

ISSN 0136-3549
0320-3360

TALLINNA
POLÜTEHNILISE INSTITUUDI
TOIMETISED

546

ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО
ИНСТИТУТА

ТРИ
'83

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ
ПАРОГЕНЕРАТОРОВ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Ер.6.

546

**ТРИ
'83**

TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

УДК 621.18:662

●
ИССЛЕДОВАНИЕ
РАБОТЫ
ПАРОГЕНЕРАТОРОВ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Теплоэнергетика XX1У

Таллин 1983

ТАЛЛИНСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Труды ТПИ № 546

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Теплоэнергетика XXIУ

Редактор В. Ратник. Техн. редактор В. Ранник

Сборник утвержден коллегией Трудов ТПИ 13.01.83

Подписано к печати 16.09.83. Бумага 60x90/16

Печ. л. 8,25 + 0,5 приложение. Уч.-изд. л. 7,0. Тираж 400, МВ-06147

Ротапринт ТПИ, Таллин, ул. Коскла, 2/9. Зак. № 629. Цена 1 руб. 5 коп.

© ТПИ, Таллин, 1983



А.А. Отс, Х.Х. Арро, Х.Й. Таллермо,
Т.Н. Сууркууск

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОТЛОВ, РАБОТАЮЩИХ НА ЭСТОНСКИХ СЛАНЦАХ

Использование в энергетике в последнее время все больше и больше низкокачественных местных топлив повлекло за собой целый ряд серьезных проблем, среди которых одно из основных мест занимают проблемы, связанные с влиянием минеральной части топлива на работу котлоагрегатов. Опыт сжигания бурых углей, эстонских сланцев и многих других низкокачественных топлив показал, что наблюдаемые при этом очень часто такие явления, как интенсивное загрязнение поверхностей нагрева золо-шлаковыми отложениями, резкое повышение скорости коррозии, а также износа металла труб под воздействием золы и т.д., могут являться решающими факторами, определяющими надежность и экономичность работы агрегата в целом. Эти обстоятельства необходимо, в первую очередь, учитывать при проектировании котлоагрегатов.

Практика неоднократно показывала, что котлы, предназначенные для сжигания низкокачественных топлив и их элементы должны, прежде всего, быть как можно менее чувствительными к вредному воздействию золы, а режимные условия, создаваемые в котле, уменьшать возможности этого воздействия. Естественно, что большое внимание при конструировании таких котлоагрегатов необходимо уделить также проблемам их очистки и ремонта. Все это говорит о том, что для низкокачественных топлив требуются специальные котлоагрегаты, разработка которых должна быть проведена с учетом в каждом конкретном случае поведения минеральной части сжигаемого топлива в котлоагрегате. Хотя такие котлоагрегаты получаются обычно более громоздкими и дорогими по сравнению с котлоагрегатами для "хороших" топлив, эти дополнительные расходы окупаются повышением надежности и экономичности котлов в эксплуатации.

Среди низкокачественных местных топлив особенно "тяжелым характером" отличаются эстонские сланцы. Высокая (более 40 %) зольность сланцев в сочетании с большой склонностью сланцевой золы к интенсивному загрязнению и коррозии поверхностей нагрева служат причиной, почему даже специальные котлоагрегаты, созданные в пятидесятых-шестидесятых годах для сжигания эстонских сланцев (ТП-17, ТП-67 и ТП-101) работают неудовлетворительно и требуют больших затрат на очистку и ремонт, несмотря на проведенные реконструкции и применение новых методов очистки поверхностей нагрева.

Однако накопленный опыт эксплуатации упомянутых выше котлоагрегатов и проведенные в течение многих лет лабораторные и промышленные исследования позволили к настоящему времени достаточно хорошо выяснить поведение минеральной части сланцев в различных условиях и основные особенности работы отдельных поверхностей нагрева под влиянием сланцевой золы и действия средств очистки. Таким образом, эти данные служат основой для сформулирования основных принципов проектирования мощных котлоагрегатов для прямого сжигания пылевидных сланцев. Чтобы более конкретно обосновать выдвинутые в настоящей работе принципы проектирования пылесланцевых котлов, рассматриваются ниже основные положения, определяющие условия работы поверхностей нагрева этих котлов.

Как уже отмечалось, характерным для сланцевых котлов является интенсивное загрязнение поверхностей нагрева золовыми отложениями. При этом, одной из важных особенностей работы этих котлов является то, что быстрое образование и рост связанных золовых отложений может иметь место не только в высокотемпературных зонах котла, а также на относительно низкотемпературных водяных экономайзерах, расположенных в зоне газохода, где температура дымовых газов составляет всего лишь 500-600 °С, т.е. является значительно ниже температуры плавления и даже размягчения золы.

Для объяснения интенсивного загрязнения поверхностей нагрева в таком широком интервале температур следует отметить, что в сланцевых котлах существует ряд механизмов образования золовых отложений. Так причиной связывания частиц золы в отложения могут служить как прилипание более

легкоплавких, размягченных частиц золы к трубам поверхностей нагрева, так и сульфатизация кальциевых соединений золы, в частности, свободной CaO , под влиянием $\text{SO}_2 - \text{SO}_3$ дымовых газов. Кроме того, в образовании первичных слоев отложений важную роль может играть также конденсация паров соединений щелочных металлов, особенно KCl , на более холодных трубах [1, 2, 3, 4].

Превалирование одной или другой причины в процессах связывания частиц золы в отложениях, зависит, главным образом, от конкретных температурных условий и может с изменением последних меняться.

Так, наблюдаемое в сланцевых котлах обычно при температурах дымовых газов выше $1000-1050^\circ\text{C}$ резкое увеличение скорости образования отложений является результатом достижения критической температуры, при которой начинается интенсивное прилипание к поверхностям нагрева размягченных частиц золы и шлака. Следует отметить, что эта критическая температура оказывается, примерно, на $250-300^\circ\text{C}$ ниже температуры размягчения (t_1) сланцевой золы, составляющей по данным [5] 1300°C .

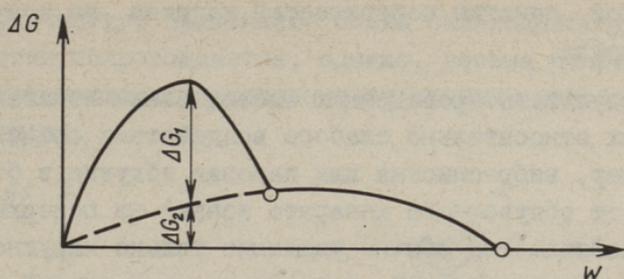
В более низкотемпературных зонах главную роль в образовании отложений играет, как уже было отмечено, сульфатизация кальциевых соединений золы, в результате чего образуется основное, цементирующее отложение, вещество - CaSO_4 (к связыванию частиц приводит образование CaSO_4 только непосредственно в отложениях, а не в потоке дымовых газов, до оседания частиц). Высокое содержание в сланцевой золе свободного CaO (в отдельных фракциях до 20 % и более) в сочетании с относительно высоким содержанием серы в сланцах ($S_{\text{ор}}^{\text{P}} + S_{\text{к}}^{\text{P}} \approx 1,5\%$) служат причиной, почему довольно интенсивное образование и рост сульфатносвязанных отложений может иметь место даже при низких (до $500-600^\circ\text{C}$) температурах дымовых газов. Следует отметить, что сульфатизация золы является вообще наиболее важной причиной загрязнения поверхностей нагрева пылесланцевых котлов прочносвязанными золовыми отложениями, так как упрочнение отложений, несмотря на первоначальный механизм их образования, происходит также, главным образом, в результате сульфатизации составляющих отложений частиц золы. При этом реагируют не толь-

ко свободная CaO , а постепенно могут сульфатизироваться также более сложные золотые минералы, содержащие CaO в связанном виде [6]. Исследования показали, что содержание SO_3 в золотых отложениях эстонских сланцев превышает обычно 30 %, а общая степень связывания серы в золе и отложениях составляет в мощных пылесланцевых котлах примерно 85 % [2].

Что касается конденсации паров соединений щелочных металлов на поверхностях нагрева, то по данным [2, 4] в пылесланцевых котлах этот процесс имеет место, главным образом, в условиях загрязнения высокотемпературных пароперегревателей, при температурах поверхности труб до 550°C (при более высоких температурах интенсивность конденсации резко понижается). В этих условиях могут образоваться нижние слои отложений, содержание KCl в которых составляет 20 % и более. Следует, однако, отметить, что KCl под воздействием SO_2 - SO_3 дымовых газов скоро превращается в K_2SO_4 , который, так же как и CaSO_4 является цементирующим веществом отложений.

Но процесс образования и свойства отложений зависят не только от уровня температуры дымовых газов и поверхности нагрева, хотя с повышением температуры общая интенсивность образования и роста золотых отложений возрастает. Исследованиями установлено, что очень важными при этом являются также факторы, определяющие абразивное и уплотняющее воздействие набегающего запыленного потока дымовых газов на образующееся отложение. К таким факторам относятся, прежде всего, скорость и направление газового потока, содержание в нем летучей золы и гранулометрический состав последней, твердость и форма золотых частиц, а также конфигурация поверхности нагрева, диаметры труб и форма отложения [1].

Увеличение абразивности набегающего запыленного газового потока приводит к образованию более плотного, прочного слоя отложений с повышенным содержанием в нем активного в процессах связывания частиц золы вещества (фиг. 1) [1]. При этом уменьшается, однако, скорость роста отложений и в экстремальных условиях образование отложений может совсем прекратиться. Так, например, критическая скорость газового потока, превышение которого приводит к полному прекращению



Фиг. 1. Влияние скорости потока дымовых газов (w) на интенсивность образования золы отложений (ΔG) при температурах, ниже температуры начала прилипания частиц золы к трубам.

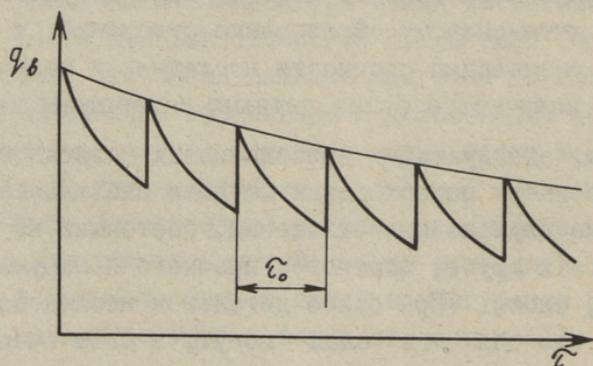
ΔG_1 — интенсивность образования отложений за счет инертных частиц золы, ΔG_2 — интенсивность образования отложений за счет химически активных частиц золы.

образования отложений и абразивному золовому износу металла труб в существующих сланцевых котлах составляет примерно 18–20 м/с [1]. Однако интенсивный золовый износ поверхностей нагрева может иметь место также при более низких скоростях, например, в результате локального повышения концентрации золы (особенно крупных фракций), наблюдаемого на поворотах потока. С другой стороны, размягчение частиц золы в условиях более высоких температур (уменьшение абразивности потока) приводит всегда не только к более интенсивному образованию отложений, а также к заметному уменьшению прочности последних и наличию в них в большем количестве более крупных и инертных частиц золы.

Опыт эксплуатации пылесланцевых котлоагрегатов показал, что на их поверхностях нагрева наблюдается обычно образование двухслойных отложений, состоящих из нижнего, прилегающего к трубе, плотного, прочного и наружного, более рыхлого, слоев. (При более детальном исследовании наблюдается, что оба эти слоя могут, в свою очередь, состоять еще из нескольких, отличающихся друг от друга, слоев). Так как загрязнение поверхностей нагрева приводит к значительному уменьшению их тепловосприятности за счет увеличения с ростом отложений их теплового сопротивления, то важной проблемой для пылесланцевых котлов является очистка поверхностей нагрева от золы отложений. При этом, большая интенсивность загрязнения сланцевых котлов требу-

ет частой очистки поверхностей нагрева на ходу, без остановки котла.

Результаты проведенных исследований показали, что в условиях относительно слабого воздействия средств очистки (например, виброочистка или паровая обдувка в более отдаленных от обдувочного аппарата зонах) на поверхностях нагрева наблюдается обычно удаление только наружного, более рыхлого слоя отложений, в то время, как нижний прочный слой за счет остатков рыхлого слоя постепенно растет [2, 3]. Воздействие очистки оказывает в данном случае на этот слой уплотняющее влияние и способствует упрочнению и росту слоя. Что касается тепловосприятности поверхностей нагрева, то в момент очистки и удаления наружного слоя отложений оно скачкообразно увеличивается (фиг. 2), однако с последующим ростом отложений скоро снова падает и, в общем итоге, из-за постепенного увеличения толщины (теплового сопротивления) нижнего плотного слоя со временем уменьшается (описывается зигзагообразной кривой). Опыт эксплуатации сланцевых котлов показал, что такое постепенное уменьшение тепловосприятности может продолжаться годами, несмотря даже на основательную очистку поверхностей нагрева во время текущих и капитальных ремонтов котла.

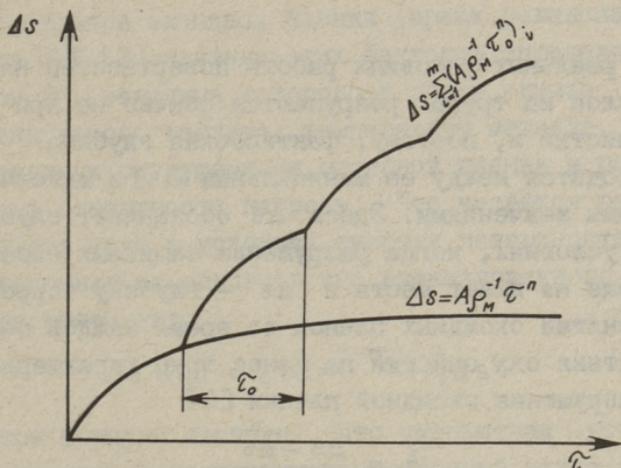


Фиг. 2. Изменение тепловосприятности поверхности нагрева (q_b) со временем (τ) в условиях загрязнения и периодической очистки.

τ_0 — период между очередными очистками.

Таким образом, из вышеизложенного явствует, что слабействующие средства очистки не могут обеспечить длительную работу пылесланцевых котлов без периодических (через 2–3 месяца) остановок последних на более основатель-

ную ручную очистку. Применение более сильнодействующих методов очистки сопровождается, однако, весьма неприятным явлением - интенсивным коррозионно-эрозионным износом поверхностей нагрева.



Фиг. 3. Изменение глубины коррозии металла труб поверхностей нагрева со временем в условиях периодического разрушения и без разрушения защитных слоев.

Как известно, коррозия металла котельных труб описывается в первом приближении уравнением (фиг. 3)

$$\Delta s = A \rho_M^{-1} \tau^n, \quad (I)$$

где Δs - глубина коррозии за время τ ;

A - коэффициент, зависящий от температуры;

n - показатель степени (обычно в пределах 0,45-0,7);

ρ_M - плотность металла.

Согласно этому уравнению, скорость коррозии со временем уменьшается ввиду увеличения диффузионного сопротивления образовавшихся на поверхности труб слоев окалины и отложений с их утолщением. В условиях, когда защитные слои во время интенсивной очистки полностью разрушаются, процесс коррозии начинается после каждого цикла сначала и уравнение (I) приобретает вид [2]

$$\Delta s = \sum_{i=1}^m (A \rho_M^{-1} \tau_0^n)_i, \quad (2)$$

где m - количество циклов очистки;

τ_0 - время между очистками.

Как видно из представленных на фиг. 3 данных, разрушение защитных слоев приводит к значительному увеличению износа труб.

В реальных условиях работы поверхностей нагрева защитные слои на трубах разрушаются обычно не при каждом цикле очистки и, поэтому, фактическая глубина коррозии (Δs) находится между ее минимальным ($\Delta s'$) и максимальным ($\Delta s''$) возможными значениями. Здесь $\Delta s'$ обозначает глубину коррозии в условиях, когда разрушение защитных слоев на трубах вообще не имеет места и $\Delta s''$ - глубину коррозии при полном снятии оксидных пленок во время каждой очистки. Влияние действия сил очистки на износ труб характеризуется степенью разрушения оксидной пленки [2]

$$\xi = \frac{\Delta s - \Delta s'}{\Delta s'' - \Delta s'}, \quad (3)$$

равной, таким образом, отношению глубины износа, вызванной действием очистительных сил ($\Delta s - \Delta s'$) и максимально возможной ($\Delta s'' - \Delta s'$). Следует отметить, что используемая в практических работах степень разрушения оксидной пленки представляет собой среднестатистическую величину

$$\xi = \left(\sum_{i=1}^m \Delta s_i - \Delta s' \right) \left(\sum_{i=1}^m \Delta s_i'' - \Delta s' \right)^{-1}, \quad (4)$$

где фактический износ поверхности нагрева $\Delta s = \sum_{i=1}^m \Delta s_i$

определяется на основе экспериментальных данных, а $\Delta s'$ и

$\Delta s'' = \sum_{i=1}^m \Delta s_i''$ расчетным путем, исходя из данных лабора-

торных коррозионных опытов.

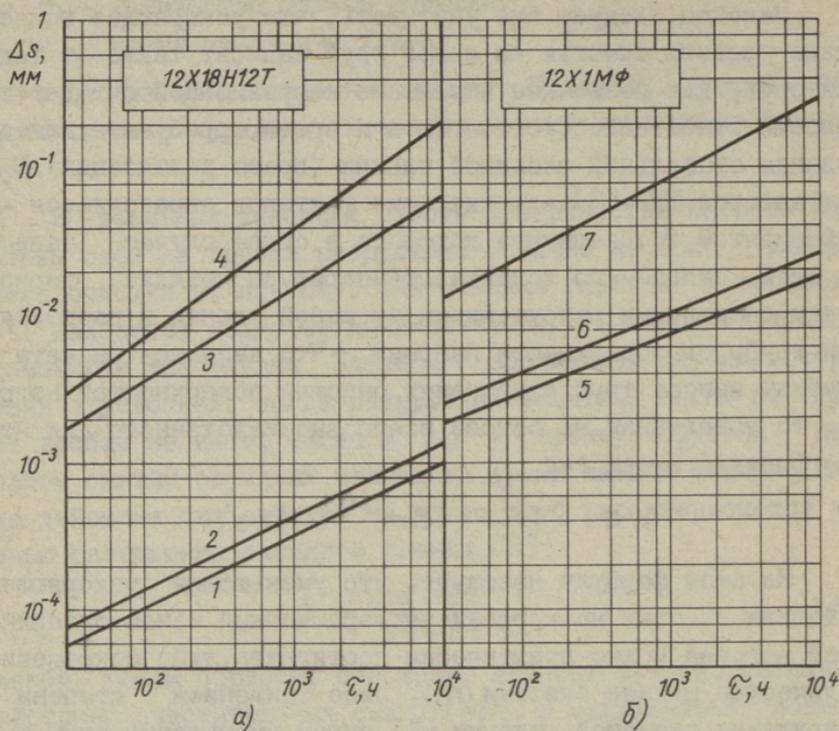
Величина ξ зависит как от свойств оксидной пленки, так и от условий очистки и колеблется обычно в пределах 0-1. Однако в условиях особенно сильного воздействия средств очистки, когда при очистке с поверхности труб отделяется, кроме оксидной пленки, также некоторое количество чистого металла (например, в результате абразивного воздействия запыленной паровой струи), значение ξ становится даже больше 1.

Наконец следует еще учитывать, что ускоряющее воздействие средств очистки на износ труб зависит также от таких факторов, как возможное изменение коррозионной активности золовых отложений с ростом слоя и время, требуемое для образования стабильной оксидной пленки (время релаксации). В работах авторов ТПИ [2] влияние этих факторов определяется коэффициентом B , величина которого в общем случае зависит от вида сжигаемого топлива, температуры металла, периода между очередными разрушениями оксидной пленки и расположением трубы в поверхности нагрева. Что касается расчета глубины износа труб в условиях очистки поверхностей нагрева, то выведенная на основе всего вышеизложенного для этого формула имеет вид

$$\Delta s = [1 + \xi (Bm^{1-n} - 1)] \Delta s' \quad (5)$$

Из этой формулы явствует, что уменьшения ускоряющего действия очистки на коррозионно-эрозионный износ поверхностей нагрева можно практически достигнуть либо сокращением количества циклов очистки (m), либо снижением степени разрушения оксидной пленки (ξ) путем уменьшения силы воздействия средств очистки на трубы. При этом следует, однако, отметить, что выбор частоты и интенсивности действия очистки зависит, с другой стороны, непосредственно от динамики образования золовых отложений, так что между тепловой эффективностью и износостойкостью поверхностей нагрева существует очень тесная связь. Повышение одного приводит к понижению другого и наоборот. Это обстоятельство надо учитывать при проектировании котлоагрегатов и разработке технологии очистки их поверхностей нагрева.

Что касается эстонских сланцев, то сланцевая зола обладает очень высокой коррозионной активностью (фиг. 4). Исследованиями установлено, что основной причиной такой высокой коррозионной способности сланцевой золы, а также отложений, служит наличие KCl в них, особенно в первичных слоях золовых отложений, образующихся на трубах высокотемпературных пароперегревателей, где содержание KCl может превышать даже 20%. Наличием KCl в отложениях можно, очевидно, объяснить также тот факт, почему ускоряющее влияние золовых отложений сланцев на коррозию относительно бо-



Фиг. 4. Результаты лабораторных коррозионных опытов со сталями 12X18H12T и 12X1MФ.

1 - в золе назаровского угля, $t = 600^{\circ}\text{C}$, 2 - на воздухе, без золы, $t = 600^{\circ}\text{C}$, 3 - в золе эстонских сланцев, $t = 545^{\circ}\text{C}$, 4 - в золе эстонских сланцев, $t = 620^{\circ}\text{C}$, 5 - в золе назаровского угля, $t = 500^{\circ}\text{C}$, 6 - на воздухе, без золы, $t = 500^{\circ}\text{C}$, 7 - в золе эстонских сланцев, $t = 500^{\circ}\text{C}$. Кривые № 1, 3, 4, 5 и 7 получены в атмосфере дымовых газов.

лее сильно выражается на высокохромистых, нежели на перлитных сталях (хотя абсолютная величина коррозии в первом случае все же значительно ниже). Для общей характеристики коррозионного воздействия золовых отложений эстонских сланцев следует еще отметить, что кроме содержания КСl их коррозионная способность зависит также от структуры отложений. Так, проведенные на пылесланцевых котлоагрегатах исследования показали, что интенсивность коррозии под прочным, плотным слоем отложений всегда ниже, чем под рыхлыми отложениями, даже тогда, когда содержание КСl в последних является несколько более низким.

Высокая коррозионная активность сланцевой золы служит причиной, почему существующие пылесланцевые котлы страдают

от сильного износа поверхностей нагрева. Особенно легко подвергаются коррозионно-эрозионному износу высокотемпературные пароперегреватели, работающие в условиях, когда интенсивное загрязнение поверхностей нагрева сочетается с высокой коррозионной активностью образовавшихся отложений. Использованный вначале на сланцевых котлах для очистки поверхностей нагрева метод - паровая обдувка - себя явно не оправдал из-за малого радиуса и в то же время очень неравномерного воздействия паровой струи. Поэтому, в поисках более эффективных методов очистки в дальнейшем перешли на водяную обмывку поверхностей нагрева. Водяная обмывка является очень сильнодействующим методом очистки и в настоящее время успешно используется на сланцевых котлах для удаления золо-шлаковых отложений с экранных поверхностей топки, где температура металла не превышает 450 °С. Неумелая очистка высокотемпературных ширмовых пароперегревателей водой привела, однако, к усиленному износу последних.

Как известно, при водяной обмывке имеет место резкое циклическое охлаждение не только золовых отложений, но и металла труб. В этих условиях наблюдается появление, кроме интенсивного коррозионно-эрозионного износа поверхностей нагрева, еще одного, очень неприятного явления - это образование и развитие в стенках труб термоусталостных трещин. Образование и развитие трещин зависит, прежде всего, от температуры металла (образование трещин наблюдается при температурах выше 350 °С), количества циклов очистки и перепада температуры металла при охлаждении. Развитие трещин имеет, в общем, затухающий во времени (по числу циклов очистки) характер, а глубина образовавшихся трещин, как показали исследования авторов ТПИ, может быть рассчитана формулой [7]

$$a = K(m - m_0)^b, \quad (6)$$

где a - глубина трещин;

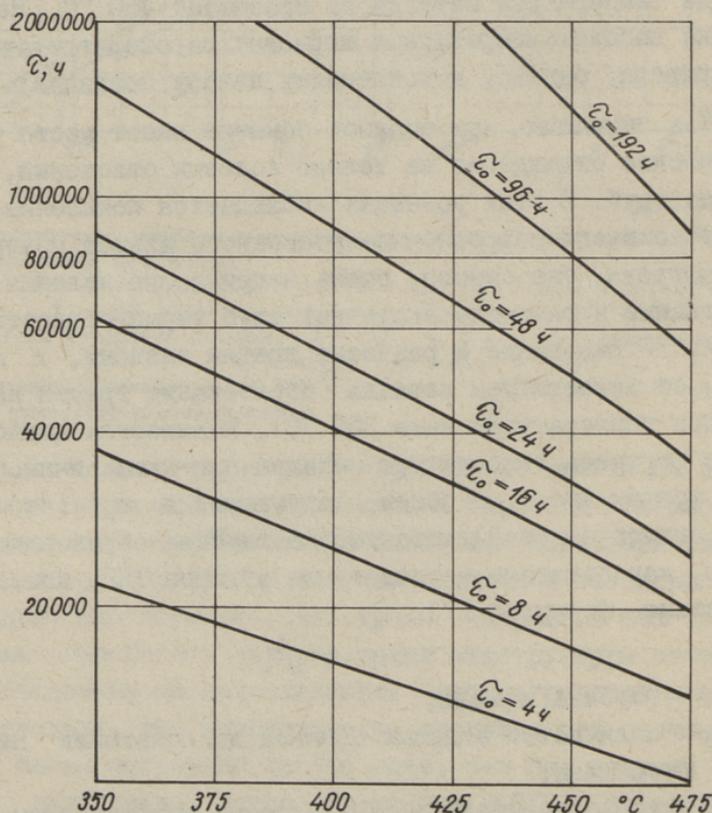
m_0 - количество водяных обмывок до появления первой трещины;

K и b - экспериментально определяемые коэффициенты.

Хотя интенсивность образования трещин в трубах поверхностей нагрева с повышением температуры металла в общем возрастает, в случае очень интенсивного коррозионно-эрозионного износа труб (например, в высокотемпературных паро-

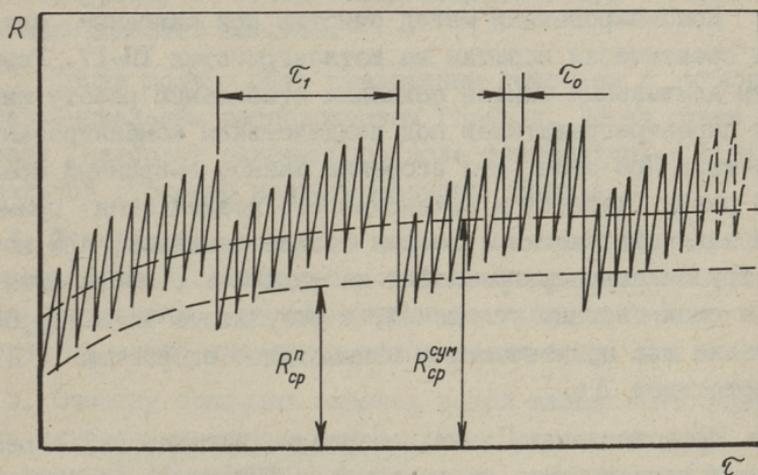
перегревателях сланцевых котлов) трещины могут и не образоваться, так как, наиболее усталые слои металла до появления трещин корродируют и постоянно при очистках снимаются.

Неудовлетворительная работа существующих сланцевых котлов послужила причиной, почему в Таллинском политехническом институте в течение многих лет был проведен большой объем специальных исследований для выяснения закономерностей коррозии, а также образования в трубах трещин в условиях водяной очистки различных поверхностей нагрева. Одновременно была разработана и испытана также система водяной очистки поверхностей нагрева на базе длинновыдвижных аппаратов ОВГ, опытные образцы которых установлены на ряде электростанций, работающих как на сланцах, так и на других видах низкокачественных топлив.



Фиг. 5. Срок службы труб из стали 12Х1МФ в пылесланцевых котлах при различных периодах очистки (τ_0) в зависимости от температуры металла труб (при степени разрушения оксидной пленки во время очисток $\xi = 0,05$).

Накопленные к настоящему времени данные позволили разработать специальную методику расчета и составить соответствующую номограмму, связывающую между собой долговечность работы поверхности нагрева, температуру металла труб, количество циклов очистки и степень разрушения оксидной пленки (ξ). (При этом учитывается также образование усталостных трещин). В качестве примера такая номограмма представлена на фиг. 5. Так как степень разрушения оксидной пленки для конкретной поверхности нагрева зависит, в основном, от интенсивности воздействия средств очистки, а последняя, в свою очередь, в практике определяется техническими характеристиками используемого аппарата, то разработанная методика в сочетании с имеющимися в ТПИ данными о величине ξ в различных условиях водяной очистки позволяет разработать для каждой конкретной поверхности нагрева наиболее оптимальные условия и схему очистки (включая и необходимые технические характеристики аппарата).



Фиг. 6. Изменение теплового сопротивления золowych отложений (R) со временем в условиях комбинированной очистки.

R_{cp}^n — среднее тепловое сопротивление плотных отложений,

$R_{cp}^{сум}$ — среднее суммарное тепловое сопротивление отложений,

τ_0 — период между очередными очистками вибро- или газоипульсным методом,

τ_1 — период между очередными водяными обмывками.

Проведенные исследования и опыт эксплуатации котлоагрегатов ТП-101 на Эстонской ГРЭС показали также, что при применении только водяной обмывки для очистки высокотемпе-

ратурных пароперегревателей, предотвращение интенсивного коррозионно-эрозионного износа труб в условиях сжигания эстонских сланцев не представляется возможным. Учитывая, с другой стороны, что менее интенсивные методы очистки не могут обеспечить длительную нормальную работу пароперегревателей, в ТПИ был разработан т.н. комбинированный метод очистки поверхностей нагрева [2, 8]. Сущность этого метода заключается в параллельном применении двух методов очистки, из которых один метод является более умеренным (например, вибро- или газомпульсная очистка) и другой высокоэффективным (водяная обмывка). Такой режим, при котором ежедневное удаление рыхлых отложений производится умеренным методом очистки и водяная обмывка применяется редко, только для удаления через определенное время плотного слоя отложений (фиг. 6), позволяет стабилизировать тепловое сопротивление плотных отложений на определенном уровне и обеспечить длительную работу пароперегревателей без вынужденной остановки котла на очистку.

Комбинированный метод очистки при сжигании сланцев был практически испытан на котлоагрегатах ТП-17. Результаты длительных опытов показали стабильную работу ширмовых пароперегревателей под воздействием комбинированной очистки. При этом, что особенно важно, выбранный правильный режим (частота и интенсивность воздействия) применяемой водяной очистки позволил создать условия, при которых на трубах пароперегревателя наблюдалась стабилизация тонкого слоя плотных отложений, в результате чего коррозия металла шла практически с минимальной скоростью (Δs соответствует $\Delta s'$).

Представленные выше материалы, в сочетании с результатами ряда других, проведенных в ТПИ исследований в области работы топков сланцевых котлов и образования в дымовых газах вредных компонентов (NO_x , канцерогенных углеводородов [9]), позволили разработать следующие основные рекомендации и принципы для проектирования котлов, предназначенных для прямого сжигания пылевидных эстонских сланцев:

1. Энергоблок в целом должен быть моноблок с прямоточным котлом. Моноблочная схема упрощает тепловую схему

блока, уменьшает число операций при пусках и остановках оборудования и облегчает автоматическое управление пусков и остановов. Высокая стабильность горения сланцевой пыли обеспечивает 35-40 % нагрузку котла от номинальной без подсвечки мазутом и тем самым отпадает необходимость регулирования нагрузки блока с остановами параллельного котла. Пуски и остановки энергоблока с котлами естественной циркуляции в большой степени ограничены темпами охлаждения и нагрева массивного барабана.

2. Котел предусмотреть с газоплотными настенными теплообменными поверхностями в топке и в конвективном газоходе с уравновешенной тягой. Такая конструкция котла позволяет свести присосы воздуха в топке и в газоходах к минимуму, увеличить к.п.д. котла, а также поддерживать коэффициент избытка воздуха в горелках оптимальным с точки зрения превращения минеральной части сланцев в процессе сгорания. Экранирование стен конвективного газохода защищает обмуровку от воздействия водяной струи в циклах обмывки поверхностей нагрева.

3. Топка должна быть квадратным сечением с угловым или тангенциальным расположением горелок. Такая схема обеспечивает наиболее равномерное поле температур в топке с минимальной степенью неизотермичности факела.

4. Температура газов на выходе из топки не должна превышать 1050 °С. Начиная с этой температуры резко повышается загрязнение расположенных за топкой поверхностей нагрева связанно-шлаковыми отложениями золы.

5. Очистку топочных экранов водой желательнее осуществить глубоководными аппаратами. Применение этих аппаратов водяной обмывки позволяет резко сократить необходимую дальность струи, применить короткие водяные сопла со стабилизаторами и отказаться от крупноразмерных отверстий для ввода аппаратов в топку и тем самым обеспечить минимальные изменения температурного перепада на поверхностном слое металла экранных труб за время циклов обмывки в ее отдельных зонах. Заводом "Ильмарине" намечается серийный выпуск таких аппаратов с 1984 г. Режимы очистки экранов должны обеспечить ресурс работы металла не менее 100-150 тыс. ч.

6. При тепловом расчете принимать коэффициент тепловой эффективности топки (по нормативному методу теплового расчета котельного агрегата) непосредственно после водяной очистки экранов равным 0,40, а до очистки - 0,35.

7. Расположенные за топкой поверхности нагрева, до температуры газов 500 °С должны выполняться ширмовыми, с уменьшением шага по ходу газов. Ширмы пароперегревателей с более высокой температурой поверхности максимально поместить в зону с более низкой температурой газов. Такой принцип размещения поверхностей нагрева вытекает из механизма их загрязнения золовыми отложениями в условиях сжигания сланцев, а также из процессов самоочистки труб от отложений при остановках котла. Расположенные за ширмовыми поверхностями трубные пучки желательно выполнить коридорными с увеличенным шагом.

8. Все ширмовые поверхности нагрева выполнить цельносварными и желательно располагать горизонтально (поперечнообтекаемыми в отношении потока газов). Горизонтальные поверхности легко дренируются, имеют более компактную конструкцию, а некоторое увеличение интенсивности загрязнения по сравнению с продольнообтекаемыми (разность в загрязнении меньше при цельносварных конструкциях) компенсируется применением более эффективных методов очистки. Цельносварная конструкция ширм обеспечивает строгую рихтовку труб и упрощает решение проблем их подвески и очистки.

