

TALLINN

TALLINNA
POLÜTEHNILISE INSTITUUDI
TOIMETISED

458

ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО
ИНСТИТУТА

ТРИ
'78

ИССЛЕДОВАНИЕ
РАБОТЫ
ПАРОГЕНЕРАТОРОВ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ



Теплоэнергетика ХУШ

Er.6.7

458

**ТРИ
'78**

TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

УДК 621

●
ИССЛЕДОВАНИЕ
РАБОТЫ
ПАРОГЕНЕРАТОРОВ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Теплоэнергетика ХУШ

Таллин 1978

ТАЛЛИНСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
Труды ТПИ № 458

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ
Теплоэнергетика. Сборник статей ХУШ
Редактор И. Микк. Техн. редактор В. Ранник
Сборник утвержден коллегией Трудов ТПИ 30. 08. 1978.

Подписано к печати 8 дек. 1978 г. Бумага 60x90/16
Печ. л. 8,5+0,5 приложение. Уч.-изд. л. 7,2
Тираж 300. МВ-10321
Ротапринт ТПИ, Таллин, ул. Коскла, 2/9. Зак. № 989
Ц е н а руб. 1.10.

© ТПИ, Таллин, 1978



УДК 662.67:536.002.2+622.33.337+62I.3II.22

И.П.Эпик, Л.М.Ытспу, Х.И.Ситс

О ПРИЧИНАХ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЛАНЦА

Энергетическое использование прибалтийских горючих сланцев возросло на электростанциях Эстонглавэнерго от 2,5 млн.т в 1960 году до 25,0 млн.т в 1976 году. Кроме этого, около одного млн.т сланцев в год сжигают на ТЭЦ СПК "Сланцы" и около половины млн.т на цементном заводе "Пунане Кунда". Доля энергетического потребления сланцев Прибалтийского бассейна за последние 15 лет возросла многократно и составила 70-71% в 1975 году, рис. 1.

Интенсивный рост добычи сланца обуславливал большие изменения в технике, технологии и экономических показателях добычи сланцев на шахтах и разрезах, рис. 2. Осуществление перехода от обработки спаренными лавами к камерной системе разработок снижает эксплуатационные потери горючего сланца при добыче с 48,7 до 34,1% балансовых запасов. Применение открытого способа добычи снижает потери до 32,7% [1]. Эти изменения в технике и технологии добычи влияли и влияют на качество выпускаемого энергетического сланца. Среднегодовая теплота сгорания Q_n^p сланца, поступившего на электростанции Эстонглавэнерго, снизилась с 10,7 МДж/кг в 1960 году до 8,76 МДж/кг в 1975 году, рис. 3. Проектная теплота сгорания топлива для Прибалтийской ГРЭС предусмотрена $Q_n^p = 9,21$ МДж/кг (2200 ккал/кг), чему соответствует $Q_8^c \approx 11,7$ МДж/кг (2800 ккал/кг) и для Эстонской ГРЭС соответственно $Q_n^p = 8,37$ МДж/кг (2000 ккал/кг) и $Q_8^c \approx 10,9$ МДж/кг (2600 ккал/кг). Названные электростанции сжигают основное количество энергетического сланца примерно в равных количествах, около 10 млн.т в год каждая.

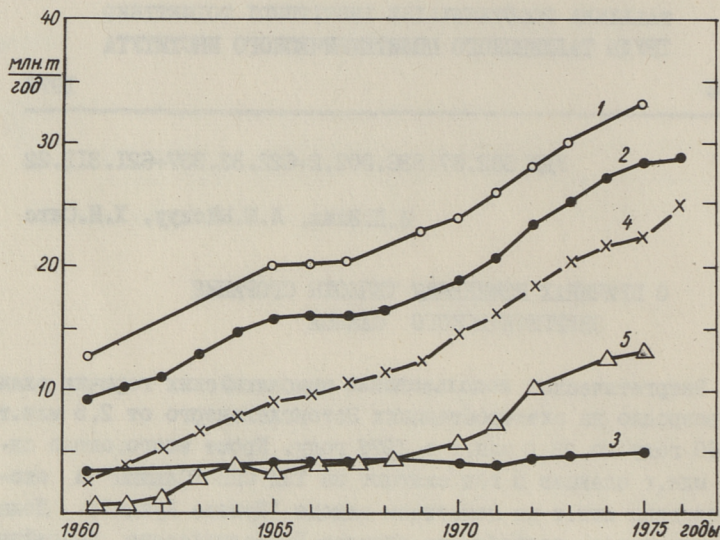


Рис. 1. Данные добычи сланца в Прибалтийском бассейне и их потребление в 1960–1976 годы.

- 1 - добыча в Прибалтийском бассейне;
- 2 - добыча по Эстонскому месторождению;
- 3 - добыча по Ленинградскому месторождению;
- 4 - истрасходовано электростанциями Эстонглавэнерго;
- 5 - открытая добыча в Прибалтийском бассейне.

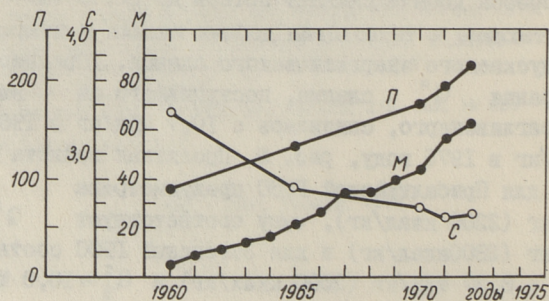


Рис. 2. Показатели добычи сланца на Эстонском месторождении [1].

- П - производительность труда рабочего, т в месяц;
- С - производственная себестоимость 1 т сланца в рублях;
- М - доля механизированной добычи на шахтах, %.

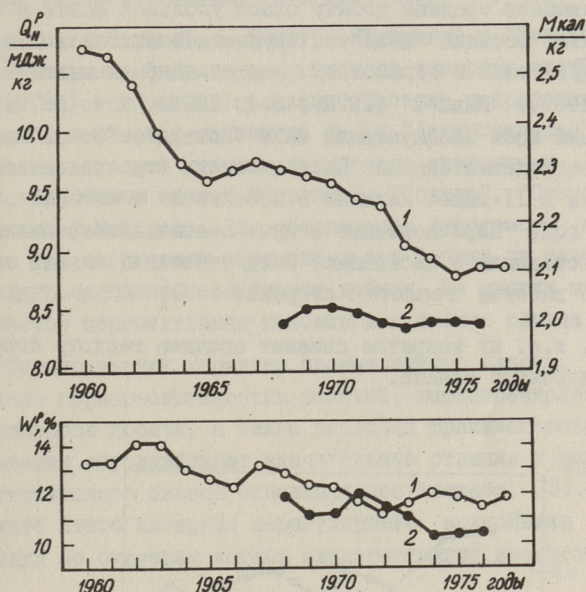


Рис. 3. Среднегодовые данные качества сланца на электростанциях Эстонглавэнерго (1) и энергетического сланца, поступающего из Ленинградской области (2).

По среднегодовым данным качества сланца на электростанциях Эстонглавэнерго за 1960–1975 годы возросла зольность энергетического сланца с 41,2 до 44,5%, содержание углекислого газа карбонатов с 13,7 до 17,3% и уменьшилась влажность примерно на 1,5–2% (см. рис. 3). В минеральной части сланца все в большей степени преобладает карбонатная часть, что подтверждается уменьшением отношения Т/К за 15 лет от 0,72 до 0,54, рис. 4. Увеличение доли открытой добычи сланца приведет к увеличению относительной доли карбонатов в минеральной части энергетических сланцев, так как в сланце открытой добычи отношение Т/К ниже, чем в среднем в энергетическом топливе, см. графики 1 и 2 на рис. 4.

На Эстонском месторождении сланец добывают в 7 шахтах и 4 разрезах, на Ленинградской месторождении в 3 шахтах. Средняя мощность сланцевой шахты более чем в 2,5

раза превышает среднюю добычу одной угольной шахты в СССР [1] и шахта "Эстония" является крупнейшей шахтой в Советском Союзе [2]. В связи с отработкой запасов закрыли шахты "Кукрузе" (1967), "Кява-2" (1972), № 2 (1973), № 4 (1975), а остаточный срок эксплуатации шахт "Кохтла", "Сомпа" и "Кививийли" непродолжительный. Предусмотрено строительство новой шахты № II южнее Кививийли с проектной мощностью 5,0 млн.т в год. Перечисленные старые маломеханизированные шахты поставляли и поставляют энергетический сланец сравнительно высокой теплоты сгорания: $Q_5^c = 13,2-11,9 \frac{\text{МДж}}{\text{кг}}$ см. [3], т.е. их закрытие снижает среднюю теплоту сгорания энергетического сланца.

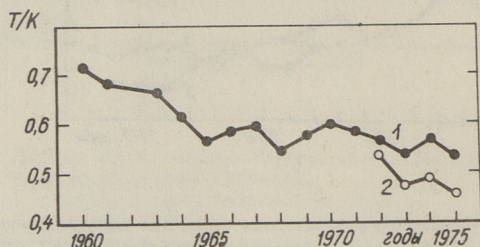


Рис. 4. Динамика среднегодовых значений отношения песчано-глинистой (терригенной) Т и карбонатной К частей в энергетическом сланце за 1960-1975 годы.
1 - на электростанциях Эстонглавэнерго;
2 - в сланце открытой добычи на Эстонской ГРЭС.

Начиная с 1980-81 года в Прибалтийском бассейне увеличивается удельный вес добычи на Ленинградском месторождении с 16,7 до 23% в 1990 году [4]. На Ленинградском месторождении предусмотрено закрытие шахты № 3, реконструкция шахты им. С.М.Кирова и расширение добычи в шахте "Ленинградская" до 5,3 млн.т в год. Шахты Ленинградского месторождения, находящиеся на участках с плохими горногеологическими параметрами, поставляют на Прибалтийскую ГРЭС сланец наиболее низкого качества с Q_5^c около 10,4 МДж/кг [3]. Следовательно, расширение добычи на Ленинградском месторождении приведет к дальнейшему уменьшению

средней теплоты сгорания энергетического сланца.

В шахтах "Ахте", "Виру", "Таммику" и "Эстония", с обогатительными фабриками, применяют камерную систему разработки со столбчатыми целиками. Система разработки камер-лавы применяется на шахтах № 3 и "Ленинградская". Выемка сланца системой длинных столбов со спаренными лавами осуществляется в шахтах "Кивинли", "Кохтла", "Сомпа" и в шахте им. С.М.Кирова. Для обеспечения требуемого качества сланца при отсутствии обогатительных фабрик на разрезах применяют частично-селективную добычу. На многих шахтах внедряется перспективная комбайновая выемка сланца.

