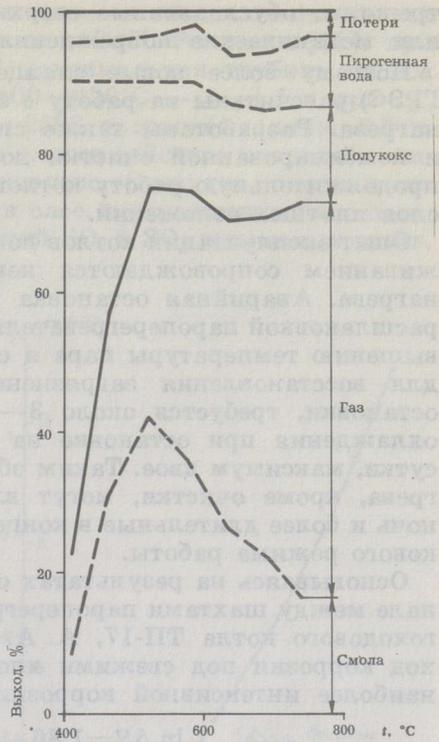


Рис. 1. Суммарный выход смолы и газа из керогена (сплошная кривая) при скоростном (125—200 К/с) нагреве сланцевой пыли (по данным [9]).  $t$  — конечная температура нагрева

отличающее их от большинства других видов сланцев, а именно — высокое содержание хлора в керогене, составляющее 0,6—1%. В мировой практике было много неудачных попыток сжигания углей с таким содержанием хлора (напр., так наз. «засоленных» бурых углей).

Участие хлора в процессах загрязнения и коррозии поверхностей нагрева сланцевых котлов установлено недавно. Приоритет в этом принадлежит Х. Х. Арро с сотрудниками. Вставляя на непродолжительное время (2, 4 и 6 ч) охлажденные трубы-зонды в газоходы котла, они собирали первоначальные отложения золы на трубе и проводили первые коррозионные лабораторные опыты с растворимой в воде частью сланцевой летучей золы (содержание хлора 23,0—24,3%, калия, в пересчете на  $K_2O$ , 35,6—39,3%), выход которой составлял 2—3% [10]. После этого в Таллинском политехническом институте были начаты лабораторные, стендовые и промышленные исследования образования хлоридных (в основном  $KCl$ ) отложений и последующего перехода их в сульфаты, образующие на трубах плотные, связанные сульфатами калия и кальция отложения.

В зависимости от первоначального содержания хлора в свежих хлоридных (в основном  $KCl$ ) золовых отложениях (0—17%, а в летучей золе в среднем 0,5 и по фракциям летучей золы 0,1—1,5%) действие хлоридов может длиться от пяти до более чем ста часов — до полного перехода их в сульфаты. Интенсивная и частая очистка поверхностей нагрева до внешней поверхности оксидной пленки, и особенно до чистой металлической поверхности труб, открывает свежим хлоридам доступ к металлу и способствует таким образом катастрофическому коррозионному износу, которому часто сопутствуют механическая эрозия труб, вызванная действием обдувочных струй, усталостные

трещины, обусловленные сверхинтенсивной вибрационной очисткой, или механические повреждения, причиненные встряхиванием труб.

Поэтому более новые сланцевые котлы (ТП-101 для Эстонской ГРЭС) рассчитаны на работу с сильно загрязненными поверхностями нагрева. Разработаны также специальные способы водной обмывки и комбинированной очистки поверхностей нагрева, обеспечивающие продолжительную работу котлов с сохранением на трубах защитного слоя плотных отложений.

Опыт эксплуатации котлов показывает, что их остановки с расхолаживанием сопровождаются некоторой расшлаковкой поверхностей нагрева. Аварийная остановка котла на 4—5 сут с организованной расшлаковкой пароперегревателя при расхолаживании приводит к повышению температуры пара и снижению температуры газов, причем для восстановления загрязнения, соответствующего состоянию до остановки, требуется около 3—4 сут работы котла. После простого охлаждения при остановке на 1—2 сут для этого требуются одни сутки, максимум двое. Таким образом, на состояние поверхностей нагрева, кроме очистки, могут влиять остановки — ежесуточные на ночь и более длительные в конце недели, — характерные для полупикового режима работы.