9. Предусмотреть комбинированную очистку всех ширмовых и конвективных поверхностей нагрева, как уже отмечалось выше. Наиболее эффективным методом очистки поверхностей нагрева от золовых отложений при сжигании топлив с коррозионно-активной золой при температурах металла выше 350-380 °С является комбинированный метод, где газоимпульсная или виброочистка сочтена с водяной обмывкой. Для поверхностей нагрева, расположенных в области температур металла ниже 350-380 °С, можно рекомендовать такую же схему очистки, но с отличающимися частотами применения водяной и виброочистки. Водяная обмывка осуществляется при помощи глубоководных аппаратов той же конструкции, что и для топки. Режимы очистки должны обеспечить долговечность труб в участках поверхностей нагрева с температурой металла выше 500 °С, не менее, чем 40 тыс. часов.

10. Коэффициент загрязнения ширмовых поверхностей нагрева зависит от температуры газов. Ориентировочно можно предложить: при $\bar{T} = 1050^\circ\text{C}$ $\varepsilon = 0,021/0,034 \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$ ($0,025/0,040 \text{ м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{К}/\text{ккал}$), при $\bar{T} = 550-600^\circ\text{C}$ $\varepsilon = 0,013/0,017 \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$ ($0,015/0,020 \text{ м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{К}/\text{ккал}$) (в числителе - непосредственно после водяной обмывки и вибрации (газоимпульсной очистки) ширм, в знаменателе - до такого же цикла очистки).

11. При проектировании регулирующих устройств температуры перегретого пара необходимо учитывать динамику загрязнения поверхности нагрева золовыми отложениями.

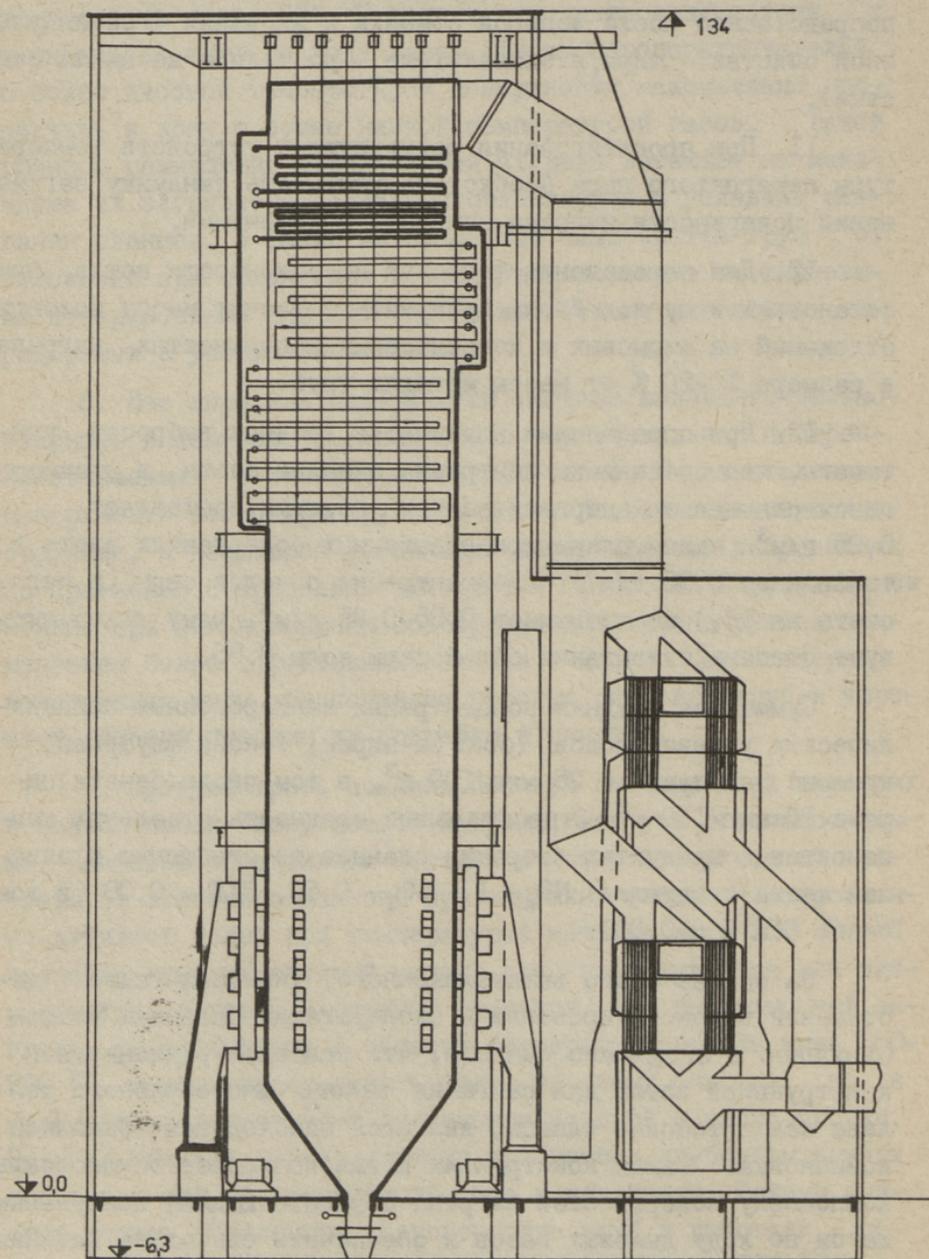
12. Для определения тепловой инерционности котла при остановках и пусках блока принимать в расчет массу золовых отложений на ширмовых и конвективных поверхностях нагрева в размере 10-20 % от массы металла труб.

13. При определении количества вредных выбросов учитывать, что средняя концентрация окислов азота в дымовых газах сланцев за энергетическими котлами составляет $0,25 \text{ г}/\text{м}^3$ (максимально при повышенных содержаниях азота в топливе до $0,35 \text{ г}/\text{м}^3$). Концентрация окислов серы (в пересчете на SO_2) не превышает $0,85-0,95 \text{ г}/\text{м}^3$, чему соответствует степень связывания общей серы золы 0,85.

Суммарная средняя концентрация канцерогенных полициклических углеводородов (бенз(а)пирен, бенз(к)флуарген, кризен) составляет $25 \text{ мкг}/100 \text{ м}^3$, в том числе бенз(а)пирена $10 \text{ мкг}/100 \text{ м}^3$. Относительная вредность отдельных компонентов в продуктах сгорания сланцев по отношению к окислам азота следующая: $\text{NO}_x = 1$, $\text{SO}_2 = 0,59$, ПАУ = 0,08 (в том числе Б(а)П = 0,03).

На основе всего вышеизложенного, учитывая также достижения в конструировании и эксплуатации башенных котлов (особенно в ФРГ), можно сказать, что наиболее рациональной конструкцией котла для сжигания такого многозольного топлива как эстонские сланцы, является одноходовая башенная компоновка. Такая конструкция котла позволяет осуществить компоновку поверхностей нагрева с уменьшающимся поперечным шагом по ходу дымовых газов и обеспечить свободное падение кусков отложений, отделяющихся в циклах очистки и во время остановок с поверхностей нагрева в холодную воронку котла,

а также существенно уменьшить, из-за отсутствия резких поворотов, неравномерность полей скоростей, температур, концентрации золы и ее фракционного состава. Нельзя и не отметить снижения относительной скорости частиц золы в потоке газа и отсутствия перевальной горки, являющейся сильным



Фиг. 7. Башенный котел пылевидного сжигания эстонских сланцев для энергоблока 500 МВт.

загрязняющим элементом существующих пылесланцевых котлов. Все вышеизложенные факторы имеют очень большое значение в уменьшении загрязнения, а особенно локального абразивного износа труб поверхностей нагрева. Следует также отметить, что в башенную конструкцию котла легко komponуются горизонтальные дренаруемые поверхности.

На основе вышеприведенных соображений было выполнено эскизное проектирование котла для маневренного энергоблока мощностью 500 МВт. Компоновка котла представлена на фиг. 7. Его основные расчетные характеристики следующие:

Пылесланцевый котел мощностью 500 МВт

паропроизводительность - 500 кг/с,
температура перегретого пара - 515 °С,
давление перегретого пара - 13,7 МПа,
расход промпара - 460 кг/с,
температура промпара - 340/515 °С,
давление промпара - 3,4/3,1 МПа,
температура питательной воды - 240 °С,
температура горячего воздуха 310 °С,
температура уходящих газов - 165 °С,
коэффициент полезного действия 89,65 %.

Топливо:

теплотворная способность 7880 кДж/кг,
зольность - 43,6 %,
содержание карбонатной углекислоты - 18,5 %
влажность - 13,0 %.

Топка:

поверхность стен - 6390 м²,
поперечное сечение - 21х21 м,
отметка выходного сечения -75 м,
температура газов на выходе - 1050 °С,
коэффициент эффективности - 0,35,
коэффициент избытка воздуха - 1,2,
расположение горелок - тангенциальное,
очистка - водяная обмывка с глубоководными аппаратами.

Пароперегреватель высокого давления:

количество ступеней - 4,
компоновка - ширмовая, горизонтальная,
шаг между ширмами - 600 мм,
температура газов - 1050/857 °С,
количество пароохладителей - 2,
очистка - комбинированная очистка.

Пароперегреватель низкого давления:

количество ступеней - 3,
компоновка - ширмовая, горизонтальная,
шаг между ширмами - 600 мм,
температура газов - 857/685 °С,
регулятор температуры - пароохладитель,
очистка - комбинированная очистка.

Переходная зона:

компоновка - ленточно-ширмовая, горизонтальная,
шаг между ширмами - 600 мм,
температура газов - 685/530 °С,
очистка - комбинированная очистка.

Экономайзер:

компоновка - ленточно-ширмовая, горизонтальная,
шаг между ширмами - 300 мм,
температура газов - 530/331 °С,
очистка - виброочистка.

Воздухоподогреватель:

компоновка - трубчатая, состоит из четырех трехходовых частей,
температура газов - 331/165 °С,
температура воздуха - 310/60 °С.

Котел спроектирован газоплотным, топочные экраны и стены газохода пароперегревателей, переходной зоны и экономайзера выполнены в виде мембранных панелей из плавниковых труб. Как видно из фиг. 7, общая высота агрегата 134 м.

Эту высоту можно несколько снизить применением в топке двухсветного экрана. При поперечных размерах топочной камеры 14,5x29,0 м и установке одного двухсветного экрана высота топки снижается на 19 м, а так как высота конвективной шахты остается такой же, то, следовательно, на такую же величину снижается общая высота агрегата (с 134 м на 115 м).

Л и т е р а т у р а

1. Э п и к И.П. Влияние минеральной части сланцев на условия работы котлоагрегата. Таллин. Эст. гос. изд., 1961. 250 с.
2. О т с А.А. Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и канско-ачинских углей. М., Энергия, 1977. 312 с.
3. О т с А.А., А г р о Н.Н. The mechanism of fouling steam generator heating surfaces under the combustion products of solid fuels. - From: Fouling and Corrosion in Steam Generators. Beograd, 1980, pp. 29-41.
4. А р р о Х.Х., Э п и к И.П. О значении хлоридов в процессах загрязнения и коррозии поверхностей нагрева при сжигании эстонских сланцев. - Изв. АН ЭССР. Серия техн. и физико-математич. наук. 1967, т. 26, № 4, с. 448-496.
5. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / Под ред. Н.В. Кузнецова и др. М., Энергия, 1973. 296 с.
6. А р р о Х.Х., М а х л а п у у А.Я., Р а т н и к В.Э. О роли связанной СаО в процессах образования золowych отложений. - В сб.: Материалы конференции по процессам в минеральной части энергетического топлива. Таллин, 1969, с. 51-62.
7. Т о у а р т Р.В. Состояние металла экранных труб котла после длительного применения водяной очистки. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 522, с. 15-30.
8. О т с А.А., С у у р к у у с к Т.Н. Комбинированный метод очистки поверхностей нагрева парогенераторов. - Теплоэнергетика, 1976, № 10, с. 60-64.

9. Отс А.А., Егоров Д.М., Лоосаар Ю.М.
О выделении токсичных и канцерогенных веществ при сжигании эстонского горючего сланца в энергетических котлоагрегатах. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 522, с.59-71.

A. Ots, H. Arro,
H. Tallermo,
T. Suurkuusk

Grundprinzipien zum Projektieren von
Kesselanlagen zur Verbrennung estnischen
Brennschiefers

Zusammenfassung

Im vorliegenden Artikel werden die Betriebsbedingungen der mit estnischen Brennschieferstaub verfeuerten Kesselanlagen unter dem Einfluß von Verbrennungsprodukten betrachtet. Wie die Betriebserfahrungen und durchgeführten Untersuchungen gezeigt haben, verursachen die in den Verbrennungsprodukten des estnischen Brennschiefers vorhandenen chemisch aktiven Komponenten eine sehr intensive Verschmutzung und Hochtemperaturkorrosion der Heizflächen, wobei die Verschmutzungs- und Korrosionsprobleme in engen Wechselbeziehungen zueinander stehen. So ruft die Bildung der Ascheablagerungen, die eine Reinigung der Kesselheizflächen unentbehrlich macht, andererseits auch einen intensiven Verschleiß der Heizflächen hervor. Man hat festgestellt, daß hierbei die Reinigungsbedingungen eine entscheidende Bedeutung haben und deswegen die Reinigungsprobleme beim Projektieren der Brennschieferkesselanlagen eine besondere Berücksichtigung verlangen.

Als Schlußfolgerung werden die Grundprinzipien zum Projektieren der Brennschieferkesselanlagen mit Staubfeuerungen dargelegt und gezeigt, daß anläßlich des estnischen Brennschiefers am meisten die Einzugbauweise der Kesselanlagen geeignet ist.

И.П. Эпик, Л.М. Ыспуу, Э.Я. Рейнсалу

ИЗМЕНЕНИЕ ЗАПАСОВ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ И ВАРИАНТЫ
ЗАКОНЧЕННЫХ ЦИКЛОВ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСА СЛАНЦЕВ

Постоянное увеличение производства энергии и последние изменения в структуре потребления первичных энергоресурсов вынуждают существенно расширить в перспективе использование твердых топлив, особенно на электростанциях [1]. Запасы углей и горючих сланцев в СССР и во всем мире сравнительно большие, но запасы нефти и газа быстро истощаются [2-8]. В 1973-1974 годы из-за ограниченности ресурсов цена нефти на мировом рынке увеличилась почти в 5 раз, т.е. наступил энергетический кризис. В результате этого в последнее десятилетие научные, промышленные и политические круги ведущих государств мира обращают все возрастающее внимание на проблемы и перспективы развития энергетики, в том числе особенно на быстрое истощение запасов некоторых невозобновляемых энергоресурсов [4-9].

Опубликованные после 1973 года многочисленные труды по проблемам и перспективам развития мировой энергетики содержат некоторые методические приемы и модели, которые могут быть полезны также при изучении использования остаточных запасов в отдельных быстро истощаемых бассейнах и месторождениях твердых топлив. Такими бассейнами являются обычно те, которые имеют хорошие экономические условия добычи и географически размещены около крупных потребителей энергии, например, Прибалтийский сланцевый бассейн, Подмосковский буроголиный бассейн, Донбасс и другие.

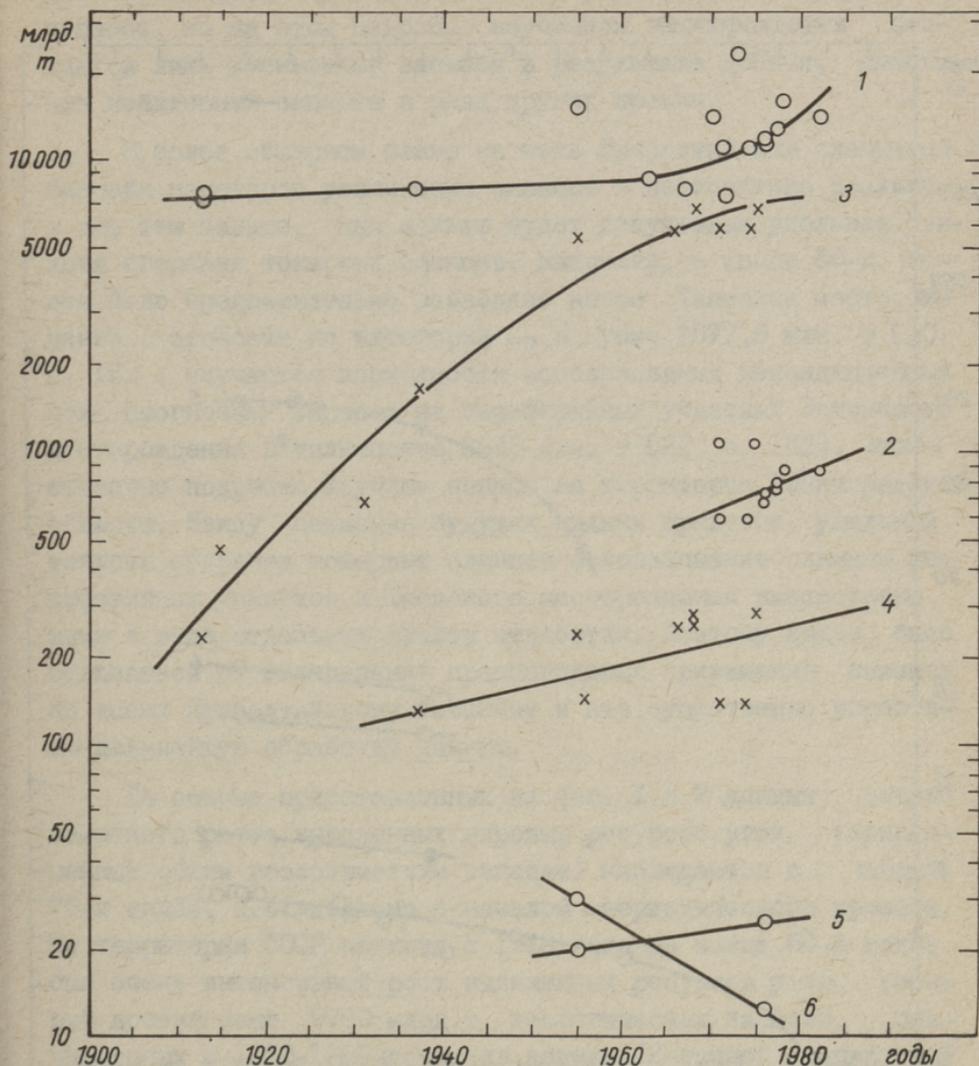
В предисловии к русскому изданию 40-летнего прогноза [4, с. 14] М.А. Стырикович объяснил надобность прогнозировать развитие энергетики на еще более длительный период - до конца XXI века. Несмотря на возрастание сте-

пени неопределенности, рассмотрение длительной перспективы, хотя бы и многовариантной, дает определенные возможности предвидеть вероятные направления развития. На основе известных наиболее долгосрочных прогнозов отдельных аспектов энергетики [4, с. 43; 6, с. 22; 9, с. 14-15] полный комплект изучения использования отдельного невозобновляемого энергоресурса в конкретном регионе можно было бы составить из следующих этапов: 1) определение роста общего энергопотребления; 2) изменение доли рассматриваемого твердого топлива в покрытии энергопотребления; 3) интегральные кривые открытия и добычи; 4) дифференциальные кривые полного цикла добычи извлекаемых запасов (минимальный вариант) и ресурсов (максимальный вариант).

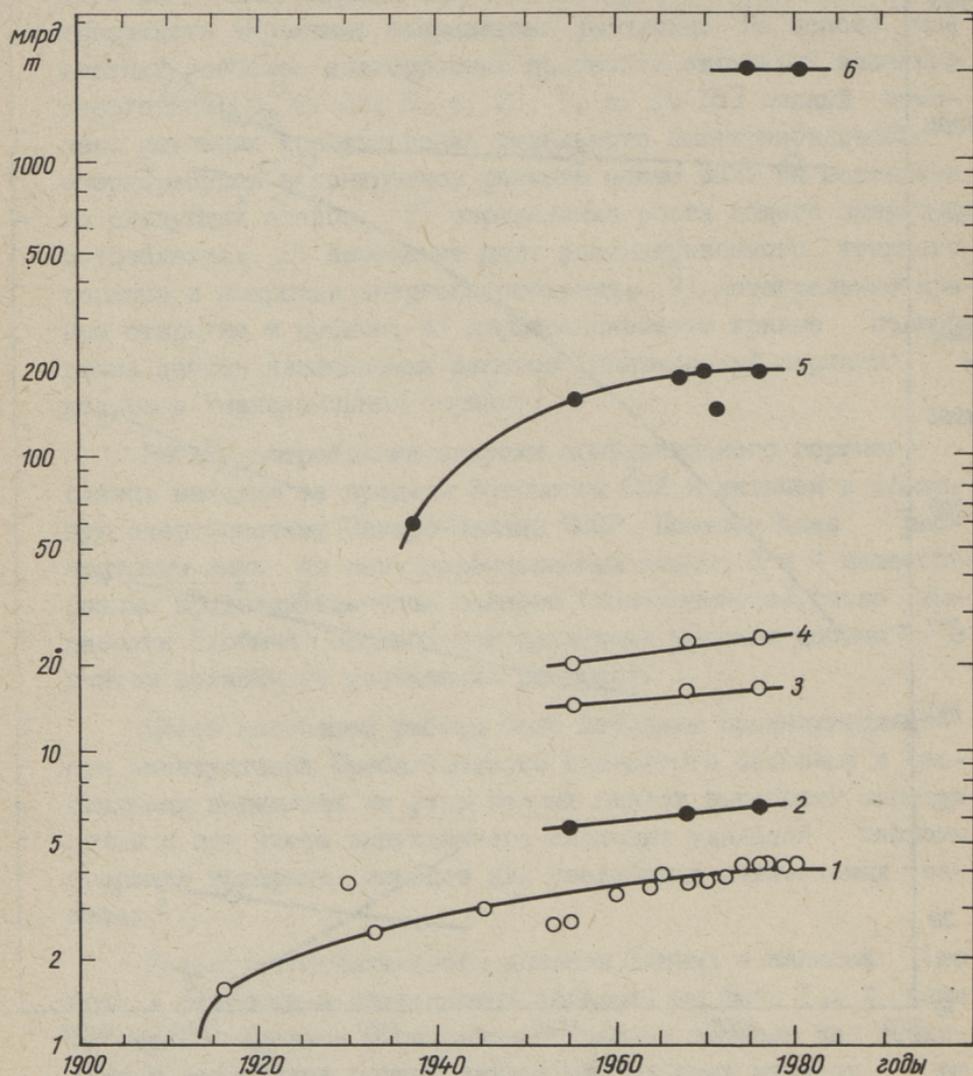
Регион потребления энергии прибалтийского горючего сланца выходит за пределы Эстонской ССР и включен в обширную энергосистему Северо-Запада СССР. Поэтому ниже рассмотрены лишь по выше перечисленным этапам 3 и 4 целесообразные продолжительности полного (законченного) цикла выработки (добычи) запасов при различных уровнях добычи с учетом возможного увеличения ресурсов.

Целью настоящей работы было изучение продолжительности эксплуатации Прибалтийского сланцевого бассейна в нескольких вариантах на фоне полных циклов выработки запасов углей и при учете вынужденного снижения удельной теплоты сгорания товарных сланцев для увеличения извлекаемых запасов.

Целью ретроспективного анализа данных о запасах (то есть о ресурсах и извлекаемых запасах) на фиг. 1 и 2 было во первых надежное установление уровней запасов для последующей разработки полных циклов добычи этих запасов по максимальным и минимальным вариантам. Этой цели собранные из многих источников данные вполне удовлетворяли. Определение среднегодовых приращений запасов на основе представленных на фиг. 1 и 2 данных оказалось убедительным, но недостаточно точным. Объясняется это тем, что наблюдается значительный разброс данных по запасам углей во всем мире и в СССР, собранных из многих источников (см. позиции 1-4 на фиг. 1), мало данных по запасам горючих сланцев (поз. 2-6 на фиг. 2) и во многих случаях отсутствуют данные за последние годы. Только по действительным запасам (катего-



Фиг. 1. Изменение количества выявленных ресурсов и запасов углей (каменные и бурые угли суммарно в тоннах натурального топлива) в результате геолого-разведочных работ и обновлений кондиции. 1 - мировые геологические ресурсы по данным [2 - 12]; 2 - мировые извлекаемые запасы [4, 6, 7, 8, 10]; 3 - геологические ресурсы в СССР [2, 3, 10, 11, 13, 14]; 4 - извлекаемые запасы в СССР [2, 3, 10, 11, 12, 14]. Для сравнения: 5 - ресурсы кукуерских сланцев Прибалтийского бассейна [2, 3, 28]; 6 - учетные ВГФ запасы горючих сланцев категорий А + В + С₁ + С₂ в СССР [2,3].



Фиг. 2. Изменение количества выявленных запасов горючих сланцев, обусловленное разведочными работами и изменением кондиции.

1 - действительные запасы, преимущественно категорий A + B + C₁ на Эстонском месторождении по данным [2, 3, 15-22, 27, 28]; 2 - запасы категории A + B + C₁ в СССР [2, 3, 27]; 3 - общегеологические запасы Эстонского месторождения [2, 3, 27, 28]; 4 - общие геологические запасы кукерского сланца Прибалтийского бассейна [2, 3, 27, 28]; 5 - общегеологические запасы СССР [2, 3, 23, 24, 27]; 6 - потенциальные запасы в СССР [24, 25].

рии $A+B+C_1$) Эстонского месторождения (см. поз. I на фиг. 2) достаточно данных для определения среднегодовых приращений запасов, но на этом подробно изученном месторождении ожидается лишь уменьшение запасов в результате добычи, списания неактивных запасов и ряда других причин.

В более обширном плане на весь Прибалтийский сланцевый бассейн некоторое увеличение запасов в перспективе реально и это тем больше, чем меньше будет допустимая удельная теплота сгорания товарных сланцев. Например, в конце 60-х годов было предварительно разведано новое Тапаское месторождение с запасами по категории C_2 в сумме 2577,6 млн. т [20, с. 16], изучаются возможности использования некондиционных пока прогнозных запасов на периферийных участках Эстонского месторождения в количестве 3940 млн. т [21, с. 103], недостаточно подробно изучены запасы на территории Ленинградской области. Ввиду незнания будущих нижних пределов удельной теплоты сгорания товарных сланцев использование сланцев периферийных участков и Тапаского месторождения рассмотрены ниже в виде отдельных циклов отработки. Поэтому можно было отказаться от определения среднегодовых приращений запасов по всему Прибалтийскому бассейну и это существенно упростило дальнейшую обработку данных.

На основе представленных на фиг. 1 и 2 данных начало заметного роста выявленных мировых ресурсов угля (приравненных общим геологическим запасам) наблюдается с начала 70-х годов, т.е. связано с началом энергетического кризиса. На территории СССР начиная с 1913 года до конца 60-х годов был очень интенсивный рост выявленных ресурсов угля, который достиг даже 9760 млрд. т геологических запасов, численных к 1962-1969 годам по данным 12-томной специальной монографии [2, с. 28]. Эта цифра 9760 в виде точки отсутствует около поз. 3 на фиг. 1, так как соответствует уровню мировых ресурсов того времени. Позднее в связи с изменением в 1968 г. кондиции (некоторые глубины подсчета были уменьшены) ресурсы СССР стали скромнее. Учитывая существующую ситуацию с ожидаемыми потенциальными открытиями из всех представленных на фиг. 1 и 2 данных только действительные запасы Эстонского месторождения по поз. I на фиг. 2 выражают возможность для начала убывания. Данные поз. 6 на фиг. 1 выражают обычное обратное движение запасов, например, в кате-

горию прогнозных в результате пересмотра недостаточно обоснованных оптимистических оценок или изменения кондиции.

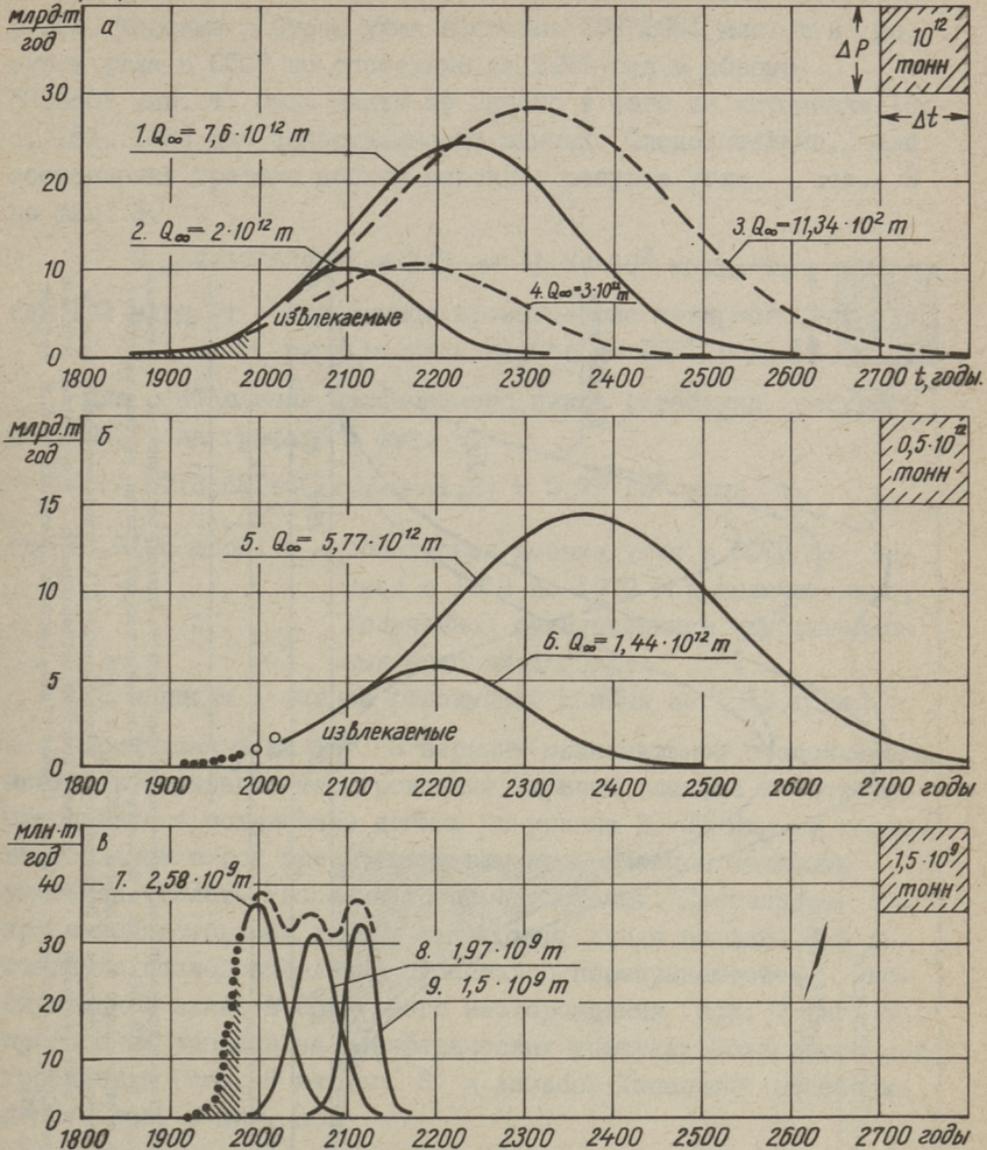
Извлекаемые запасы по данным многих авторов составляют известный процент от ресурсов. Например, технически и экономически извлекаемые запасы каменных и бурых углей по тогдашним оценкам составляли всего 6,3 % от суммарных мировых ресурсов угля в тоннах у.т. [4, с. 70]. При отсутствии более точных данных степень извлечения ресурсов угля в зависимости от их изученности принимается от 25 до 50 % [6, с. 19], причем учитываются возможности в далеком будущем. По данным П.С. Непорожного [5, с. 4] достоверные энергетические ресурсы в мире по углю составляют 7-10·10³ млрд.т, примерно 25 % из них извлекаемые. В работе М.К. Хубберта [9, с. 15] предельная кумулятивная добыча на основе извлекаемых запасов углей в мире (минимальный вариант) составляет 26,3 % от ресурсов (максимальный вариант), см. поз. I и 2 на фиг. 3. Аналогично вышеизложенным данным предельная кумулятивная добыча на основе извлекаемых запасов углей для вычерчивания графиков 4 и 6 полных циклов добычи на фиг. 3 составляют 25 % от ресурсов, соответствующих графикам 3 и 5 на фиг. 3.

Полные циклы добычи на фиг. 3 и 4 имеют форму графиков нормального распределения, то есть предполагают одинаковую интенсивность развития и свертывания добычи запасов, что должно быть выгодно для амортизации оборудования и реорганизации инфраструктуры. Основные свойства графиков полного цикла добычи описаны М.К. Хуббертом в [9]. Начальный участок графика проведен через точки, соответствующие известным годовым добычам в прошлом и в перспективе. Высота графика полного цикла добычи выбрана согласно необходимому максимальному уровню добычи, а площадь под графиком должна быть в масштабе фигуры, равной предельной кумулятивной добыче рассматриваемого запаса. Самые общие формулы и обозначения приведены на фиг. 3. Все нужные вычисления могут быть выполнены с помощью обычных математических таблиц, если полные циклы добычи имеют форму графиков нормального распределения, если нет - то математическая сторона усложняется.