Специфический характер промышленного пласта, рис. 5, различные горногеологические условия, вышеперечисленное обилие способов добычи, а также различия фракционирования и обогащения обуславливают значительные отличия в качестве энергетического сланца отдельных поставщиков, [3]. В результате этого интервал нерегулярного колебания теплоты сгорания по бункерам котлов электростанций достигает 41%.

Основные горно-технологические причины снижения теплоты сгорания энергетического сланца следующие.

1. Включение в добычу слоя F при переходе от системы разработки спаренными лавами к камерной системе разработки в шахтах и при разработке в разрезах. Чистый сланец слоя F имеет более низкую теплоту сгорания, чем чистый сланец остального комплекса слоев А-Е.

2. Постепенное увеличение доли добычи из тех шахт, на которых средневзвешенная Q_8^c чистого сланца по пласту ниже, чем в начальный период эксплуатации месторождения.

3. Увеличение в энергетическом сланце доли необогащенной добычи разрезов, из-за отсутствия на разрезах обогатительных фабрик.

4. Внедрение разрушения пласта резанием (угольными комбайнами), приводящее к значительному увеличению выхода класса 0...25 мм, который содержит известняк в большей степени, чем при буровзрывной отбойке.

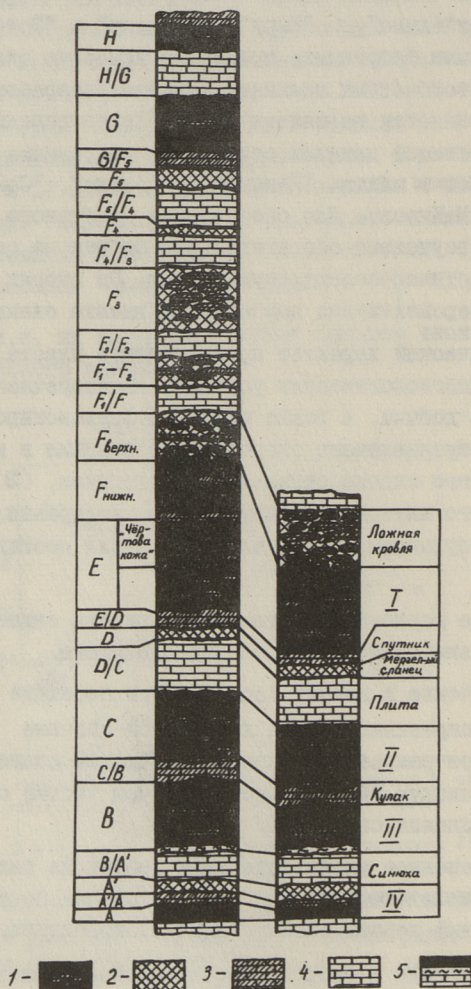


Рис. 5. Обозначение соответствующих слоев на Эстонском (слева) и Ленинградском (справа) месторождениях.

1 - горючий сланец с включениями известняка;
 2 - мергелистый горючий сланец с низкой теплотой сгорания;
 3 - известняк со значительной примесью органического вещества;
 4 - известняк;
 5 - глина.

Проанализируем эти причины подробнее. Чистый сланец (избавленный от включений известняка мощностью более 10–15 мм) слоя F имеет теплоту сгорания $Q_8^c = 11,3 - 11,8$ МДж/кг. Q_8^c чистого сланца комплекса слоев А–Е на шахтах "Кохтла", "Сомпа", "Виру", "Таммику", "Ахтме" около 16,4 МДж/кг, а на шахте "Эстония" 14,7–15,1 МДж/кг (наихудший на действующих шахтах по Эстонскому месторождению). При полной выемке слоя F следовало бы вынимать также слои F_1 / F и $F_1 + F_2$ из-за необходимости соблюдать безопасность горных работ, в результате чего Q_8^c чистого сланца в добыче снизилась бы соответственно с 16,4 до 14,0 МДж/кг или с 14,7–15,1 до 13,0–13,2 МДж/кг. Безопасность горных работ обеспечена также оставлением верхней бедной части слоя F (до 25–30 см) в недрах (дополнительные потери!) В результате этого Q_8^c чистого сланца в добыче составит на вышеупомянутых предприятиях соответственно 15,3–15,7 и 14,2–14,7 МДж/кг.

В качестве энергетического сланца шахты реализуют не чистый, а забалластированный известняком сланец класса 0–25 мм и только при недостатке энергетического сланца также в небольших количествах более крупные классы, пригодные для обогащения. Выемка слоя F существенно влияет на качество класса 0–25 мм. Например, при выемке слоев А–Е на шахте "Сомпа" Q_8^c класса 0–25 мм составила 13,8–14,3 МДж/кг, при выемке же комплекса А – $F_{\text{нижн}}$ 12,2–12,5 МДж/кг, а при А – F_2 только 11,1–11,3 МДж/кг. На шахте "Эстония" Q_8^c класса 0–25 мм при выемке комплекса слоев А – $F_{\text{нижн}}$ или А – F_2 соответственно около 11,7 и 10,5 МДж/кг, в [3] за 1975 год 10,93 МДж/кг. Оправданной можно считать только потерю верхней части слоя F.

Из-за постепенного ухудшения средневзвешенной теплоты сгорания чистого сланца по разрабатываемому пласту средняя теплота сгорания товарного сланца также снижается. О том, какой оказалась бы в будущем, после нескольких десятилетий, средневзвешенная теплота сгорания товарного сланца по Эстонскому месторождению при буровзрывной отбойке, можно судить по показателям добычи на шахтах Ленинградской области, где при валовой выемке слоев III–I + ложная кровля или IV–I + ложная кровля и обогащении в тяжелых средах достигается Q_8^c рядовой

добычи соответственно II,7 и II,3 МДж/кг. В том числе Q_8^c не подвергаемого обогащению класса 0–25 мм составляет 10,9 и 10,5 МДж/кг. В 1975 году среднегодовая теплота сгорания Q_8^c сланца Ленинградского месторождения, поставляемого на Прибалтийскую ГРЭС, была 10,4 МДж/кг, см. также графики 2 на фиг. 3.

Целесообразность обогащения энергетического сланца класса 0–25 (30) мм при шахтах сомнительная, поскольку дешевые способы обогащения (пневматические) сопровождаются значительными потерями органической массы. Технология мокрого обогащения на осуществляющих обогатительных фабриках не позволяет обрабатывать класс 0–25 мм. Обогащение в пылеприготовительных системах электростанций связано с большими затратами, потерями и не до конца исследовано.

За последние годы больше всего на качество энергетического сланца повлияло увеличение доли реализуемой необогащенной добычи в нем. Основными поставщиками необогащенной добычи крупного класса являются разрезы. Тем самым не только резко снизилась средняя теплота сгорания, увеличился еще средний размер кусков энергетического сланца, так как разрезы реализуют в качестве энергетического сланца класс 0 – 300 мм. С целью повышения Q_8^c энергетического сланца на разрезах вместо более производительной валовой выемки пласта применяется сложная частично-селективная выемка, т.е. в отвал пустой породы удаляют слои E/D, D и D/C и не извлекаются самые нижние маломощные слои A, A' и B/A'. Несмотря на это, Q_8^c товарного сланца разрезов низка, около 10,9 МДж/кг, см. также [3]. В последние годы на разрезах "Вийвиконд" и "Сиргала" внедряется селективная выемка пачки A-A', но для этого не хватает мощных рыхлителей.

При селективной выемке колебание качества добычи значительно, организация работ сложна и потери органической массы доходят до 20–25% (на разрезах "Сиргала" и "Нарва"). Наиболее целесообразной технологией добычи на открытых работах является валовая выемка пласта. Если реализовать горную массу валовой выемки без обогащения, то ее Q_8^c равна только 8,0–8,4 МДж/кг. При наличии обогатительных фабрик технически возможно довести Q_8^c рядового товарного сланца до 12,6 МДж/кг и даже выше этого. Однако оптимальное значе-

ние Q_{ξ}^c добычи разрезов не установлено. Повышенный износ оборудования электростанций обусловлен большим содержанием минерального балласта в сланце и специфическими свойствами агрессивной сланцевой золы. В результате этого трудоемкость и стоимость ремонта сланцевых котлов в 2,5–3,0 раза больше, чем на угольных котлах аналогичной мощности. Учитывая возможности сокращения ремонтных и эксплуатационных расходов и расхода дефицитных сортов легированной стали на электростанциях, а также возможности усовершенствования открытой добычи сланца нужно ускорить строительство предусмотренных обогатительных фабрик на разрезах. Строительство любой новой сланцевой шахты экономически оправдано лишь после сокращения потерь сланца на разрезах, например, путем валовой выемки комплекса А–Г, а также дополнительной выемки мощными рыхлителями комплекса Г–Н, с последующим обогащением горной массы на обогатительных фабриках. При этом дополнительная добыча разреза дешевле добычи любой новой шахты.

В настоящее время на сланцевых шахтах испытывается комбайновая выемка пласта. Объем комбайновой добычи около 10% подземной добычи на Эстонском месторождении. На комбайновую выемку переводятся шахты "Виру" и "Ахтме". При комбайновой технологии добычи значительно сокращаются потери в недрах, повышаются производительность труда и концентрация выемки, улучшаются условия труда из-за ликвидации буровзрывных работ, но уменьшается теплота сгорания товарного сланца. Например, в случае перевода шахты "Эстония" с камерной системы, вынимаемым комплексом А – $F_{\text{нужн.}}$, на двухслоевую комбайновую выемку (А – С и Е – $F_{\text{нужн.}}$) общие потери органической массы сократились бы с 43–44 до 19–21%. Но одновременно с этим Q_{ξ}^c обогащенного рядового товарного сланца снизилась бы с возможной 12,8 до 10,7–10,9 МДж/кг, в том числе класса 0–25 мм с 11,7 (в настоящее время фактически ниже этого, см. [3]) до 9,85–10,1 МДж/кг. При оставлении слоев А, А' и В/А' в недрах можно в некоторой степени сохранить существующую Q_{ξ}^c товарного сланца. Здесь опять обнаруживается зависимость между величиной потерь и теплотой сгорания товарного сланца.