Основываясь на результатах опытов Х. И. Таллермо в опытном канале между шахтами пароперегревателя и воздухоподогревателя многоходового котла ТП-17, А. А. Отс вывел уравнения, описывающие ход коррозии под свежими хлоридными отложениями, для случаев наиболее интенсивной коррозии [2]. Например, для стали 12Х1МФ

$$\ln \Delta S = 1,86 - 5650T^{-1} + 0,4 \ln \tau. \quad (1)$$

Другая крайность — коррозия под стабильными сульфатными отложениями — исследована в длительных лабораторных (Э. Л. Тооман) и промышленных (Х. И. Таллермо) опытах и описывается для стали 12Х1МФ формулой [2]

$$\ln \Delta S' = 4,049 - 8460T^{-1} + (0,753 - 0,00029T) \ln \tau. \quad (2)$$

В формулах (1) и (2):  $\Delta S$  и  $\Delta S'$  — глубины коррозии (утонение стенки трубы), мм;  $T$  — температура металла, К;  $\tau$  — время от начала процесса коррозии на чистой металлической (без окалины) поверхности трубы, ч.

Если при обмывке или обдувке поверхности нагрева вместе с отложениями удаляется и слой окалины с трубы, тогда  $\tau$  равно  $\tau_0$ , где  $\tau_0$  — время работы котла между очистками.

В полупиковом режиме котел работает недельными циклами: четыре ночных остановки на 6—8 ч и одна 50—60-часовая в конце недели, итого 74—92, в среднем 84 ч работы в неделю при пяти 16—18-часовых периодах работы. За год, с учетом праздничных дней и мелких ремонтов, котел будет работать 4000—4200 ч, чему соответствует и заданное время использования установленной мощности — 3500 ч/год.

При таких условиях работы можно описать следующие основные модели коррозионного износа:

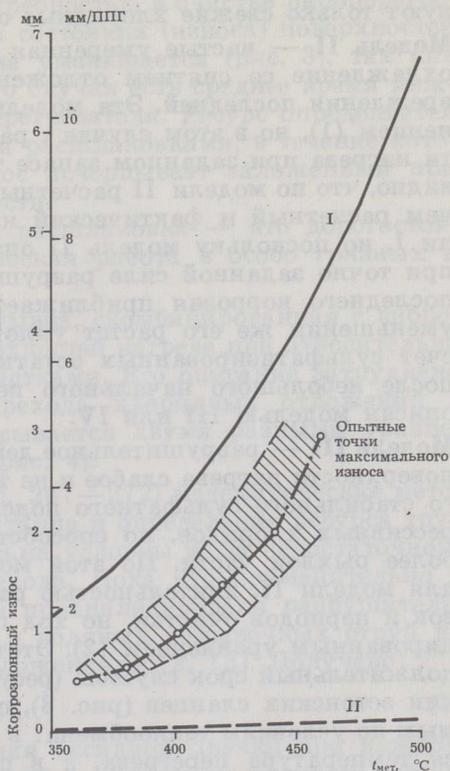
**Модель I** — частые и сильные обдувка или обмывка при  $\tau_0$  от 2 до 6 ч, каждый раз обеспечивающие полное снятие с поверхности металла окалины (оксидного слоя). Износ определяется уравнением (1), а может быть и еще больше — за счет механического истирания чистой поверхности металла.

**Модель I** представляет собой случай максимально быстрого коррозионного износа (рис. 2). Такой износ наблюдался в первые годы

эксплуатации Прибалтийской ГРЭС, а также в специальных опытах на котле ТП-17, описанных А. А. Отсом и В. И. Резником [11]: при температуре металла  $t_{мет}$  360—380°C максимальная глубина износа  $\Delta S$  составляла 0,5—0,7 мм, при  $t_{мет}$  400—420°C — 1—1,5 и при  $t_{мет}$  440—460°C — 2—3 мм. Время работы 2590 ч, среднее  $\tau_0$  равно 2,3 ч.

Максимальное  $\tau_0$ , в течение которого длится действие хлоридов, описанное уравнением (1), пока не установлено. Очевидно, оно зависит от начального содержания хлоридов в слое, аэродинамических потоков вокруг трубы, парциальных давлений  $SO_2$  и  $SO_3$  в дымовых газах,

Рис. 2  
Зависимость коррозионного износа от температуры металла ( $t_{мет}$ ) в ширмовом пароперегревателе сланцевого котла: I — катастрофический коррозионный износ по модели I (общая наработка 2590 ч) при  $\tau_0$  2,3 ч и паровой обдувке; II — максимальный износ по модели II,  $\tau_0$  равно 2590 ч. Опытные точки (по данным [11]) составляют в среднем 40—70% максимально возможного износа, рассчитанного для модели I по уравнению (1). ППГ — календарный год работы в полупиковом режиме (4200 ч)



температуры газовой среды, разности температур газовой среды и поверхности трубы (термофорез), а также от сочетания этих факторов.