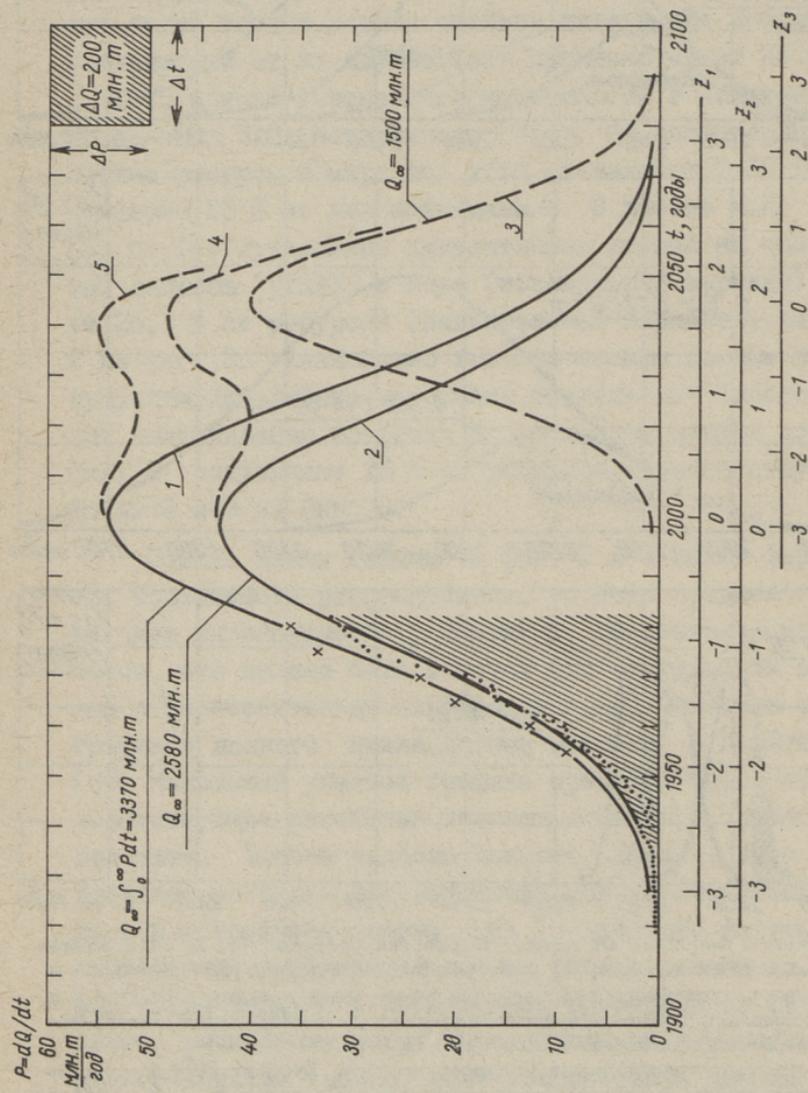
Предельная кумулятивная добыча углей Q_{∞} во всем мире и в СССР, для вычерчивания максимальных вариантов

$$P = dQ/dt,$$

$$Q_{\infty} = \int_0^{\infty} P dt$$



Фиг. 3. Варианты законченных циклов выработки ресурсов (1, 3, 5) и извлекаемых запасов (2, 4, 6) угля (каменные и бурые угли суммарно в тоннах натурального топлива) для всего мира - а, для СССР - б и максимально возможная продолжительность эксплуатации месторождений горючих сланцев в Эстонии - в.
 1 - на базе минимальных ресурсов по М.К. Хубберт [9]; 2 - на базе технически и экономически извлекаемых запасов по М.К. Хубберт [9]; 3 - по общепринятым мировым ресурсам; 4 - по мировым извлекаемым запасам; 5 - максимальный вариант по ресурсам СССР; 6 - минимальный вариант по извлекаемым запасам СССР; 7 - по действительным запасам Эстонского месторождения; 8 - по прогнозным запасам периферических участков Эстонского месторождения; 9 - по прогнозным запасам Тапаского месторождения.



Фиг. 4. Варианты полных циклов добычи быстро истощаемых запасов сланца, составленные на базе данных добычи за 1919-1981 годы в Эстонской ССР и Ленинградской области, на базе известных запасов и намечаемого роста добычи до 50 млн. т в год.
 1 - по запасам Эстонского и Ленинградского месторождений; 2 - по действительным запасам Эстонского месторождения; 3 - по запасам Тапаского месторождения; 4 - суммарная добыча в Эстонской ССР; 5 - суммарная добыча в Прибалтийском бассейне, Методика по М.К. Хубберт из [9, с. 15].

циклов добычи 3 и 5 на фиг. 3, приравнена полным ресурсам углей. Мировые ресурсы угля в объеме 10762981 млн. т и ресурсы угля в СССР по состоянию на 1971 год в объеме 5713681 млн. т были взяты из одного и того же источника [10, с. 183, 186] для сопоставимости данных. Следовательно, для составления графика добычи мирового ресурса угля, поз. 3 на фиг. 3,

$$Q_{\infty} = 10762,981 + 4 \cdot 145 \approx 11,34 \cdot 10^3 \text{ млрд. т,}$$

где 145 млрд. т - совокупное производство товарного угля в мире за весь период до 1971 года [6, с. 21].

Для составления законченного цикла выработки ресурсов угля СССР, на графике 5 фиг. 3,

$$Q_{\infty} = 5713,681 + 4(12,9106 + 1,2) \approx 5,77 \cdot 10^3 \text{ млрд. т,}$$

где 12,9106 млрд. т - совокупная добыча угля в СССР за период с 1913 по 1970 год включительно, полученная суммированием опубликованных годовых данных;

1,2 млрд. т - оценка совокупной добычи до 1913 года.

Приведенный на фиг. 3 вариант максимальной продолжительности эксплуатации месторождений горючих сланцев в Эстонии предполагает сохранение добычи на уровне 31-37 млн. т товарного сланца в год при постепенном существенном снижении удельной теплоты сгорания товарного сланца. Длительное сохранение постоянной добычи (штриховая линия на фиг. 3, в) достигнуто последовательной и частично перекрывающейся эксплуатацией запасов Эстонского месторождения (поз. 7 фиг. 3), прогнозных запасов на периферических участках Эстонского месторождения (поз. 8 на фиг. 3) и запасов Тапаского месторождения (поз. 9 фиг. 3).

График законченного цикла добычи горючего сланца Эстонского месторождения (поз. 7 на фиг. 3) построен на основе точек, соответствующих известным годовым добычам за период 1919-1981 гг. (см. табл. I), и для предельной кумулятивной добычи

$$Q_{\infty} = 4100 \cdot 0,5 + 528,68 \approx 2,58 \cdot 10^3 \text{ млн. т,}$$

где 4100 млн. т - балансовые запасы сланца категории А+В+С_I по состоянию на I.I.1980 г. [21, с. 100];

Т а б л и ц а I

Кумулятивная добыча горючих сланцев на Эстонском
месторождении

Год	т/год	Σ	Год	т/год	Σ
1919	98	98	1952	4 956 100	40 300 542
1920	30	128	1953	5 324 800	45 625 342
1921	3 739	3 867	1954	5 873 300	51 498 642
1922	14 722	18 589	1955	7 009 900	58 508 542
1923	38 042	56 631	1956	7 504 200	66 012 742
1924	36 112	92 743	1957	8 347 500	74 360 242
1925	102 223	194 966	1958	8 964 100	83 324 342
1926	277 661	472 627	1959	9 090 800	92 415 142
1927	342 186	814 813	1960	9 246 300	101 661 442
1928	387 902	1 202 715	1961	10 295 000	111 956 442
1929	471 356	1 674 071	1962	11 247 700	123 204 142
1930	486 412	2 160 483	1963	12 914 100	136 118 242
1931	499 535	2 660 018	1964	14 745 900	150 864 142
1932	492 606	3 152 624	1965	15 834 400	166 698 542
1933	496 868	3 649 492	1966	16 062 000	182 760 542
1934	548 033	4 197 525	1967	16 123 000	198 883 542
1935	550 287	4 747 812	1968	16 448 000	215 331 542
1936	709 403	5 457 215	1969	17 505 000	232 836 542
1937 I	077 927	6 535 142	1970	18 920 000	251 756 542
1938 I	474 200	8 009 342	1971	20 812 000	272 568 542
1939 I	666 900	9 676 242	1972	23 719 000	296 287 542
1940 I	894 500	11 570 742	1973	25 318 000	321 605 542
1941 I	134 700	12 705 442	1974	27 250 000	348 855 542
1942	741 200	13 446 642	1975	28 458 000	377 313 542
1943 I	320 500	14 767 142	1976	28 977 000	406 290 542
1944 I	054 400	15 821 542	1977	29 711 000	436 001 542
1945	824 200	16 645 742	1978	30 351 000	466 352 542
1946 I	892 000	18 537 742	1979	30 998 000	497 350 542
1947 2	614 200	21 151 942	1980	31 334 000	528 684 542
1948 3	147 300	24 299 242	1981		
1949 3	251 300	27 550 542	1982		
1950 3	543 000	31 093 542			
1951 4	250 900	35 344 442			

528,68 млн. т - совокупная добыча сланца на Эстонском месторождении от начала добычи в 1919 году до 1980 года включительно, см. табл. I;

0,5 - коэффициент выхода товарного сланца из запасов.

График полного цикла добычи сланца на периферических участках поз. 8 фиг. 3 сооружен на основе предельной кумулятивной добычи

$$Q_{\infty} = 3940 \cdot 0,5 = 1,97 \cdot 10^3 \text{ млн. т,}$$

где 3940 млн. т - прогнозные запасы сланца в промышленной пачке В-F₁ с теплотой сгорания $Q_{\text{с}}^{\text{с}}$ в среднем 6,66 (1590) МДж/кг (ккал/кг) [21, с. 103].

50-процентный выход товарного сланца из этих низкокачественных запасов означает, что по всей вероятности получают товарный сланец с теплотой сгорания, которая не удовлетворяет требованиям ныне действующего ГОСТа.

Полный цикл добычи запасов сланца Тапаского месторождения, см. график 9 на фиг. 3, построен на основе

$$Q_{\infty} = 2577,6 \cdot 0,6 \approx 1,5 \cdot 10^3 \text{ млн. т,}$$

где 2577,6 млн. т - запасы Тапаского месторождения [20, с. 16];

0,6 - коэффициент выхода товарного сланца больше, чем на Эстонском месторождении на основе данных таблицы в [31, с. II].

Товарный сланец Тапаского месторождения будет иметь теплоту сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ в пределах 7,27-7,52 (1740 - 1800) МДж/кг (ккал/кг) в зависимости от метода выемки и глубины обогащения [31].

Заключения на основе вышепредставленных материалов - графиков 7-9 на фиг. 3 и соответствующих объяснений - приведены в виде основного вывода под номером 3.

Полный цикл добычи запасов сланца Прибалтийского бассейна (график I на фиг. 4) построен на основе известных данных годовой добычи, максимального уровня добычи около 50 млн. т в год и на основе предельной кумулятивной добычи

$$Q_{\infty} = 2580 + 1300 \cdot 0,5 + 140 = 3370 \text{ млн. т,}$$

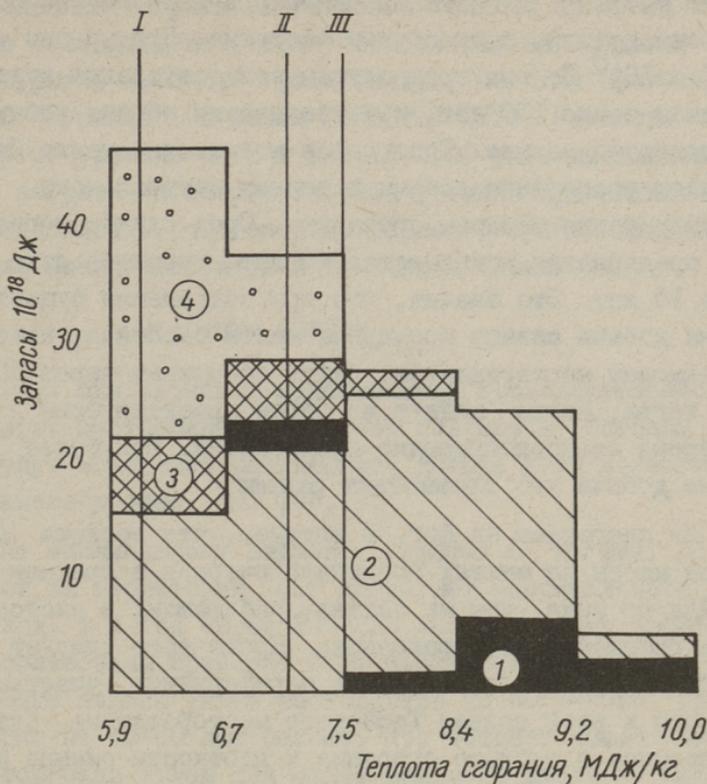
где 2580 млн. т - Q_{∞} для Эстонского месторождения;
 1300 млн. т - балансовые запасы категории А+В+С₁+С₂
 по состоянию на I.I.1980 г. на Ленинградском месторождении [21, с. 100];
 140 млн. т - оценка совокупной добычи на Ленинградском месторождении до 1980 года.

Полные циклы добычи по графикам 2 и 3 на фиг. 4 построены по той же добыче Q_{∞} , что и на фиг. 3, но максимальная годовая добыча больше - достигает 40 и несколько больше млн. т в год.

На основе представленных на фиг. 4 данных оформлены основные выводы 4 и 5 о вариантах со средней и минимальной продолжительностью эксплуатации ресурсов прибалтийского сланца.

Энергетические ресурсы горючих сланцев мира составляют по некоторым оценкам $17 \cdot 10^{25}$ Дж, в том числе $3 \cdot 10^{20}$ Дж таких, которые уже в настоящее время являются конкурентоспособными с другими источниками энергии [29]. Энергетические ресурсы пластов сланца-кукерсита Прибалтийского бассейна при вынимаемой мощности более 1,4 м составляют $1,4 \cdot 10^{20}$ Дж. Среди них не более $4,7 \cdot 10^{19}$ Дж пригодны для эксплуатации по экономическим критериям сегодняшнего дня и ближайшего будущего. Интенсивность использования энергетических ресурсов сланца-кукерсита характеризуют потребление $0,4 \cdot 10^{18} \frac{\text{Дж}}{\text{год}}$ и коэффициент извлечения запасов, колеблющийся в зависимости от способа и технологии добычи в пределах 0,5-0,8.

Величина запасов - это всего лишь одна характеристика ресурсов. Не меньшее значение имеют их качество, а для минерально-сырьевых ресурсов и горно-геологические условия добычи. Распределение ресурсов горной массы сланца-кукерсита по основному показателю качества - теплоте сгорания на сухую массу в бомбе - представлено на фиг. 5. Приведенная диаграмма наглядно иллюстрирует известное положение о том, что основная масса ресурсов сланца-кукерсита имеет качество, существенно ниже эксплуатируемых в настоящее время запасов.



Фиг. 5. Распределение геологических запасов тепла в горной массе сланца-кукерсита при вынимаемой мощности пласта более 1,4 м.

1 - отработанные запасы; 2 - Эстонское; 3 - Ленинградское; 4 - Тапасское месторождение.

Пределы кондиционности по качеству пласта: 1 - постоянно для Ленинградского месторождения, временно для Тапасского месторождения, а также для периферических участков Эстонского месторождения; II - для Эстонского месторождения при вынимаемой мощности пласта более 2,5 м; III - то же для 1,4-2,5 м.

При анализе диаграммы на фиг. 5 следует учесть, что она соответствует общегеологическим запасам, надежность которых невысокая. Если средневзвешенный коэффициент надежности балансовых запасов сланца-кукерсита, исходя из данных, приведенных в [30], можно оценить в пределах 0,41-0,63; то для общегеологических запасов по нашему представлению следует принимать величину 0,4. С учетом этого значения и коэффициента извлечения 0,7, соответствующего уровню эксплуатационных потерь сланца при добыче в Эстонском месторождении, можно оценить реально извлекаемые запасы сланца-кукерсита в

объеме $3,9 \cdot 10^{19}$ Дж и на их основе, в зависимости от интенсивности добычи, срок службы бассейна. При уровне потребления $0,4 \cdot 10^{18}$ Дж/год срок службы запасов сланца-кукерсита составляет около 100 лет, при увеличении объема добычи - соответственно меньше. Постоянное количество тепла Дж/год означает увеличение добычи в тоннах натурального топлива при уменьшении теплоты сгорания. Срок службы горнодобывающего предприятия принимается 40 лет, строительство длится около 10 лет. Это значит, что при сохранении существующего уровня добычи сланца последние шахты бассейна, находящиеся на Тапаском месторождении, будут сооружены через 50 лет, т.е. тогда, когда выйдут из строя проектируемые в настоящее время сланцедобывающие предприятия. При более высоком уровне добычи это произойдет раньше.

Из диаграммы на фиг. 5 следует, что теплота сгорания горной массы на шахтах последней очереди в среднем на 2,5 МДж/кг ниже, чем на шахтах, работающих в настоящее время на Эстонском месторождении. Кроме того следует учесть еще геологическую особенность периферийных участков Эстонского и всей залежи Тапаского месторождения. Существенная разница в теплоте сгорания и плотности сланца и известняка на эксплуатируемых участках месторождений позволяют методом селективной добычи, использованием избирательного действия взрывных работ и обогащения крупных классов горной массы отделить известняк от сланца и дать продукцию, теплота сгорания которой на 2,5-4,1 МДж/кг выше теплоты сгорания пласта. На Тапаском месторождении разница в свойствах горючего сланца и пустой породы настолько мала, что в результате экономически обоснованных горно-технических мероприятий не удастся повысить качество товарного сланца против качества горной массы больше, чем на 1,5 МДж/кг [31].

Основными показателями горно-геологических условий эксплуатации пластовых месторождений являются мощность и глубина расположения залежи. По мере уменьшения первого и увеличения второго показателя растут затраты на добычу полезного ископаемого. Эта зависимость настолько явна, что позволяет дать достоверную оценку затрат для любого участка сланцевого бассейна, в том числе и для Тапаского месторождения. Соответствующие расчеты свидетельствуют о том,

что приведенные затраты на условное топливо продукта шахт Тапаского месторождения, без учета затрат на создание инфраструктуры, в 1,65–2,0 раза больше, чем для проектируемой шахты "Куремяз" (в ценах 1980 г.) [31]. Несмотря на то, что этот уровень затрат в 1,25–1,50 раза превышает замыкающие затраты на энергетический уголь в Прибалтике [32], можно предполагать, что энергетическая ситуация будущего заставляет эксплуатировать и те запасы сланца.

Основные выводы

1. Даже при варианте максимальной продолжительности эксплуатации месторождений горючих сланцев в Эстонии их запасы будут исчерпаны раньше, чем добыча угля достигнет максимального уровня, см. фиг. 3.

2. По минимальному варианту (график 6 на фиг. 3) добыча углей на территории СССР достигнет максимального уровня 5–6 млрд. т в год через 200–220 лет и к этому времени будут использованы примерно 50 % извлекаемых запасов углей. Мировые запасы углей расходуются до 50 %-ного уровня примерно на 40–60 лет раньше, что создает благоприятные условия торговли углем для людей седьмого–десятого поколения на территории Сибири.

3. Максимальный вариант последовательно-совмещенной эксплуатации запасов Эстонского месторождения, его периферийных участков и Тапаского месторождения, по графикам 7–9 на фиг. 3, подтверждает техническую возможность эксплуатации запасов сланцев в Эстонии с производительностью на уровне 31–37 млн. т товарного сланца в год до 2130 года, т.е. еще в течение полутора веков. Начиная с последнего срока годовая добыча сокращается постепенно с 31 до 5 млн. т в 2150 году. Одновременно происходит постепенное уменьшение теплоты сгорания суммарного товарного сланца до уровня $Q_p = 7,27-7,52$ (1740–1800) МДж/кг (ккал/кг), т.е. количество тепла в Дж/год постоянно уменьшается, несмотря на постоянную добычу в тоннах натурального топлива. Экономическую целесообразность этого варианта эксплуатации запасов нужно еще изучить.

4. Средний по продолжительности вариант последовательно-совмещенной эксплуатации Эстонского, Ленинградского и

Тапаского месторождений, по графикам 1, 3 и 5 на фиг. 4, обеспечивает производительность в натуральном товарном сланце на уровне 51–55 млн. т в год в течение 55–60 лет, примерно с начала 90-х годов до конца 40-х годов следующего века. Среднегодовая Q_n^p товарного сланца по всему бассейну существенно уменьшается начиная с 2020–2030 годов в связи с увеличением доли тапаского сланца.

5. Минимальный вариант совместной эксплуатации только Эстонского и Ленинградского месторождений, по графикам 1 и 2 на фиг. 4, обеспечивает выдачу высококалорийного товарного сланца в объеме 50–53 млн. т в год в течение 20–25 лет нормально и до 30 лет неестественным направлением развития. После этого срока, начиная примерно с 2010–2015 года суммарная добыча становится менее 50 млн. т в год и уменьшается до 10 млн. т уровня в 2045–2050 годы. 10 %-ный остаток запасов ($z = 1,29$) наступит на Эстонском месторождении в 2031 году и на Ленинградском месторождении в 2034 году.

6. Можно предполагать, что энергетическая ситуация начала или середины 21-го века заставляет приступить к эксплуатации запасов Тапаского месторождения, несмотря на низкую теплоту сгорания $Q_n^p = 7,27-7,52$ МДж/кг тапаского товарного сланца.

Л и т е р а т у р а

1. Основные направления экономического и социального развития СССР на 1981–1985 годы и на период до 1990 года. – В кн.: Материалы XXVI съезда КПСС. М., Политиздат, 1981, с. 131–205.

2. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Том 12. Общие данные по угольным бассейнам и месторождениям СССР / Гл. ред. Н.И. Погребнов. М., Недра, 1978. 259 с.

3. Запасы углей и горючих сланцев СССР. Краткая сводка результатов подсчета 1956 г. / Под ред. Н.В. Шабарова и А.В. Тыхнова. М., Госгеолтехиздат, 1958. 179 с.

4. Мировая энергетика. Прогноз развития до 2020 года. (Доклад Комиссии МИРЭК 1978 г.) / Пер. с англ. под ред. Ю.Н. Старшинова. М., Энергия, 1980. 256 с.

5. Н е п о р о ж н ы й П.С. Об энергетике мира. - В кн.: Энергетика мира. Переводы докладов IX Мировой энергетической конференции 1974 г. / Под ред. П.С. Непорожного. М.; Энергия, 1976, с. 3-11.

6. Л и н д е н Х., П э й р е н т Й. Анализ мирового энергоснабжения. - В кн.: Энергетика мира. Переводы докл. IX Мировой энергетической конференции 1974 г. / Под ред. П.С. Непорожного. М., Энергия, 1976, с. 18-23.

7. П е т е р с В., Ш и л л и н г Х., П и к к а р д В., В е й л э н д Д., Г и л ь д е б р а н д т Р. Оценка мировых ресурсов угля и масштабов возможной его добычи в будущем (1985-2020 гг.) - В кн.: Энергетика мира. Переводы докл. X Мировой энергетической конференции 1977 г. / Под ред. К.Д. Лаврененко. М., Энергия, 1979, с. 44-52.

8. В e n d e r F., К о с h К.Е. Resources and reserves of fossil and nuclear fuels. - From: Primary Energy. Present Status and Future Perspectives/Edited by K.O.Thielheim. Berlin-Heidelberg-New York, Springer-Verlag, 1982, p. 20-31.

9. H u b b e r t M.К. Outlook for fuel reserves. - McGraw-Hill Encyclopedia of Energy. New York, McGraw-Hill Book Company, 1976, p. 11-23.

10. Statistical Yearbook 1978. Thirtieth issue. United Nations, New York, 1979. 966 p.

11. Statistical Yearbook 1973. United Nations. New York, 1974. 829 p.

12. М и р о н о в К.В. Угли ископаемые. - В кн.: БСЭ 3-е изд., 1977, т. 26, с. 452-457 (456).

13. М и р л и н Г.А. Минеральные ресурсы. - В кн.: БСЭ. 3-е изд., 1977, т. 24 II, с. 28-32 (29).

14. Н е л ь с о н Е.Л., К а р л с м и т Р.С., Г е л ь е р Х.Е., К а р т е р В.Л. Обзор мировых энергетических ресурсов 1974.г. - В кн. Энергетика мира. Переводы докладов IX Мировой энергетической конференции 1974 г. / Под ред. П.С. Непорожного. М., Энергия, 1976, с. 12-18.

15. Б а у к о в С., М у с т ы г и Э. История геологического изучения и разведки сланцевого месторождения. - В

кн.: 50 лет сланцедобывающей промышленности ЭССР / Сост. А. Аллик. - Таллин, Валгус, 1966, с. 376-385.

16. Н. v o n W i n k l e r. Der Estländische Brennschiefer. - Reval, 1930. 350 S.

17. Z e i d l e r R. Neue Wege der Verwertung des Ölschiefers und seiner Umwandlung in Öle. - Reval, 1933. 194 S.

18. P a a l m e G., V a h e r E. Tehnika progress põlevkivi kaevandamisel. - Tln., Valgus, 1978. 103 lk.

19. L a u r i n g s o n V., R e i e r A. Eesti NSV maarduevarad ja nende kaevandamine. Tln., Perioodika, 1981. 94 lk.

20. С т у м б у р К. Запасы горючих сланцев Эстонского месторождения. Инф. серия "Горючие сланцы", 1974, № 6, с. 13-16.

21. Б а у к о в С., М о р о з о в О., Т у б л и Т. Ресурсы Эстонского месторождения горючих сланцев. - Изв. АН ЭССР, т. 31, Геология, 1982, № 3, с. 100-104.

22. Прогноз горючих сланцев Европейской части СССР. Коллектив авторов / Под ред. В.А. Котлукова и С.С. Баукова. Таллин, 1974. 72 с.

23. Большая Советская Энциклопедия. Т. 42. Гл. ред. Б.А. Введенский. М., 1956, с. 643.

24. К у з н е ц о в Д.Т. Горючие сланцы мира. М., Недра, 1975. 362 с.

25. Э п и к И.П. Современное состояние мировых ресурсов горючих сланцев и проекты их использования. - Изв. АН ЭССР, т. 31, Геология, 1982, № 2, с. 42-55.

26. Э п и к И.П., В а й к Л.Э., М ы т у с М.М. Научные проблемы развития энергетики Эстонской ССР. - Изв. АН СССР, Энергетика и транспорт, 1982, № 6, с. 13-18.

27. К л е р В.Р., Н е н а х о в В.Ф. Геологические запасы горючих сланцев в СССР. - Советская геология, 1971, № 3, с. 20-28.

28. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Том II. Горючие сланцы СССР / Ред. колл. В.А. Котлуков и др. М., Недра, 1968. 607 с.

29. Й е н Т.Ф., Ч и л и н г а р я н Дж.В. Горючие сланцы. Л., Недра, 1980. 262 с.

30. К р е й т е р С.М. Поиски и разведка полезных ископаемых. М., Госгеолтехиздат, 1961. 390 с.

31. Р е й н с а л у Э.Я. Результаты оценки качества сланца и технико-экономических показателей добычи на Тапаском месторождении. - Горючие сланцы, 1981, № II, с. 10-13.

32. М а к а р о в А.А., В и г д о р ч и к А.Г. Топливо-энергетический комплекс. М., Наука, 1979. 279 с.

I. Öpik, L. Õispuu,
E. Reinsalu

Reservenveränderung der festen Brennstoffe
und Varianten des vollständigen Gewinnungs-
zyklus der Brennschieferreserven

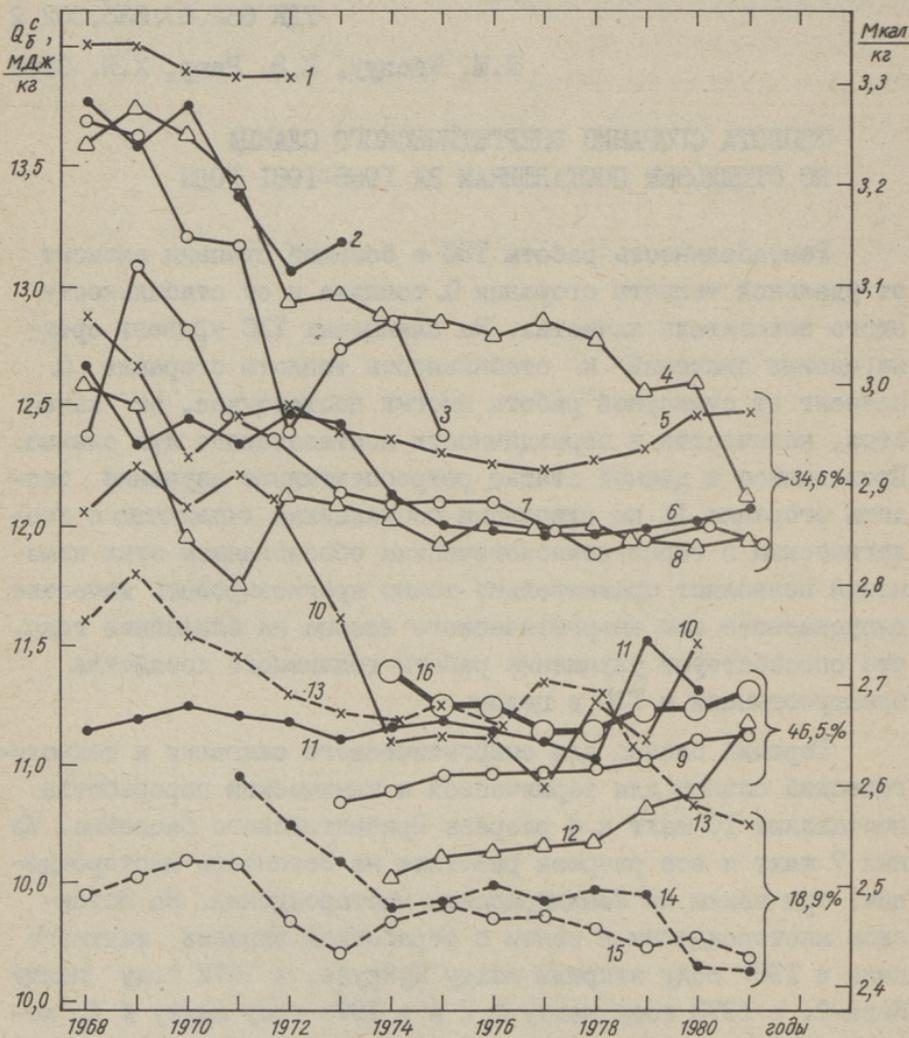
Zusammenfassung

Im vorliegenden Artikel sind einige Untersuchungsergebnisse der Veränderungen der Ressourcen und gewinnbarer Reserven von Kohle in der Welt und der UdSSR und von Brennschiefer in der UdSSR und der Estnischen SSR im Zeitabschnitt 1913 - 1981 beschrieben. Die vollständigen Gewinnungszyklen sind in zwei Varianten, auf Grund der Ressourcen und der gewinnbaren Reserven von Kohle, für die Welt und die UdSSR zusammengestellt. Die Ausbeutung der Lagerstätten im Baltischen Brennschieferbecken ist in drei Varianten mit aufeinanderfolgender und teilweise zusammenfallender Anwendung der vollständigen Gewinnungszyklen der einzelnen Brennschieferlagerstätten behandelt. Die durchschnittliche Heizwertveränderung des Kommerziellbrennschiefers ist für das ganze Baltische Becken in verschiedenen Ausbeutungsvarianten untersucht.

ТЕПЛОТА СГОРАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЛАНЦА
ПО ОТДЕЛЬНЫМ ПОСТАВЩИКАМ ЗА 1968-1981 ГОДЫ

Рентабельность работы ТЭС в большой степени зависит от удельной теплоты сгорания Q , топлива и от стабильности этого показателя качества. На сланцевых ТЭС уровень среднегодовых значений и стабильность теплоты сгорания Q зависят от суммарной работы многих поставщиков, от качества, количества и периодичности поставляемого ими сланца. Проведенное в данной статье ретроспективное изучение теплоты сгорания Q по отдельным поставщикам совместно с геологическим и горно-технологическим обоснованием этих изменений позволяют сравнительно точно прогнозировать качество выпускаемого ими энергетического сланца на ближайшие годы, что способствует улучшению работы топливного хозяйства электростанций и ТЭС в целом.

Горючий сланец для энергетического сжигания и технологический сланец для термической и химической переработки поставляют 10 шахт и 4 разреза Прибалтийского бассейна. Из них 7 шахт и все разрезы работают на Эстонском месторождении, три шахты на Ленинградском месторождении. На Эстонском месторождении в связи с отработкой запасов шахтного поля в 1967 году закрыли шахту Кукрузе, в 1972 году шахту Кява-2, в 1973 году шахту № 2 и в 1975 году шахту № 4, которые все были поставщиками наиболее высококачественного сланца, см. поз. 1-3 фиг. 1. Все работающие шахты и разрезы Прибалтийского бассейна, кроме шахты Кивиули, поставляли в 1981 году и длительный период до этого энергетический сланец на Прибалтийскую или Эстонскую ГРЭС. В Прибалтийском бассейне в качестве энергетического сланца преимущественно используют рассортированные классы 0-25, 0-30 мм и рядовой сланец 0-300 мм.



Фиг. 1. Среднегодовые теплоты сгорания Q_c^c сланца отдельных поставщиков на Прибалтийскую ГРЭС по данным поставщиков. Позиция 1 - шахта Кява-2; 2 - шахта № 2; 3 - шахта № 4; 4 - шахта № 6 Сомпа; 5 - шахта № 8 Таммику; 6 - шахта № 7 Виру; 7 - шахта № 10 Ахтме; 8 - шахта Кохтла; 9 - шахта № 9 "Эстония"; 10 - разрез Вийвиконна; 11 - разрез Сиргала; 12 - разрез "Октябрьский"; 13 - шахта им. С.М. Кирова; 14 - шахта "Ленинградская"; 15 - шахта № 3 гор. Сланцы; 16 - средняя по Прибалтийской ГРЭС.

Согласно представленным на фиг. 1 данным в 1968-1981 годы на Прибалтийскую ГРЭС поставляли сланец в общей сложности 12 шахт и 3 разреза. В 1981 году поставщиками сланца на электростанцию были 9 шахт и 1 разрез. В последнем рассматриваемом году шахты Сомпа, Таммику, Виру, Ахтме и Кохтла поставили на Прибалтийскую ГРЭС 34,6 % натурального топлива. Среднегодовые значения теплоты сгорания $Q_{\text{с}}^{\text{с}}$ сланца названных 5 шахт значительно больше нижней нормы 11,51 МДж/кг (2750 ккал/кг) из ГОСТ для эстонского сланца подземной добычи при его пылевидном сжигании [1].