Запасы горючих сланцев в Прибалтийском бассейне, которые геологически достаточно изучены для их учета при пла-

нировании промышленного производства, составляют по Эстонскому месторождению 4300 млн.т балансовых запасов и 2000–2500 млн.т прогнозного выхода товарного сланца, по Ленинградскому месторождению 880 млн.т балансовых запасов. Институтом "Гипрошахт" прорабатывается максимальный вариант добычи сланца с объемом 65,4 и более млн.т в год, начиная с 1991 г. Вариант требует строительства в Эстонской ССР трех новых шахт, реконструкции шахты им. С.М.Кирова и строительства разреза "Междуречье" в Ленинградской области. При годовом потреблении 65 млн.т нынешние балансовые запасы на Эстонском месторождении израсходуются примерно к 2020 году, а фронт добычи быстро приближается к южным границам бассейна, где Q_5^c горной массы промпласта сланца на общую мощность (изолиния) составляет лишь 5,45–6,3 МДж/кг (1300–1500 ккал/кг), то есть на 2,5 МДж/кг (600 ккал/кг) ниже, чем на площадках нынешних поставщиков. Теплота сгорания Q_5^c необогащаемого мелкого сланца 0–25 мм из шахт центральной части бассейна после 2000 года, около изолинии 5,87 МДж/кг (1400 ккал/кг) при вынимаемом комплексе А–F_{верхн.} и при буровзрывной отбойке составляет 8,46 МДж/кг (2020 ккал/кг) и при комбайновой выемке комплекса А–С + Е–F_{верхн.} составляет всего лишь 6,9 МДж/кг (1650 ккал/кг), подробнее см. в [5].

Учитывая ограниченность балансовых запасов сланца кукерского горизонта, определенный интерес представляют залежи Тапаского месторождения, расположенного между населенными пунктами Вяйке–Маарья и Кехра. Пласт залегает в среднем на глубине 130 м, т.е. глубже, чем эксплуатируемый в настоящее время пласт Эстонского месторождения, но стратиграфически находится несколько выше разрабатываемого пласта. По предварительной оценке запасы Тапаского месторождения в кондициях 1965 г. (Q_5^c горной массы более 1800 ккал/кг или 7,55 МДж/кг) составляют 2900 млн.тонн. Учитывая значительную глубину залегания и структуру пласта, в этих условиях, по-видимому, комбайновая выемка пласта оказалась бы особенно эффективной. Особенностью этого месторождения является и то, что Q_5^c прослоев известняка доходит до 6,3 МДж/кг, что обуславливает весьма низкую эффективность обогащения добытого сланца вообще. Таким образом, раз-

работка Тапаского месторождения целесообразна только в том случае, когда сланец со сравнительно низкой Q_8^c (7,55 МДж/кг) находит потребление на электростанциях или сланце-перерабатывающих заводах.

О с н о в н ы е в ы в о д ы

1. Снижение теплоты сгорания энергетического сланца в Прибалтийском бассейне является естественным и продолжающимся процессом, так как происходит в результате первоочередного израсходования более качественных запасов, усовершенствования добычи (вместо селективной валовой выемки, вместо буровзрывной отбойки комбайновую технологию), сокращения потерь органики при добыче (включение слоя F в добычу) и увеличения доли необогащенной добычи разрезов. Только лишь строительством обогатительных фабрик можно оправданно замедлить дальнейшее снижение теплоты сгорания сланца.

2. Для усовершенствования открытой добычи, сокращения потерь сланца при добыче и для сокращения ремонтных и эксплуатационных расходов на электростанциях целесообразно ускорить строительство обогатительных фабрик на разрезах.

3. Учитывая продолжающееся снижение теплоты сгорания добываемого сланца необходимо составить долгосрочные динамические прогнозы по качеству товарного сланца в Прибалтийском бассейне применительно к различным технологическим вариантам и объемам добычи.

Л и т е р а т у р а

1. Кузнецов Д.Т. Горючие сланцы мира. М., "Недра", 1975, 366 с.

2. Кальвье Э.Г. Техника и технология добычи горючих сланцев. Сборник "В музее сланца". Таллин, "Валгус", 1975, с. 5-20.

3. Нйспуу Л.М., Отс А.А., Семенов А.Н., Раур К.Э. О нестабильности качества сланца на элект-

ростациях.- "Тр. Таллинск. политехи. ин-та", 1977, № 416, с. 25-34.

4. Э р м А.А., Характер, степень и область влияния основных факторов на трудоемкость процессов при подземной добыче сланца в Прибалтийском бассейне. Вопросы совершенствования технологии и комплексной механизации на сланцевых шахтах и разрезах (тезисы). Коктла-Ярве, 1973, с. 80-83.

5. С и т с Х.И. Прогноз теплоты сгорания мелкого сланца в добыче шахт Прибалтийского бассейна. Информ. серия I "Горючие сланцы", 1976, № I, с. 1-8.

6. Формации горючих сланцев. (Методы изучения и генетическая классификация). Коллектив авторов. Под редакцией С.С.Баукова и В.А.Котлукова. Таллин, "Валгус", 1973, 160 с.

I. Öpik, L. Öispuu, H. Sits

Über die Gründe der Heizwertveränderlichkeit des
Kraftwerkbrennschiefers

Zusammenfassung

In diesem Artikel werden die Kennwerte der Gewinnung und Kraftwerknutzung des Brennschiefers aus dem Baltischen Bassin in den Jahren 1960-75 dargelegt. Das intensive Gewinnungswachstum des Brennschiefers bewirkte große Veränderungen in der Gewinnungstechnologie, die Ökonomiekennwerte der Gewinnung und ebenso einen Qualitätsrückgang des hergestellten Kraftwerkbrennschiefers. Dabei wurden die Hauptgründe der Qualitätsverminderung des realisierten Brennschiefers dargelegt.

УДК 662.642:662.6.54

Э.Г.Хертер, А.А.Отс, М.П.Нуутре

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЫЛИ ЛЕЙПЦИГСКОГО БУРОГО УГЛЯ

На лейпцигском буром угле ГДР работают энергоблоки мощностью 210 МВт на электростанции "Тирбах". Эксплуатационная практика парогенераторов паропроизводительностью 660 т/ч показывает сильное загрязнение их поверхностей нагрева сульфатосвязанными золовыми отложениями, что часто вызывает ограничения мощности энергоблоков. Характер загрязнения поверхностей нагрева парогенераторов отложениями золы во многом определен свойствами сжигаемого топлива. При этом особенно важную роль играет физико-химическая характеристика минеральной части топлива.

В настоящей работе приведены некоторые характеристики пыли лейпцигского бурого угля. Особое внимание уделено вопросам перераспределения отдельных компонентов минеральной части топлива между размерными фракциями пыли. Приводятся закономерности изменения составных частей топлива в зависимости от размеров частиц пыли, а также характер распределения отдельных химических компонентов в зависимости от зольности пробы.

Лейпцигский бурый уголь характеризуют следующие данные: влажность рабочей массы $W^p = 50-60\%$, зольность на сухую массу $A^c = 15-25\%$ и низшая теплота сгорания рабочей массы $Q_n^p = 9,2-9,6$ МДж/кг (2200-2300 ккал-кг). Органическую часть угля характеризует следующий состав: углерода - 72,2%, водорода - 6,0%, кислорода - 17,5%, азота - 1,3% и серы - 3,0%. Выход летучих веществ на горючую массу $V_n^2 = 60\%$.

Приводимые ниже исследования проводились с пробой топлива, которая была получена из бункера сырого угля электростанции "Тирбах". Характеристика пробы угля приведена в таблице I.

Рассматриваемая проба топлива характеризуется зольностью на сухую массу $A^c = 20,61\%$ и общим количеством серы $S_{об}^c = 4,17\%$. Соотношение количества общей серы к исправленной зольности топлива $S_{об}^c / A_{исп}^c = 0,24$ (здесь $A_{исп}^c$ обозначает исправленную зольность на сухую массу топлива¹). Таким образом, лейпцигский бурый уголь можно характеризовать как топливо со средней зольностью и высоким содержанием серы.

Одной особенностью лейпцигского бурого угля является то, что сера в нем преимущественно представлена в виде органической серы, доля которой от общего количества серы в топливе составляет выше 70%. Колчеданной и сульфатной серы мало – соответственно 13 и 16% от общего количества серы в топливе.

Основными компонентами золы лейпцигского бурого угля являются окись кремния SiO_2 (52,2% на бессерную массу золы), окись кальция CaO (22,9%) и окись алюминия Al_2O_3 (12,0%). Кроме этих компонентов зола содержит еще окись железа Fe_2O_3 (7,4%) и окись магния MgO (3,2%). Щелочных металлов мало – общее количество окислов на бессерную массу равно 2,3%. Калия примерно в 2 раза больше натрия.

Обращает на себя внимание большое количество серы в лабораторной золе топлива (23,5% при пересчете на SO_3), причем она, главным образом, находится в виде сульфатной серы. Такое большое количество сульфатной серы указывает на высокую способность к сульфатизации компонентов лабораторной золы лейпцигского бурого угля. Об этом свидетельствует также высокая степень её сульфатизации, которая для средней пробы равна $K_{SO_3} = 0,72$. При этом степень сульфатизации золы как показатель соотношения действительного количества сульфатной серы в пробе к теоретически возможному количеству сульфатной серы была рассчитана по формуле [1]:

$$K_{SO_3} = \frac{SO_3}{1,428CaO + 1,986MgO + 1,292Na_2O + 0,850K_2O} \quad (1)$$

¹ См. наст. сб., с. 27

Если предположить, что вся находящаяся в топливе сера перешла бы в золу в виде сульфатной серы, то степень сульфатизации лабораторной золы оказалась бы выше единицы. Это указывает на то, что в золе лейпцигского бурого угля способных к сульфатизации компонентов меньше, чем соответствующее им стехиометрическое количество серы в топливе. Таким образом, можно предполагать, что при сжигании этого вида топлива в топках парогенераторов определенное количество горючей серы должно переходить в продукты сгорания в газообразном виде.

Максимальное количество сульфатной серы, необходимое для полной сульфатизации бессерной золы в соответствии с формулой (I) и данными таблицы I, равно

$$\begin{aligned}
 SO_{3, \max} &= 1,428 \text{ CaO} + 1,986 \text{ MgO} + 1,292 \text{ Na}_2\text{O} + 0,850 \text{ K}_2\text{O} = \\
 &= 1,428 \cdot 22,93 + 1,986 \cdot 3,16 + 1,292 \cdot 0,71 + 0,850 \cdot 1,54 = \\
 &= 41,29 \% .
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

Действительное количество серы в топливе на бессерную массу золы по данным таблицы I составляет $SO_{3, T} = 66,11\%$, т.е. превышает максимальное количество серы, способное переходить в сульфаты, равное $24,82\%$ или при пересчете на топливо I, 57% . Минимальное относительное количество серы, переходящее при горении лейпцигского бурого угля в продукты сгорания в газообразном виде равно $m_L = I - (SO_{3, \max} / SO_{3, T}) = I - (41,29 / 66,11) = 0,38$ (степень улетучивания общей серы). Следовательно, из золы лейпцигского бурого угля в процессе сгорания топлива способно связываться в сульфаты не больше 62% от общего количества серы в топливе. Поскольку в реальных условиях в топке, как и в процессе лабораторного озоления пробы топлива, не происходит полного связывания серы в сульфаты, то можно предполагать, что действительное значение степени улетучивания общей серы должно быть выше приведенного значения.