О влиянии термофореза на селективное осаждение хлоридов свидетельствуют опыты, в которых на участке зонда с  $t_{мет}$  450—550°C хлора в отложениях было 8,3—13,6%, в то время как на участке зонда с  $t_{мет}$  550—650°C лишь 1,7—2,9%, при одинаковой температуре газов в пределах всего зонда (в различных опытах от 700 до 1000°C). Одновременно из газохода была отсосана зола, которая содержала значительно больше хлора в тончайших фракциях, накопленных на фильтре после циклона-пробоотборника: на фильтре 0,7—1,5, в циклоне 0,1—0,4% хлора, при выходе грубой золы 83,0—94,6% [10]. Возможно также влияние температуры стенки трубы на конденсацию соединений щелочных металлов, находящихся в дымовых газах в газовой фазе [12].

Не исключено и то, что 16—18-часового периода работы котла недостаточно для полной нейтрализации хлоридов, и в это время они

активно действуют на отдельные участки поверхностей нагрева. Поэтому, рассчитывая коррозионный износ по уравнению (1), легко можно убедиться, что даже ежесуточная сильная паровая обдувка или сильная обмывка при остановке котла на ночь после 16—18 ч работы противопоказаны из-за недопустимо большого износа.

Опытные точки на рис. 2 — максимальные глубины износа в соответствующих температурных зонах — составляют 40—70% от максимально возможного теоретически, т. е. от износа, рассчитанного по уравнению (1) в предположении, что при каждой обдувке на определенных местах слои отложений вместе с оксидной пленкой на стали снимаются полностью и что в течение каждого периода в 2,3 ч действуют только свежие хлоридные отложения.

**Модель II** — частые умеренная обдувка, сильная виброочистка или охлаждение со снятием отложений с поверхности окалины без повреждения последней. Эта модель коррозии также описывается уравнением (1), но в этом случае  $\tau$  равняется полному ресурсу поверхности нагрева при заданном запасе толщины стенки на износ. Из рис. 2 видно, что по модели II расчетный износ на один—два порядка ниже, чем расчетный и фактический износы при частой обдувке по модели I, но поскольку модель II описывает коррозионный износ только при точно заданной силе разрушающего импульса, то при усилении последнего коррозия приближается к описанной по модели I. При уменьшении же его растет уплотненный стабильный подслоя — за счет сульфатизированных остатков золы, и коррозионный износ — после небольшого начального переходного периода — может быть описан моделью III или IV.

**Модель III** — разрушительное действие систем очистки и охлаждения поверхности нагрева слабое и не только не препятствует росту плотного стабильного сульфатного подслоя отложений, не содержащего агрессивных хлоридов, но способствует избирательному удалению его более рыхлой части. По этой модели коррозия определяется, как и для модели II, длительностью работы поверхности без учета остановок и периодов очистки, но ход процесса описывается здесь модифицированным уравнением (2). Этот режим обеспечивает наиболее продолжительный срок службы (ресурс) поверхности нагрева при сжигании эстонских сланцев (рис. 3), однако может оказаться неприемлемым по условиям теплообмена: в барабанном котле сильно понижается температура перегрева, а в прямоточном — паропроизводитель-

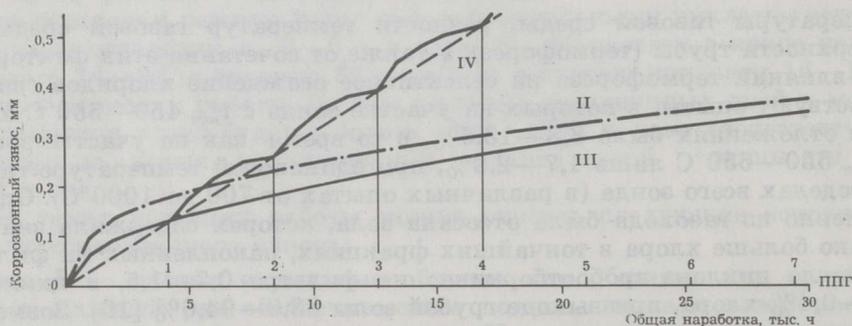


Рис. 3

Сравнение коррозионного износа по моделям II, III и IV (первый вариант) при 540°C для стали 12Х1МФ. Для модели IV период между ручными расшлаковками  $\tau_0$  равен 4200 ч (1 ППГ)

ность. Особенно существенным недостатком полупикового котла при таком режиме является то, что из-за больших массы и теплоемкости отложенный в пароперегревателях при остановках котлов необходимо их длительное расхолаживание.

**Модель IV** — комбинированная система очистки, представленная в двух вариантах.

Первый вариант — умеренная или даже слабая, но частая обдувка (испытывалась и виброочистка) и ручная расшлаковка охлажденного котла во время текущего или аварийного ремонта. За исключением случайных аварийных ремонтов, необходимость в текущих ремонтах в основном определялась потребностью в очистке пароперегревателей ручным способом и ревизии состояния (износа) поверхностей нагрева. Ресурс поверхности нагрева уменьшается (рис. 3), так как величина  $\tau$  в уравнении (2) для этого случая есть среднее время между ручными расшлаковками пароперегревателя. Ресурс определяется как сумма периодов между ручными расшлаковками, в течение которых суммарный коррозионный износ исчерпывает заложенный при проектировании котла запас прочности.