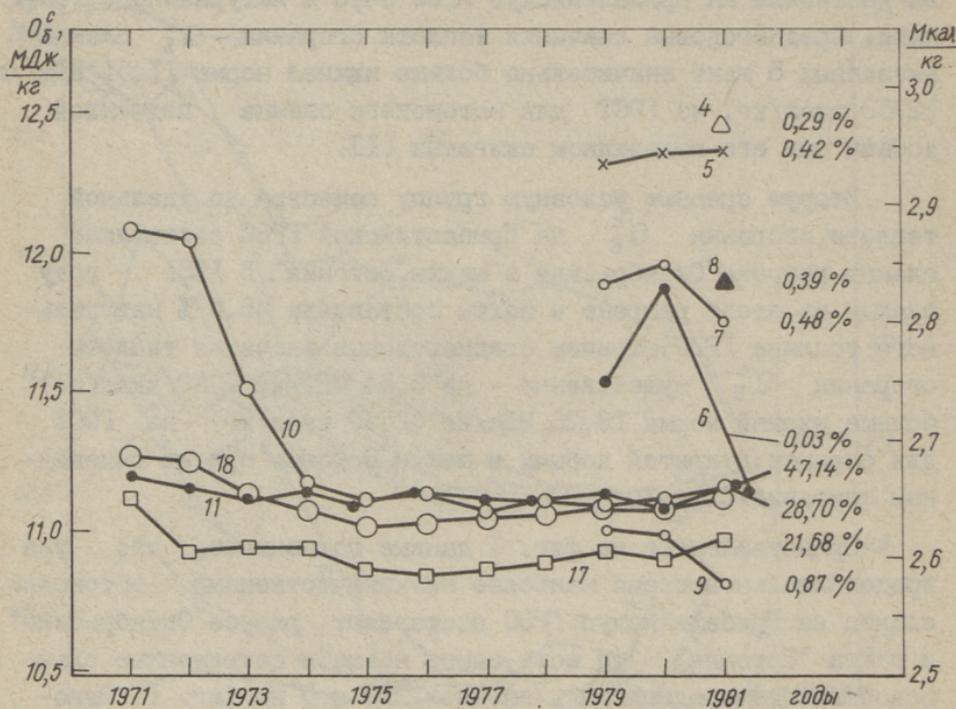
Вторую среднюю условную группу качества по удельной теплоте сгорания $Q_{\text{с}}^{\text{с}}$ на Прибалтийской ГРЭС составляют сланцы разреза "Октябрьский" и шахты "Эстония". В 1981 году сланцы из этого разреза и шахты составляли 46,5 % натурального топлива ГРЭС, причем среднегодовые значения теплоты сгорания $Q_{\text{с}}^{\text{с}}$ существенно - на 0,84 МДж/кг (200 ккал/кг) больше нижней нормы 10,26 МДж/кг (2450 ккал/кг) из ГОСТ для сланцев открытой добычи и шахты "Эстония" при их пылевидном сжигании [1].

Представленные на фиг. 1 данные показывают, что уже продолжительное время наиболее низкокачественный эстонский сланец на Прибалтийскую ГРЭС поставляют разрез "Октябрьский" и шахта "Эстония", то есть самые новые и современные сланцедобывающие предприятия, см. поз. 12 и 9 на фиг. 1. Одновременно эти предприятия являются также наиболее крупными поставщиками сланца на Прибалтийскую ГРЭС в 1981 году. Приятным своеобразием разреза "Октябрьский" и шахты "Эстония" является то, что среднегодовые значения теплоты сгорания $Q_{\text{с}}^{\text{с}}$ поставляемых на Прибалтийскую ГРЭС сланцев постоянно увеличиваются без обратных колебаний уже начиная с 1973-1974 годов. Это своеобразие отнюдь не характерно для остальных сланцедобывающих предприятий Прибалтийского бассейна.

Энергетический сланец наиболее низкого качества по всему Прибалтийскому бассейну поставляют основные поставщики ленинградского сланца - шахта "Ленинградская" № 3, см. позиции 15 и 14 на фиг. 1. Шахта им. С.М. Кирова, позиция 13 фиг. 1, поставляет мало топлива на Прибалтийскую ГРЭС: в 1981 году всего 1,2 % топлива ГРЭС. Среднегодовые значения теплоты сгорания $Q_{\text{с}}^{\text{с}}$ сланца этих трех шахт также соответ-

ствуют требованиям ГОСТ 7754-79 для ленинградского сланца [1] - не менее 9,84 МДж/кг (2350 ккал/кг).

Основными поставщиками сланца на Эстонскую ГРЭС являются разрезы Вийвиконна, Сиргала и Нарва, см. позиции 10, 11 и 17 на фиг. 2.



Фиг. 2. Среднегодовые теплоты сгорания Q_8^c горючего сланца по отдельным поставщикам снабжающим Эстонскую ГРЭС топливом (по данным поставщиков). Процентное количество натурального топлива по поставщикам приведено за 1981 год. Поз. 17 - разрез Нарва ; 18 - среднее значение по Эстонской ГРЭС, 4...11 - то же самое, что на фиг. 1.

Названные три разреза поставляют на электростанцию сланец, среднегодовые значения удельной теплоты сгорания Q_8^c которых можно считать вполне стабильными начиная с 1975 года. В последние три года 1979-1981, а также в 1982 году на Эстонскую ГРЭС стали поставлять сланец шахты эстонского месторождения, но суммарное количество сланца из 6 шахт составляло в 1981 году всего 2,48 % от топлива электростанции.

Сопоставление среднегодовых значений удельной теплоты сгорания Q_8^c за 1975 и 1981 годы (по данным поставщиков, представленным на фиг. 1 и 2) показывает:

а) заметное увеличение теплоты сгорания сланца у трех поставщиков, ΔQ в кДж/кг (ккал/кг) и в процентах:

разрез "Октябрьский"	+ 566	(+ 135)	+ 5,8 %
шахта Таммику	+ 185	(+ 44)	+ 1,5 %
шахта "Эстония"	+ 168	(+ 40)	+ 1,5 %;

б) заметное сокращение теплоты сгорания сланца у 5 поставщиков, ΔQ в кДж/кг (ккал/кг) и в процентах:

шахта Ахтме	- 176	(- 42)	- 1,5 %
шахта № 3 гор. Сланцы	- 210	(- 50)	- 2,0 %
шахта "Ленинградская"	- 282	(- 67)	- 2,7 %
шахта им. С.М. Кирова	- 495	(- 118)	- 4,4 %
шахта Сомпа	- 725	(- 173)	- 5,6 %.

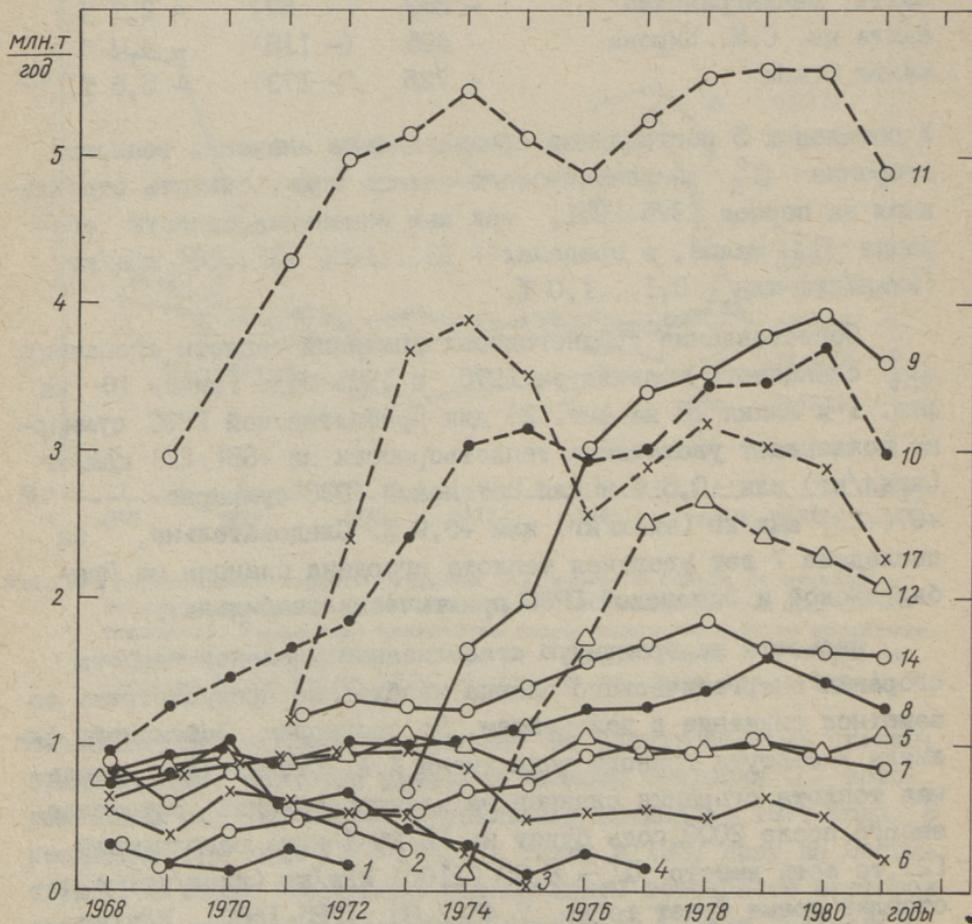
У остальных 5 поставщиков среднегодовые значения теплоты сгорания $Q_{\text{с}}^{\text{с}}$ энергетического сланца можно считать стабильными за период 1975-1981, так как изменения теплоты сгорания $Q_{\text{с}}^{\text{с}}$ малые, в пределах + 13...109 (+3...26) кДж/кг (ккал/кг) или + 0,1...1,0 %.

Сопоставление среднегодовых значений теплоты сгорания $Q_{\text{с}}^{\text{с}}$ сланцевого топлива за 1975 и 1981 годы (линия 16 на фиг. 1 и линия 18 на фиг. 2) для Прибалтийской ГРЭС суммарно показывает увеличение теплотворности на +88(+21) кДж/кг (ккал/кг) или +0,8 % и для Эстонской ГРЭС суммарно - +97(+23) кДж/кг (ккал/кг) или +0,9 %. Следовательно, за последние 7 лет удельная теплота сгорания сланцев на Прибалтийской и Эстонской ГРЭС практически стабильна.

Несмотря на временную стабилизацию удельной теплоты сгорания энергетического сланца необходимо предусмотреть ее заметное снижение в дальнейшем. По прогнозам Эстонского филиала Института горного дела имени А.А. Скочинского удельная теплота сгорания сланцев на электростанциях Эстонглавэнерго после 2000 года будет на 15-20 % ниже сегодняшней [2], то есть вместо $Q_{\text{н}}^{\text{п}} = 8,80$ (2100) МДж/кг (ккал/кг) в настоящее время будет тогда 7,48-7,05 (1785-1680) МДж/кг (ккал/кг). Надо иметь в виду, что даже такая низкая в будущем удельная теплота сгорания рабочей массы эстонского сланца еще намного выше соответствующих данных для кашпирского сланца уже сейчас. В настоящее время за среднюю расчетную теплоту сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ для эстонского сланца и ленинградского сланца классов 0-25, 0-30, 0-300 мм принимают 8,918

(2130) МДж/кг (ккал/кг), а среднюю расчетную теплоту сгорания Q_H^P для кашпирского сланца класса 0-200 мм принимают равной 5,610 (1340) МДж/кг (ккал/кг), [3].

Представленные на фиг. 3 данные подтверждают, что в последние годы наиболее крупными поставщиками энергетического сланца по Прибалтийскому бассейну являются все четыре разреза (см. поз. II, IO, I7 и I2 на фиг. 3) и шахта "Эстония" (9), годовые поставки которых находились в пределах от 5 до 2 млн. тонн в 1981 году. По отпускаемому количеству сланца на Прибалтийскую и Эстонскую ГРЭС средними



Фиг. 3. Годовые количества энергетического сланца, поставляемого отдельными шахтами (—) и разрезами (- -) на Прибалтийскую и Эстонскую ГРЭС суммарно в период за 1968-1981 годы. Наименования поставщиков по позициям 1-17 те же самые, что на фиг. 1 и 2.

поставщиками являются шахты "Ленинградская" (см. I4 на фиг. 3), Кохтла (8), Таммику (5) и Ахтме (7), годовые поставки которых были в пределах 1,8-0,8 млн. тонн в последние 6 лет. Данные шахт имени С.М. Кирова и № 3 гор. Сланцы, выражающие сравнительно малые поставки сланца на Прибалтийскую ГРЭС, на фиг. 3 отсутствуют.

Уровень и изменение теплоты сгорания Q_{ξ}^c энергетического сланца по годам на шахтах и разрезах обусловлено следующим.

На разрезе "Октябрьский" в начале эксплуатации применялся частично-селективный способ выемки по слоям В-С+Е-Ф без всякого обогащения, см. фиг. 4. Вся добыча была реализована рядовым энергетическим сланцем, 0-300 мм. Кроме того, теплота сгорания пласта на поле разреза "Октябрьский" хуже, чем на полях разрезов восточной части Эстонского месторождения, что обуславливает несколько меньшую теплоту сгорания Q_{ξ}^c товарного сланца, чем на разрезах Вийвиконна, Сиргала и Нарва. По мере увеличения доли валовой выемки пласта по слоям А-Ф с применением механического обогащения, теплота сгорания Q_{ξ}^c реализуемого разрезом "Октябрьский" энергетического сланца повышается, поскольку теплота сгорания Q_{ξ}^c мелких классов по слоям А-Ф выше, чем всей горной массы 0-300 мм от частично-селективной выемки слоев В-С+Е-Ф. Смотрите линии I0, II, и I2 и I7 на фиг. I и 2.

На разрезе Вийвиконна в начале 70-х годов после сооружения нового дробильно-погрузочного комплекса была отменена ручная породовыборка из добычи, что отражается в резком снижении теплоты сгорания Q_{ξ}^c товарного сланца в 1973-1974 годы, см. поз. I0 на фиг. I и 2. Некоторое колебание теплоты сгорания Q_{ξ}^c товарного сланца после 1974 года можно объяснить включением в добычу в различном объеме верхней части пачки F, где теплота сгорания Q_{ξ}^c около 1000 ккал/кг или 4,2 кДж/кг, и неодинаковым разубоживанием добычи вскрышным известняком. Существенных изменений геологических параметров за рассматриваемый период не имелось.

Аналогично на разрезе Сиргала некоторое повышение теплоты сгорания Q_{ξ}^c товарного сланца в последние годы можно объяснить лишь более полным удалением из добычи верхней части пачки F и прослойки E/D. Геологические парамет-

Эстонское месторождение				Ленинградское месторождение				Краткое описание пород		
Казенная площадь при мощности пласта, м ² /г	Темплота старания мхл/кг	Мощность, м	Число скважин	Структурный разрез	Видовые обозначения	Мощность, м	Темплота старания мхл/кг			
								МДж/кг	МДж/кг	
2070 - 2160	800 - 1200	0,21 - 0,29	F ₅		Лавовая порода (Л.к.з.)	0,50 - 0,55	800 - 1100	3,4 - 4,6	2160 - 2280	Глинистый сланец с включениями мергеля, содержащего известняка до 50%
1770 - 18+0	2000 - 2300	0,31 - 0,48	F ₁₁		I	0,55 - 0,62	2600 - 2700	10,9 - 11,5	1690 - 1710	Горючий сланец с включениями известняка
1600 - 1600	2500 - 3200	0,50 - 0,56	E		Супутник	0,05 - 0,06	400 - 600	1,7 - 2,5	2510	Известняк мергелистоосаждящий
2210	700	0,20 - 0,28	E/D		Мергель	0,05 - 0,06	1200 - 1600	5,0 - 6,7	1980 - 2040	Глинистый сланец
1710 - 1750	1600 - 2800	0,06 - 0,16	D		Лавовая галька	0,24 - 0,26	150	6,3	2520	Известняк мелкозернистый, плотный
2520	150	0,20 - 0,50	D/C		II	0,25 - 0,30	2800 - 2900	11,7 - 12,2	16+0 - 1660	Горючий сланец с включениями известняка
1630 - 1670	2400 - 3200	0,32 - 0,50	C		Кулак	0,14 - 0,17	700	2,9	2210	Известняк мергелистоосаждящий
2210	700	0,08 - 0,20	C/B		III	0,25 - 0,30	3900 - 4500	16,3 - 19,9	1590 - 1480	Горючий сланец с включениями известняка
1430 - 1450	3800 - 4800	0,30 - 0,66	B		Синюха	0,15 - 0,16	300	1,3	2360	Известняк глинистый
2360	300	0,11 - 0,20	B/A		IV	0,14	1900 - 2200	8,0 - 9,2	1620	Глинистый сланец
1620 - 1660	1600 - 2000	0,08 - 0,10	A ₉		А.к. - IV	1,90 - 2,50	1400 - 1800	5,9 - 7,5	1910 - 1940	Горючий сланец, шистый
2210	700	0,02 - 0,04	A ₈ /A ₁₁		А.к. - V	1,50 - 2,20	1450 - 1600	6,1 - 8,0	1690 - 1960	Верхний явельи пласта сланца
1590 - 1550	3400 - 4200	0,11 - 0,18	A ₁₁		А.к. - VI	2,25 - 2,40				
1780 - 1860	1800 - 2200	2,70 - 3,35	A - F ₈							
1780 - 1860	1900 - 2400	8,0 - 10,1	A - F ₁₁							
17+0 - 1860	2000 - 2300	8,4 - 9,6	B - F ₁₁							

Фиг. 4. Данные структурного разреза Эстонского и Ленинградского месторождений сланца.

ры пласта могли бы повлиять на теплоту сгорания $Q_{\text{г}}^{\text{с}}$ товарного сланца только отрицательно, так как фронт работ перемещается в южном направлении, т.е. в сторону ухудшения качественных параметров пласта, см. поз. II на фиг. I и 2.

На разрезе Нарва значимого изменения теплоты сгорания $Q_{\text{г}}^{\text{с}}$ товарного сланца не было, что объясняется сравнительно постоянными геологическими параметрами и технологией выемки за рассматриваемый период, см. поз. I7 на фиг. 2.

На шахте "Эстония" в начале эксплуатации была реализована также мелочь (0–25 мм) из горной массы от горнокапитальных выработок. Кроме того после сдачи шахты в эксплуатацию форсировалась проходка подготовительных выработок. Теплота сгорания $Q_{\text{г}}^{\text{с}}$ мелочи из горной массы от проходки выработок меньше, чем из добычи очистных камер. По мере увеличения доли очистной добычи $Q_{\text{г}}^{\text{с}}$ энергетического сланца повышалась. Возможна также реализация части обогащенного сланца более 25 мм, когда на последний отсутствовал спрос, см. поз. 9 на фиг. I.

Постепенное снижение теплоты сгорания энергетического сланца в начале 70-х годов на шахте Сомпа объясняется расширением объема камерной добычи по слоям А–F, а в последние годы частичным внедрением комбайновой выемки по слоям А–С при одновременном сокращении добычи из лав с ручной навалкой по слоям А–Е. Шахта Кохтла перешла полностью на комбайновую выемку по слоям А–С. Соответствующие позиции 4 и 8 на фиг. I.

Самыми низкими качественными показателями отличается энергетический сланец из шахт Ленинградской области из-за наихудших показателей качества пласта сланца, см. фиг. 4. Снижение теплоты сгорания $Q_{\text{г}}^{\text{с}}$ в последние годы вероятно обусловлено, с одной стороны, постепенным ухудшением качественных показателей пласта, с другой стороны, уменьшением глубины обогащения. Так, на шахте Ленинградская в результате перехода на комбайновую выемку по технологической схеме глубина обогащения должна быть 20 мм с прибавкой обогащенного сланца класса 20–30 мм к энергетическому сланцу. Чтобы при комбайновой выемке сохранить ранее существовавшую теплоту сгорания класса 0–25 мм, необходимо было бы увеличить глубину обогащения до 5 мм, но это невоз-

можно из-за трудностей классификации. См. поз. I4 на фиг. I и 3.

Первого января 1982 года был введен в действие новый прейскурант на оптовые цены сланцев, [3]. Оптовая цена за I тонну рассортированных классов 0-25, 0-30 мм и рядовых 0-300 мм сланцев со средней расчетной теплотой сгорания $Q_n^p = 8,918$ (2130) МДж/кг (ккал/кг) составляет 4,00 рублей. Если фактическая теплота сгорания Q_n^p отклоняется от среднего расчетного значения, тогда делают скидки или надбавки в цене округлением действительного отклонения до целых ступеней по 126 (30) кДж/кг (ккал/кг) стоимостью 8 копеек. Стоимости I тонны энергетического сланца в зависимости от теплоты сгорания Q_n^p теперь, например, следующие [3]:

МДж/кг	(ккал/кг)	рубли	проценты
9,923	(2370)	4,64	116
9,420	(2250)	4,32	108
8,918	(2130)	4,00	100
8,415	(2010)	3,68	92
7,787	(1860)	3,28	82 и т.д.

Последняя теплотворность $Q_n^p = 7,79$ (1860 МДж/кг (ккал/кг)) является нижней допустимой нормой для сланца открытой добычи и шахты "Эстония", которая по ГОСТ 7754-79 действует до 01.01.1986 года, [1]. Новые оптовые цены технологического сланца классов 125-400, 25-125 и 30-125 мм примерно 9-13 % выше цен энергетического сланца.

Эти действующие оптовые цены не стимулируют поставщиков обогащать энергетический сланец из-за недостаточной крутости ряда цен. Наоборот, при неограниченном объеме добычи по всем экономическим показателям наиболее выгодно для сланцедобывающих предприятий реализовать горную массу без всякого обогащения. Следовательно, если по ГОСТ 7754-79 [1] существует возможность реализовать энергетический сланец с более низкой теплотой сгорания Q_g^c , то это скоро так и будет. Например, разрезы и шахта "Эстония" имеют возможность снижать теплоту сгорания Q_g^c на 0,63-0,84 МДж/кг или на 150-200 ккал/кг, см. фиг. I, 2 и [1]. С точки зрения рационального и бережного использования быстро истощаемых запасов Эстонского месторождения снижение теплоты сгорания товарного слан-

ца целесообразно, так как это сокращает потери сланца при добыче. Одновременно с этим уменьшается рентабельность производства электроэнергии, что может привести к менее интенсивному энергетическому потреблению сланца.

Заслуживает внимания введенная в некоторых странах плата за отработанную площадь месторождения, мобилизующая полнее использовать запасы. Такая прямая, желательна в высшей степени эффективная материальная заинтересованность в увеличении выхода товарного сланца в тоннах условного топлива из существующих запасов у нас к сожалению отсутствует.

Основные выводы

1. Максимальные и минимальные среднегодовые значения удельной теплоты сгорания Q_c^c энергетического сланца отдельных поставщиков были в 1975 и 1981 году следующие (см. фиг. 1):

год	МДж/кг	ккал/кг	%	шахта
1975	12,82	3063	100	Сомпа
1975	10,38	2480	81	№ 3 Сланцы
1981	12,44	2972	97	Таммику
1981	10,12	2416	79	"Ленинградская"

2. Ненапряженные планы добычи сланца в последние годы позволяют кратковременно регулировать качество суммарного топлива электростанции путем сокращения и ограничения добычи по отдельным предприятиям.

3. Если в ближайшие годы сократят добычу сланца на разрезах и ограничат добычу на шахтах, что вероятно, то несмотря на действующие ГОСТ 7754-79 [1] и оптовые цены [3] среднегодовые значения удельной теплоты сгорания суммарного сланца на электростанциях временно останутся стабильными или даже несколько повысятся.

4. Если в ближайшие годы не произойдет сокращения добычи на разрезах и добычу на шахтах не ограничат, что маловероятно, то действующие ГОСТ 7754-79 [1] и оптовые цены [3] приведут среднегодовую удельную теплоту сгорания суммарного сланца на электростанциях к понижению.

5. Увеличение доли эстонского сланца из шахт на Прибалтийской и Эстонской ГРЭС приведет к повышению суммарной теп-

лоты сгорания Q ; увеличение доли ленинградского сланца на Прибалтийской ГРЭС приведет к понижению суммарной теплоты сгорания Q ; увеличение доли сланца из разрезов на Прибалтийской ГРЭС приведет к незначительному понижению суммарной теплоты сгорания Q ; уменьшение всех названных долей приведет к обратным относительно вышеописанных результатам. В выводах настоящего пункта сланец шахты "Эстония" отнесен по качеству к близкому сланцу разрезов.

6. Действующий ГОСТ [1] и прейскуронт оптовых цен [3] кратковременны и в некоторой степени служат целям рационального и бережного использования остаточных запасов прибалтийского сланца.

Л и т е р а т у р а

1. ГОСТ 7754-79. Сланцы горючие Прибалтийского бассейна для пылевидного сжигания. Технические требования. - Издание официальное. М., Изд. стандартов, 1979. 4 с.

2. Э п и к И.П., В а й к Л.Э., М ы т у с М.М. Научные проблемы развития энергетики Эстонской ССР. - Изв. АН СССР, Энергетика и транспорт, 1982, № 6, с. 13-18.

3. Преискуронт № 03-01. Оптовые цены на уголь, сланцы, продукты обогащения углей и брикеты / Государственный комитет СССР по ценам. М., Преискуронтиздат, 1980, с. 19-20.

L. Öispuu, K. Rajur,
H. Sits

Heizwert des energetischen Brennschiefers
nach einzelnen Lieferanten in den
Jahren 1968 - 1981

Zusammenfassung

Die in diesem Artikel gebrachten Angaben der rückblickenden Heizwertforschung des energetischen Brennschiefers sind hauptsächlich auf Grund der geologischen und bergtechnologischen Basis der 9 Bergwerke und 4 Tagebaue des Baltischen Brennschieferbeckens dargelegt. Im Jahre 1981 betrug der energetische Brennschiefer aus dem Bergwerk "Tammiku" den maximalen jahresdurchschnittlichen Bombeheizwert von 12,44 MJ/kg und der Brennschiefer aus dem Bergwerk "Leningradskaja" den minimalen von 10,12 MJ/kg.

ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУИ ВОДЫ, ВЫТЕКАЮЩЕЙ ИЗ НАСАДКИ
ВРАЩАЮЩЕЙСЯ ГОЛОВКИ ОБМЫВОЧНОГО АППАРАТА

Очистку топочных поверхностей нагрева мощных котлов намечается осуществлять глубоководными обмывочными аппаратами, имеющими сопловую головку с несколькими соплами (насадками), направленными под разными углами относительно продольной оси сопловой головки. Сочетанием вращательного и поступательного движений головки со струями из сопел различных диаметров и направлений можно осуществить равномерную обмывку поверхностей топки большого объема и сложной конфигурации с помощью небольшого числа обмывочных аппаратов.

К габаритным размерам сопловой головки предъявляются весьма строгие требования. Головку следует вводить в топку через отверстие небольшого диаметра, соответствующего диаметру обмывочной трубы существующих обмывочных аппаратов. Поэтому необходимо использовать укороченные сопла во избежание загромождения полости головки, а также применять меры для улучшения условий подвода воды к соплам. Несмотря на это, приходится опасаться, что одновременная работа нескольких сопел приводит к нарушению равномерного и надежного подвода воды к отдельным соплам, а следовательно, будет вызывать сокращение дальности некоторой из струй.

Известно, что основной причиной распада струи являются турбулентные пульсации, приводящие к отрыву отдельных частиц жидкости от основной струи. Увеличение интенсивности турбулентных пульсаций вызывает преждевременную потерю устойчивости струи. Устойчивость струи зависит от числа Рейнольдса (Re). Чем больше числа Re , тем более интенсивными будут турбулентные пульсации, тем больше их энергии и тем меньше устойчивость струи. Из этого следует,

что увеличение напора не может привести к беспредельному росту дальности струи, а обязательно существует некоторое максимальное значение напора, превышение которого уже приводит к преждевременному распаду струи. Очевидно, значение предельного давления зависит от условий формирования подводющего потока. Чем более совершенно формируется поток, тем выше это давление и наоборот, если условия в подводящей трубе и в головке неблагоприятны для организации потока, тогда можно ожидать сокращения дальности струи уже при невысоких давлениях.

Совместное влияние всех факторов, принимающих участие в формировании струи, оказывается в эюре скорости на выходе из сопла. Чем более равномерной является эюра скорости, тем устойчивее будет струя. Однако кроме указанных факторов на струю воздействуют еще некоторые внешние факторы. К внешним факторам можно отнести физические свойства окружающей среды, а также внешние силы (сила тяжести, центробежная сила). Очевидно, в дальнейшем следует обращать внимание на тот факт, что физические свойства воздуха и дымовых газов отличаются весьма существенно друг от друга. Например - кинетический коэффициент вязкости сухого воздуха (при $t = 10 \text{ }^\circ\text{C}$) $\nu = 14,16 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, плотность $\rho = 1,247 \text{ кг/м}^3$, для дымовых газов (при $t = 1200 \text{ }^\circ\text{C}$) $\nu = 221,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, $\rho = 0,240 \text{ кг/м}^3$. Заметные различия в свойствах окружающей среды, очевидно, оказывают влияние на процесс распада струи. Можно предполагать, что повышенная вязкость дымовых газов должна противодействовать пульсационным движениям турбулентности на поверхностях раздела жидкости струи и окружающей газовой среды и тем самым, повысить устойчивость струи.

Дальность струи (или радиус действия струи) оценивается различными эмпирическими формулами. Так как до сих пор характеристики водяной струи энергетических обмывочных аппаратов исследованы недостаточно, то рекомендуемые формулы заимствовались из других отраслей техники (в частности, из противопожарного дела [4], из горного дела, из теории дождевальных машин [3]). Примером может быть рекомендуемая в некоторых источниках [2] формула Люгера для определения вертикальной высоты неподвижной водяной струи

$$H = \frac{H_0}{1 + \rho H_0}, \quad \rho = \frac{0,25}{d_0 + (0,1 d_0)^3}, \quad (I)$$

где H_0 - напор, м вод.ст.;
 d_0 - диаметр насадки, мм.

Если принять $H_0 = 100$ м, $d_0 = 8$ мм, то формула Люгера дает высоту струи около 25 м, в то же время действительная высота при тех же условиях может быть не более 11-12 м. Значительно повышенные значения дальности дают также таблицы и другие формулы в литературе по противопожарному делу [4], так как составлены они, как правило, для сопел большого диаметра. Следовательно, формулы расчета дальности струи заимствованные из других отраслей, нельзя рекомендовать без проверки для определения дальности струи водообмывочных аппаратов.

В статье [1] были представлены результаты исследования струи воды, вылетающей горизонтально из торцевого сопла головки, причем ось сопла совпадает с продольной осью сопловой головки. Применяли укороченные сопла, имеющие крестообразный успокоитель в конической входной части. В таких весьма благоприятных условиях благодаря формированию потока оказалось возможным сохранить хорошую компактность вылетающей из сопла струи на большом расстоянии. Отметим, что в упомянутых опытах, удалось достигнуть дальности струи, истекающей из сопла с диаметром 8 мм до 16-17 м при напоре 140-150 м, что следует считать пределом, учитывая практически возможные мероприятия формирования подводящего потока в обмывочной трубе и в головке заданных размеров и конфигураций.

Дальность горизонтальной струи на основании указанных опытов можно вычислить формулой

$$L = 0,2 d_0^{4,3} + 0,1 H_0, \quad (2)$$

где d_0 - диаметр сопла, мм;
 H_0 - напор перед соплом, м вод.ст.

Формулу (I) можно рекомендовать в пределах напора 50-140 м. $H_0 = 140-150$ м предполагаемый напор, при котором наступит предельная дальность.

Продолжая исследования струй воды обмывочных аппаратов мы поставили следующие цели:

1. Выяснить зависимости дальности струи (или радиуса действия струи) от угла ее наклона. Известно, что траектория и радиус действия струи зависят от угла наклона. Например, к формуле Люгера (1), задаваемой для расчета вертикальной высоты, приводят поправочные коэффициенты [2], позволяющие определить радиус действия наклонной струи (в зависимости от угла наклона поправочный коэффициент лежит в пределах 1,0-1,4).

2. Выяснить влияние частоты вращения головки на радиус действия, компактность и траекторию струи.

3. Определить оптимальную частоту вращения, при которой струя обладает еще достаточной компактностью и радиусом действия и которую можно рекомендовать как рабочую частоту для обмывочных аппаратов.

4. Выяснить, какое давление (напор) воды перед соплами следовало считать наиболее подходящим в случае вращения сопловой головки.

С целью проведения исследований струй, вылетающих из вращательной головки, реконструировали лабораторный стенд [1]. Выходной патрубок насоса соединили с прямым трубопроводом ($D_y=50$ мм, длина около 4 м) и опытным обмывочным аппаратом, в качестве которого был использован обдувочный аппарат типа ОМ-0,35. Аппарат был оснащен специальным устройством, позволяющим изменять частоту вращения сопловой головки.

Основные опыты проводились при частотах вращения 5 и 10 об/мин, некоторые серии при 8 и 22 об/мин. Головка имела три отверстия для сопел - торцевое, направленное вперед под углом 20° относительно оси вращения, боковое под углом 90° и боковое, направленное назад под углом 110° . Предполагается, что трехсопловая головка будет наиболее перспективной при очистке топочных поверхностей. Внутренний диаметр головки 76 мм, длина полости его около 200 мм.

Исследовалась струя из бокового сопла, плоскость вращения которого перпендикулярна оси головки. Боковая струя подвергается наибольшему влиянию центробежной силы, дальность и траектория ее больше других должна зависеть от

вращения головки. Дальность полета определяли сравнением струи с вертикальной масштабной линейкой, установленной в плоскости вращения. Остальные сопловые отверстия были закрыты пробками.

Исследуемые сопла имели диаметры выходного сечения 6; 8 и 10 мм, причем размеры и конструкции сопел отвечали тем, что описывались в [1].

Опыты проводились на открытой площадке при температуре окружающего воздуха 4-6 °С, при слабом ветре (не больше 2-3 м/с).

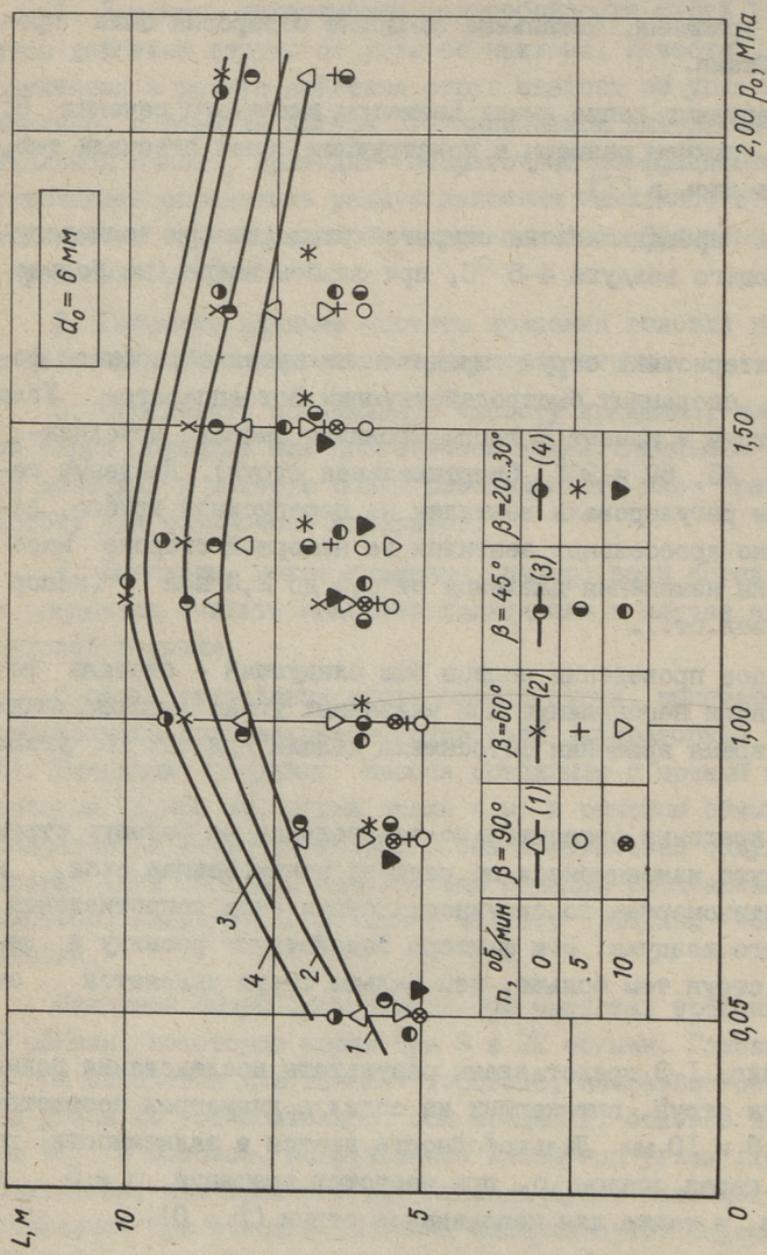
Характеристики струи определялись путем обработки фотоснимков, сделанных быстродействующим фотоаппаратом. Углы наклона струи в момент фотографирования выбрали приблизительно 30, 45, 60 и 90° (вертикальная струя). Давление перед соплом регулировали вентилем на перепускной трубке, дополнительно дроссельным вентилем на напорной стороне насоса. Пределы изменения давления от 0,5 до 2,0 МПа (напор 50-200 м вод.ст.).