Средняя проба сухой массы лейпцигского бурого угля содержит I,18% карбонатной углекислоты. Если предположить условно, что она представлена в топливе в виде кар-

Характеристика отдельных фракций бурого угля Лейпцигского месторождения

Наименование	Средняя проба	Размер фракций, мм										
		10	20	30	42	50-80	80-125	125-200	200-315	315-500	500-800	800-1250
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	II	12	13
Количество фракций, %	100	1,08	7,60	8,62	4,81	8,77	9,28	12,05	12,09	16,79	10,54	8,87
Зольность сухой массы A°, %	20,61	18,55	14,75	18,24	23,03	21,01	23,25	27,80	22,75	21,08	15,72	15,94
Количество карбонатной углекислоты (CO ₂) _к , %	1,18	1,20	1,13	1,18	0,91	1,54	0,88	1,25	0,98	1,66	1,09	0,71
Количество серы: общей	4,17	4,06	4,46	4,65	5,04	4,82	4,83	4,06	3,79	3,76	3,66	3,69
в сухой массе органической	2,98	2,81	3,27	3,03	3,03	2,95	3,27	2,89	2,75	2,94	2,99	2,98
топлива, % колчеданной	0,52	0,33	0,41	0,24	0,54	0,43	0,31	0,49	0,54	0,46	0,45	0,41
сульфатной	0,67	0,92	0,78	1,38	1,47	1,44	0,25	0,68	0,50	0,36	0,22	0,30
Химический состав лаботораторной зоны (800°C), %												
SiO ₂	89,94	18,79	17,93	24,37	32,84	32,46	37,42	54,48	59,39	44,81	38,41	38,31
Fe ₂ O ₃	5,67	7,43	5,46	5,45	5,61	5,62	10,11	3,36	6,43	3,72	7,79	4,53
Al ₂ O ₃	9,20	11,00	12,04	7,07	7,67	10,03	7,61	8,93	4,70	11,14	9,85	12,65
CaO	17,54	23,56	24,64	24,53	20,38	19,61	16,88	12,87	12,10	16,88	17,88	17,83
MgO	2,43	3,99	3,89	3,84	1,79	2,35	1,81	1,83	1,54	2,06	3,26	3,04
N ₂ O	0,54	0,42	0,76	1,05	0,86	0,37	0,28	0,25	0,66	0,24	0,81	0,63
K ₂ O	1,18	2,07	2,03	2,05	2,37	2,69	1,44	0,46	0,61	0,38	1,12	0,40
SO ₃ сб	23,50	33,33	33,33	32,13	28,48	26,86	24,24	17,82	15,68	21,26	21,88	23,17
SO ₃ с	22,73	32,31	31,36	30,69	26,66	25,67	24,24	17,49	14,55	21,16	21,32	22,99
S _к	0,31	0,40	0,79	0,58	0,72	0,48	0,04	0,13	0,42	0,04	0,02	0,07
Степень сульфатизации лаботораторной зоны	K _{су3}	0,72	0,76	0,69	0,69	0,75	0,72	0,83	0,77	0,67	0,75	0,73
Химический состав лаботораторной зоны на безсульфатную массу, %	SiO ₂	52,21	28,18	26,86	35,91	45,92	44,38	49,46	66,29	69,17	56,91	48,86
	Fe ₂ O ₃	7,41	11,14	8,19	8,03	7,84	7,68	13,36	4,09	7,62	4,72	9,91
	Al ₂ O ₃	12,03	16,45	18,06	10,42	10,72	13,71	10,06	10,87	5,57	14,15	12,53
	CaO	22,93	35,34	36,96	36,12	28,50	26,81	22,38	15,66	14,33	20,80	22,11
	MgO	3,18	5,08	5,83	4,92	2,50	3,21	2,39	2,23	1,82	2,62	4,15
	N ₂ O	0,71	0,63	1,14	1,55	1,20	0,51	0,37	0,80	0,78	0,30	1,03
	K ₂ O	1,54	3,10	3,04	3,02	3,31	3,68	1,90	0,56	0,72	0,48	1,42

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----

Количество CaO , переходящее
в воду из карбонатов, % CaO_k

Некарбонатная CaO в золье, % CaO_0

Соотношение $\text{CaO}_0 / \text{CaO}$

Соотношение $\text{SiO}_2 / \text{CaO}$

Соотношение $\text{SiO}_2 / \text{CaO}_0$

9,51	12,38	14,67	12,10	7,05	12,76	6,37	6,69	6,50	12,77	11,25	7,43
13,42	20,96	22,29	24,02	21,45	14,05	16,01	8,70	7,83	8,03	10,86	15,13
0,59	0,59	0,60	0,67	0,75	0,52	0,72	0,56	0,55	0,39	0,47	0,67
2,28	0,80	0,73	0,99	1,61	1,66	2,21	4,23	4,88	2,74	2,21	2,21
3,89	1,34	1,20	1,50	2,14	3,16	3,10	7,62	8,83	7,09	4,50	3,30

боната кальция, то ее количество на сухую массу должно равняться около 2,1%. При термическом разложении карбоната кальция возникает окись кальция, которая переходит в золу. Переходящее в золу (на бессерную массу) количество окиси кальция при полном разложении карбоната кальция равно по этим данным 9,5%, что составляет примерно 41% от общего содержания окиси кальция в золе. Таким образом, не вся окись кальция в топливе лейпцигского бурого угля представлена в виде карбоната кальция. Это указывает на то, что часть окиси кальция должна быть связана с органической частью топлива в гумусовых кислотах, либо представлена в виде сложных минералов во внешней золе топлива. Часть окиси кальция, вероятно, связана также в сульфат кальция.

Большой научно-технический интерес представляют закономерности перераспределения составных компонентов по отдельным размерным фракциям пыли.

Минеральная часть (зола) топлива обычно разделяется на внутреннюю и внешнюю составляющие. Соотношением между количествами внутренней и внешней минеральных частей топлива во многом определено ее качественное перераспределение между отдельными фракциями пыли при размоле топлива. От этого соотношения зависит также закономерность распределения золы между фракциями пыли и качественная характеристика образующихся в топочном процессе летучей золы и шлака. Так, например, повышение зольности прибалтийских сланцев происходит за счет увеличения карбоната кальция во внешней минеральной составляющей в топливе и поэтому количество окиси кальция в золе увеличивается с повышением зольности топлива. Противоположно этому, окись кальция в углях Канско-Ачинского бассейна является внутренним включением (представлена главным образом в виде гумусовых кислот в органической части топлива), и повышение зольности приводит здесь к уменьшению содержания окиси кальция в золе. Такое принципиальное отличие в строении топлив в конечном итоге выражается в том, что образующаяся в топочном процессе летучая зола при сжигании сланцев обедняется, а зола канско-ачинских углей обогащается окисью кальция [2]. Такое качественное перераспределение минеральных компонентов топлива играет важную роль в объяснении механизма загрязнения поверхностей нагрева золовыми отложениями.

Для получения данных о распределении отдельных компонентов топлива по размерным фракциям отобранная проба лейпцигского бурого угля (подсушенная) была размолота в лабораторной невентилируемой мельнице. Полученная таким образом топливная пыль разделялась на ситах на 8 фракций. Фракция размером < 50 мкм была в свою очередь дополнительно на воздушно-центробежном сепараторе Бако разделена на четыре фракции. Средний размер частиц, разделенных на сепараторе Бако, оценивался под оптическим микроскопом.

На логарифмически-вероятностной сетке зерновая характеристика размолотого в лабораторной мельнице лейпцигского бурого угля в мелкой и грубой частях отклоняется от прямой линии (получено по методу наименьших квадратов). Определенные на основе прямолинейной характеристики основные характеристики пыли сведены в таблицу 2.

Т а б л и ц а 2

Характеристика пыли лейпцигского бурого угля

Наименование	Величина
Тонкость по полному остатку на сите $R_{90}, \%$	70
Показатель однородности пыли m_0	0,91
Медианный диаметр массовый $\Delta_s, \text{мкм}$	175
Медианный диаметр поверхностный $\Delta_F, \text{мкм}$	51,6
Медианный диаметр счетный $\Delta_n, \text{мкм}$	4,55
Удельная поверхность шарообразных частиц при плотности $1,0 \text{ г/см}^3$ $F_s, \text{м}^2/\text{кг}$	74
Счетное количество частиц для плотности $1,0 \text{ г/см}^3$ $N_s, 10^{12} \text{ шт/кг}$	0,0849
Средняя поверхность частицы $\varphi = F/N, \text{мкм}^2/\text{шт}$	871,6

Данные химических анализов отдельных фракций пыли приведены в таблице 1. Характер изменения зольности, карбонатной углекислоты и отдельных форм серы в сухой массе топлива, а также отдельных химических компонентов в бессерной массе золы с размерами частиц топливной пыли представлен на рис. 1. Зависимость тех же величин от зольности фракции пыли представлена на рис. 2.

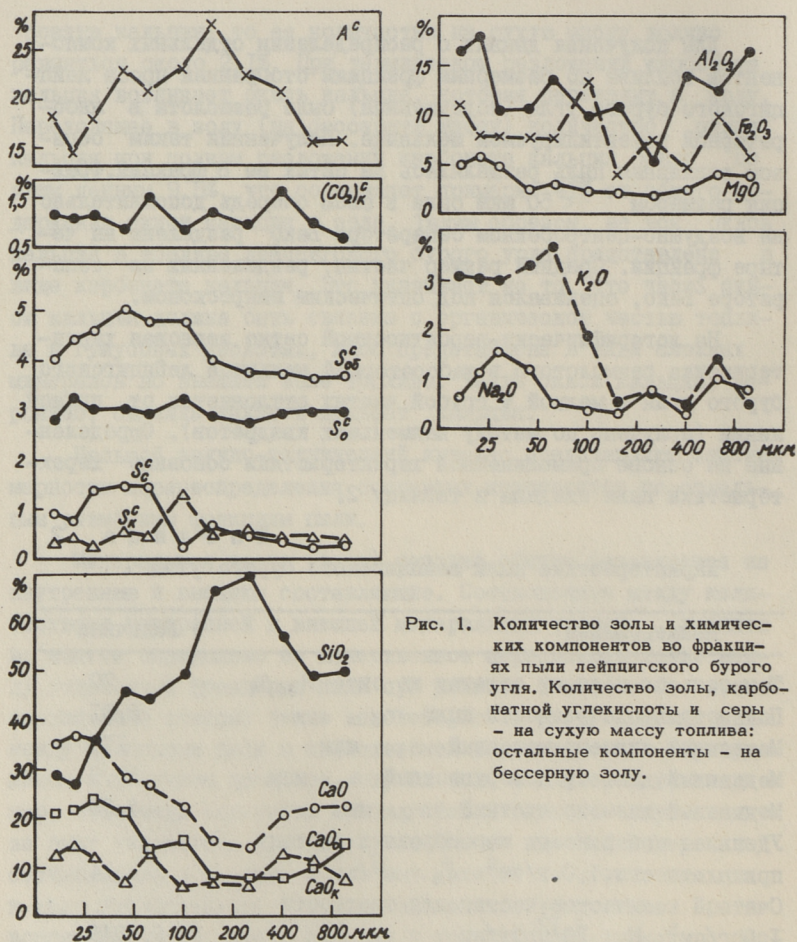


Рис. 1. Количество золы и химических компонентов во фракциях пыли лейпцигского бурого угля. Количество золы, карбонатной углекислоты и серы - на сухую массу топлива; остальные компоненты - на бессерную золу.