Надо особо отметить, что ручная расшлаковка — это дорогостоящая, трудоемкая и тяжелая физическая работа в особо грязных и нездоровых условиях.

Второй вариант — водяная обмывка, скомбинированная с виброочисткой (или встряхиванием) поверхностей нагрева при относительно коротких периодах между виброочистками. Его описание затруднено необходимостью учета области перехода хлоридных отложений в сульфатные, влияние которых описывается двумя разными уравнениями — соответственно (1) и (2) (рис. 4).

Разработанные А. А. Отсом ([2], с. 267—272) математические методы расчета длительности работы металла и определения ресурса труб в переходной области сложны и весьма условны из-за недостаточного знания закономерностей этого перехода. Пока что применительно к сланцевым котлам этими методами проанализировали разрушительное действие паровых обдувочных и водяных обмывочных струй на оксидные пленки на трубах под отложениями [2, 13]. Получено:

$$\xi = f(L), \quad (3)$$

где  $\xi$  — средняя степень разрушения оксидной пленки при каждом обмывочном или обдувочном цикле;  $L$  — расстояние между местом износа и соплом обдувочного или обмывочного аппарата, м.

Первые длительные опыты (11 и 15 тыс. ч) были проведены с обмывкой через каждые 168 ч работы ( $\varnothing$  сопла 10 мм) и виброочисткой через каждые 4 ч (продолжительность 5 сек, амплитуда 0,8—1,2 мм). Для определения износа в опытные ширмы были помещены калиброванные трубные вставки. Из рис. 4 видно, что опытные точки коррозионного износа располагаются в промежуточной области, между кривыми 1 и 2, причем степень разрушения оксидной пленки весьма низка: при  $L=0,4$  м  $\xi \approx 0,5$ , при  $L=0,8$  м  $\xi \approx 0,2$  и при  $L=1,2$  м  $\xi \approx 0,1$ , все с большим разбросом опытных точек.

Важно отметить, что металлографические исследования труб из активной зоны водяной обмывки после 11 и 15 тыс. ч работы свидетельствовали об отсутствии заметных трещин усталостного характера в поверхностном слое стали 12X1MФ и о наличии глубоких транскристаллитных трещин усталостного характера в поверхностном слое аустенитной стали [13].

Коррозионный износ при пылевидном сжигании эстонских сланцев с одновременным изменением теплового сопротивления отложений

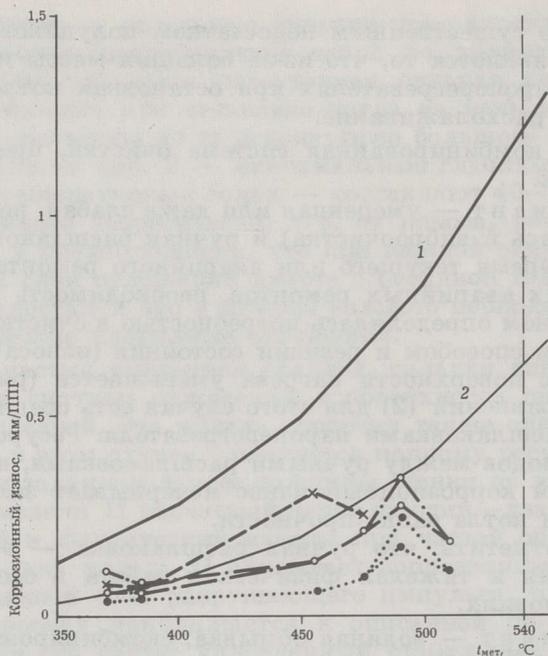


Рис. 4

Коррозионный износ по второму варианту модели IV при  $\tau_0$  168 ч между обмывками ширмового перегревателя: 1 —  $\Delta S$  хлоридных отложений (рассчитано по уравнению (1)), 2 —  $\Delta S'$  сульфатных отложений (рассчитано по уравнению (2)).