Порядок проведения опытов был следующий - сначала фотографировали неподвижную при указанных углах наклона струю, затем во время вращения фотоснимки делали при тех же углах наклона.

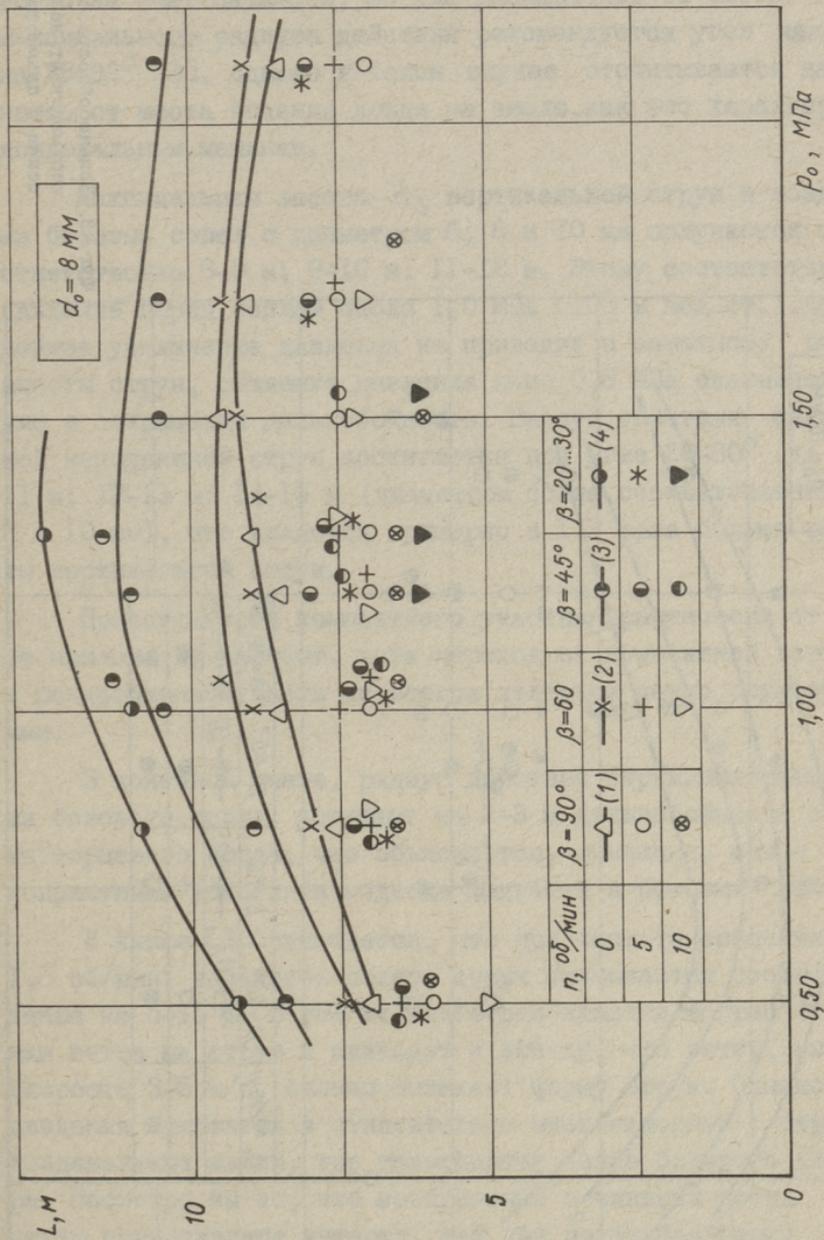
При вращении относительно оси головки на боковую струю воздействуют изменяющиеся по радиусу центробежная сила, а также неравномерная по окружности струи сила сопротивления окружающего воздуха. Эти факторы содействуют распаду и деформации струи тем больше, чем дальше струя удаляется от сопла.

На фиг. 1-3 представлены результаты исследования дальнобойности струй, вытекающих из сопел с диаметром соответственно 6; 8 и 10 мм. Дальнобойность дается в зависимости от давления перед соплом p_0 при частотах вращения $n = 5$ и 10 об/мин, а также для неподвижной струи ($n = 0$).

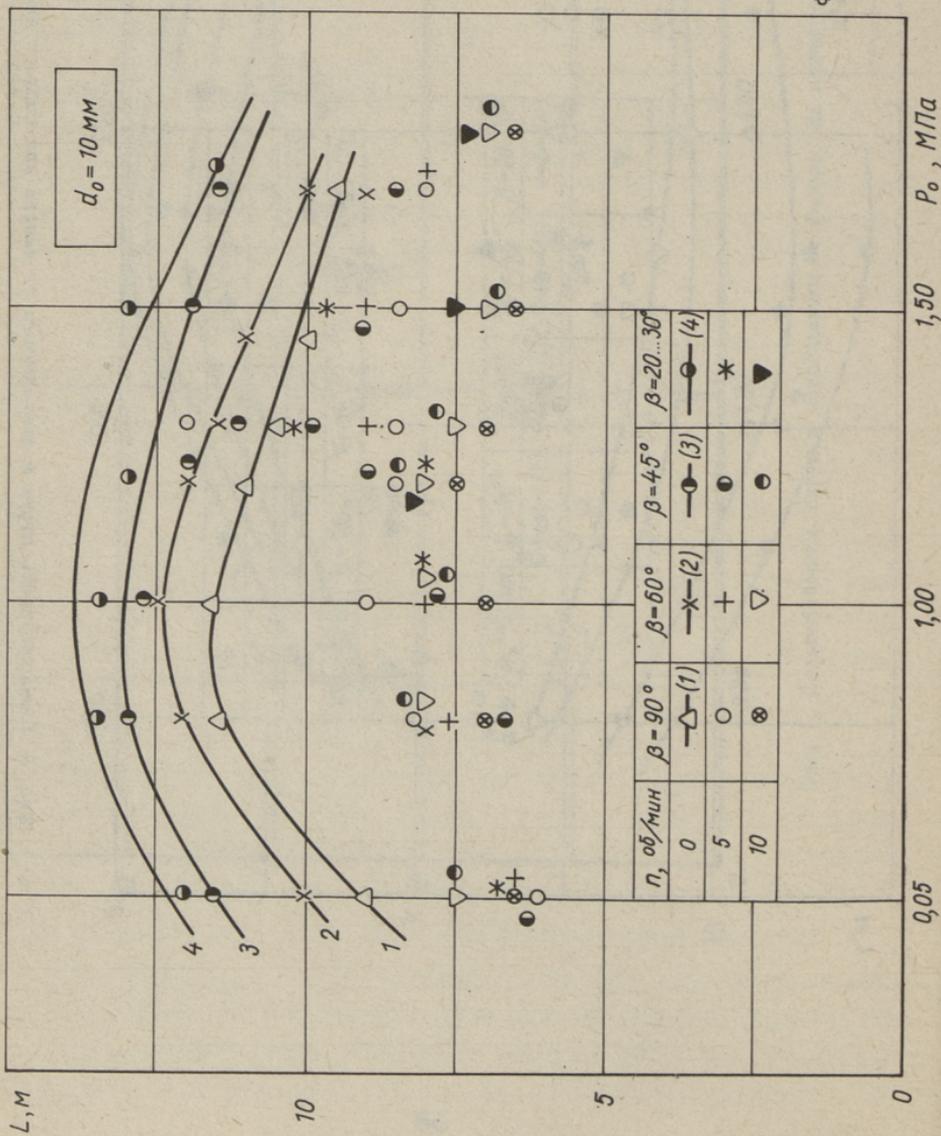
В случае наклонной струи, очевидно, является целесообразным различать понятия "дальнобойность" и "радиус действия" струи. Первое из них дает прямолинейную протяженность струи, второе учитывает и падающую часть струи.



Фиг. 1. Дальность струи в зависимости от напора для сопла с диаметром 6 мм.



Фиг. 2. Дальность струи в зависимости от напора для сопла с диаметром 8 мм.



Фиг. 3. Дальность струи в зависимости от напора для сопла с диаметром 10 мм.

Дальнобойность, а также радиус действия неподвижной струи существенно зависят от угла наклона β . Чем меньше угол наклона, тем больше радиус действия струи, прежде всего за счет падающей, но уже распавшейся ее части. Для максимального радиуса действия рекомендуется угол наклона $28-32^\circ$ [3], однако в таком случае отсчитывается дальность от места падения дождя на землю, как это характерно дождевальным машинам.

Максимальная высота H_b вертикальной струи в воздухе из боковых сопел с диаметром 6; 8 и 10 мм получается соответственно 8-9 м; 9-10 м; 11-12 м. Этому соответствует давление перед соплом около 1,0 МПа (100 м вод.ст.), дальнейшее увеличение давления не приводит к заметному росту высоты струи, снижение давления ниже 0,8 МПа сказывается уже в сокращении дальнобойности. Радиус действия наклонной неподвижной струи достигается при угле $20-30^\circ$ до 10-11 м; 12-13 м; 14-15 м (диаметром сопла соответственно 6; 8 и 10 мм), что является примерно в 1,3 раза больше высоты вертикальной струи.

Протяженность компактного участка практически от угла наклона не зависит, хотя переход от компактной струи к раздробленной части не всегда является четко осуществимым.

В конечном счете, радиус действия струи, вылетающей из бокового сопла, уступает на 2-3 м дальнобойности струи из торцевого сопла, что объясняется, очевидно, менее благоприятными условиями подвода жидкости к боковым соплам.

В книге [3] отмечается, что при частоте вращения 0,1-1,0 об/мин, дальность полета струи уменьшается соответственно на 5-15%. В той же книге разбирается вопрос о влиянии ветра на струю и приходят к выводу, что ветер, имеющий скорость 3-5 м/с, сильно искажает форму струи. Однако эти сведения относятся к относительно низконапорным струям дождевальных машин, где применяются сопла большого диаметра. Несмотря на то, что соображения о влиянии ветра на струю представляют интерес, так как подвижная струя воды в топочном пространстве распространяется в условиях сложного и неравномерного поля скорости.

Представленные на фиг. 1-3 результаты опытов, а также рассмотрение фотоснимков позволяют сделать следующие выводы относительно вращающихся струй.

1. Компактный участок струи обладает меньшей протяженностью, чем неподвижная струя. Уже на весьма близком расстоянии от сопла (2-4 м при $n = 10$ об/мин) можно выделять начало отрывов и отставание некоторых жидких образований, причем круглая форма струи начинает деформироваться. Более существенным становится при этом и переход от компактной части струи к распавшейся части.

2. В конце струи образуется "облако" - воздушно-водяной факел с расплывающимися очертаниями и уменьшенной плотностью. Это обстоятельство существенно затрудняет определение действительных размеров струи и может привести к существенным погрешностям при обработке фотоснимков, на которых струя образуется на фоне неба. Условно мы нашли дальность струи исходя из кажущегося центра факела, однако это значит, что струя действительно в виде дождя летает немного дальше, чем показано на фиг. 1-3. В самом деле, в некотором случае наблюдается даже картина, что вместе с основной струей передвигаются весьма крупные образования, оторвавшиеся от основной массы. В конкретных условиях очистки эти образования также доходят до поверхностей и принимают участие в обмывке.

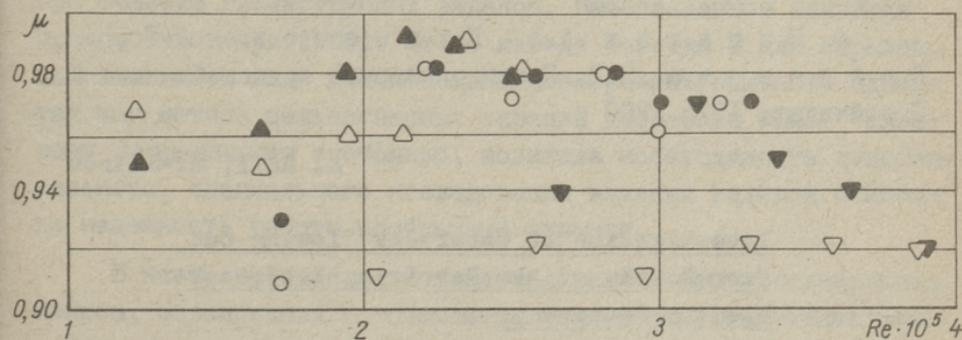
3. Несмотря на некоторую условность в определении размеров струи, можно высказать, что вращательное движение приводит к некоторому сокращению дальности струи. Радиус действия струи может при этом изменяться не так существенно, если предполагать, что раздробленная струя состоит из достаточно крупных образований, которые долетают до обмываемой поверхности. Это можно ожидать при умеренных скоростях и давлениях. При больших частотах вращения и повышенном давлении, когда заметно уменьшение компактного участка, струя теряет устойчивость относительно рано и энергия в большей мере расходуется на дальнейшее умельчение частиц. Это вызывает уже уменьшение радиуса действия струи, так как более мелкие капли быстрее испаряются, а также подхватываются газовым потоком.

4. Зависимость радиуса действия струи от давления не выражается так четко, как при неподвижной струе. Во многих

случаях даже невозможно указать, какое предельное давление, превышение которого не приводит к росту дальности (также радиуса действия). Предполагаем по приведенным соображениям, что предельное давление для подвижных струй должно быть даже меньше, чем для неподвижных и составляет 0,9... 1,2 МПа (90...120 м) при частоте 5 об/мин.

5. При вращении струи не наблюдается ясной зависимости дальности струи от угла наклона. Это объясняется, в частности, указанными трудностями в определении действительных размеров струй.

6. Анализ фотоснимков вращающихся струй позволяет заключить, что частота вращения до 3-4 об/мин не уменьшает практически радиуса действия, хотя дальность может быть немного меньше (на 3-4 м), так как падающая раздробленная масса обладает достаточными обмывающими свойствами. Повышение частоты вращения приводит к уменьшению эффективности обмывки прежде всего вследствие чрезмерного раздробления струи на мелкие капли. Поэтому считаем, что частота вращения 3-4 об/мин может быть принята как рабочая частота вращения для водяных обмывочных аппаратов.



сопло	d_o , мм		
	6	8	10
боковое	△	○	▽
торцовое	▲	●	▼

Фиг. 4. Зависимость коэффициента расхода воды для сопел от числа Re .

Для расчета расхода воды через сопло необходимо знать коэффициент расхода. На фиг. 4 представляются результаты некоторых опытов для определения значения коэффициента расхода некоторых сопел торцевого и бокового размещения. Значение коэффициента в основном находится в пределах 0,95 - 0,98, причем не наблюдается какой-либо явной зависимости его ни от диаметра, ни от размещения сопла. В некоторой степени заниженные значения коэффициента встречаются лишь в случае бокового сопла с диаметром 10 мм. Представляемые коэффициенты расхода получены без учета возможного взаимовлияния сопел.

Л и т е р а т у р а

1. Ку л л ь А.М., С и й р д е А.Э. Исследование водяной струи обмывочного аппарата. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1981, № 502, с. 29-39.

2. Г а в р и л о в А.Ф., М а л к и н Б.М. Загрязнения и очистка поверхностей нагрева котельных установок. М., Энергия, 1980. 328 с.

3. Л е б е д е в Б.М. Дождевальные машины. М., Машиностроение, 1977. 244 с.

4. К а ч а л о в А.А., К у з н е ц о в а А.Е., Б о г д а н о в а Н.В. Противопожарное водоснабжение. М., Стройиздат, 1975. 200 с.

A. Kull, A. Siirde

Investigation of Water Jet Flowing out from Nozzle of the Revolving Water-soot-blowing Equipment

Summary

Experimental research data have been presented in the paper, concerning the range and trajectory of the water jet flowing out from nozzle of the revolving water-soot-blowing equipment. The outflow cross sections of nozzles were 6, 8 and 10 mm. The water pressure in front of the nozzle varied from 0.5 to 2.0 MPa. The rotation rate of water-blower changed from 5 to 22 r/min.

Х.И. Таллермо, Т.Н. Сууркууск,
В.Э. Пелла

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ МЕМБРАННЫХ ЭКРАНОВ В ПОЛУПРОМЫШЛЕННЫХ УСЛОВИЯХ ПРИ ИХ ВОДЯНОЙ ОЧИСТКЕ

Опыт эксплуатации и исследования работы паровых котлов, работающих на твердых топливах со сложным составом минеральной части, показывает, что надежность и экономичность их работы определяются, главным образом, применяемыми методами очистки поверхностей нагрева. Наиболее эффективным методом очистки топочных экранов является водяная очистка. В последнее время проведен ряд исследований [1-3 и др.], которые показывают относительную безопасность водяной обмывки при очистке гладкотрубных экранов. Вышесказанное является предпосылкой при выборе этого метода очистки и для экранов, выполненных в виде цельносварных мембранных панелей. Однако так как металл цельносварных экранов подвержен более сложному напряженному состоянию, возникла необходимость дополнительного, специального исследования влияния водяной очистки на надежность работы мембранных экранов.

В настоящей работе приводятся результаты исследования износа, образования и распространения термоусталостных микротрещин в поверхностном слое металла и структуры металла цельносварного экрана, подвергавшегося водяной очистке на специальном полупромышленном опытном стенде.

Для проведения исследования в топку котла ЦКТИ 75-39Ф ТЭЦ Кохтла-Ярве была вмонтирована мембранная панель из плавниковых труб (диаметром 32x6x46 мм из стали 12Х1МФ), которая включалась в паровой тракт котла параллельно со второй ступенью пароперегревателя. Подробное описание опытной установки приведено в [4].

Опытная панель очищалась с помощью специального, экспериментального, глубоководного аппарата типа ОВГ. Применение специального аппарата позволило выбирать частоту его включения и диаметры сопел независимо от общей схемы очистки топки котла исходя только из требований исследования. На основе предварительных, пусконаладочных опытов аппарат оснащался сопловой головкой, имеющей четыре радиально расположенные сопла диаметром 4,7 мм. При давлении воды 0,6–0,8 МПа выбранный диаметр и количество сопел гарантировали равномерную обмывку опытных панелей водой и величины перепада температуры металла в циклах обмывки, свойственные для уже освоенных обмывочных аппаратов очистки гладкотрубных экранов. Аппарат работал с чередующейся длиной хода: при одном ходе омывалась вся опытная панель, при следующем только половина, а при последующем опять вся панель и т.д. Таким образом, первая половина опытной панели (часть "А") очищалась в два раза чаще второй (часть "Б"). Так как частота включения аппарата была равна двум разам в час, можно сказать, что часть "А" очищалась с периодом 0,5 ч, а часть "Б" – 1 ч.

По ходу пара часть "А" опытной панели являлась входной, а часть "Б" выходной. Температура пара на входе в опытную панель во время испытаний изменялась в пределах от 280 до 320 °С, чему соответствовала температура 335 – 375 °С на выходе из панели. Расход пара через панель контролировался по расходомеру и поддерживался в пределах 0,6 – 0,8 кг/с.

Температура наружной поверхности металла опытной панели измерялась непосредственно при помощи специальных термопар. В таблице I представлены пределы измерения температуры металла в середине частей "А" и "Б" опытной панели. Изменения температуры металла в циклах водяной очистки регистрировались периодически. Эти измерения были проведены при помощи быстродействующего, шестиканального самопишущего прибора Н-338-6. За один цикл очистки, в зависимости от давления воды, имело место от трех до шести близких по величине скачкообразных кратковременных снижений температуры. Время контакта воды с поверхностью при максимальных перепадах температуры составляло $\tau_{охл} = 0,08 - 0,14$ с. Это время определялось по осциллограмме температу-

ры как разница между временем начала снижения температуры и временем достижения минимальной температуры при данном скачке.

Величины, измеренные при многократных повторных опытах, перепадов температур металла в циклах водяной очистки отличались друг от друга незначительно ($\pm 13\%$). При этом не наблюдалось никаких закономерных изменений в осциллограммах температуры в зависимости от продолжительности работы мембранной панели. Это значит, что во время проведения исследования опытная панель была практически чистой, т.е. в каждом цикле очистки с нее удалялись полностью все отложения золы, образовавшиеся за период между двумя очистками. Последний вывод подтверждался и визуальными наблюдениями во время остановов котла.

Т а б л и ц а I

Температура металла опытной панели в стационарном режиме, °С

Часть панели	Т о ч к а и з м е р е н и я		
	Лобовая образующая трубы	Центр плавника	Корень плавника
"А"	345-380 (400) ^X	337-367 (385)	333-363 (380)
"Б"	380-415 (440)	368-390 (415)	363-384 (408)

Примечание: ^X Указанные в скобках величины температуры металла имели место непосредственно после пуска котла из ремонта. Температура в течение 24-40 часов снизилась до температур, указанных в таблице.

Перепады температуры металла в циклах очистки проверялись и при помощи измерительных зондов. При измерениях зондом в виде одной гладкой трубы и зондом, составленным из трех плавниковых труб (мембранный зонд), значения максимальных перепадов температуры в циклах очистки были такими же, как и при измерении термопарами самой опытной панели, однако гладкотрубный зонд регистрировал в цикле очистки до трех скачков, в то время как термопарами мембранного зонда и самой панели их регистрировалось до шести.

Измерения мембранным зондом, имеющим термопары на лобовой образующей трубы, под углом 45° от нее и в центре плавника показали, что при обмывке чистой поверхности нагрета компактной водяной струей во всех точках наружной поверхности мембранной панели образуются близкие по величине перепады температуры. Такая картина хорошо согласуется и с данными других исследований, например, [6].

Температура металла как самой опытной панели, так и зондов измерялась на определенных расстояниях от наружной поверхности (0,3–0,5 мм). Расчет на основе этих измерений величины перепада температуры наружной поверхности металла панели по [7] показал, что для основных скачков в циклах очистки она достигала максимально 200°C , а в среднем находилась в пределах от 170 до 180°C .

После 1806, 5294 и 7100 часов испытания из обеих частей опытной панели сделали контрольные вырезки. Исследование наружной поверхности металла контрольных вырезок показало, что со стороны воздействия водяной очистки в ней имеются микротрещины и коррозионные язвы, для измерения глубины которых из контрольных участков труб изготавливали микрошлифы. Учитывая транскристаллитный характер проникновения микротрещин вглубь металла, можно утверждать, что они имеют термоусталостный характер.

Измерение глубины повреждений наружной поверхности труб выполнялось универсальным измерительным микроскопом УИМ-21. Выяснилось, что наибольшую глубину микротрещины имеют в секторе $45 \pm 10^{\circ}$ от центра обращенной в топку половины периметра трубы. В этой зоне наблюдается и минимальный шаг между ними.

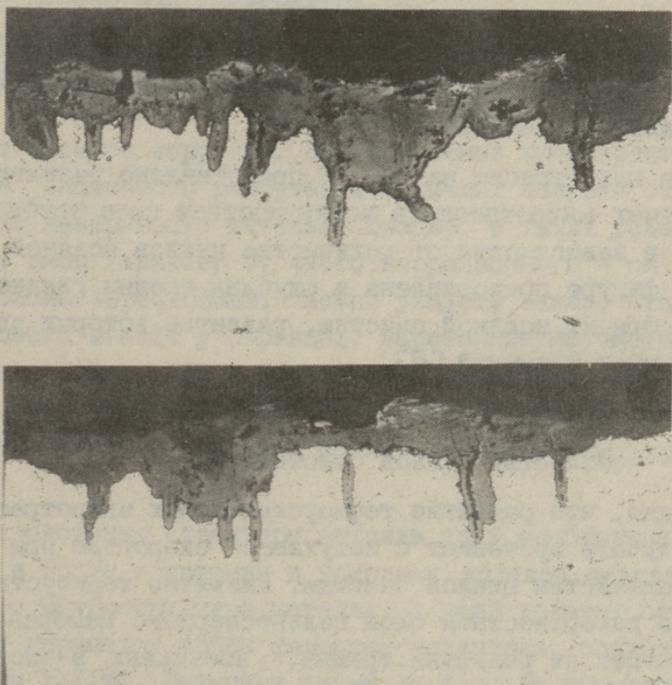
Исследование микрошлифов, изготовленных из металла труб первой контрольной вырезки из частей "А" и "Б" опытной панели, которые к этому времени были подвергнуты соответственно 2060 и 1030 циклам очистки, показало следующее: в металле труб части "А" глубина микротрещин составляет 0,10 мм, а части "Б" 0,08 мм. Также обнаружилось, что в той части панели, которая очищалась с меньшим периодом, трещин больше: шаг между трещинами был соответственно 0,2 – 2,0 мм, а в части "Б" расположение трещин было случайным.

На обоих образцах панели были обнаружены также коррозионные язвы глубиной до 0,07 мм.

Исследование микрошлифов из металла труб после 5294 часов испытания и соответственно после 1775 и 3550 циклов очистки показало, что трещин стало больше и их глубина увеличилась. Шаг между трещинами составлял теперь 0,2–0,6 мм и их глубина соответственно 0,14 и 0,17 мм. Глубина коррозионных язв увеличилась до 0,15 мм.

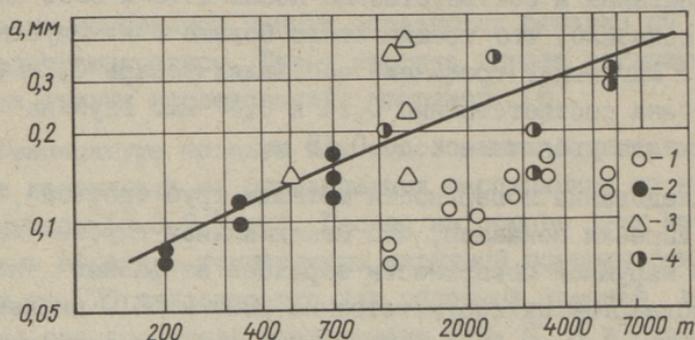
Исследование поверхности металла труб третьей контрольной вырезки показало, что максимальная глубина микротрещин в наружной поверхности образцов из разных половин панели подвергнутых соответственно 2805 и 5610 циклам очистки одинаковая – 0,15 мм. Средний шаг между трещинами также одинаков – 0,5–0,6 мм и глубина язв – 0,11 мм.

У всех исследованных образцов трех контрольных вырезок микротрещины часто располагались колониями. Это хорошо



Фиг. 1. Характер повреждения поверхностного слоя металла труб мембранных панелей.
а – поперечный; б – продольный шлиф х 200 сталь 12Х1МФ, $\tau_0 = 0,5$ ч, $m = 3550$, $t_{ст} = 362$ °С.

видно на фиг. 1, где представлено состояние наружной поверхности трубы мембранной панели после 3550 циклов очистки (вторая вырезка, часть "А").



Фиг. 2. Зависимость глубины термоусталостных микротрещин в поверхностном слое металла трубы из стали 12X1МФ от количества циклов водяной очистки. $\Delta t = 60-200$ К, $t_{ст} = 345-430$ °С. 1 - мембранная панель. Гладкотрубные экраны. 2 - котел ТП-101, 3 - котел П-49, 4 - котел П-59. [1-3] - по данным ТПИ, 4 - по [3].

Данные о глубинах микродефектов наружной поверхности металла труб, обнаруженные при исследовании микрошлифов, представлены в таблице 2.

Для иллюстрации на фиг. 2 представлено развитие термоусталостных микротрещин в поверхностном слое трубы мембранных панелей в зависимости от количества циклов водяной очистки. На этой фигуре представлена и глубина трещин гладкотрубных экранов при их водяной очистке, развитие которых описывается следующей формулой [8],

$$a = 1,5 \cdot 10^{-2} (m - 50)^{0,36}, \quad (I)$$

где m - количество циклов очистки.

Видно, что развитие термоусталостных микротрещин в обоих случаях протекает с затухающей скоростью при возрастании количества циклов очистки. Развитие термоусталостных трещин в поверхностном слое цельносварного мембранного экрана отстает от развития трещин, возникших в эксплуатационных условиях очистки топочных экранов из гладких труб.

Эту разницу можно на наш взгляд объяснить при прочих равных условиях разным сроком релаксации напряжения. Это обстоятельство требует в дальнейшем дополнительных исследований.

Для всех трех контрольных вырезок труб определялась глубина износа металла со стороны трубы, обращенной в топку и подвергавшейся воздействию водяной очистки. Глубина износа определена по методике, изложенной в ОСТ 108.030.01-75, и результаты представлены в таблице 2. Данные, приведенные в этой таблице, являются средними значениями всех измерений для данной вырезки. В этой же таблице представлены значения максимальной глубины износа — эти значения определены как средние значения максимальных глубин износа, измеренных на разных контрольных кольцах одной вырезки. В таблице 2 приведены и расчетные глубины высокотемпературной коррозии ΔS_0 стали 12Х1МФ за соответствующий продолжительности опытов период при температурах, которые рассчитывались по формуле, приведенной в [9] как:

$$\ln \Delta S_0 = -3,40 - 3265T^{-1} + (-0,79 + 0,182 \cdot 10^{-2}T) \ln \tau, \quad (2)$$

где τ — время испытаний;

T — абсолютная температура, К.

Сравнение результатов измерения глубины износа с глубиной коррозии, рассчитанной по формуле (2), показывает, что во всех случаях первая выше. Следовательно, водяная очистка ускоряет процесс коррозии. Это ускорение происходит в результате частичного разрушения в циклах обмывки оксидной пленки на поверхности металла. Процесс в таких условиях приобретает иной характер от чисто коррозионного — он переходит в коррозионно-эрозийный. Можно увидеть также, что ускорение процесса износа у образцов, вырезанных из части "А" опытной панели, выше, чем у образцов из части "Б". Объясняется это тем, что часть "А" опытной панели за равный срок испытания подвергалась в два раза большему количеству циклов очистки.

Исследования структуры металла труб мембранных экранов до и после испытания в условиях водяной очистки показали, что микроструктура металла по всей толщине стенки и по всему периметру трубы ферритно-перлитная, соответствующая стали 12Х1МФ. Величина зерна до и после испытания труб была равна 7-8 баллам по шкале ГОСТ 5639-65. На внешней и внутренней поверхностях труб наблюдалось обезуглероживание металла на глубину до 0,80.

На основе данного исследования можно сделать следующие выводы:

Глубина поверхностных микродефектов и износа металла труб опытной мембранной панели

Количество часов работы	Часть панели	Количество циклов очистки	Период очистки	Глубина микро-трещин	Глубина коррозионных язв	Средняя глубина износа	Максимальная глубина износа	Глубина коррозии по кинетической формуле ^x
ч		шт	ч	мм	мм	мм	мм	мм
1806	"Б"	1030	1,0	0,08	0,07	0,04	0,04	0,005
1806	"А"	2060	0,5	0,10	0,07	0,03	0,04	0,003
5294	"Б"	1775	1,0	0,14	0,15	0,07	0,09	0,010
5294	"А"	3550	0,5	0,17	0,15	0,04	0,08	0,005
7100	"Б"	2805	1,0	0,15	0,11	-	-	0,012
7100	"А"	5610	0,5	0,15	0,11	-	-	0,005

Примечание: Глубины коррозии по кинетической формуле рассчитаны при средних рабочих температурах соответствующих частей панели.

1. В условиях водяной очистки в поверхности металла труб мембранного экрана образуются микрповреждения - трещины термоусталостного характера и коррозионные язвы.

2. Развитие термоусталостных микротрещин в металле труб протекает с затухающей, в зависимости от количества циклов водяной очистки, скоростью.

3. Периодическое воздействие водяной струи в циклах очистки на металл труб мембранных экранов ускоряет процесс его износа, причем тем значительнее, чем меньше период между отдельными циклами очистки.

Л и т е р а т у р а

1. О т с А.А., А н с о н П.И., Т а л л е р м о Х.И. Очистка поверхностей нагрева паровых котлов водой. - Теплоэнергетика, 1979, № 8, с. 49-54.

2. Исследование состояния металла и износа экранных труб при водяной очистке топки парогенератора П-49 Назаровской ГРЭС / А.А. Отс, Х.И. Таллермо, Э.Л. Томанн и др. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1980, № 483, с. 79-97.

3. Х а й к и н И.Б., А н т и к а й н П.А. Надежность металла топочных экранов котлов с.к.д. при водяной очистке. - Теплоэнергетика, 1981, № 5, с. 44-46.

4. П е л л а В.Э., С у у р к у у с к Т.Н. Полупромышленная опытная установка для исследования износа и тепловосприятия мембранных экранов от золовых отложений. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1982, № 522, с. 31-39.

5. О т с А.А., Т о у а р т Р.В., С у у р к у у с к Т.Н. О методике исследования температурного режима труб поверхностей нагрева парогенераторов при их водяной очистке. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1981, № 501, с. II-20.

6. В и е б е р К.Н., Н е г м а н н W. Versuchsergebnisse und Betriebserfahrungen über den Einsatz von Wasser russbläsern auf verschweissten Rohrwänden. - VGB Kraftwerkstechn. 1974, 54, Nr. 11, S. 699-707.

7. Приближенный метод расчета полей температур и термических напряжений в стенке труб при резком охлаждении / А.А. Отс, П.И. Ансон, У. Соодла, Х.И. Таллермо. Известия Академии наук Эстонской ССР, 1980, № 29, с. 27-38.

8. Тоуарт Р.В. Состояние металла экранных труб котла после длительного применения водяной очистки. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 522, с. 15-30.

9. Отс А.А., Тоуарт Р.В. Износ труб радиационного пароперегревателя пылесланцевого парогенератора при водяной очистке. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1981, № 502, с. 3-8.

10. Отс А.А., Сууркууск Т.Н., Таллермо Х.И. Влияние очистки поверхностей нагрева паровых котлов на износ металла. - Теплоэнергетика, 1980, № 1, с. 37-41.