Видно, что отдельные химические компоненты в золе лейпцигского бурого угля по различным размерным фракциям пыли распределяются неоднородно. Что касается изменения золы, то ее количество с увеличением размеров частиц до 150 мкм увеличивается, а затем снижается. Подобно изменению золы в отдельных фракциях пыли изменяется и главный её компонент, окись кремния. Если в золе наименьших фракций пыли количест-

во окиси кремния равно примерно 30%, то её содержание во фракции 150 мкм составляет около 70%. В золе крупных фракций пыли количество окиси кремния падает до 50%.

В противоположность изменению окиси кремния в бессерной золе и зольности фракций пыли, изменяется с размерами частиц не связанная с карбонатной углекислотой окись кальция. Таким образом, с повышением зольности топлива количество окиси кремния в нем увеличивается, а содержание некарбонатной окиси кальция падает (рис. 2), т.е. соотношение SiO_2/CaO_0 с изменением зольности фракций является непостоянной величиной и имеет тенденцию увеличения с повышением количества золы во фракциях. Здесь CaO_0 обозначает количество не связанной с карбонатами окиси кальция в бессерной золе. Так, например, если для фракций пыли < 50 мкм соотношение SiO_2/CaO_0 равно 1,2-2,1, то это же соотношение для фракций пыли > 50 мкм изменяется в пределах от 3,1 до 8,8. Такая закономерность изменения SiO_2 и CaO_0 с зольностью пробы и размерами фракций позволяет сделать заключение, что окись кремния в буром угле Лейпцигского месторождения является внешним включением, а не связанная с карбонатами окись кальция находится в органической части

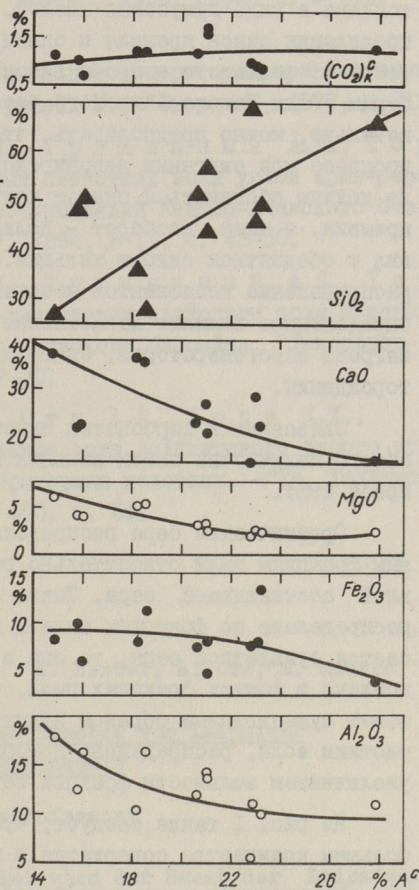


Рис. 2. Зависимость количества химических компонентов золы от зольности фракций на сухую массу топлива.

топлива в виде гумусовых кислот. По закономерностям распределения окиси кремния и окиси кальция в золе в зависимости от зольности в пробе лейпцигский бурый уголь подобен бурым углям Канско-Ачинского бассейна СССР [3, 4]. Следовательно, можно предполагать, что образующаяся в топочном процессе при сжигании лейпцигского бурого угля летучая зола должна обогащаться окисью кальция и обедняться окисью кремния, а шлак, наоборот — должен обогащаться окисью кремния и обедняться окисью кальция. Очевидно, что такое перераспределение компонентов неорганической части угля имеет определенное влияние на механизм загрязнения поверхностей нагрева парогенераторов, сжигающих угли Лейпцигского месторождения.

Связанная в карбонатах окись кальция составляет от общего количества окиси кальция в золе 40–75% (в средней пробе 59%).

Органическая сера распределяется по отдельным размерным фракциям пыли относительно равномерно и является основной составляющей серы. Также относительно равномерно распределена по фракциям пыли и колчеданная сера. Что касается сульфатной серы, то она в наибольшем количестве накоплена в тонких фракциях пыли. Окись алюминия, которая может существенным образом влиять на плавкостные характеристики золы, распределена подобно окиси кальция, т.е. с увеличением зольности фракций ее количество уменьшается.

Из рис. I также следует, что щелочные металлы в наибольшем количестве содержатся в мельчайших фракциях пыли.

Приведенная в настоящей работе зависимость таких компонентов золы как SiO_2 , CaO и MgO от размеров фракций хорошо согласуется с изменением тех же компонентов с размерами частиц золы лейпцигского бурого угля, уловленными из электрофильтра парогенератора электростанции "Тирбах" [5].

Л и т е р а т у р а

Г. А р р о Х.Х., В я л и к и в и В.Э., Э п и к И.П. Некоторые особенности загрязнения конвективных поверхностей нагрева при сжигании назаровских углей и эстонских сланцев.

- "Тр. Таллинск. политехн. ин-та", 1966, серия А, № 240, с. 3-15.

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

3. Л е б е д е в И.К., Т р и к а ш н ы й А.В., Т о р л о п о в А.А. О некоторых свойствах золы углей ирша-бородинского и назаровского месторождений Канско-Ачинского бассейна. "Теплоэнергетика", 1964, № II, с. 48-50.

4. Л е б е д е в И.К., Т р и к а ш н ы й А.В., Т о р л о п о в А.А. К физико-химическим свойствам золы назаровского месторождения Канско-Ачинского бассейна. "Теплоэнергетика", 1966, № 10, с. 27-30.

5. Х е р т е р Э.Г., О т с А.А., А р р о Х.Х., Н у у т р е М.П. Превращение золы лейпцигского бурого угля при прокаливании в лабораторных условиях. -"Тр. Таллинск. политехн. ин-та", 1978, № 450, с. 55.

E. Herter, A. Ots, M. Nuutre

Charakteristik des Staubes von Leipziger
Rohbraunkohle

Zusammenfassung

Im vorliegenden Artikel wird der Staub der Leipziger Rohbraunkohle charakterisiert. Besondere Aufmerksamkeit ist den Fragen der Verteilung der einzelnen mineralischen Komponenten im Brennstoff zwischen den Staubfraktionen gewidmet. Es werden die Gesetzmässigkeiten der Veränderung von Brennstoffbestandteilen in Abhängigkeit von der Staubteilchengrösse, aber auch der Verteilungscharakter einzelner chemischer Komponenten in Abhängigkeit vom Aschegehalt der Probe angeführt.

УДК 662.642:662.6.54

Э.Г.Хертер, А.А.Отс, М.П.Нуутре

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЛАБОРАТОРНОГО ОЗОЛЕНИЯ
ЛЕЙПЦИГСКОГО БУРОГО УГЛЯ

В настоящей работе рассматриваются вопросы перераспределения серы и превращения соединений окиси кальция в процессе лабораторного озоления лейпцигского бурого угля. Также приводится формула расчета исправленной зольности топлива.

Лейпцигский бурый уголь характеризуется как топливо со средней зольностью и высоким содержанием серы. Особенностью этого вида топлива является то, что сера в нем представлена в большом количестве в виде органической серы. Кроме того, зола лейпцигского бурого угля содержит в значительном количестве компоненты, способные в процессе лабораторного озоления пробы соединяться с серой (главным образом окись кальция).

Для экспериментального изучения процессов превращения серы и окиси кальция в процессе лабораторного озоления лейпцигского бурого угля были проведены необходимые анализы проб топлива до и после озоления. Исследованию подвергались II фракций размолотого в лабораторных условиях угля.^I Проба была получена из бункера сырого угля работающей на этом виде топлива электростанции "Тирбах". Фракционирование пыли дало возможность охватить интервал по зольности от 14,8 до 27,8% и по содержанию общей серы в сухой массе топлива от 3,7 до 5,0%. В таблице I приведены данные, характеризующие пробы до и после их лабораторного озоления при температуре 800°C.

^I Химический состав проб приведен в табл. I на с. 18 наст. сб.

Приведенные в таблице I данные показывают, что лабораторная зола лейпцигского бурого угля содержит карбонатной углекислоты в количестве 0,32–1,08%. Степень разложения карбонатов, определенная на основе первоначального количества углекислоты карбонатов в пробах топлива, колеблется в пределах от 0,78 до 0,93 (в среднем 0,86).

В процессе озоления проб топлива не происходит полного окисления колчеданной серы. Об этом свидетельствует небольшое количество сульфидной серы в озоленных пробах топлива. Охарактеризуем количество сульфидной серы в золе относительно колчеданной серы в топливе при помощи коэффициента сохранения колчеданной серы

$$\beta_{\text{к.а}} = \frac{S_{\text{к.а}} \cdot A^c}{S_{\text{к}}^c \cdot 100} \quad (I)$$

где $S_{\text{к.а}}$ означает количество сульфидной серы в золе.

Среднее значение степени сохранения колчеданной серы равно 0,12.

Озоленные пробы характеризуются высокими степенями сульфатизации^I, среднее значение которых равно $K_{\text{SO}_3} = 0,72$. В [I] показано, что высокая степень сульфатизации лабораторной золы связана с большим содержанием горючей серы в топливе, а также с высокой способностью компонентов золы сульфатизироваться. В лейпцигском буром угле количество горючей серы выше, чем соответствующее ей стехиометрическое количество способных к сульфатизации компонентов золы. Так как в рассматриваемом топливе колчеданной серы мало (в среднем 15% от горючей серы), то в процессе озоления пробы топлива в сульфаты переходит и часть органической серы. Для характеристики перехода горючей серы в сульфаты используем степень ее перехода в сульфаты

$$\beta_{\text{с.г.а}} = \frac{S_{\text{с.а}} \frac{A^c}{100} - S_{\text{с}}^c}{S_{\text{к}}^c + S_{\text{о}}^c} \quad (2)$$

где $S_{\text{с.а}}$ — количество сульфатной серы в лабораторной золе, %;

^I см. формулу (I) на с. 16 наст. сб.