Опытные точки нанесены по усредненным линиям (данные [2]) с указанием максимального отклонения в сторону увеличения износа. Условные обозначения (см. формулу (3)):  $\times$  —  $\alpha=0,4$  м,  $\xi \sim 0,5$ ;  $\circ$  —  $\alpha=0,8$  м,  $\xi \sim 0,2$ ;  $\bullet$  —  $\alpha=1,2$  м,  $\xi < 0,1$ . ППГ=4200 ч

при комбинированной очистке (водяная обмывка с использованием усовершенствованных сопел  $\varnothing$  5 мм и СУНЧВ\*) был исследован на котле ТП-17 А. Э. Сийрде [14].\*\* Аппараты водяной обмывки были установлены для очистки ширмового пароперегревателя и включались через каждые 240 ч работы котла, СУНЧВ включалась через каждые 2 ч. Вырезанных калиброванных вставок в районе действия обмывки пока немного — семь: три были вырезаны через 7 тыс. ч работы, одна — через 14 тыс. ч и последние три — после 27,5 тыс. ч. Опыты продолжаются.

Температура металла в этих опытных работах равнялась в среднем 450°C (2 вставки) и 525°C (5 вставок). Результаты весьма обнадеживающи: фактический коррозионный износ при  $t_{\text{мет}}$  525°C протекает в соответствии с моделью III, т. е. минимален для пылесланцевых котлов (рис. 5). Износ при  $t_{\text{мет}}$  450°C практически не отличается от износа при 525°C, а значит несколько выше рассчитанного по уравнению (2).

Опыты А. А. Отса, Т. Н. Сууркууска и А. Э. Сийрде дают такую же картину — при температуре стенки трубы в пределах 450—525°C

\* СУНЧВ — система уравновешенного низкочастотного встряхивания ширмовых поверхностей нагрева, предложенная Х. Мэлаком (Эстонглавэнерго).

\*\* Включение СУНЧВ через каждые 2 ч и водяная обмывка пароперегревателей при помощи крупносплошых паровых обдувочных аппаратов применяется с 1977 г. в котлах ТП-101 Эстонской ГРЭС.

опытные точки настолько перекрываются, что четкая температурная зависимость (такая, как в лабораторных условиях) в этом интервале температур не прослеживается. Причина, по-видимому, — в селективном осаждении  $KCl$  преимущественно на более холодные трубы, о чем говорилось выше.

По данным лабораторных опытов Х. Х. Арро с сотрудниками [10], скорость коррозии стали 12X1МФ в интервале температур 500—600°C мало зависит от влияния хлорида калия при 0,56—23-процентном содержании хлора в золе, однако при 0,23% хлора она уже в 3—4 раза ниже. Отложения золы в котле, образовавшиеся там в течение первых 2—6 ч на чистом металле, содержали хлора: при  $t_{мет} = t_{газ}$  0,05%, при  $\Delta t = t_{газ} - t_{мет}$  порядка 250 К 1,7—2,9% и при  $\Delta t$  порядка 350 К 8,3—13,6%.

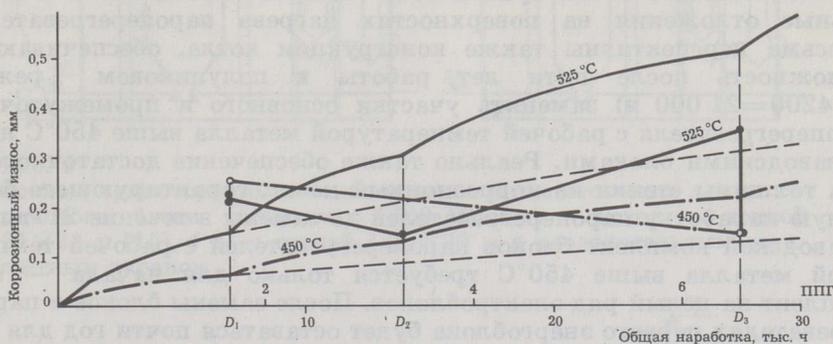


Рис. 5

Опытные данные износа ширмового пароперегревателя при длительных исследованиях в котле ТП-17 [14]. Экспериментальные кривые рассчитаны по уравнению (2).  $D$  — длительные остановки котла, ППГ=4200 ч

Используя весьма неточные данные (при  $\Delta t \sim 350$  К и выдержке 24 ч были взяты две пробы, содержащие в среднем 6,4%  $Cl$ ), с помощью линейной экстраполяции определили, что «нейтральный» уровень хлора (около 0,2%) достигается за счет сульфатизации хлоридов в течение двух смен при  $\Delta t \sim 250$  К и в течение двух суток при  $\Delta t \sim 350$  К. В то же время, например, описываемая уравнением (1) коррозия стали 12X1МФ, вызванная влиянием хлоридов, в течение первых двух суток достигает 0,012 мм при 450°C, а под стабилизированными сульфатными отложениями (по уравнению (2)) за такое же время — лишь 0,008 мм при 500°C и 0,011 мм при 525°C.