H. Tallermo, T. Suurkuusk,
V. Pella

Einfluß der Wasserlanzenreinigung auf die Betriebsbedingungen der Membranwände

Zusammenfassung

In vorliegender Arbeit werden der Einfluß der Wasserlanzenreinigung auf die Entstehung der Thermomüdigkeits-Mikrorisse an der Rohraußenfläche und die Verschleißbeschleunigung der Rohre der Membranwand untersucht. Auf Grund erhaltener Daten wird der Schluß gezogen, daß der Einfluß der Wasserstrahlreinigung auf die Membranwandrohre sich nicht wesentlich vom Einfluß auf die glattrohrige Strahlungsheizfläche unterscheidet.

А.А. Отс, Я.П. Лайд, Х.Х. Суйк

ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ
ХРОМИРОВАННЫХ ТРУБ В ПРОМЫШЛЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Интенсивная коррозия поверхностей нагрева котлов заставляет искать решения этой проблемы. Одной из возможностей увеличения коррозионной стойкости существующих материалов является нанесение защитных покрытий на трубы.

Целью настоящей работы было, в первую очередь, получение сравнительных данных о глубине высокотемпературной коррозии труб с защитным хромовым покрытием и без него, работающих в идентичных условиях в мазутных котлах, а также оценка длительной работоспособности хромового защитного слоя. Исследованию коррозионной стойкости в промышленных условиях подвергались трубы из стали 12Х1МФ с хромированной наружной поверхностью. Антикоррозионное диффузионное покрытие было нанесено на трубы методами I и II УкрНИИспецстали [1, 2].

Исследования были проведены на мазутных котлах Литовской ГРЭС. Опытные вставки хромированных труб из стали 12Х1МФ и труб без защитного покрытия из той же стали были установлены в боковые экраны нижней радиационной части (НРЧ) котла ПК-4Г (паропроизводительностью 264 кг/с, с давлением пара 25 МПа и температурой 550 °С), в опытные змеевики на котле ТГМП-114 (264 кг/с, 25 МПа, 550 °С) [3] и в пароперегреватель высокого давления (ППВД) котла ТГМ-94 (139 кг/с, 13,7 МПа, 545 °С). Котлы работали на мазуте марки 100 со средним содержанием серы 2 - 3 %.

До испытания с концов каждой опытной вставки длиной 0,3-1,0 м были отрезаны контрольные кольца и замерены диаметры труб в четырех плоскостях через каждые 50 мм по длине. Вставки в змеевиках имели наружный диаметр 42 мм, а в

НРЧ и ППВД 32 мм. Опытные вставки из хромированной и нехромированной труб собирались попарно и устанавливались вместе. Температура металла во время испытаний измерялась термопарами, установленными на обогреваемой части труб НРЧ и змеевиков и не обогреваемой части труб ППВД. Распределение температуры наружной поверхности труб по длине и по периметру определялось на основе этих замеренных температур расчетным способом. Длительность опытов составляла на трубах НРЧ 6350 и 16300 часов, на змеевиках 6500 и 13000 часов и на трубах ППВД 13600 ч. Опытные вставки работали в следующих интервалах температур наружной поверхности: в НРЧ - 405-530 °С (корпус А) и 410-505 °С (корпус Б), в змеевиках 550-600 °С и в ППВД 520-530 °С. После опыта из вставок вырезались образцы и подвергались очистке от окалины в жидком натрии при пропускании аммиака. Глубина коррозии хромированных труб характеризовалась уменьшением среднего наружного диаметра, так как коррозия по их периметру была равномерной. Глубина коррозии труб без покрытия характеризовалась максимальным уменьшением толщины стенки, поскольку коррозия по их периметру была неравномерной с максимумом, как правило, на лобовой стороне. Срок службы труб определяется именно утонением стенки с лобовой стороны. На хромированных трубах зон с максимальной коррозией обнаружено не было.

В результате обработки опытных данных по методике [4] была получена следующая формула, описывающая глубину коррозии хромированных труб в зависимости от температуры металла и времени:

$$\ln \Delta S = 1,83 - 7854 T^{-1} + (0,35 + 0,12 \cdot 10^{-3} T) \ln \tau, \quad (1)$$

где ΔS - глубина коррозии, мм;
 T - температура металла, К;
 τ - время работы, ч.

Формула (1) является универсальной и ее можно использовать для расчета глубины коррозии хромированных труб как в топке, так и в конвективных газоходах мазутных котлов.

На основе этой формулы рассчитан параметр

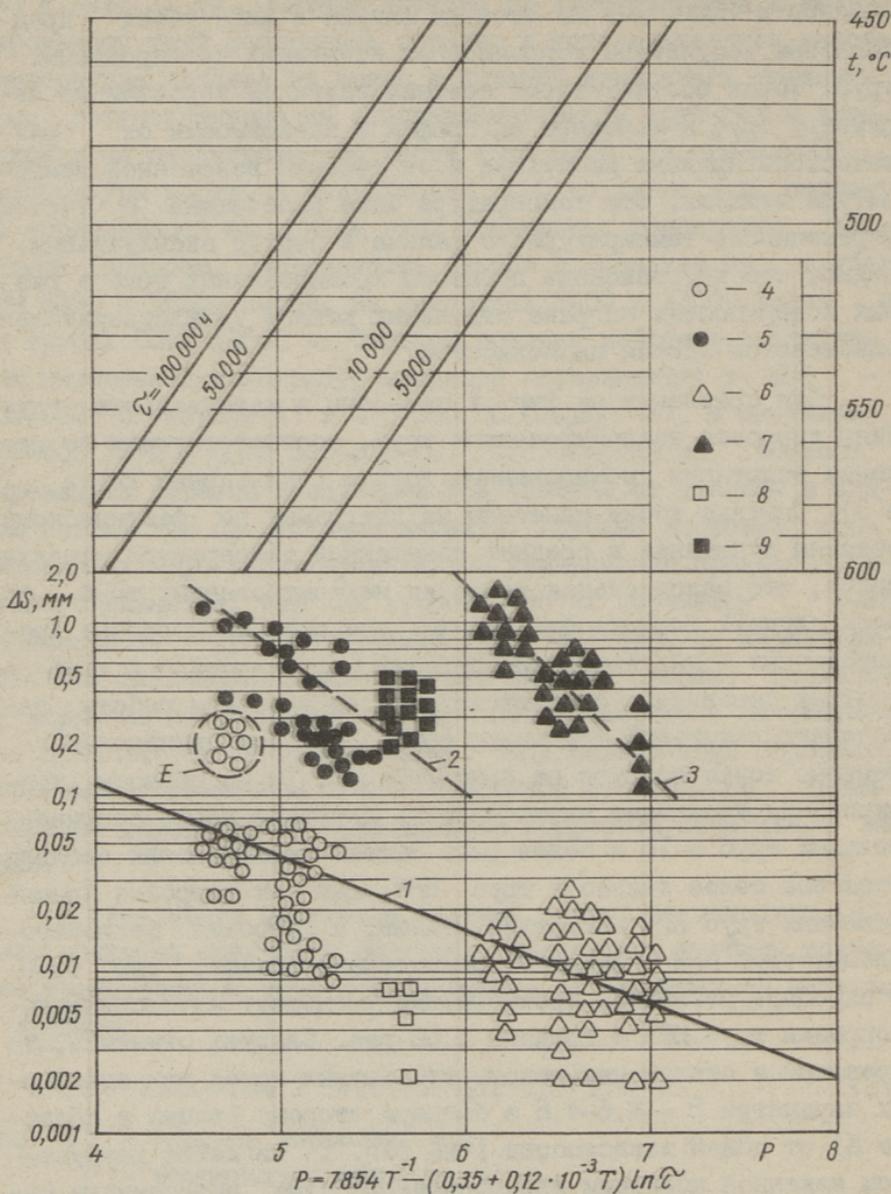
$$P = 7854 T^{-1} - (0,35 + 0,12 \cdot 10^{-3} T) \ln \tau \quad (2)$$

и получена линия I на параметрической диаграмме коррозионной

стойкости (фиг. 1). На этой же фигуре в виде точек представлены результаты коррозионных испытаний хромированных труб. Точки соответствуют средним глубинам коррозии по периметру труб и нанесены на график в зависимости от фактического времени испытания и от средней взвешенной температуры металла. Эта температура была рассчитана с учетом переменности температурного режима в период эксплуатации. Видно, что коррозионные процессы хромированных труб в разных поверхностях нагрева отдельных котлов удовлетворительно описываются единой зависимостью.

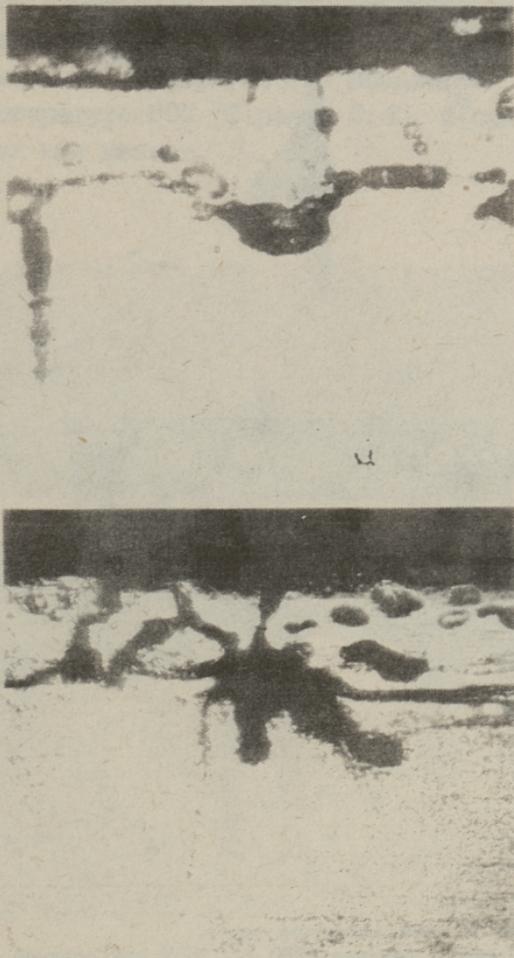
Для сравнения на фиг. 1 нанесены и максимальные глубины коррозии нехромированных труб, соответствующих по режимам испытания хромированным трубам (пунктирные линии 2 и 3). Опытные точки нанесены на диаграмму по фактическому времени испытания и средней взвешенной температуре металла. Видно, что максимальная коррозия нехромированных труб во всех случаях значительно больше, чем средняя коррозия хромированных труб. Характер коррозии нехромированных труб в опытных змеевиках, соответствующих по условиям работы пароперегревательным трубам, и труб ППВД был одинаковым. Опытные точки ложатся на одну линию 2. Таким образом, хромирование уменьшает интенсивность коррозии пароперегревательных труб в 10 и более раз. Эффект хромирования проявляется еще более сильно у труб НРЧ, так как коррозия хромированных труб НРЧ несколько меньше, а коррозия нехромированных труб НРЧ (линия 3) значительно больше, чем труб в пароперегревателе. Хромирование уменьшает интенсивность коррозии труб НРЧ в среднем в 50 раз. Следует отметить, что чрезмерное отклонение некоторых опытных точек при значениях параметра $P = 4,6-4,8$ в большую сторону (точки в области E) от общей зависимости I на фиг. 1 является результатом язвенной коррозии хромированного слоя, нанесенного методом II [2]. Трубы с покрытием этого типа испытывались только на нескольких вставках опытных змеевиков.

Микроисследование показало, что хромированный слой, нанесенный методом I, в исходном состоянии имел толщину 0,15-0,3 мм с несплошностями до глубины 0,07 мм (фиг. 2,а). После испытания в НРЧ в течение 6350 часов (фиг. 3,а) и 16300 ч (фиг. 3,б) толщина хромированного слоя практически не уменьшалась. У наружной поверхности в слое покрытия име-



Фиг. 1. Параметрическая диаграмма коррозионной стойкости хромированных труб из стали 12Х1МФ в среде продуктов сгорания мазута.
 1 - хромированные трубы по формуле 1; 2 - нехромированные трубы в опытных змеевиках и ППВД; 3 - то же в НРЧ; 4,5 - змеевики; 6,7 - НРЧ; 8,9 - ППВД; 4,6,8 - хромированные трубы; 5,7,9 - нехромированные трубы. E - область язвенной коррозии труб, хромированных методом 11.

ются несплошности на глубине 0,04–0,05 мм и одиночные микротрещины. На фиг. 3,а и 3,б показан наружный слой хромированного покрытия до снятия окалины в жидком натрии. Серая



Фиг. 2. Хромированный слой на трубе.

а - в исходном состоянии, х 500; б - после работы в течение 16300 ч в НРЧ при средней температуре 480°C и очистки от оксидной пленки, х 500.

полоса между наружным несплошным слоем и основным хромовым покрытием, которая видна на фотографии, по-видимому, является защитным оксидным слоем. Рост этого слоя составил за 6530 ч примерно 0,01 мм, а за 16300 ч 0,015 мм. После снятия окалины в жидком натрии оксидный слой исчезает (фиг. 2,б), а толщина хромированного покрытия остается примерно

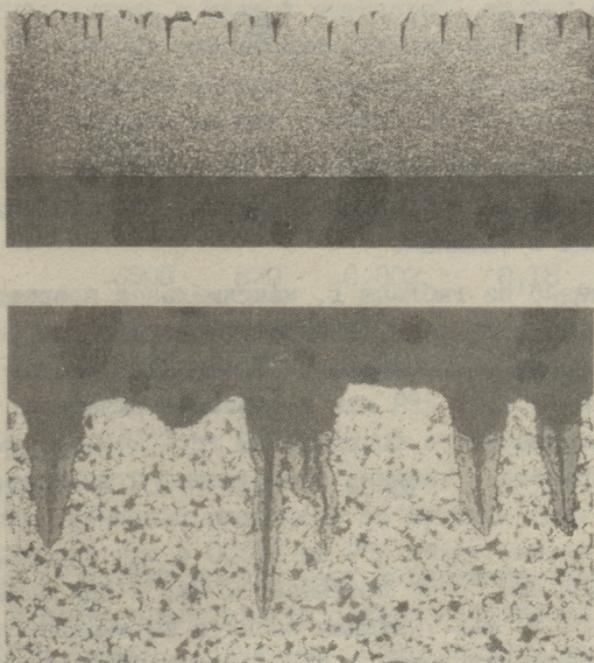


Фиг. 3. Оксидный слой на хромированной трубе.

а - после работы в течение 6350 ч в НРЧ при средней температуре 480°C , $\times 500$; б - после работы в течение 16300 ч в НРЧ при средней температуре 480°C , $\times 500$.

такой же, как и в исходном состоянии. Заметного увеличения несплошностей установлено не было, наблюдались одиночные микротрещины глубиной меньше толщины покрытия в местах случайных дефектов хромированного слоя. Таким образом, хромированную трубу от интенсивной коррозии защищает очень тонкий оксидный слой, который, отсутствуя в исходном состоянии, образуется во время работы при высокой температуре и удаляется в результате специальной обработки образцов в жидком натрии.

Эти результаты говорят о том, что процесс коррозии хромированного слоя в продуктах сгорания мазута определяется диффузией, а не химической кинетикой реакции окисления. О диффузионном характере коррозии свидетельствуют и относительно низкие значения показателя степени коррозии. Например, рассчитанный по формуле (I) показатель степени коррозии при температуре 600°C равен 0,45, а при более низких температурах еще меньше.



Фиг. 4. Трещины коррозионно-термической усталости на нехромированной трубе после работы в течение 16300 ч в НРЧ при средней температуре 480°C .
а - увеличение $\times 5$; б - $\times 50$.

На нехромированных трубах при работе в котле образуется толстая рыхлая окалина, не имеющая таких хороших защитных свойств от воздействия продуктов сгорания, как оксидный слой на хромированных трубах. Поэтому глубина коррозии труб без покрытия во всех случаях существенно больше (фиг. I).

Кроме того, трубы, работающие в НРЧ, имели в местах наибольшей общей и локальной коррозии на лобовой стороне еще и сетку из микротрещин. Основное направление трещин было поперек оси трубы. Эти трещины появились уже через 6350 ч работы труб и глубина их увеличивалась при последующей работе до 16300 ч (фиг. 4,а). Микротрещины имеют клиновидную форму и транскристаллитный характер развития (фиг. 4,б). Таким образом, фактическое повреждение стенок труб, глубина коррозии которых определяется линией 3 на фиг. 1, с учетом трещин еще больше. Появление трещин в данных опытах было установлено только на нехромированных трубах НРЧ и только на огневой стороне. При этом глубина трещин и коррозии на корпусе А котла ПК-4I больше, чем на корпусе Б.

Сравнение условий работы и установленные в данных опытах максимальные глубины повреждения труб в обобщенном виде приведены в таблице.

Как видно из таблицы I, максимальное повреждение трубы зависит не только от температурно-временных условий, но и от дополнительных факторов, связанных с местом расположения вставок, т.е. в НРЧ или в пароперегревателе. Для определения максимального повреждения труб нельзя суммировать глубины коррозии и трещин, приведенные в таблице, так как максимумы этих величин не совпадают. Например, суммарное повреждение стенки трубы НРЧ за 16300 ч при средней температуре металла 480 °С не превышает 2 мм, а при суммировании получается 2,88 мм. Учитывая высокую интенсивность коррозии нехромированных труб в НРЧ, образование на их лобовой стороне поперечных трещин с относительно равномерным шагом и клиновидной формой можно прийти к выводу, что большое значение имеет при этом процесс коррозионно-термической усталости. Фактором, обуславливающим этот процесс в данном случае, является, по всей вероятности, колебание падающего теплового потока от факела к трубам НРЧ, вызванное пульсацией процесса горения [5]. В результате колебаний теплового потока изменяются термические напряжения во внешнем слое металла трубы. Данные [5] по характеру колебаний температуры труб НРЧ мазутных котлов показывают, что рассматриваемые трубы работают в высокоцикловой области. На основе этих данных за 6350 ч работы трубы подверглись более 10^6 циклам.

Т а б л и ц а I

Глубина коррозии труб в зависимости от условий работы

Тип котла, место расположения вставок	Время работы, ч	Средняя температура металла, °С	Максимальная глубина коррозии труб, мм		Глубина трещин нехромированных труб, мм
			хромированных	нехромированных	
ПК-4I, НРЧ, корп. А	6350	480	0,017	0,53	0,47
ПК-4I, НРЧ, корп. А	16300	480	0,017	1,46	1,42
ПК-4I, НРЧ корп. Б	6350	460	0,013	0,27	0,21
ПК-4I, НРЧ, корп. Б	16300	460	0,025	0,53	0,71
ТГМП-II4, змеевики	6500	570	0,002	0,18	не обнаружено
ТГМП-II4, змеевики	6500	585	0,01	0,29	не обнаружено
ТГМП-II4, змеевики	6500	595	0,06	1,0	не обнаружено
ТГМ-94, ППВД	13600	525	0,007	0,35	не обнаружено

Так как на трубах преобладают поперечные трещины, то наибольший интерес представляют осевые напряжения, направленные поперек трещин. Расчет по общеизвестным формулам, а также данные, приведенные в работе [5] показывают, что на наружной обогреваемой поверхности лобовой части труб возникают весьма высокие напряжения сжатия от перепада температуры в стенке. При колебании теплового потока знак суммарных напряжений в наружных слоях трубы не изменяется. Таким образом, коррозионно-термическая усталость нехромированных труб НРЧ развивается под действием знакопостоянных циклов при высоких средних напряжениях. Циклическая деформация не превышала предела упругости.

Разрушение поверхностных слоев металла под воздействием термических напряжений подтверждается равномерным поперечным расположением трещин, их клиновидной формой и транс-

кристаллитным характером. Значительное увеличение интенсивности максимальной коррозии труб НРЧ (линия 3 на фиг. 1) по сравнению с трубами, работавшими на опытных змеевиках и на ШВД (линия 2 на фиг. 1), объясняется интенсивным разрушением оксидного слоя в условиях циклического изменения температуры.

Из таблицы видно, что максимальные коррозия и глубина трещин на трубах НРЧ отличаются значительно на корпусах А и Б. Это связано с пониженным температурным уровнем металла труб НРЧ на корпусе Б по сравнению с корпусом А в среднем на 20 °С из-за более высокой температуры предварительного подогрева мазута на корпусе Б. Снижение температуры металла при этом объясняется изменением светимости пламени, а следовательно, и уровня тепловых потоков [6]. Уменьшение температуры металла влияет не только на интенсивность коррозионного процесса, но и на уровень средних термических напряжений, так как уменьшается перепад температуры в стенке трубы. Однако, можно предположить, что при повышенной температуре подогрева мазута имеет место и более стабильное горение и тем самым уменьшаются колебания термических напряжений в поверхностных слоях металла труб. Несмотря на существенную разницу в глубине трещин повреждение труб НРЧ в корпусе Б все же значительное. Поэтому мероприятия, направленные на уменьшение температуры металла труб НРЧ, не могут в итоге полностью решить проблему их коррозионно-термического повреждения.

Как уже отмечалось, интенсивность коррозии хромированных труб значительно меньше, чем нехромированных. Все опытные точки по глубине коррозии хромированных труб обобщаются одним графиком независимо от того, имелись циклические напряжения или нет. Также на хромированных трубах не было обнаружено характерных термоусталостных трещин. Следовательно, хромированные трубы не подвергаются коррозионно-термическому разрушению, хотя на их поверхности возникают термические напряжения того же порядка, что и на поверхности нехромированных труб. Новые трещины не зарождаются и случайные микротрещины не развиваются дальше (фиг. 3). Это указывает на большее сопротивление хромированного материала циклическим напряжениям и, в данном случае, циклическим знакопостоянным напряжениям сжатия с высоким средним значением. Это связано

по-видимому, с тем, что при насыщении поверхности хромом происходит изменение ее структурно-энергетического состояния (увеличиваются силы межатомной связи, кристаллическая структура металла становится менее дефектной) [7].

Хромированный слой на трубах существенно уменьшает интенсивность коррозии и при отсутствии циклических термических напряжений, чему соответствуют условия работы опытных змеевиков и ППВД (фиг. 1). Как видно из фиг. 3,а и 3,б защитный оксидный слой не разрушается и при воздействии циклических напряжений сохраняет сплошность, что объясняется особыми свойствами оксидной пленки на хромированной поверхности. По-видимому, эти свойства во многом определяются чрезвычайно маленькой толщиной оксидной пленки, которая со временем растет незначительно. Отсутствуют признаки разрушения или отделения пленки при колебаниях термических напряжений. Плотная нерастрескивающаяся оксидная пленка способна не только защищать металл от окисления, но и повышать его коррозионную стойкость, так как возникновение микротрещин на поверхности в этом случае менее вероятно, чем при наличии рыхлых оксидных пленок.

Таким образом, зарождения микротрещин на хромированной трубе не происходит благодаря не только высокому сопротивлению хромированного металла, но и особым свойствам оксидной пленки.

Полученные экспериментальные данные позволяют прогнозировать срок работы хромированных труб в мазутных котлах при максимально допустимых температурах металла. В первых, ход линии I на фиг. 1 дает основание предполагать, что хромированные трубы могут работать до конца расчетного срока службы 100 тыс. часов без значительной коррозии. Наибольший положительный эффект эти трубы дают при применении в НРЧ. При максимальных температурах металла пароперегревателя возможно некоторое снижение коррозионной стойкости хромированного слоя в результате медленно происходящих вторичных процессов в слое покрытия [1]. Однако коррозия хромированного покрытия небольшой толщины существенно отодвигает момент начала коррозии основного металла. Поэтому применение хромированных труб в условиях пароперегревателя тоже дает значительный эффект.

Настоящее экспериментальное исследование показывает хорошую сопротивляемость хромированных труб знакопостоянным высокоцикловым термическим напряжениям в условиях мазутных котлов. Исследованиями [8], проведенными в Таллинском политехническом институте установлено, что диффузионное хромовое покрытие имеет повышенное сопротивление термической усталости и при знакопеременных малоцикловых напряжениях, возникающих во время водяной очистки поверхностей нагрева котлов. Поэтому есть основание рекомендовать хромированные трубы для применения в котлах, где существует опасность трещинообразования на трубах поверхностей нагрева из-за коррозионно-термической усталости.

Л и т е р а т у р а

1. Трубы из стали I2XIMФ с антикоррозионным хромированием наружной поверхности для экранов парогенераторов / К.К. Тольпин и др. - В сб.: Влияние минеральной части энергетических топлив на условия работы парогенераторов. Тезисы докладов III Всесоюзной конференции. Таллин, 1980. Секция 2. с. 77-82.

2. А.с. I888I8 (СССР). Способ получения биметаллического материала / Г.М. Бородулин, Н.М. Деханов, В.А. Кравченко, А.И. Пльшевский. Оpubл. в Б.И., 1966, № 22.

3. Влияние температуры продуктов сгорания мазута на коррозионную стойкость котельных сталей / И.П. Эпик, А.А. Отс, Я.П. Лайд, Р.Э. Рандманн, Х.Х. Суйк, В.И. Мякас. - Теплоэнергетика, 1979, № 3, с. 29-33.

4. Влияние температуры продуктов сгорания на интенсивность высокотемпературной коррозии труб котлов / А.А. Отс, Я.П. Лайд, Р.Э. Рандманн, Х.Х. Суйк. - В сб.: Влияние минеральной части энергетических топлив на условия работы парогенераторов. Тезисы докладов III Всесоюзной конференции. Таллин, 1980. Секция 2, с. 63-69.

5. Шахсуваров К.-Л.В., Четвериков В.А., Ялова А.Я. Влияние пульсаций температуры труб НРЧ на долговечность их службы. - Теплоэнергетика, 1977, № 6, с. 25-28.

6. Я н к о П.И. О предельно-допустимой температуре металла труб НРЧ газомазутных котлов СКД. - Энергетика и электрификация, 1981, № 4, с. 8-10.

7. Химико-термическая обработка металлов и сплавов. Справочник. Под ред. Л.С. Ляховича. М., Metallургия, 1981, с. 424.

8. О т с А.А., Т о у а р т Р.В. Промышленное исследование поведения хромированных труб в условиях водяной очистки. - Теплоэнергетика, 1982, № 4, с. 69-71.

A. Ots, J. Laid,
H. Suik

Investigation of Corrosion Resistance
of Chromized Tubes in Boiler Conditions

Summary

The investigation of corrosion resistance of the tubes with and without coating was pursued on the boilers ПК-41, ТГМП-114 and ТГМ-94. The probe tubes were tested over the metal temperature range from 400 to 600 °C in duration of 6350 to 16300 hours. Chromizing decreased the corrosion depth of the superheater and waterwall tubes to 10 and 50, respectively. In addition, cracks were formed on the waterwall tubes without coating.

On the basis of the test data the equation for calculating the value of the corrosion depth of chromized tubes in the oil combustion products have been derived.

РАСЧЕТ ИНТЕНСИВНОСТИ КОРРОЗИИ ТРУБ ПОВЕРХНОСТЕЙ
НАГРЕВА МАЗУТНЫХ КОТЛОВ

Интенсивная коррозия пароперегревателей паровых котлов при сжигании мазута заставляет уделять большое внимание этой проблеме. При правильном учете процессов высокотемпературной коррозии труб поверхностей нагрева котлов при проектировании и эксплуатации имеется возможность существенным образом увеличить их рабочую кампанию и повысить экономичность энергоблоков.

Проведенные в Таллинском политехническом институте стендовые и промышленные исследования показали, что интенсивность высокотемпературной коррозии труб поверхностей мазутных котлов кроме марки стали и температуры металла зависит существенным образом и от температуры продуктов сгорания [1-3]. В настоящей работе рассматриваются особенности расчета глубины коррозии котельных труб с учетом температуры продуктов сгорания мазута и приводится оценка коррозионной стойкости отдельных марок котельных сталей.

Интенсивность высокотемпературной коррозии котельных сталей в продуктах сгорания мазута имеет сложную зависимость от температуры металла и газов. Влияние температуры продуктов сгорания на процесс коррозии аустенитной стали I2X18H12T имеет некоторые особенности по сравнению с коррозией перлитной стали I2XIMФ. При температуре продуктов сгорания ниже 800 °C и выше 1200 °C интенсивность коррозии обеих отмеченных сталей практически определяется температурой металла, а влияние температуры газов незначительно. Интенсивность коррозии стали I2X18H12T при постоянной температуре металла является максимальной при температуре продуктов сгорания примерно 970 °C, а стали I2XIMФ при тем-

пературе около 1000 °С. При этом влияние температуры продуктов сгорания на коррозию аустенитной стали I2X18H12T существенно выше, чем на коррозию перлитной стали I2X1MФ. Если у аустенитной стали при 580 °С отношение максимальной и минимальной глубин коррозии при различных температурах продуктов сгорания равно 6,7, то эта же величина у перлитной стали составляет 2,4.

Коррозия обеих рассмотренных сталей в зависимости от времени подчиняется степенному закону, т.е. глубина коррозии $\ln \Delta S \approx n \ln \tau$, причем показатель степени окисления n является лишь функцией от температуры металла и увеличивается с повышением последней. При рабочих температурах металла показатель степени окисления у аустенитной стали больше, чем у перлитной стали. Такое сравнение позволяет сделать вывод, что процесс коррозии стали I2X18H12T более близок к кинетическому режиму окисления, чем процесс коррозии стали I2X1MФ.

Используемые в практике методы расчета глубины коррозии с наружной стороны труб делятся в зависимости от условий работы металла на методы расчета при постоянной и переменной температурах. Метод расчета глубины коррозии при постоянной температуре металла следует применять в тех случаях, когда суммарная продолжительность работы котлоагрегата в номинальном режиме составляет более 80 %.

По исследованиям Таллинского политехнического института глубина коррозии стали в продуктах сгорания различных топлив в зависимости от времени, температуры металла и температуры газов определяется следующей формулой [3]:

$$\ln \Delta S = A - B \gamma_{\lambda} T^{-1} + (C + DT) \ln \tau, \quad (I)$$

где ΔS - глубина коррозии в мм за время τ , ч;

T - температура металла, К;

A, B, C, D - зависящие от марки стали коэффициенты;

γ_{λ} - зависящий от марки стали и температуры продуктов сгорания коэффициент.

Формулы расчета глубины коррозии сталей I2X18H12T и I2X1MФ в продуктах сгорания мазута с содержанием 2-3 % серы и учетом коэффициента запаса ($n_k = 1,3$) имеют следующий вид [3]:

сталь I2X18H12T

$$\ln \Delta S = -2,43 - 4820 \gamma_{\text{ж}} T^{-1} + (-0,19 + 0,95 \cdot 10^{-3} T) \ln \tau \quad (2)$$

сталь I2XIMФ

$$\ln \Delta S = -3,65 - 2540 \gamma_{\text{ж}} T^{-1} + (-0,97 + 0,175 \cdot 10^{-2} T) \ln \tau. \quad (3)$$

Входящие в формулы (2) и (3) коэффициенты $\gamma_{\text{ж}}$ в зависимости от температуры продуктов сгорания приведены в таблице I.

Т а б л и ц а I

Коэффициент $\gamma_{\text{ж}}$ в зависимости от температуры продуктов сгорания

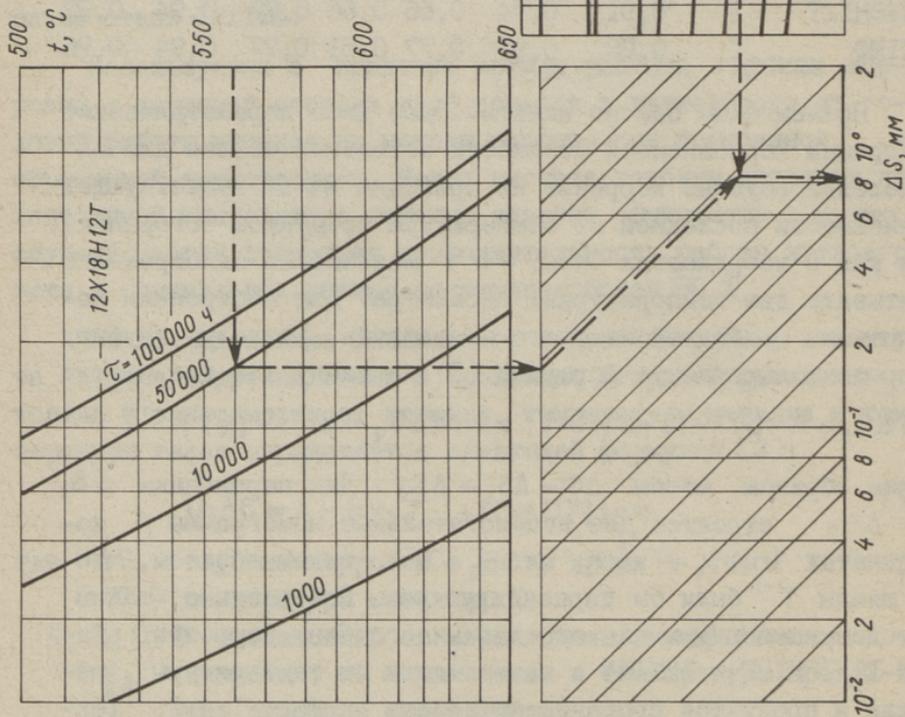
Марка стали	Температура продуктов сгорания, °C							
	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150
I2X18H12T	I	0,91	0,74	0,66	0,66	0,77	0,94	0,97
I2XIMФ	I	0,98	0,91	0,77	0,61	0,77	0,94	0,96

Применяемые обычно кинетические либо параметрические диаграммы коррозионной стойкости котельных сталей для определения глубины коррозии не пригодны из-за существующей зависимости последней от температуры продуктов сгорания, так как в координатах $\ln \Delta S - \ln \tau$ невозможно одновременно учитывать два температурных параметра. Для построения номограммы, свободной от этого недостатка, разделим глубину коррозии, выражаемую формулой (1) на следующие две части:

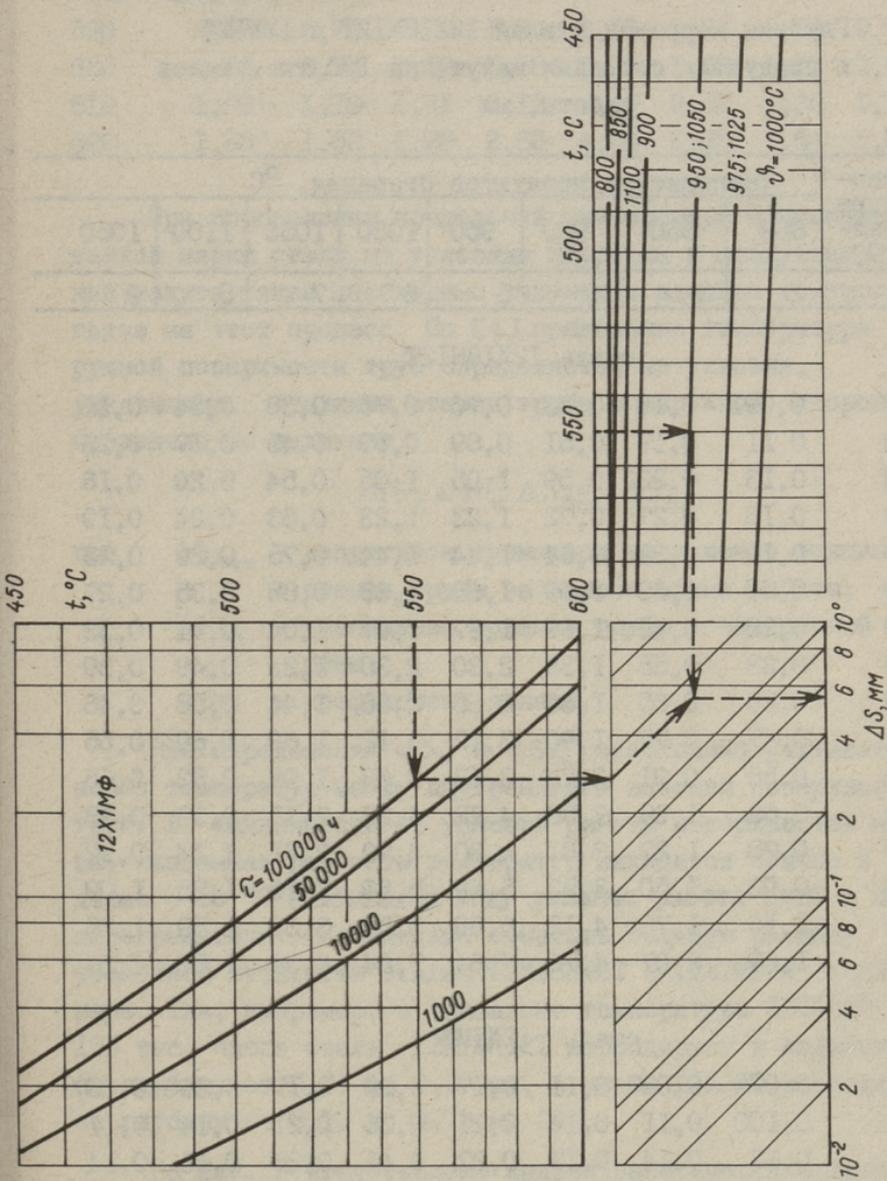
$$\ln \Delta S_1 = A - BT^{-1} + (C + DT) \ln \tau \quad \text{и} \quad \ln \Delta S_2 = B(1 - \gamma_{\text{ж}}) T^{-1},$$

таким образом, чтобы $\Delta S = \Delta S_1 + \Delta S_2$. Для переменных ΔS_1 и ΔS_2 строятся две вспомогательные номограммы в координатах $\ln \Delta S_1 - T^{-1}$ и $\ln \Delta S_2 - T^{-1}$, таким образом, чтобы шкалы T^{-1} были бы перпендикулярны. Построенные таким методом номограммы для определения глубины коррозии сталей I2X18H12T и I2XIMФ в зависимости от температуры металла и продуктов сгорания приведены на фиг. 1 и 2. Техника применения номограмм показана на фигурах.