Результаты анализов окисленных фракций бурого угля до и после окисления в лабораторных условиях

Размер фракций, мм	-- до окисления на сулу меду		-- -- --		-- -- --		-- -- --		-- -- --		-- -- --		-- -- --		Разность $\Delta A^c = A^c - A^c_{исп}$ %
	вогне-ность A^c %	вогне-ная уг-лекислота $(CO_2)_{к.}$ %	обман-ная сера $S_{об.}$ %	органи-ческая сера S_o %	кочешан-ная сера S_k %	суль-фатная сера S_s %	каку-ляная горю-щая часть массы Γ_c %	целое окисление при 800°C в золе карбо-натная сера угле-кислота $(CO_2)_{к.а.}$ %	обман-ная сера $S_{об.а.}$ %	кочешан-ная сера $S_{к.а.}$ %	суль-фатная сера $S_{с.а.}$ %	степень окисления серы $K_{CO_2, A}$	степень сохранения или коэф-фициент чеданной серы $\beta_{к.а.}$	степень перехода горючей серы в сульфат-ную $\beta_{с.г.а.}$	
Средняя проба	20,61	1,18	4,17	2,98	0,52	0,67	78,21	0,87	9,59	0,28	9,31	0,86	0,12	0,35	3,44
~ 10	18,55	1,20	4,06	2,81	0,33	0,92	80,25	0,67	13,52	0,41	13,11	0,90	0,23	0,48	4,12
~ 20	14,75	1,13	4,46	3,27	0,41	0,78	84,12	0,56	14,26	0,84	13,42	0,93	0,30	0,33	3,27
~ 30	18,24	1,18	4,65	3,03	0,24	1,38	80,58	0,54	12,73	0,87	12,16	0,92	0,43	0,26	2,31
~ 42	23,03	0,91	5,04	3,03	0,54	1,47	76,06	0,57	12,11	0,77	11,34	0,86	0,33	0,32	3,23
50-80	21,01	1,54	4,82	2,95	0,43	1,44	77,45	1,08	11,80	0,88	10,52	0,85	0,24	0,23	2,34
80-125	23,25	0,88	4,83	3,27	1,31	0,25	75,87	0,68	10,46	0,04	10,42	0,82	0,01	0,47	6,08
125-200	27,80	1,25	4,05	2,89	0,49	0,68	70,95	0,32	7,22	0,14	7,08	0,93	0,08	0,38	3,50
200-315	22,75	0,98	3,79	2,75	0,54	0,50	76,27	0,76	6,28	0,42	5,86	0,82	0,18	0,25	2,45
315-500	21,08	1,66	3,76	2,94	0,46	0,36	77,26	1,04	8,48	0,04	8,44	0,87	0,02	0,42	3,94
500-800	15,72	1,09	3,66	2,99	0,45	0,22	83,19	0,94	8,78	0,02	8,76	0,87	0,01	0,34	3,87
800-1250	15,94	0,71	3,69	2,98	0,41	0,30	83,35	0,98	9,27	0,07	9,20	0,78	0,03	0,34	3,23

S_c^c - количество сульфатной серы в сухой массе топлива, %;

S_k^c - количество колчеданной серы в сухой массе топлива, %;

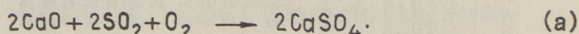
S_o^c - количество органической серы в сухой массе топлива, %.

Представленные в таблице I данные показывают, что не существует четкой зависимости между количеством окиси кальция в золе (или зольности топлива) и степени перехода горючей серы в сульфаты. Среднее значение величины $\beta_{с.г.а}$ равно 0,35.

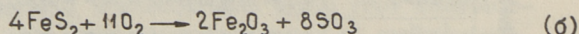
Количество горючего вещества в сухой массе топлива при наличии карбонатной углекислоты в топливе определяется обычно по формуле

$$\Gamma^c = 100 - A^c - (CO_2)_k^c, \% \quad (3)$$

Эта формула не точна, поскольку образующаяся при термическом разложении карбонатов и органической части топлива окись кальция реагирует с колчеданной и органической серой, образуя сульфат кальция по реакции



Кроме того, масса Fe_2O_3 при окислении пирита по реакции



не соответствует массе FeS_2 в топливе.

При использовании формулы (3) гидратная вода минералов минеральной части топлива также условно входит в состав горючей части топлива.

Вследствие отмеченных реакций (a) и (б) горючая масса топлива, определенная по формуле (3), не равна истинной горючей части, а является условной величиной, т.е. кажущейся горючей массой топлива. Для получения более точных данных о содержании горючего вещества в топливе в [2,3 и др.] пользуются исправленной горючей массой топлива $\Gamma_{исп}^c$. В таком случае для сухой массы топлива справедливы следующие выражения:

$$\Gamma_{исп}^c + A_{исп}^c + (CO_2)_k^c = 100 \% \quad (4)$$

и

$$R^c + S_k^c + A_{\text{усп}}^c + (CO_2)_k^c = 100\%, \quad (5)$$

Где R^c обозначает количество органической массы в сухой массе топлива.

С учетом вышеприведенных закономерностей перераспределения серы в процессе лабораторного озоления проб топлива, разность между кажущейся и исправленной зольностью топлива выражается общей формулой

$$\begin{aligned} \Delta A^c &= A^c - A_{\text{усп}}^c = \\ &= [0,375(1 - \alpha\beta_{\text{к.А}}) + \beta_{\text{к.А}}] S_k^c + 2,50 \beta_{\text{с.г.А}} (S_k^c + S_0^c) + \\ &+ (1 - K_{\text{CO}_2, \text{А}}) (CO_2)_k^c, \%. \end{aligned} \quad (6)$$

В формуле (6) первый член $[0,375(1 - \alpha\beta_{\text{к.А}}) + \beta_{\text{к.А}}] S_k^c$ учитывает увеличение массы золы в процессе озоления топлива из-за соединения связанного в колчедане железа кислородом и сохранения части колчеданной серы в пробе при озолении. При полном окислении колчеданной серы масса золы увеличилась бы на величину $0,375 S_k^c$. Очевидно, что количество кислорода, необходимое для связанного с сульфидным железом окисления, зависит от количества атомов в соединении. Для учета указанного факта в рассматриваемый член вводится стехиометрический фактор α . Если сульфидная сера в золе находится в соединении моносulfида, то коэффициент $\alpha = 2$, а при наличии дисulfида железа - $\alpha = 1$. Поскольку пирит начинает разлагаться при температуре 570°C на FeS и S , то с большой вероятностью можно предполагать, что коэффициент α в формуле (6) должен быть близок к 2. В таком случае максимальное значение коэффициента сохранения колчеданной серы равно $\beta_{\text{к.А}} = 0,5$ и увеличение массы золы происходит лишь из-за сохранения в ней колчеданной серы в виде моносulfида железа. Представленные в таблице значения $\beta_{\text{к.А}}$ рассчитаны при $\alpha = 2$.

Поскольку в лейпцигском буром угле колчеданной серы относительно мало, то член $[0,375(1 - 2\beta_{\text{к.А}}) + \beta_{\text{к.А}}] S_k^c = [0,375(1 - 2 \cdot 0,12) + 0,12] \cdot 0,52 = 0,41 \cdot 0,52 = 0,21\%$ невелик и составляет около 6% от величины ΔA^c .

Увеличение массы пробы золы при озолении пробы лейпцигского бурого угля происходит, главным образом, из-за

сульфатизации основных компонентов золы, что учтено в формуле (6) членом $2,50 \cdot \beta_{\text{с.г.а}} (S_{\text{к}}^{\text{с}} + S_{\text{о}}^{\text{с}})$. Поскольку в лейпцигском буром угле горючей серы много, то рассматриваемый член в среднем равен $2,50 \cdot 0,35(0,52+2,98)=3,06\%$ и составляет основную долю в поправке $\Delta A^{\text{с}}$.

Что касается увеличения массы золы из-за неполного разложения карбонатов в процессе озоления пробы топлива $(1 - K_{\text{со}_2.\text{а}}) \cdot (\text{CO}_2)_{\text{к}}^{\text{с}} = (1 - 0,86) \cdot 1,18 = 0,17\%$, то его значение составляет в среднем 5% от $\Delta A^{\text{с}}$.

Принимая во внимание полученные средние значения $\beta_{\text{к.а}} = 0,12$, $\beta_{\text{с.г.а}} = 0,35$ и $K_{\text{со}_2.\text{а}} = 0,86$, имеем

$$\Delta A^{\text{с}} = 1,280 S_{\text{к}}^{\text{с}} + 0,875 S_{\text{о}}^{\text{с}} + 0,140 (\text{CO}_2)_{\text{к}}^{\text{с}}, \%$$

Среднее значение $\Delta A^{\text{с}}$ для рассматриваемого в данной работе состава топлива равно 3,44%, что составляет 17% от какущейся зольности топлива.

Л и т е р а т у р а

1. Х е р т е р Э.Г., О т с А.А., Н у у т р е М.П. Характеристика ный лейпцигского бурого угля. См. наст.сб., с. 15.

2. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) М., "Энергия", 1973, с. 295.

3. О т с А.А., М а х л а п у у А.Я. Расчет состава сланцев по данным технического анализа. - "Тр. Таллинск. политехн. ин-та", 1977, № 416, с. 3-10.

E. Herter, A. Ots, M. Nautre

Untersuchung des Veraschungsprozesses von Leipziger
Rohbraunkohle unter Laborbedingungen

Zusammenfassung

Im vorliegenden Artikel werden Fragen der Neuverteilung des Schwefels und der Umwandlung der Kalziumverbindungen im Veraschungsprozess von Leipziger Rohbraunkohle unter Laborbedingungen betrachtet. Ausserdem wird eine Berechnungsformel für den berechtigten Aschegehalt des Brennstoffes angeführt.