Отсюда следует, что при «сильных» способах очистки (обмывка, паровая обдувка) и применении ее при полупиковом режиме работы в определенных пределах: ориентировочно не чаще одного—двух раз в день и не реже одного раза в неделю — в интервале температур металла от 450 до 550°C температурная зависимость коррозии может быть частично или даже полностью компенсирована более продолжительной химической активностью хлоридных отложений при более низких температурах поверхности нагрева. О наличии слоя плотных отложений на трубах, т. е. о справедливости формулы (2), свидетельствуют и установленный А. Э. Сийрде медленный рост теплового сопротивления отложений в длительных опытах, а также некоторая стабилизация этого сопротивления на уровне  $0,013 \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$  после 6—7 тыс. ч работы.

Хотя эксперименты А. А. Отса, Т. Н. Сууркууска и А. Э. Сийрде дали обнадеживающие результаты в отношении существенного уменьшения коррозионного износа, авторы пока не опубликовали никаких конкретных рекомендаций в этом плане.

По эксплуатационным данным пылесланцевых котлов, при всех видах очистки после первых 20 тыс. ч наработки труб, т. е. после первого капитального ремонта, количество отказов резко возрастает. Плохие условия осмотра загрязненных труб внутри котла и выполнения там ремонтных работ — причина появления отказов уже в течение первых 2—4 тыс. ч работы после капитального ремонта.

Предложение почти вдвое увеличить в новых пылесланцевых котлах поверхности нагрева пароперегревателей с целью уменьшения частоты их очистки и тем самым — предположительно — их коррозионного износа не оправдано, т. к. не проверено и не приемлемо для полуциклового котла практически (большие массы стали и значительные отложения на поверхностях нагрева пароперегревателя!).

Весьма перспективны также конструкции котла, обеспечивающие возможность после пяти лет работы в полуцикловом режиме ( $5 \times 4200 = 21\ 000$  ч) заменять участки основного и промежуточного пароперегревателя с рабочей температурой металла выше  $450^\circ\text{C}$  новыми заводскими блоками. Реально также обеспечение достаточного запаса толщины стенки на коррозионный износ, гарантирующего безотказную наработку пароперегревателей до замены в течение 21 тыс. ч.

Заводской комплект блоков пароперегревателей с рабочей температурой металла выше  $450^\circ\text{C}$  требуется только для начала — один комплект на целый ряд электроблоков. После замены блоков в пароперегревателях первого энергоблока будет оставаться почти год для внимательной ревизии и восстановления блоков в специальном цехе до установки их на замену в очередном энергоблоке и т. д. При модернизации сланцевых ТЭС с установкой новых энергоблоков можно использовать в качестве цеха ремонта поверхностей нагрева помещения из-под демонтированного устаревшего оборудования.

Хотя данные новых исследований многообещающи (напр., [14]), при проектировании следует избегать неоправданного риска. Новые конструкции обмывочных сопел и др. испытывали в котле с производительностью в 10 раз меньшей, чем требуется для моноблока мощностью 500 МВт. Непредвиденные трудности могут быть вызваны и особенностями эксплуатации котлов в полуцикловом режиме, в первую очередь частыми остановками и пусками. Опасность представляют также места контактов поверхностей нагрева с СУНЧВ и места опоры ширм в подвесках (в случае горизонтальных ширм), где при остановках и пусках может возникать трение, разрушающее окалину на трубах.

Расчет скорости коррозионного износа в эксплуатационных условиях (необходимый для расчета запаса толщины стенки) требует более тщательного анализа имеющихся научно-исследовательских работ и обработки результатов дополнительных экспериментальных работ А. А. Отса, А. Э. Сийрде, Х. Х. Арро и др.

На рис. 6 изображены рассчитанный Т. Н. Сууркууском пылесланцевый башенный котел для моноблока в 500 МВт [15] с квадратной топкой размерами  $21 \times 21$  м и его модифицированный вариант с топкой поперечными размерами  $14,5 \times 29$  м. Примерно такой же профиль, как на рис. 6, б, но при квадратной топке, может иметь прямоугольный котел для блока в 200—250 МВт. (Принципиальная схема башенного котла аналогичной мощности дана Р. Виллахом [7]). При соответствующей раскладке коллекторов и пароперепускных труб на потолке котла, спроектированного по многоходовой схеме существующих сланцевых котлов, ширмы удобно поднимать или опускать мос-