Величины глубины коррозии сталей I2X18H12T и I2XIMФ в зависимости от температуры металла согласно требованию [4], а также от температуры продуктов сгорания за 100 тыс.



Фиг. 1. Номограмма для определения глубины коррозии стали 12X18H12T в продуктах сгорания мазута.



Фиг. 2. Номограмма для определения глубины коррозии стали 12X1MΦ в продуктах сгорания мазута.

часов работы (расчетный ресурс металла) приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2

Глубина коррозии сталей 12Х18Н12Т и 12Х1МФ
в продуктах сгорания мазута за 100 тыс. часов
работы, мм

Температура металла, °С	Температура продуктов сгорания, °С							
	800	850	900	950	1000	1050	1100	1050
I	2	3	4	5	6	7	8	9

сталь 12Х18Н12Т

500	0,091	0,16	0,43	0,76	0,76	0,38	0,14	0,11
510	0,11	0,19	0,51	0,89	0,89	0,45	0,17	0,13
520	0,13	0,23	0,59	1,05	1,05	0,54	0,20	0,16
530	0,16	0,27	0,72	1,23	1,23	0,63	0,24	0,19
540	0,19	0,33	0,84	1,44	1,44	0,75	0,29	0,23
550	0,23	0,39	0,99	1,68	1,68	0,88	0,35	0,27
560	0,28	0,46	1,19	1,97	1,97	1,04	0,41	0,33
570	0,33	0,55	1,38	2,30	2,30	1,22	0,49	0,39
580	0,39	0,65	1,60	2,68	2,68	1,44	0,58	0,46
590	0,47	0,77	1,90	3,12	3,12	1,69	0,69	0,55
600	0,56	0,91	2,23	3,63	3,63	1,98	0,82	0,66
610	0,66	1,08	2,58	4,22	4,22	2,31	0,97	0,78
620	0,78	1,27	3,01	4,90	4,90	2,71	1,14	0,92
630	0,93	1,50	3,53	5,69	5,69	3,16	1,35	1,09
640	1,10	1,76	4,12	6,59	6,59	3,69	1,59	1,28
650	1,29	2,07	4,76	7,64	7,64	4,30	1,87	1,51

сталь 12Х1МФ

500	0,079	0,087	0,11	0,17	0,29	0,17	0,096	0,087
510	0,100	0,11	0,14	0,21	0,36	0,21	0,14	0,11
520	0,13	0,14	0,17	0,27	0,46	0,27	0,16	0,14
530	0,16	0,18	0,21	0,34	0,57	0,34	0,20	0,18
540	0,21	0,23	0,28	0,43	0,72	0,43	0,25	0,23
550	0,26	0,29	0,35	0,54	0,89	0,54	0,32	0,29
560	0,34	0,37	0,44	0,68	1,12	0,68	0,40	0,37
570	0,43	0,47	0,56	0,85	1,40	0,85	0,51	0,47
580	0,54	0,59	0,71	1,07	1,74	1,07	0,64	0,59

1	2	3	4	5	6	7	8	9
590	0,68	0,75	0,89	1,34	2,18	1,34	0,82	0,75
600	0,86	0,94	1,12	1,68	2,73	1,68	1,03	0,94
610	1,09	1,19	1,41	2,12	3,40	2,12	1,30	1,19
620	1,38	1,50	1,78	2,65	4,24	2,65	1,64	1,50

При определении предельной температуры применимости данной марки стали по условиям коррозии в продуктах сгорания мазута также необходимо учитывать влияние температуры газов на этот процесс. По [4] предельная температура наружной поверхности труб определяется из условия, что уменьшение толщины стенки трубы с наружной стороны не превышало бы величину

$$\Delta S_n = n_k^{-1} \Delta S_{\text{доп}} - \Delta S_{\text{вн}},$$

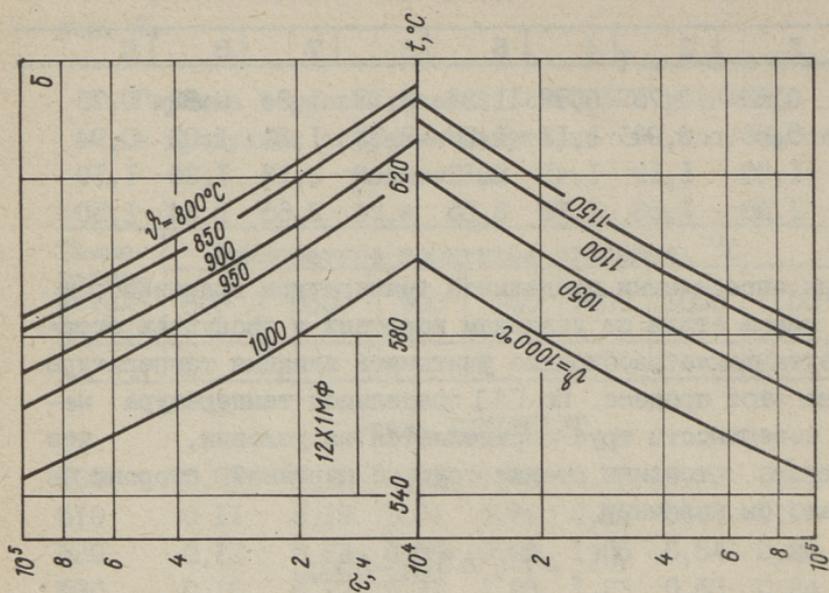
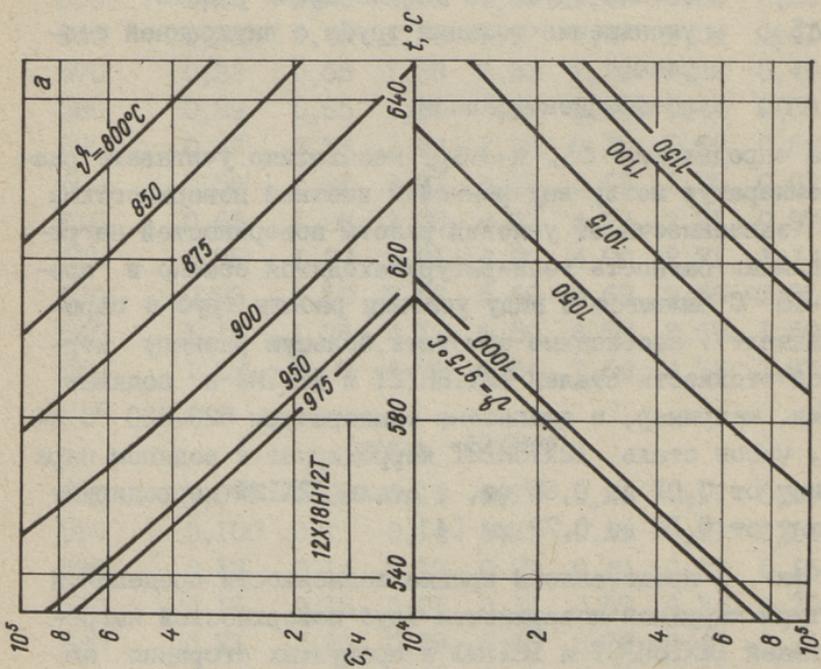
где $\Delta S_{\text{доп}}$ - допустимое суммарное уменьшение толщины стенки трубы за данное время работы;

$\Delta S_{\text{вн}}$ - уменьшение толщины трубы с внутренней стороны;

n_k - коэффициент запаса.

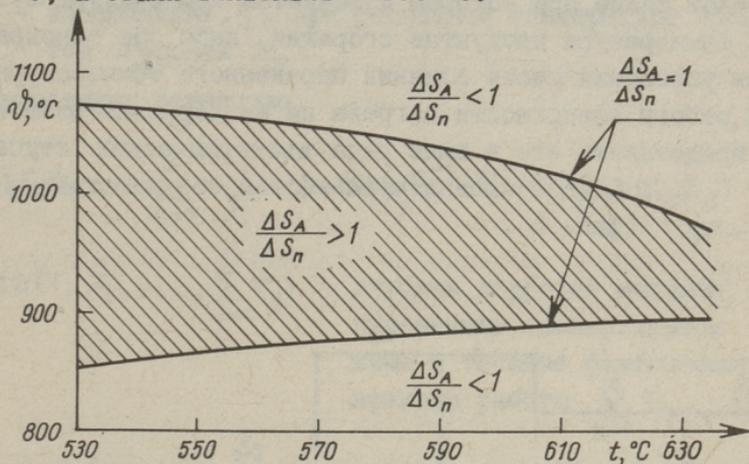
При определении ΔS_n и $\Delta S_{\text{вн}}$ необходимо учитывать разность температур между внутренней и внешней поверхностями труб. В зависимости от условий работы поверхностей нагрева, названная разность температур находится обычно в пределах 3-15 °C (имеются в виду условия работы труб в пароперегревателе). Необходимо отметить большую разницу коррозионной стойкости сталей 12Х18Н12Т и 12Х1МФ в водяном паре. Так, например, в диапазоне температуры 520-620 °C за 100 тыс. часов сталь 12Х18Н12Т корродирует в водяном паре на глубину от 0,01 до 0,05 мм, а сталь 12Х1МФ корродирует на глубину от 0,12 до 0,73 мм [4].

На фиг. 3 представлены кривые зависимости предельной температуры наружной поверхности труб поверхностей нагрева из сталей 12Х18Н12Т и 12Х1МФ в продуктах сгорания мазута от заданных величин времени и температуры газов. Фигура составлена для допустимой суммарной коррозии $\Delta S_{\text{доп}}$ при условии, что температура наружной стороны труб превышает на 10 °C температуру внутренней поверхности.



Фиг. 3. Зависимость предельной температуры наружной поверхности труб от времени работы и температуры продуктов сгорания.
 а - сталь 12X18H12T, б - сталь 12X1MΦ.

По суммарным коррозионным потерям труб из стали I2XIMΦ хуже труб из стали I2X18H12T как при низких так и при высоких температурах продуктов сгорания. Например, для обеспечения расчетного срока службы труб 100 тыс. часов при $\dot{\tau} = 800$ °C предельная температура стали I2XIMΦ равна 585 °C, а для стали I2X18H12T - 623 °C. При $\dot{\tau} = 1100$ °C те же предельные температуры для этих сталей составляют соответственно 575 и 608 °C. В промежутке между этими температурами продуктов сгорания, наоборот, преимущество имеет сталь I2XIMΦ. Так, при $\dot{\tau} = 900$ °C предельная температура стали I2XIMΦ - 570 °C, а стали I2X18H12T - 550 °C.

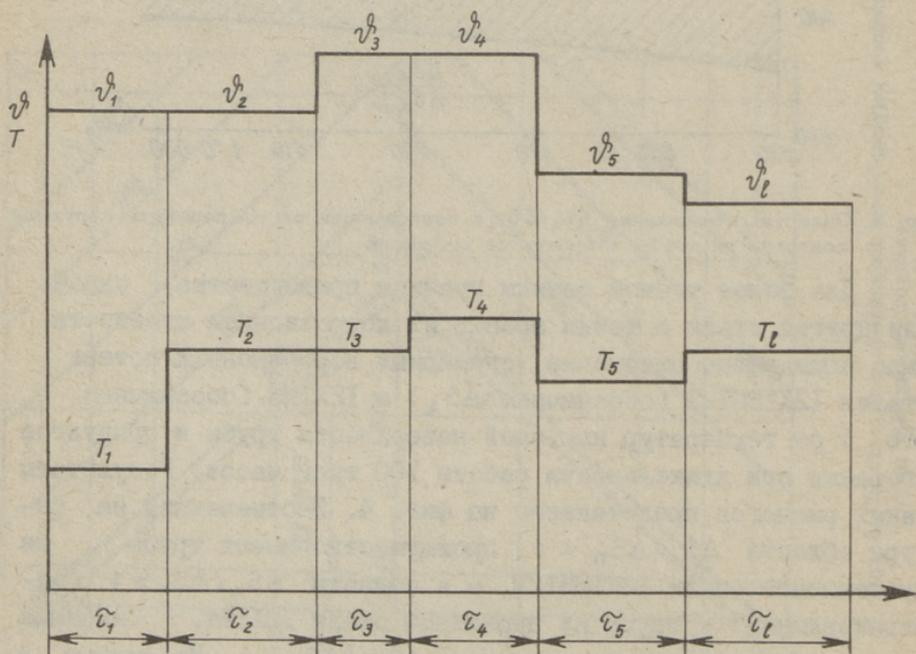


Фиг. 4. Области соотношения $\Delta S_A/\Delta S_\pi$ в зависимости от температуры наружной поверхности трубы и продуктов сгорания.

Для более точной оценки границы преимущества одной или другой стали с точки зрения их коррозионной стойкости было определено отношение суммарных коррозионных потерь сталей I2X18H12T (обозначено ΔS_A) и I2XIMΦ (обозначено ΔS_π) от температур наружной поверхности трубы и продуктов сгорания при длительности работы 100 тыс. часов. Результаты таких расчетов представлены на фиг. 4. В отмеченной на фигуре области $\Delta S_A/\Delta S_\pi < 1$ преимущество имеют трубы из аустенитной стали I2X18H12T, а в области $\Delta S_A/\Delta S_\pi > 1$ (заштрихованная) - трубы из перлитной стали I2XIMΦ. Сплошные линии соответствуют соотношению $\Delta S_A/\Delta S_\pi = 1$. Из фигуры 4 следует, что при температуре наружной поверхности 530 °C глубина коррозии аустенитной стали превышает глубину коррозии перлитной стали в диапазоне температуры продуктов сгорания от 850 до 1075 °C и, следовательно, коррозионная стой-

кость стали 12Х1МФ выше. Область более высокой коррозионной стойкости перлитной стали с повышением температуры металла сужается и при температуре 630 °С находится в пределах 900 - 980 °С.

Рассмотренные выше особенности расчета глубины коррозии котельных труб необходимо учитывать и при работе поверхностей нагрева при переменных температурных режимах. Поскольку глубина коррозии труб зависит как от температуры металла, так и от температуры продуктов сгорания, то переменным режимом работы поверхностей нагрева необходимо считать такой режим, при котором изменяются температура металла или температура продуктов сгорания, либо обе одновременно. Для упрощения учета влияния переменного температурного режима работы поверхности нагрева на ее коррозию целесообразно представить его в виде ряда изотермических ступеней $T_1, \tau_1; T_2, \tau_2 \dots T_l, \tau_l$ с продолжительностью соответственно $\tau_1, \tau_2 \dots \tau_l$ (фиг. 5).



Фиг. 5. Ступени температуры металла и продуктов сгорания при переменном режиме работы поверхности нагрева.

Используя принятые обозначения и формулу (I), эквивалентное время, характеризующее работу металла при заданных (расчетных) температурах металла и продуктов сгорания, вызывающих такую же коррозию, что и при переменном температурном режиме, выражается формулой

$$\tau_a = \sum_{y=1}^{\ell} \tau_y \frac{C+DT_y}{C+DT_p} \exp\left(\frac{B}{C+DT_p} \frac{T_y \gamma_{\tilde{s}_p} - T_p \gamma_{\tilde{s}_y}}{T_y \cdot T_p}\right), \quad (4)$$

где T_p - расчетная температура металла, К;

$\gamma_{\tilde{s}_p}$ - коэффициент $\gamma_{\tilde{s}}$ при расчетной температуре продуктов сгорания \tilde{s}_p .

Существует равенство

$$\ln \Delta S(T, \tilde{s}_1, \dots, \sum_{y=1}^{\ell} \tau_y) = A - B \gamma_{\tilde{s}_p} T_p^{-1} + (C + DT_p) \ln \tau_a, \quad (5)$$

где $\Delta S(T, \tilde{s}_1, \dots, \sum_{y=1}^{\ell} \tau_y)$ - глубина коррозии металла при переменном температурном режиме в течение фактического времени работы $\sum_{y=1}^{\ell} \tau_y$.

Анализ процесса коррозии труб в продуктах сгорания мазута при переменных температурных режимах показывает, что для получения данных с удовлетворительной точностью, разность между отдельными ступенями температуры металла не должна превышать 15 °С, а между отдельными ступенями температуры продуктов сгорания - 50 °С.

Изложенная методика, таким образом, дает возможность сопоставить интенсивность коррозии разных марок сталей, работающих в переменных температурных режимах, с данными, соответствующими работе при заданных температурах металла и продуктов сгорания.

Рассмотренные в настоящей работе проблемы касаются лишь одной стороны вопроса, выбора марки стали для поверхностей нагрева мазутных котлов, с точки зрения высокотемпературной коррозии. Вторым критерием, который необходимо учитывать при выборе металла, являются прочностные свойства стали. Очевидно, что только при комплексном подходе к

решению проблемы выбора металла для отдельных ступеней пароперегревателей можно получить наиболее оптимальные результаты.

Выводы

1. Интенсивность высокотемпературной коррозии сталей I2X18H12T и I2XIMФ в продуктах сгорания мазута зависит как от температуры металла, так и от температуры газов. При постоянной температуре металла интенсивность коррозии стали I2X18H12T является максимальной при температуре продуктов сгорания 970 °С, а стали I2XIMФ - при 1000 °С.

2. Для определения глубины коррозии сталей I2X18H12T и I2XIMФ в зависимости от температур металла, продуктов сгорания и времени можно рекомендовать приведенные на фигурах 1 и 2 номограммы.

3. Область применения сталей I2X18H12T и I2XIMФ с точки зрения интенсивности высокотемпературной коррозии в продуктах сгорания при заданной температуре металла определена температурой продуктов сгорания (фиг. 4).

Л и т е р а т у р а

1. О влиянии температуры продуктов сгорания на скорость высокотемпературной коррозии / П.И. Ансон, Я.П. Лайд, Л.М. Христинич, В.И. Резник. - Известия вузов. Энергетика, 1972, № 1, с. 78-81.

2. Влияние температуры продуктов сгорания мазута на коррозионную стойкость котельных сталей / И.П. Эпик, А.А. Отс, Я.П. Лайд, Р.Э. Рандманн, Х.Х. Суйк, В.Н. Мякас. - Теплоэнергетика, 1979, № 3, с. 29-33.

3. Отс А.А., Лайд Я.П., Суйк Х.Х. Определение характеристик высокотемпературной коррозии сталей на основе полупромышленных испытаний. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1979, № 466, с. 95-106.

4. РТМ 24.030.49-75. Метод учета окиснообразования при расчете на прочность элементов поверхностей нагрева паровых котлов, с. 70.

J. Laid, H. Suik

Calculation of Corrosion Intensity of Tubes
in the Surface of Oil Boilers

Summary

In the present paper a calculation method of corrosion depth on the superheater tubes in oil burning boilers taking into account the influence of metal temperature, and gas temperature in time has been given at the constant and transient conditions. The calculation formulas and diagrams for the determination of corrosion depth of steels 12X18H12 and 12X1MΦ in oil combustion products have been presented.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОФИЛЯ КОРРОЗИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ КОТЕЛЬНЫХ СТАЛЕЙ

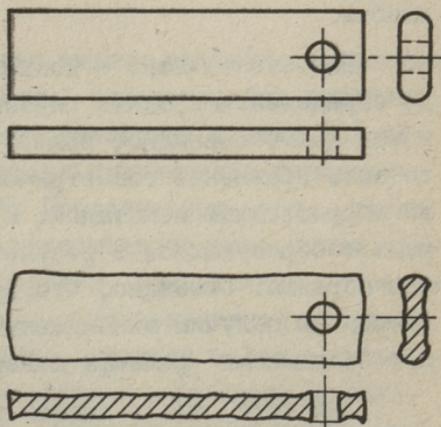
С целью повышения точности исследований коррозионной стойкости котельных сталей была сделана попытка проверки весового метода определения средней глубины коррозии образцов котельных сталей [1], полученных в результате лабораторных коррозионных испытаний, путем прямого измерения глубины коррозии.

Использовались образцы, прошедшие лабораторные коррозионные испытания в продуктах сгорания бытового газа под воздействием поташа [2].

Весовые методы определения глубины коррозии основываются на уменьшении или увеличении массы образца в результате коррозии, откуда по значениям первоначальной поверхности образца и плотности металла определяют среднюю глубину коррозии.

В настоящей работе рассматривается определение средней глубины коррозии только по уменьшению массы опытных образцов.

Для достижения однородности свойств поверхности при изготовлении образцов, в соответствии с ОСТ 108.030.01-75 [3], с их поверхности был снят



Фиг. 1. Изменение формы образца стали в процессе коррозионных испытаний:
а - до испытаний, б - после испытаний (масштаб изменений увеличен).

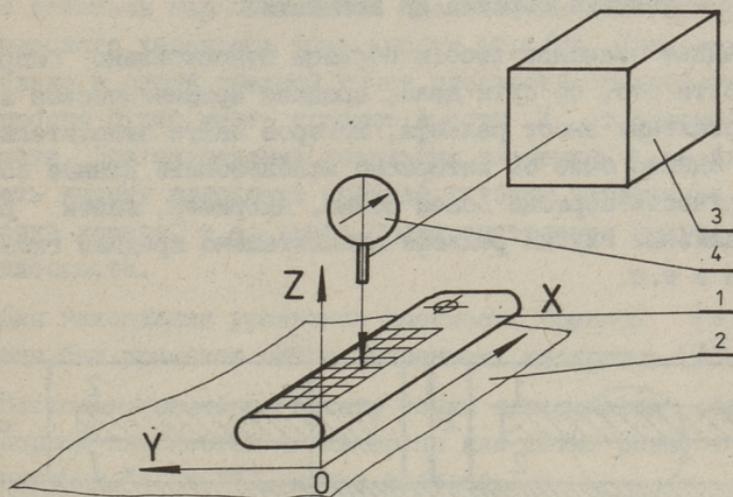
наклепанный слой шлифованием с малой подачей. Однако вид образцов после коррозионных испытаний показывает, что глубина коррозии не равномерна по всей поверхности (фиг. I). Заметны "заострение" ребер, утолщение вокруг крепежного отверстия и цифр маркировки, искривление торцевых поверхностей. Это, очевидно, указывает либо на то, что на искривленных поверхностях (ребрах, узких гранях образца) лучше удерживается плотная оксидная пленка (оказывающая определенное сопротивление диффузии коррозионноактивных компонентов к металлу), либо на наличие участков с неудаленным наклепанным слоем, либо действуют обе причины.

Кроме того, даже на плоской, лишенной наклепанного слоя поверхности образца в результате процесса коррозии возникает определенный рельеф, обусловленный, вероятно, как самим процессом коррозии, так и флуктуациями свойств стали. Наличие утолщений, а также увеличение площади поверхности, связанное как с утолщениями, так и с неплоским характером рельефа, занижает усредненное по первоначальной поверхности значение средней глубины коррозии. При этом с увеличением времени выдержки образца в печи увеличивается высота утолщений и перепад высот рельефа, следовательно, растет и ошибка.

Все это связано с косвенным характером весового метода определения средней глубины коррозии. Наибольшую точность дает, очевидно, прямое измерение глубины коррозии, то есть сравнение геометрических размеров образца до и после коррозионных испытаний. К сожалению, этому методу также мешает образующийся в результате коррозии рельеф поверхности образца. Очевидно, что при измерении, например, микрометром мы получим минимальную глубину коррозии, определяемую "вершинами" рельефа поверхности.

Для того, чтобы обойти этот недостаток, был снят рельеф выбранной части поверхности образца (лишенной утолщений) путем нахождения локальных высот рельефа относительно какой-либо опорной поверхности. Последнее позволяет определить математическим путем среднюю высоту рельефа, откуда, зная исходные размеры образца, можно найти среднюю глубину коррозии. Кроме того, такой метод расширяет возможности исследования характера рельефа, образующегося в результате коррозии.

Для прямого измерения глубины коррозии на поверхности образца был выбран относительно плоский прямоугольный участок и разбит на элементарные площадки сеткой с шагами $h_1 = 0,545$ мм и $h_2 = 0,750$ мм (9 X 57 точек, фиг. 2).



Фиг. 2. Устройство для снятия рельефа поверхности образца:
 1 - образец стали, 2 - опорная поверхность, 3 - механизм подачи,
 4 - стрелочный индикатор.

В узлах решетки производился замер высоты рельефа стрелочным индикатором с ценой деления 0,01 мм. Индикатор был укреплен в механизме подачи профилографа-профилометра модели 20I завода "Госметр", который осуществлял циклическое перемещение щупа индикатора вдоль оси OX. Передвижение щупа вдоль оси OY производилось при помощи микрометрического винта столика на котором был установлен образец. Аналогичным образом производилась съемка поверхности с противоположной стороны образца. Для правильного совмещения значений высот граней образец был жестко закреплен в кассете с плоскопараллельными гранями. Для снятия рельефа противоположной грани кассета переворачивалась вместе с закрепленным в ней образцом.

Из фиг. 3,а и 3,б очевидно, что, зная средние высоты \bar{z}_1 , \bar{z}_2 и толщину кассеты С, можно найти среднюю толщину образца на выбранном участке поверхности:

$$\bar{\delta} = \bar{z}_1 + \bar{z}_2 - C. \quad (I)$$

Предполагая, что средняя глубина коррозии для противоположных граней одинакова, находим среднюю для обеих граней

Точки поверхности, в которых производились замеры, удобно представить как отклонения от плоскости средней глубины коррозии z' (фиг. 3, в). Эта плоскость вполне может быть расположена не параллельно к опорной плоскости, причем добиться параллельности практически невозможно из-за неплоского характера поверхности образца. Следовательно, только в одной средней точке плоскость средней глубины коррозии будет иметь среднюю высоту \bar{z} от опорной поверхности. Для нахождения локальных значений z' необходимо знать высоту плоскости средней глубины коррозии в каждой точке замера, т.е. знать пространственное уравнение этой плоскости.

Для нахождения уравнения плоскости средней глубины коррозии был применен метод наименьших квадратов [4].

Поскольку значения высоты точки поверхности образца над опорной плоскостью z измерены для сетки равноотстоящих значений "X" и "Y", можно записать:

$$x_k = x_0 + h_1 k, \quad (k = 0; \pm 1; \pm 2; \dots; \pm N_1) \quad (3)$$

$$y_l = y_0 + h_2 l, \quad (l = 0; \pm 1; \pm 2; \dots; \pm N_2), \quad (4)$$

где x_0, y_0 - координаты серединной точки;
 h_1, h_2 - шаги сетки;
 k - номер точки в строке;
 l - номер строки.

Искомое уравнение поверхности находится в виде:

$$z - \bar{z} = A \frac{x - x_0}{h_1} + B \frac{y - y_0}{h_2}, \quad (5)$$

$$\bar{z} = \frac{1}{(2N_1 + 1)(2N_2 + 1)} \sum_{k=-N_1}^{N_1} \sum_{l=-N_2}^{N_2} z_{kl}, \quad (6)$$

где "A" и "B" - коэффициенты уравнения плоскости,

$$A = \frac{3}{N_1(N_1 + 1)(2N_1 + 1)(2N_2 + 1)} \sum_{k=-N_1}^{N_1} k \sum_{l=-N_2}^{N_2} z_{kl}, \quad (7)$$

$$B = \frac{3}{N_2(N_2+1)(2N_1+1)(2N_2+1)} \sum_{l=-N_2}^{N_2} l \sum_{k=-N_1}^{N_1} z_{kl} \quad (8)$$

Теперь, вычитая из измеренного значения высоты z_{kl} в каждой точке высоты плоскости средней глубины коррозии в этой же точке $z(x_k, y_l)$, получим величину локального отклонения поверхности образца от плоскости средней глубины коррозии (фиг. 3, в):

$$z'_{kl} = z_{kl} - z(x_k, y_l) = z_{kl} - A \cdot k - B \cdot l, \quad (9)$$

где z'_{kl} - локальное отклонение поверхности образца от плоскости средней глубины коррозии;

z_{kl} - измеренное значение высоты поверхности образца относительно опорной поверхности;

$z(x_k, y_l)$ - высота плоскости средней глубины коррозии относительно опорной поверхности в точке x_k, y_l .

Дальше можно использовать массив данных z' , например, найти величину среднего квадратического отклонения локальных глубин коррозии от средней глубины коррозии:

$$\bar{z}^2 = \sqrt{\frac{1}{(2N_1+1)(2N_2+1)} \sum_{k=-N_1}^{N_1} \sum_{l=-N_2}^{N_2} (z'_{kl})^2}. \quad (10)$$

Для наглядности можно графически отобразить рельеф поверхности образца либо в виде аксонометрии с увеличенным вертикальным масштабом, либо в виде линий равных высот, что даст возможность проследить развитие рельефа в зависимости от времени выдержки и температуры.

Характер поверхности образца и разброс локальных глубин коррозии могла бы выразить гистограмма зависимости количества полученных точек от глубины, т.е. от расстояния от исходной поверхности образца:

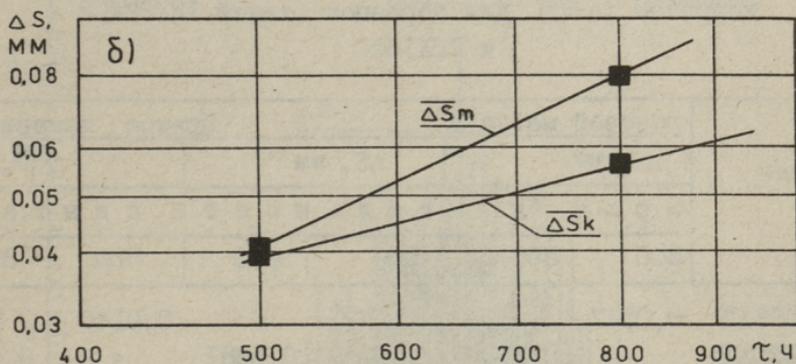
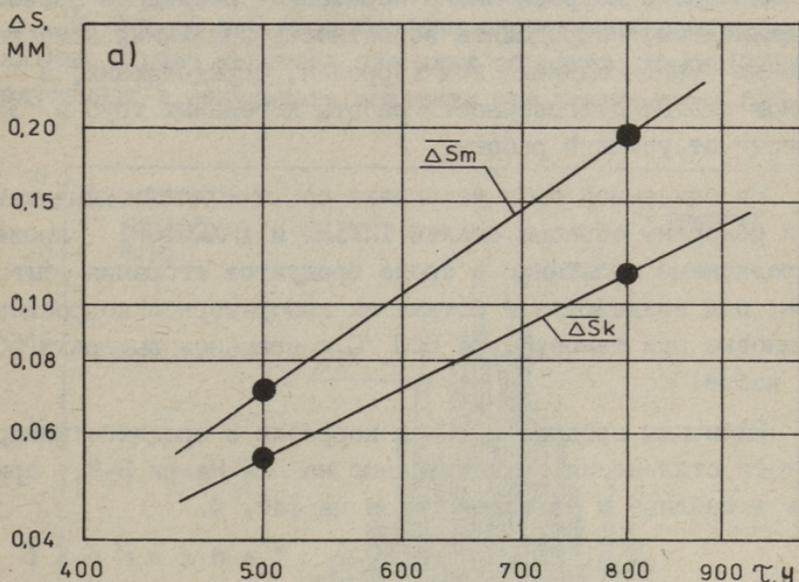
$$N = f(\Delta S), \quad (11)$$

где N - количество точек;

ΔS - локальная глубина коррозии.

Аналогичную методику можно использовать для исследования образцов труб, прошедших промышленные или полупромышленные коррозионные испытания. Используя полученные дан-

ные, можно не только находить среднюю глубину коррозии, но также исследовать характер рельефа, его зависимость от температур металла и среды, времени выдержки, а для труб и от угла между направлениями фронт-тыл.



Фиг. 4. Средняя глубина коррозии образцов котельных сталей в зависимости от времени, при температуре 620 °С.

а - 12X2MФCP,

б - 12X1МФ.

$\overline{\Delta S_m}$ - средняя глубина коррозии, определенная прямым измерением,

$\overline{\Delta S_k}$ - средняя глубина коррозии, определенная весовым методом.