УДК 662.613:621.181.8

А.А. Отс, Т.Н.Сууркууск, Х.И.Таллермо,
Э.Л.Томанн, Р.Э.Рандманн, О.Э.Мяекила

ТЕПЛОВАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ИЗНОС ТРУБ
ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ПАРОГЕНЕРАТОРОВ
ПРИ ВОДЯНОЙ ОЧИСТКЕ

В последние годы на некоторых электростанциях СССР для очистки поверхностей нагрева от золовых отложений нашла применение водяная очистка. Так, например, водяную обмывку топочных экранов осуществляют в парогенераторах Прибалтийской и Эстонской ГРЭС при сжигании эстонских сланцев, парогенераторах П-49 блока 500 МВт Назаровской ГРЭС при сжигании назаровского угля и др. Водяную обмывку можно применять и для очистки пароперегревателей [1].

При выборе метода очистки обычно исходят из условий достижения максимальной тепловой эффективности, оставляя при этом вопросы влияния очистки на износ труб на заднем плане. Лишь недавно на эту проблему стали обращать более серьезное внимание.

В настоящей работе рассматриваются некоторые вопросы, связанные с использованием воды для очистки поверхностей нагрева парогенераторов. При этом главное внимание уделено проблемам тепловой эффективности и износа труб при водяной обмывке.

Тепловая эффективность водяной очистки

В зависимости от режимных параметров и характеристики сжигаемого топлива, теплообменные поверхности нагрева парогенераторов могут покрываться разнотипными золовыми отложениями. Проблемы очистки являются более сложными в случае образования на трубах шлаковых (шлакование), связанно-шлаковых и связанных отложений.

Применение водяной обмывки позволяет очищать поверхности нагрева с большой эффективностью и тем самым ограничить рост теплового сопротивления отложений [1,2].

Механизм воздействия водяной струи на золовые отложения в настоящее время еще не изучен. Можно предполагать, что большое влияние имеют возникающие в слоях отложений термические напряжения и механическое воздействие водяной струи. Превалирование того или иного воздействия в большой степени определяется структурой отложений. В случае плотных отложений (например, сульфатно-связанных) основную роль играют термические напряжения, которые обуславливают непосредственное взламывание части отложений и их осыпание с поверхности. Другая же часть отложений при этом разрыхляется и удаляется с поверхности лишь в результате воздействия динамических напоров как водяной струи, так и пара, образующегося при испарении контактирующей воды с высокотемпературными отложениями. Механическое воздействие водяной струи на отложения имеет первостепенное влияние тогда, когда на поверхности нагрева в промежутках между очистками возникают сыпучие или слабосвязанные отложения небольшой толщины, которые можно, например, встретить на топочных экранах при сжигании топлив с тугоплавкой золой.

Эффективность водяной очистки зависит, в основном, от следующих величин: удельной водяной нагрузки очищаемой поверхности m_f (масса воды, попадающей в единицу времени на единицу очищаемой поверхности), времени контакта поверхности с водой, равномерности распределения m_f по очищаемой поверхности, температуры, структуры, коэффициента линейного расширения, теплоемкости и теплопроводности отложений и некоторых других величин. В зависимости от теплофизических свойств и толщины слоя отложений может являться рациональным метод двух- или многократного обмыва поверхности в ходе каждого цикла, так как при однократном обмыве может произойти разрыхление отложений не по всей толщине, а лишь поверхностного слоя.

В первых вариантах для обмывки топочных экранов водой были использованы стандартные аппараты паровой обдувки (типа ОПР-5, ОМ-0,35 и др.). Это дало возможность сократить

частоту циклов очистки и снизить интенсивность роста теплового сопротивления отложений. Однако вследствие малой величины площади активного действия струи и неравномерного распределения удельной водяной нагрузки по очищаемой поверхности, эти аппараты для водяной очистки экранов широкого применения не нашли.

С целью устранения отмеченных недостатков в Эстонглавэнерго был разработан способ очистки экранов топочной камеры дальнобойными аппаратами со строчной разверткой водяной струи [2]. При этом водяная струя направляется на очищаемую поверхность через факел из сопла, расположенного на противоположной стенке топки. Преимуществом метода является большая степень охвата поверхности экранов струей воды и сокращение количества аппаратов.

Большого охвата водяными струями экранных поверхностей топки можно достигнуть также при использовании глубоководвижных аппаратов с вращающимися головками (например, типа ОГ). Конструкция и расположение сопел в головке обмывочного аппарата зависит от количества аппаратов на одну топку и от ее геометрических размеров. При небольших и средних размерах топки достаточно одного аппарата на топку. Такая схема очистки отличается большей простотой, не требует нестандартного оборудования, но обеспечивает в то же время высокую эффективность очистки.

Глубоководвижные аппараты, например, используются для очистки экранов парогенераторов ПК-38 паропроизводительностью 270 т/ч на Назаровской ГРЭС и Красноярской ГРЭС-2.

На рис. 1 приведено, по данным [2], изменение температуры газов на выходе из топки непосредственно после цикла очистки $\dot{z}''_{т0}$ пылесланцевого парогенератора ТП-67 мощ-

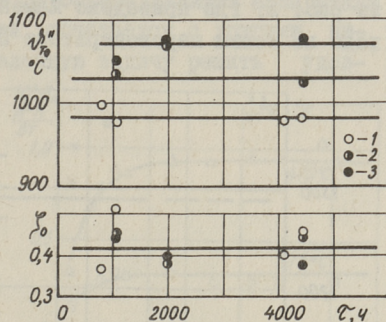


Рис. 1. Изменение температуры газов на выходе из топки $\dot{z}''_{т0}$ и условного коэффициента загрязнения экранов z''_0 во времени пылесланцевого парогенератора ТП-67
 1 - $q_v = 82,0 - 85,3$;
 2 - $87,7 - 93,5$;
 3 - $99,6 - 100,4$ МВт/м³.

ностью 100 МВт во времени при водяной обмывке экранов даль-
нобойными аппаратами со строчной разверткой струи. На этом
же рисунке приведено также значение условного коэффициента
загрязнения топки φ_0 , рассчитанного по указанным выше тем-
пературам $t_{\text{г}0}''$.

Видно, что $t_{\text{г}0}''$ и φ_0 практически не зависят от дли-
тельности работы парогенератора.

Такой же результат был получен и при использовании во-
дяной очистки топочных экранов парогенератора П-49 блока
СКД мощностью 500 МВт на Назаровской ГРЭС при сжигании на-
заровского бурого угля Канско-Ачинского бассейна. Это видно
из рис. 2, где приведено изменение температуры газов на вы-
ходе из топки парогенератора П-49 при некоторых нагрузках

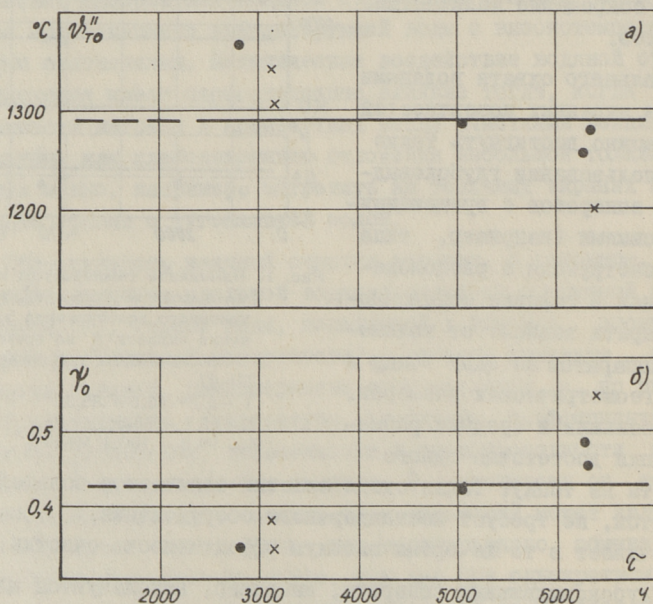


Рис. 2. Изменение температуры газов на выходе из топки (а) и коэффициента тепловой эффективности СРЧ (б) непосредственно после обмывки экранов во времени. Парогенератор П - 49.

● - 720 т/ч; x - 660 т/ч.

агрегата, а также коэффициент тепловой эффективности СРЧ непосредственно после обдувки экранов водой. Из этого всего следует, что и в этом случае тепловая эффективность топки после каждого цикла очистки восстанавливается на начальный уровень, чего нельзя сказать при использовании паровой обдувки.

При соблюдении соответствующих условий водяную обмывку можно с большим успехом применять также для очистки ширмовых пароперегревателей. Более трудным при этом является обеспечение равномерного распределения воды по очищаемой поверхности. Применение комбинированной схемы очистки, где водяная обмывка, осуществляемая глубоководными аппаратами типа ОГ со специальной головкой, сочетается с другими видами очистки, позволяет поставленную задачу решить удовлетворительно, уменьшить тепловое сопротивление отложений

и стабилизировать его на определенном уровне. На рис. 3 показано изменение теплового сопротивления золовых отложений на ширмовом пароперегревателе парогенератора, работающего на эстонских сланцах, непосредственно после цикла водяной обмывки во времени при двух значениях температуры наружной поверхности труб. Ширмы обдувались водой с периодом 168 ч. В промежутках между водяными очистками использовалась виброочистка. Видно, что в течение первых 800–1000 ч работы тепловое сопротивление отложений зола монотонно увеличивается, а затем стабилизируется на определенном уровне.

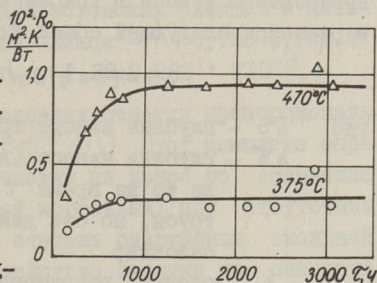


Рис. 3. Изменение теплового сопротивления отложений на ширмовом пароперегревателе пылесланцевого парогенератора во времени при водяной очистке.

Получены ценные данные промышленных испытаний применения водяной очистки ширмовых пароперегревателей первичного и вторичного парогенератора ПК-38 на Назаровской ГРЭС. Пароперегреватели на этом парогенераторе работали при водяной обмывке аппаратом типа ОГ в течение 14000 часов при

частоте очистки 3 раза в сутки.

Эквивалентная температура наружной поверхности труб при этом была 485–569°C. Большая частота очистки по сравнению с частотой очистки ширмового пароперегревателя пылесланцевого парогенератора была выбрана в связи с тем, что зола эстонских сланцев имеет более высокую коррозионную активность, чем зола назаровского угля.

Износ труб поверхностей нагрева при водяной очистке

При выборе частоты очистки поверхностей нагрева парогенераторов необходимо учитывать то, что каждый цикл очистки действует как ускоряющий фактор износа труб.