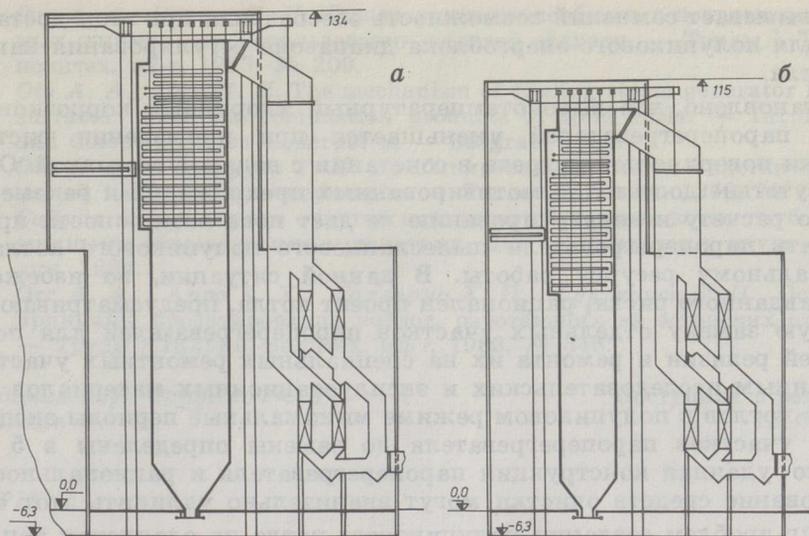


Рис. 6

Эскизы прямоточного башенного пылесланцевого котла для полупикового блока мощностью 500 МВт: а — котел с топкой  $21 \times 21$  м [15], б — с топкой  $14,5 \times 29$  м и разделительным двухсветным экраном

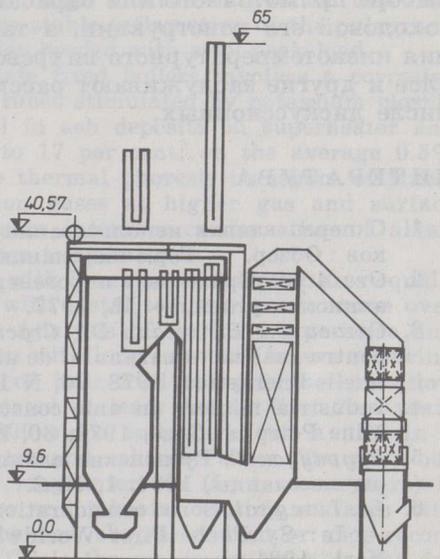


Рис. 7

Габариты сланцевого котла ТП-101 для блока в 200 МВт

товым краном, однако для этого потребуется свободное пространство между верхом котла и краном, равное без малого 30 м, или наполовину меньшее, если длинные ширмы будут иметь посередине монтажные швы (рис. 7).

### Заключение

Рассмотрены вопросы, связанные с сооружением полупиковых энергоблоков, предназначенных для пылевидного сжигания эстонских сланцев.

1. Не вызывает сомнений возможность обеспечения при этом достаточного для полуликрового энергоблока диапазона регулирования нагрузки котла.
2. Установлено, что высокотемпературный хлоридный коррозионный износ пароперегревателей уменьшается при применении системы очистки поверхностей нагрева в сочетании с водяной обмывкой. Однако отсутствие достаточно мотивированных предложений и рекомендаций по расчету и конструированию не дает пока возможности проектировать пароперегреватели пылесланцевого полуликрового котла по оптимальному ресурсу работы. В данной ситуации, во избежание неоправданного риска, рационален проект котла, предусматривающий блочную замену отдельных участков пароперегревателей для последующей ревизии и ремонта их на специальных ремонтных участках. По данным исследовательских и эксплуатационных материалов, при работе котлов в полуликровом режиме минимальные периоды эксплуатации участков пароперегревателя до замены определены в 5 лет. Однако удачная конструкция пароперегревателя и рациональное использование средств очистки могут значительно удлинить этот срок.
3. Круг проблем создания полуликрового котла на сланцевом топливе не замыкается вопросами обеспечения стабильности горения при пониженных нагрузках и уменьшения высокотемпературного хлоридного коррозионного износа пароперегревателей. Вопросы расчета теплообмена и очистки топочной камеры, теплообмена пароперегревателей и конвективной части котла, пылеулавливания и использования золы, выбора прямоточного или барабанного типа котла, башенной или многоходовой его конструкции, а также вопросы возможности применения низкотемпературного вихревого сжигания и сжигания в кипящем слое и другие заслуживают рассмотрения в отдельных статьях, в том числе дискуссионных.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. О перспективах использования горючих сланцев и битуминозных песков : Обзор. — Горючие сланцы, 1984, 1, № 1.
2. Отс А. А. Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и канскоачинских углей. — М., 1977.
3. Cazacu C., Bicleseanu D., Craciuneanu C. s. a. Complexul de cercetari pentru realizarea cazanului de abur de 520 tf/h pentru sisturi bituminoase. — Energetica, 1978, 26, N 1.
4. Industria miniera in anii constructii socialiste Bilant si perspective. — Mine Petrol si Gaze, 1979, 30, N 8.
5. Сууркууск Т. Румынские сланцы на службе электроэнергетики. — Горючие сланцы, 1984, 1, № 2.
6. Lu Lianghai. Some considerations on direct firing of low grade oil shale. — In: SynFuels' First Worldwide Symposium, Bruxelles, 1981. — New York, 1981.
7. Willach R. Die thermische Nutzung von Ölschiefer zur Erzeugung elektrischer Energie in konventionellen Kraftwerken. — VGB Kraftwerkstechnik, 1981, 61, Heft 1 (Januar).
8. Kogerman P. On the chemistry of the Estonian oil shale «Kukersite». — Tartu, 1931.  
Когерман П. Химия эстонских сланцев. — Л.; М., 1934.
9. Аарна А. Я., Кийс К. Э. О быстром термическом разложении топлива и путях управления данным процессом. — Труды / Таллин. политех. ин-т, 1970, № 285.
10. Арро Х. Х., Валликиви В. Э., Таллермо Х. И. и др. Исследование образования первичного слоя отложений на пароперегревателях котлоагрегатов, сжигающих эстонские сланцы. — Труды / Таллин. политех. ин-т, 1967, № 255.