Исследуя образцы труб при помощи описанной методики, исходя из вида полученной гистограммы распределения локальных глубин коррозии, можно находить значения средних глубин коррозии для определенных зон на поверхности образца, например, на фронтальной части котельной трубы, в области максимального коррозионного поражения. Последнее позволяет, в дальнейшем, определять вероятность появления наиболее опасных (максимальных) зон коррозии, определяющих, в конечном итоге, долговечность работы котельных труб в зависимости от условий работы.

На описанной выше установке со стрелочным индикатором были обмерены образцы сталей I2XIMФ и I2X2MФCP, прошедшие коррозионные испытания в среде продуктов сгорания бытового газа, под воздействием поташа на лабораторной коррозионной установке при температуре 620 °C с временем выдержки 500 и 800 часов.

Величины средней глубины коррозии и среднего квадратического отклонения, рассчитанные на ЭВМ Наири 3-2, приведены в таблице и иллюстрируются на фиг. 4.

Т а б л и ц а I

Средняя глубина коррозии ($\bar{\Delta S}$) и среднее квадратическое отклонение от средней глубины коррозии ($\overline{\Delta S^2}$) для образцов сталей I2X2MФCP и I2XIMФ

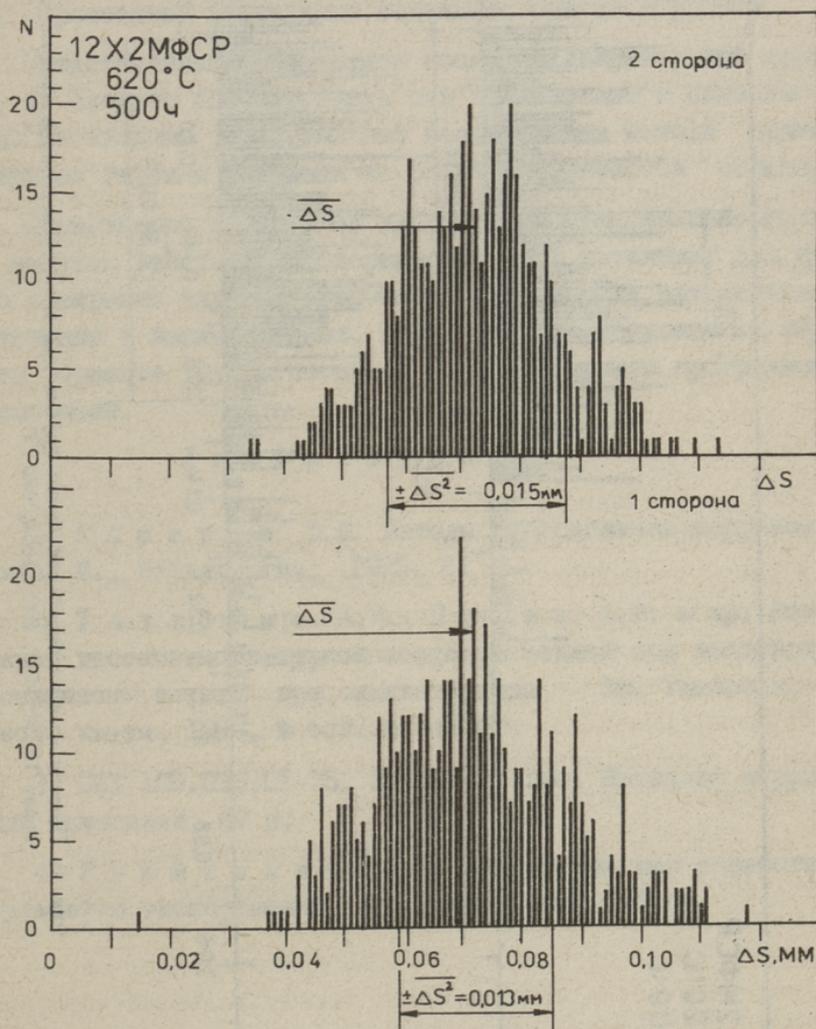
Сталь	Весовой метод		Прямое измерение			
	$\bar{\Delta S}$, мм		$\bar{\Delta S}$, мм		$\overline{\Delta S^2}$, мм	
	П р о д о л ж и т е л ь н о с т ь о п ы т а, ч					
	500	800	500	800	500	800
I2X2MФCP	0,0547	-	0,0721	-	0,0140	-
I2X2MФCP	-	0,1134	-	0,1881	-	0,0325
I2XIMФ	0,0395	-	0,0420	-	-	-
I2XIMФ	-	0,0565	-	0,0800	-	-

Расположение точек на графиках фиг. 4 показывает, что средняя глубина коррозии, рассчитанная по данным прямого измерения для исследованных образцов, больше средней глубины коррозии, рассчитанной по весовому методу, соответственно на 6,3 % при 500 ч выдержке и 41 % при $\tau = 800$ ч для

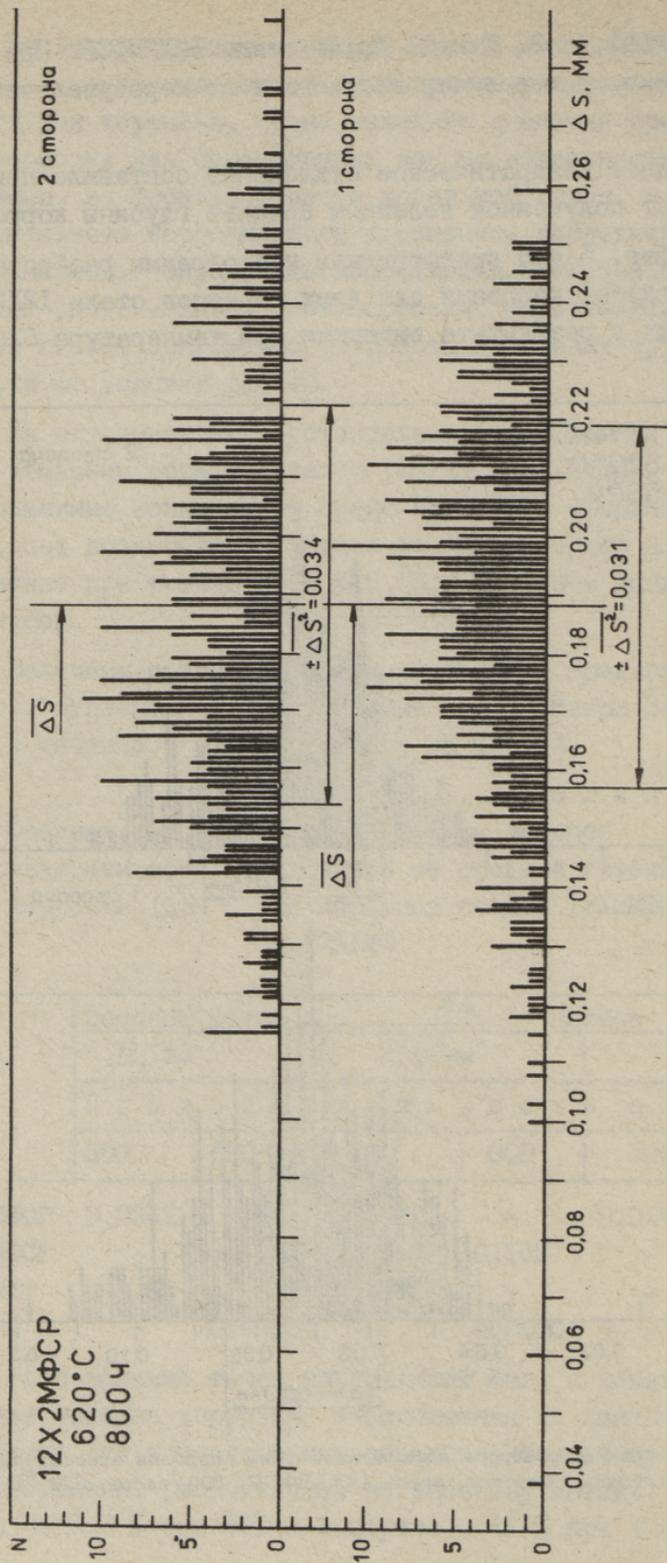
стали 12Х1МФ, и 32 % и 66 % для стали 12Х2МФСР. При этом расхождение этих величин возрастает по мере увеличения температуры.

Среднее квадратическое отклонение составило при этом 17-19 % от полученной величины средней глубины коррозии.

На фиг. 5 и 6 представлены гистограммы разброса локальных глубин коррозии для двух образцов стали 12Х2МФСР, полученных в результате выдержки при температуре 620 °С в



Фиг. 5. Гистограмма разброса локальных глубин коррозии относительно средней глубины коррозии, сталь 12Х2МФСР, 500 часов, 620 °С.



Фиг. 6. Гистограмма разброса локальных глубин коррозии относительно средней глубины коррозии, сталь 12X2МФСР, 800 часов, 620 °С.

течение соответственно 500 и 800 часов. Заметно увеличение разброса глубин коррозии со временем, что соответствует увеличению перепада высот поверхности образца. Наличие резких выбросов можно интерпретировать как слоистый характер рельефа, что, в определенной степени, отражает особенность процесса коррозионного разрушения поверхности образца. Расстояние между группами выбросов можно интерпретировать как толщину смежных слоев.

Предлагаемая методика дает также возможность исследовать образование и развитие отдельных очагов коррозии.

Представленные результаты носят предварительный характер, их следует рассматривать как иллюстрацию к описанию метода. Необходимы основательные исследования метода прямого измерения глубины коррозии на большом количестве образцов.

В настоящее время в НИ лаборатории промтеплоэнергетики ТПИ ведутся работы по усовершенствованию установки для прямого измерения глубины коррозии в направлении автоматизации считывания и записи данных, осуществления возможности обработки образцов труб, готовится соответствующее программное обеспечение.

Л и т е р а т у р а

1. Романов В.В. Методы исследования коррозии металлов. М., Металлургия, 1965. 21 с.
2. Таллермо Х.И., Прикк А.В. и др. Исследование высокотемпературной коррозии сталей под воздействием отложений поташа при сжигании газа. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 522, с. 41-58.
3. ОСТ 108.030.01-75. Котлы паровые. Методика коррозионных испытаний. 67 с.
4. Румшиский Л.З. Математическая обработка результатов эксперимента. М., Наука, 1971. 79 с.

Feststellung des Profils der Korrosions-
beschädigungen von Kesselstählen

Zusammenfassung

In diesem Artikel werden die vorläufigen Angaben über der Feststellung des Profils der Korrosionsbeschädigungen von Kesselstählen durch unmittelbare Messung der Lokalkorrosionstiefe dargestellt.

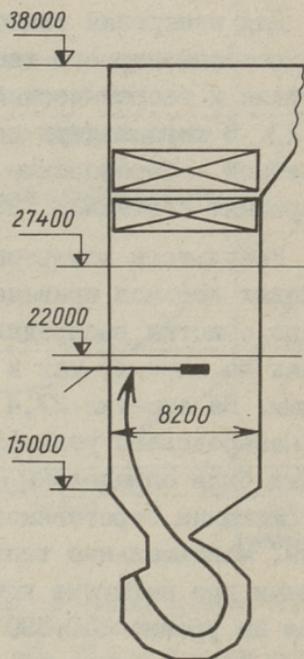
Man schlägt eine Methodik der Berechnung mittlerer Korrosionstiefe und anderer Größen auf der Grundlage der erhaltenen Angaben vor.

А.П. Пообус, А.Э. Сийрде, Т.Б. Тийкма

ЛОКАЛЬНАЯ ТЕПЛОВАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕКОНСТРУИРОВАННОЙ
ТОПКИ ПАРОВОГО КОТЛА П-49

Одной из основных проблем, возникающей при использовании канско-ачинских углей в качестве энергетического топлива, является интенсивное загрязнение поверхностей нагрева котлоагрегатов. Образование и рост золовых отложений на экранных поверхностях нагрева приводит к значительному падению надежности работы котлоагрегатов и не позволяет эксплуатировать их при номинальных нагрузках.

Возникновение золовых (шлаковых) отложений на поверхностях нагрева является сложным процессом, зависящим от химического состава золы топлива, способа сжигания, а также от способа и частоты очистки поверхностей нагрева. Названные факторы также определяют, с какими теплофизическими и радиационными характеристиками золовые отложения возникают, следовательно, они определяют также тепловую эффективность исследуемых поверхностей нагрева. На радиационные свойства поверхности, естественно, влияет также ее структура и состояние, которые, в свою очередь, являются функцией от аэродинамики топki и температурного режима формирования твердой фазы золовых отложений.



Фиг. 1. Схема топki парового котла П-49 с вихревой предтопкой ЦКТИ.

1 - аппарат ОГ.

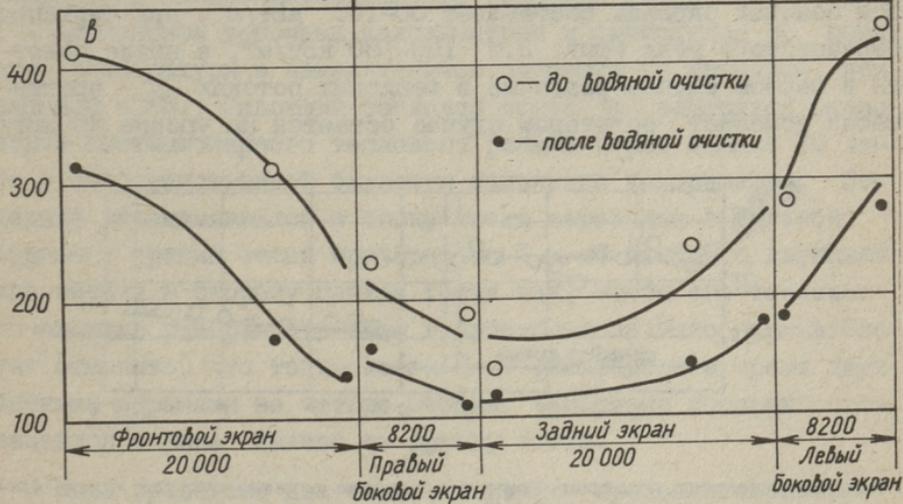
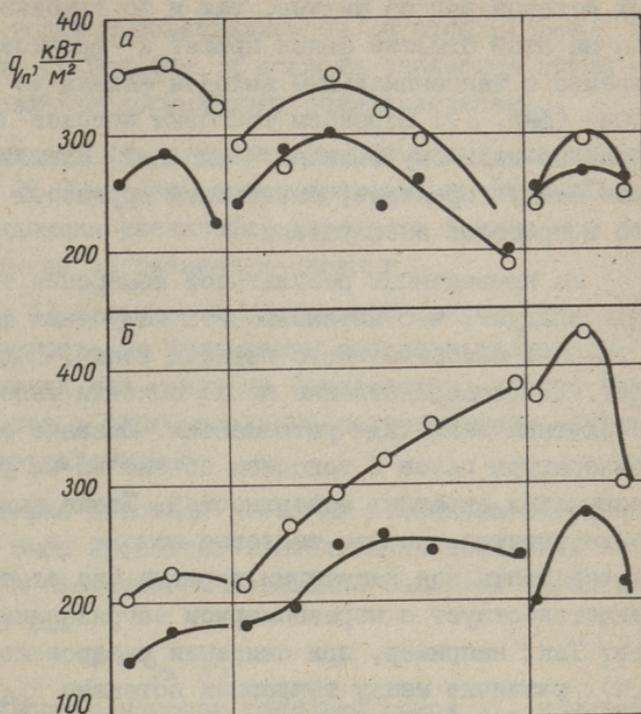
С применением высокоэффективного способа очистки поверхностей нагрева - водяной обмывки, способную полностью удалять отложения, тепловая эффективность топки циклично изменяется. В связи с пуском реконструированной ЦКТИ топкой котла П-49 Назаровской ГРЭС (см. схему на фиг. 1), оборудованного с глубоководными аппаратами очистки ОГ для водяной обмывки топочных экранов, естественно, появляется интерес к изменению тепловой эффективности и особенностей загрязнения поверхностей нагрева при сжигании как назаровских, так и березовских углей.

В целях получения некоторой информации о тепловой работе и характере возникновения отложений проведено 3 серии опытов по измерению падающих тепловых потоков q_n в топке котла П-49 (станц. № 7.Б) на уровнях 22,0 и 27,4 м до и после водяной обмывки, а также опыты по определению динамики локальной тепловой эффективности ψ в межобмывочный период.

Для измерения теплового потока q_n использовался радиометр нестационарного теплового режима, конструкция, принцип действия и теоретический анализ работы которого изложены в [1, 2]. В первых двух сериях опытов сжигались назаровские, а в третьей - березовские бурые угли. Нагрузка котла при этих измерениях составила 195-225 кг/с.

Результаты измерения падающих на экранные поверхности тепловых потоков приведены на фиг. 2 и 3. Из фиг. 2 видно, что до очистки распределение интенсивности излучения факела как по ширине, так и по глубине топки является неравномерным. На отметке 27,4 (под защитными ширмами) при сжигании назаровского угля (фиг. 2,а) наиболее высокие тепловые потоки были определены в правой боковой части топки, а при сжигании березовского угля (фиг. 2,б) - в левой части топки. Максимальные тепловые потоки q_n под защитными ширмами при нагрузке котла 225 кг/с до обмывки топки находятся на уровне 350-390 кВт/м².

На отметке 22,0 м наиболее высокие тепловые потоки q_n при сжигании назаровского угля наблюдались во фронте котла. Так, например, на задних участках боковых экранов падающие потоки составляют всего лишь 55-65 % от потоков, падающих на фронтальные участки боковых экранов.

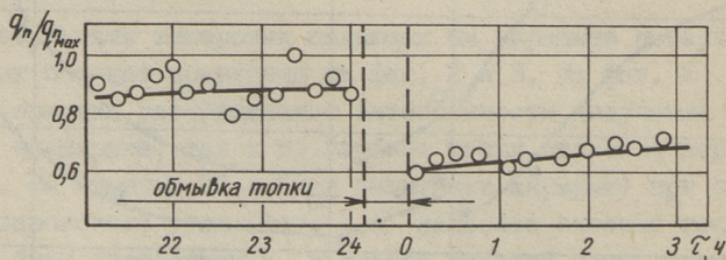


Фиг. 2. Характерные падающие тепловые потоки по ширине экранов топки котла П-49 до и после водяной очистки при нагрузке котла 225 кг/с, а - при сжигании назаровского угля, отм. 27,4 м; б - при сжигании березовского угля, отм. 27,4 м; в - то же, отм. 22,0 м.

На фиг. 2, в показаны характерные падающие потоки по всему периметру топки на отметке 22,0 м при сжигании березовского угля. При этом наблюдаются сильные перекосы падаю-

ших потоков как по ширине, так и по глубине топки. Видно, что на этой отметке факел прижат к фронтальному экрану, что связано с тангенциальным выходом факела из вихревой предтопки (фиг. 1). Перекосы тепловых потоков q_n по ширине топки по-видимому вызваны сложной схемой распределения пыли между горелками, вызывающей трудности регулирования его в процессе эксплуатации.

Из приведенных результатов измерения тепловых потоков q_n следует, что интенсивность излучения факела изменяется в течение межобмывочного периода топки. Падающие потоки (фиг. 2) непосредственно после очистки топочных экранов по абсолютным значениям уменьшаются. Вызвано это снижением температуры газов в топочном объеме из-за увеличения тепло-восприятия экранных поверхностей. Также выясняется, что после очистки экранов тепловые потоки q_n выравниваются по ширине топки под защитными ширмами (на отметке 27,4). Это свидетельствует о неравномерном загрязнении топочных экранов. Так, например, при сжигании назаровского угля (фиг. 2,а) различие между тепловыми потоками q_n на правом и левом боковых экранах составляет 80–100 кВт/м², при сжигании березовского угля (фиг. 2,б) 160–180 кВт/м², а после очистки в первом случае различие в тепловых потоках q_n практически исчезает, во втором случае остается на уровне 80 кВт/м².



Фиг. 3. Изменение падающего теплового потока в цикле очистки топки (фронтальной экран, отм. 22,0 м).

Следовательно, несмотря на неодинаковое загрязнение топочных экранов, глубоководвижные аппараты водяной обмывки очищают боковые экраны от золовых отложений достаточно равномерно.

На фиг. 3 представлены результаты измерения тепловых потоков q_n в зависимости от времени в течение цикла очист-

ки топки. Очистка топки производилась за 24 часа (1 раз в сутки). Отсчет времени ведется с момента окончания цикла очистки и восстановления нормального режима горения.

Из фиг. 3 следует, что в цикле обмывки топки падающие потоки на отметке 22,0 м уменьшаются примерно на 30 %. Также наблюдается тенденция увеличения теплового потока $q_{п}$ во времени, обусловленная загрязнением экранов.

В работах [3, 4] показано существенное влияние температуры поверхности нагрева на химический состав и радиационные свойства отложений при сжигании березовского угля с газовой сушкой в топке с тангенциальным расположением горелок и с сухим шлакоудалением.

С целью проверки действия этого же механизма загрязнения на котле П-49 были проведены исследования локальной тепловой эффективности последнего. Локальная тепловая эффективность определялась как

$$\psi = q_{в} / q_{п} \quad (I)$$

Воспринятый поверхностью нагрева тепловой поток $q_{в}$ измерялся 4-элементным топочным калориметром и вычислялся по перепаду температуры в измерительном элементе по методике, приведенной в [5]. Падающий тепловой поток $q_{п}$ измерялся радиометром нестационарного теплового режима через каждые 20 минут в непосредственной близости топочного калориметра. Последний устанавливался в топку котла через люк с тыльной стороны в третий отсек примерно на 1 м от третьего двухцветного экрана в сторону центра топки так, чтобы его тепловоспринимающая поверхность была в плоскости заднего экрана. Следует отметить, что топка котла П-49 распределена тремя двухцветными экранами на четыре отсека, нумерация которых производится справа налево по фронту котла.

Было проведено два опыта, первый продолжительностью 16 часов был начат сразу после водяной очистки топки, второй 8-часовой был закончен до водяной очистки топки.

Результаты этих опытов приведены на фиг. 4, а и 4, б соответственно. Значения тепловой эффективности ψ , рассчитанные по формуле (I), из опытных данных по всем четырем элементам с разной температурой поверхности разместились в заштрихованной области на фиг. 4. Перед опытом рабочая поверхность топочного калориметра была оксидирована. В обеих

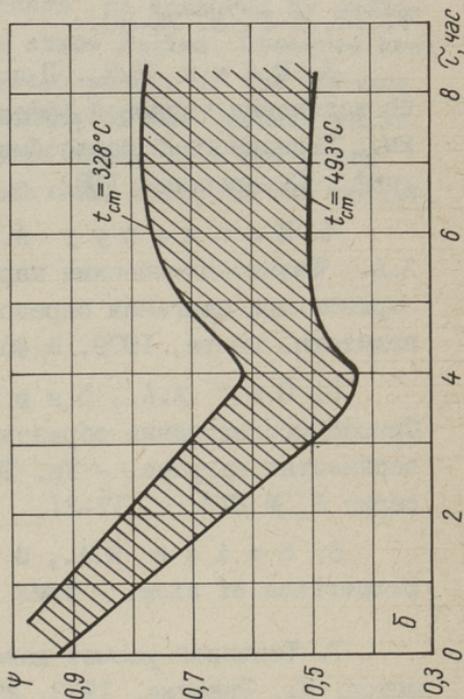
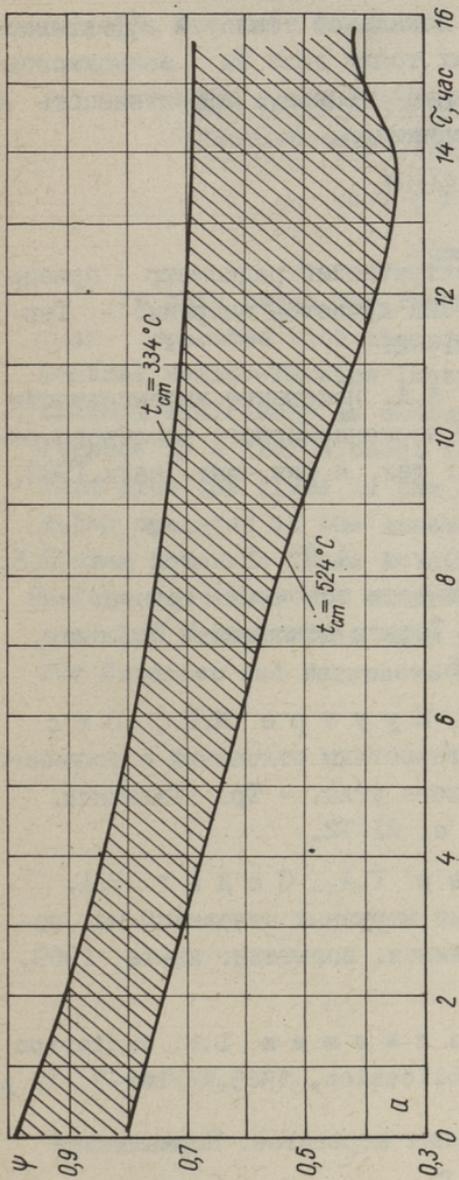
случаях после опыта тепловоспринимающая поверхность прибора была покрыта шлаковыми отложениями, попавшими, по-видимому, в виде капель жидкого шлака, выносимых потоком газов из предтопки на поверхность калориметра.

Предыдущие кратковременные опыты с топочным калориметром на этой же отметке 22,0 м показали, что в начале опыта его рабочая поверхность покрывается тонким налетом пылевидных золowych отложений, на который выпадают шлаковые частицы в жидком состоянии. Через некоторое время вследствие роста температуры загрязненной поверхности количество шлаковых частиц постепенно увеличивается и наконец они покрывают полностью рабочую поверхность калориметра.

При образовании тонких пылевидных золowych отложений на окисленной металлической поверхности топочного калориметра тепловая эффективность постепенно снижается из-за понижения степени черноты, которая для первоначальных отложений ниже, чем для окисленной стали [3]. С другой стороны, при образовании шлаковых отложений тепловая эффективность ψ увеличивается из-за более высокой степени черноты шлаковых частиц по сравнению с пылевидными отложениями [6].

К вышеизложенному следует добавить, что увеличение толщины золowych отложений приводит к снижению тепловой эффективности ψ за счет увеличения термического сопротивления отложений. Полученный при опытах характер зависимости тепловой эффективности ψ от времени (фиг. 4) объясняется на основе воздействия всех трех вышеназванных процессов: первоначальное понижение тепловой эффективности ψ вызвано образованием тонкого налета с малой степенью черноты, далее, с увеличением термического сопротивления отложений, а последующее повышение тепловой эффективности ψ связано с образованием шлакового покрытия на поверхности.

Результаты определения тепловой эффективности ψ на фиг. 4 также показывают влияние температуры поверхности и величины падающего потока на характер изменения ψ . При увеличении тепловой нагрузки от 165 кВт/м² до 195 кВт/м² время стабилизации тепловой эффективности ψ снижается от 13 до 4 часа. При температурах стенки выше 420 °С тепловая эффективность ψ остается на уровне 0,4-0,55.



Фиг. 4. Изменение локального коэффициента тепловой эффективности ψ во времени по точечному калориметру в толке котла П-49 при сжигании березовского угля (задний экран отг. 22,0 м).
 а - $q_{\text{ср}} = 165 \text{ кВт/м}^2$;
 б - $q_{\text{ср}} = 195 \text{ кВт/м}^2$.

Для обсуждения эффективности работы всех поверхностей нагрева котла П-49 в условиях водяной очистки, необходимо провести исследования на всех отметках по всему периметру топки.

Одновременное измерение локальной тепловой эффективности во всех характерных точках топки дало бы возможность связывать физическую (измеренную) тепловую эффективность с рекомендуемыми в [7] ее значениями.

Л и т е р а т у р а

1. В н у к о в А.К. Электрический радиометр - прибор для определения теплового потока лучистой энергии. - Теплоэнергетика, 1958, № 8, с. 91-92.

2. Э п и к И.П., О т с А.А. Измерение интенсивности излучения факела радиометрами нестационарного теплового режима. - Известия АН ЭССР, сер. тех. и физ.-мат. наук, 1963, т. 12, № 1, с. 75-80.

3. М и к к И.Р., П о о б у с А.П., Т и й к м а Т.Б. Исследование тепловой эффективности топочных экранов. - В кн.: Радиационный теплообмен. Тезисы докладов У Всесоюзн. конф., Ставрополь, 1982, с. 86.

4. М а х л а п у у А.Я., Н у у т р е М.П., О т с А.А. Физико-химические характеристики отложений с топочных экранов при сжигании березовского угля. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1979, № 466, с. 61-72.

5. О т с А.А., П и р к е р Т.А., С е л ь г В.А. Способ исследования образования наружных отложений на поверхностях нагрева. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1969, серия А, № 277, с. 17-31.

6. S m i t h R.A., G l i c k s m a n L.R. Radiation properties of slag. - ASME Publication, 1969, WA/PWR-7, 12 p.

7. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. М., Энергия, 1973. 296 с.

A. Poobus, A. Siirde,
T. Tiikma

The Local Thermal Efficiency of the
Reconstructed Furnace of the Steam
Boiler П-49

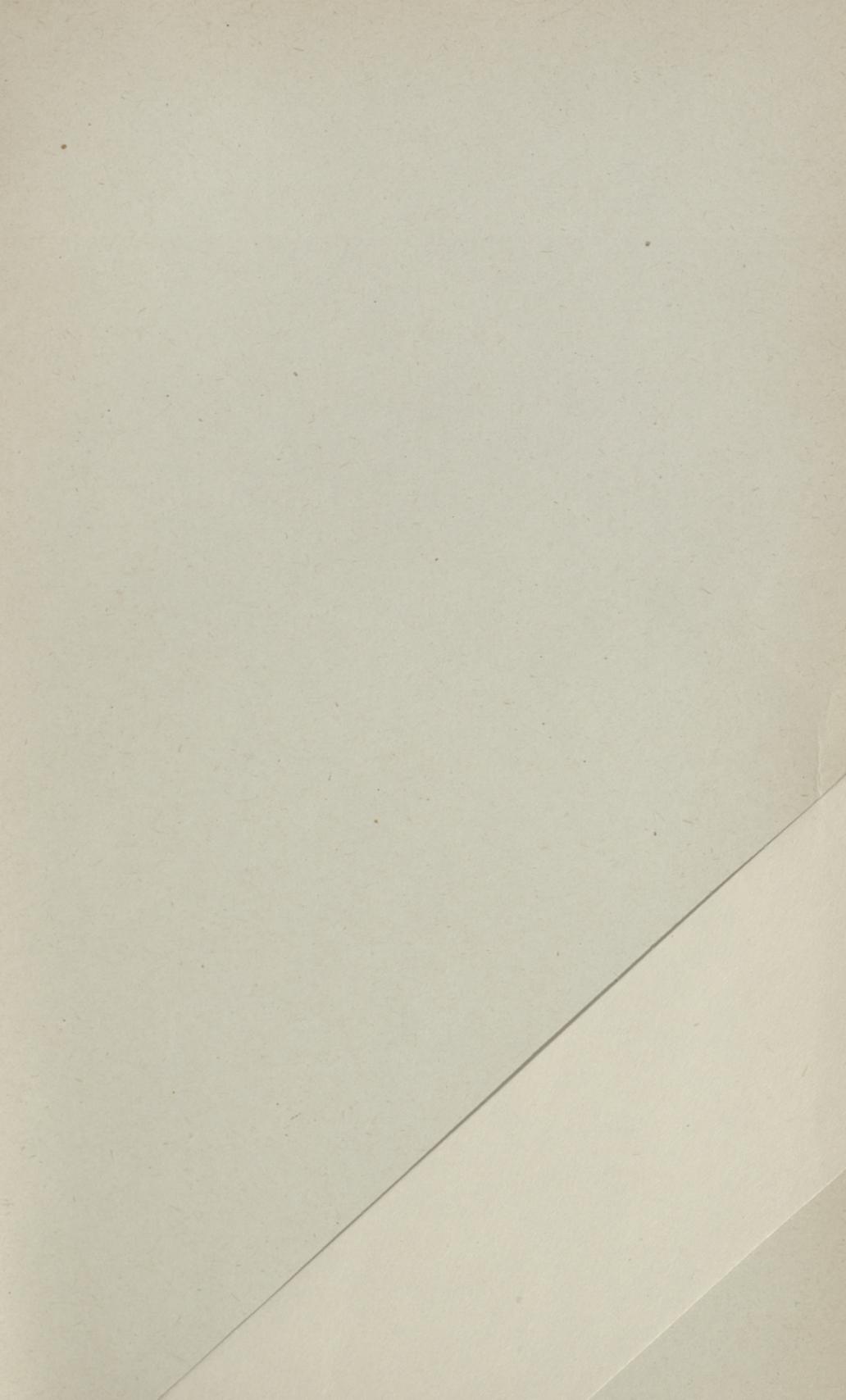
Summary

Π-49 In this paper the results of testing of the boiler operated with the prefurnace reconstructed by the Central Boiler-Turbine Institute are presented. The local thermal efficiency is measured at the backscreen of the furnace by a four-element furnace calorimeter. The heat flux from the flame in the furnace is measured by radiometer operated at the unsteady state regime. Measured heat fluxes from the flame at different points of the furnace before and after the water-cleaning of the furnace walls are also presented in this paper. These data are given for Nazarovo and Beryozovo brown coal burnt in the boiler.

С о д е р ж а н и е

1. Отс А.А., Арро Х.Х., Таллермо Х.Й., Сууркууск Т.Н. Основные принципы проектирования котлов, работающих на эстонских сланцах.....	3
2. Эпик И.П., Ыспуу Л.М., Рейнсалу Э.Я. Изменение запасов твердых топлив и варианты законченных циклов выработки запасов сланцев.....	25
3. Ыспуу Л.М., Раюр К.Э., Ситс Х.И. Теплота сгорания энергетического сланца по отдельным поставщикам за 1968-1981 годы.....	45
4. Куль А.М., Сийрде А.Э. Исследование струи воды, вытекающей из насадки вращающейся головки обмывочного аппарата.....	59
5. Таллермо Х.И., Сууркууск Т.Н., Пелла В.Э. Исследование состояния мембранных экранов в полупромышленных условиях при их водяной очистке	71
6. Отс А.А., Лайд Я.П., Суйк Х.Х. Исследование коррозионной стойкости хромированных труб в промышленных условиях.....	81
7. Лайд Я.П., Суйк Х.Х. Расчет интенсивности коррозии труб поверхностей нагрева мазутных котлов.....	95
8. Ансон Г.П., Прикк А.В. Определение профиля коррозионных повреждений котельных сталей.....	109
9. Пообус А.П., Сийрде А.Э., Тийкма Т.Б. Локальная тепловая эффективность реконструированной топки парового котла П-49.....	121





руб. 1.05