11. *Ots A. A., Резник В. И.* Исследование теплообмена в поперечнообтекаемых ширмах при использовании паровой обдувки. — Труды / Таллин. политех. ин-т, 1963, № 209.
12. *Ots A. A., Arro H. H.* The mechanism of fouling steam generator heating surfaces under the combustion products of solid fuels. — In: *Fouling and Coion in Steam Generators.* — Beograd, 1980.
13. *Ots A. A., Сууркууск Т. Н.* Комбинированный метод очистки поверхностей нагрева парогенераторов. — Теплоэнергетика, 1976, № 10.
14. *Сийрде А. Э.* Системы очистки поверхностей нагрева котла глубоководными обмывочными аппаратами. Дис. ... канд. техн. наук. — Таллин, 1984.
15. *Ots A. A., Arro X. X., Таллермо Х. Й., Сууркууск Т. Н.* Основные принципы проектирования котлов, работающих на эстонских сланцах. — Труды / Таллин. политех. ин-т, 1983, № 546.

Академия наук Эстонской ССР  
г. Таллин

Поступила в редакцию  
18. 01. 1985

## I. ÖRIK

### DIRECT BURNING OF ESTONIAN OIL SHALE AT SEMI-PEAK LOAD POWER PLANTS

The burning of Estonian oil shales with a heat value from 7.8 to 8.8 MJ per 1 kg at semi-peak load power plants in the European part of the USSR, where the base load will be supplied by nuclear power plants, is an effective way to drop the oil (petroleum) burning. High volatile outputs of this fuel at low temperatures (Fig. 1) guarantee the stable inflammation of the pulverised shale and a good maneuverability of boiler needed with semi-peak load.

A specific problem of Estonian oil shale fired boilers involves a corrosive wear of steam superheater and reheater tubes stimulated by potassium chloride in fly-ash deposits. High content of KCl in ash deposits on superheater and reheater tubes at low temperatures (up to 17 per cent; on the average 0.5% in fly ash) is a result of more intensive thermal phoresis transport of finest particles of condensed KCl in combustion gases at higher gas and surface temperature differences as well as at more intensive condensation of alkali metal compounds on tubes at lower surface temperatures.

The higher content of KCl on the tubes with lower metal temperatures equalises the kinetic acceleration of corrosion with metal temperature increase over metal temperature interval 450—550°C. Analysis of working experience and investigations of water lanced superheaters with long intervals between lancing cycles and combined vibration cleaning of base load carrying boilers allow a corrosionfail-safe operation to be forecasted at least during first five years of carrying semi-peak load with 250—300 stops and starts per a unit in a year and with 12Cr1MoV steel superheater and reheater tubes. To carry out the fail-safe operation during the next long intervals (5 or more years) it is necessary to replace all the superheater and reheater heating surfaces with metal temperatures from 450 to 540°C by new shop-assembled or shop-reconditioned models. Metal temperature 540°C is the maximum possible one for using 12Cr1MoV steel in Estonian oil shale fired boilers and limits the superheater and reheater steam temperatures to 515°C. To make the replacement of units possible, superheaters and reheaters have to be designed in model prefabricated constructions (Figs 6 and 7).

Stable inflammation and corrosion wear of superheaters and reheaters are not the only specific problems of oil shale fired semi-peak load boilers. It is necessary to discuss separately the analysis of heat transfer on ash-fouled surfaces, cleaning and wear of furnace walls and economizers, as well as problem of fluidized-bed combustion and low temperature circular combustion, circulation and straight-through boilers, etc.

Academy of Sciences of the Estonian SSR  
Tallinn