Утонение толщины стенки трубы вследствие коррозионно-эрозионного износа в условиях очистки поверхности нагрева выражается следующей общей формулой [1]:

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

где ΔS – глубина износа трубы за время τ ;

$\Delta S'$ – глубина износа (высокотемпературной коррозии) за то же время τ в таких же условиях работы трубы, но без действия на ее поверхность сил очистки;

ξ – степень разрушения оксидной пленки в цикле очистки;

B – множитель; учитывающий влияние очистки на изменение коррозионной активности золых отложений и времени релаксации;

$m = \tau / \tau_0$ – количество циклов очистки за время τ ;

τ_0 – период между циклами очистки;

n – показатель степени окисления металла.

Глубина износа (коррозии) $\Delta S'$ выражается формулой

$$\ln \Delta S' = \ln k_0 - E(RT)^{-1} + n \ln \tau, \quad (2)$$

где k_0 – предэкспоненциальный множитель;

E – кажущаяся энергия активации процесса окисления металла;

R – универсальная газовая постоянная.

При коррозии стали I2XIMФ в продуктах сгорания эстонских сланцев и назаровского угля величину $\Delta S'$ по данным ТПИ можно рассчитать при помощи следующих формул.

Эстонские сланцы:

$$\ln \Delta S' = 4,09 - 8460 T^{-1} + (0,753 - 0,290 \cdot 10^{-3} T) \ln \tau. \quad (3)$$

Назаровский уголь:

$$\ln \Delta S' = 0,83 - 5250 T^{-1} + (-1,39 + 2,293 \cdot 10^{-3} T) \ln \tau. \quad (4)$$

В формулах (3) и (4):

- $\Delta S'$ - глубина коррозии, мм;
- T - температура металла, К;
- τ - время, ч.

Показатель степени окисления стали I2XIMФ в соответствии с формулами (3) и (4) для эстонских сланцев и назаровского угля равен: эстонские сланцы - $n = 0,753 - 0,290 \times 10^{-3}$; назаровский уголь - $n = -1,39 + 2,293 \cdot 10^{-3}$.

Глубина износа труб в условиях очистки пропорциональна $\Delta S'$ и комплексу $[1 + \xi (B m^{1-n} - 1)]$. Этот комплекс определяет ускоряющее действие очистки на износ по сравнению с износом (высокотемпературной коррозией) при отсутствии очистки. Входящая в комплекс степень разрушения оксидной пленки учитывает силовое воздействие очистки на оксидную пленку. При отсутствии очистки $\xi = 0$ и глубина износа минимальная - $\Delta S = \Delta S'$. Если в цикле очистки оксидная пленка удаляется полностью (полное разрушение оксидной пленки), то $\xi = 1$ и $\Delta S = B m^{1-n} \Delta S'$.

В условиях водяной очистки величина ξ определяется, главным образом, возникающими в оксидной пленке термическими напряжениями.

Исследования износа экранных труб СРЧ парогенератора П-49 на Назаровской ГРЭС из стали I2XIMФ показали, что при их водяной очистке дальнобойными аппаратами с периодом $\tau_0 = 8$ ч и при температуре металла 450-480°C глубина износа в течение 12500 часов работы составляет 0,09 - 0,12 мм. Расчитанная на основе этих данных степень разрушения оксидной пленки равна $\xi = 0,05 - 0,07$.

При водяной обмывке ширмовых пароперегревателей с глубоководными аппаратами интенсивность износа труб

по радиусу очистки монотонно убывает. Аналогичным же образом меняется и степень разрушения оксидной пленки. На рис. 4 и 5 приведены зависимости интенсивности износа и степени разрушения оксидной пленки от радиуса при водяной очистке ширм парогенераторов, сжигающих эстонские сланцы и назаровский уголь.

Изложенные на рис. 4 кривые получены при работе ширмового пароперегревателя пылесланцевого парогенератора на водяной очистке с периодом $\tau_0 = 182$ ч. Точки относятся к опытам с общей продолжительностью 11150 ч.

При изучении износа ширмового пароперегревателя парогенератора ПК-38 Назаровской ГРЭС трубы обмывались водой с периодом $\tau_0 = 8$ ч. Общая длительность опытов была 14000 ч. Видно, что несмотря на частые очистки ширмового пароперегревателя парогенератора ПК-38 водой по сравнению с частотой очистки пароперегревателя того же типа пылесланцевого парогенератора, интенсивность износа труб в обоих случаях одного и того же порядка (соотношение периодов очистки $182/8 \approx 23$). То, что при такой большой разности в частотах водяной очистки пароперегревателя пылесланцевого котла и котла, сжигающего назаровский уголь, износ поверхностей нагрева находится на одном и том же уровне, вызвано резким отличием коррозионной активности летучей золы эстонских сланцев и назаровского угля. Это различие четко видно на рис. 6, где при-

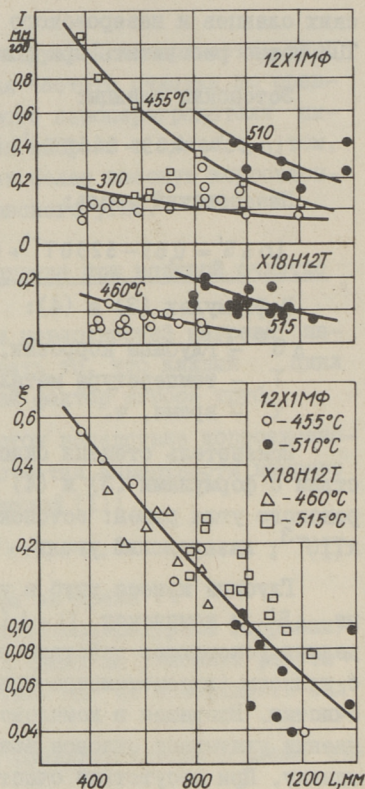


Рис. 4. Зависимость интенсивности износа труб и степени разрушения оксидной пленки ширмового пароперегревателя пылесланцевого парогенератора от радиуса водяной обмывки.

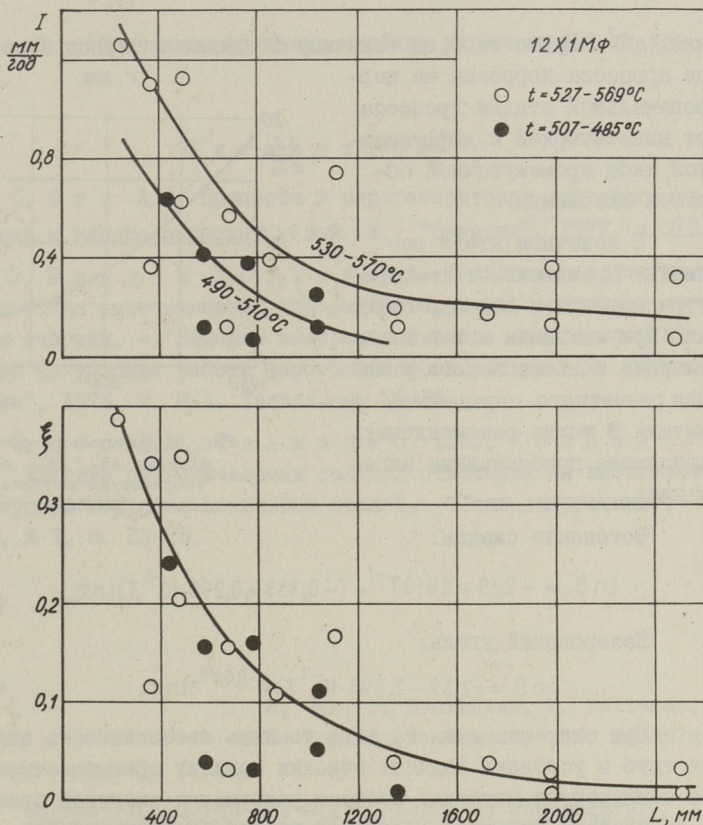


Рис. 5. То же, что на рис. 4. Ширмовой пароперегревателя парогенератора ПК-38 Назаровской ГРЭС.

ведена зависимость соотношения $\Delta S'_c / \Delta S'_n$ от температуры (здесь $\Delta S'_c$ и $\Delta S'_n$ обозначают соответственно глубины коррозии стали 12X1MΦ под влиянием золы сланцев и назаровского угля при $\tau = 10 \cdot 10^3$ часов).

Суть входящего в формулу (I) множителя В состоит в том, что коррозионная активность возникающих на трубах поверхностей нагрева в условиях очистки золонных отложений может отличаться от коррозионной активности т.н. стабильных отложений [3], которая является основой для определе-

ния $\Delta S'$. Кроме того, на величину B влияет и период перехода процесса коррозии на первоначальной стадии процесса от кинетической к диффузионной либо промежуточной области окисления.

В конечном итоге величина B зависит от температуры металла и периода очистки. При сжигании эстонских сланцев и назаровского угля для расчетного определения множителя B можно рекомендовать следующие приближенные выражения:

Эстонские сланцы:

$$\ln B = -2,19 + 2810T^{-1} + (-0,353 + 0,290 \cdot 10^{-3}T) \ln \tau_0. \quad (5)$$

Назаровский уголь:

$$\ln B = (2,39 - 2,293 \cdot 10^{-3}T) e^{-0,08\tau_0} \ln \tau_0. \quad (6)$$

При сжигании данного вида топлива интенсивность износа труб в условиях водяной очистки зависит преимущественно от температуры металла, степени разрушения оксидной пленки и от частоты очистки. Поскольку частота очистки обычно определяется из условий достижения максимальной эффективности теплообмена, то тем самым неизбежно интенсифицируется износ труб поверхности нагрева.

Исходя из заданной (допустимой) глубины износа ΔS , можно выразить максимальное допустимое число циклов очистки за время работы τ на основе формулы (I) следующим образом:

$$m_{\max} = \left[\frac{1}{B} \left(\frac{\Delta S}{\Delta S'} - 1 + 1 \right) \right]^{\frac{1}{n-1}}, \quad (7)$$

или, задавая период очистки τ_0 (определяется условиями теплообмена), допустимое число циклов очистки и длительность работы металла $\tau = m\tau_0$ получаем из уравнения

$$\frac{\Delta S}{k_0 e^{-E/RT} \tau_0^n} = \xi B m + (1 - \xi) m^n, \quad (8)$$

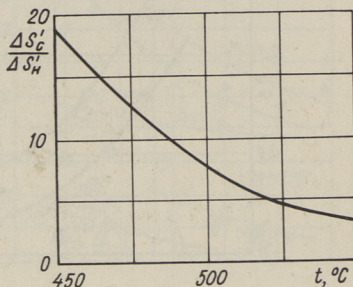


Рис. 6. Зависимость соотношения $\Delta S'_c / \Delta S'_н$ от температуры металла (сталь 12X1МФ).

где ΔS обозначает заданную глубину износа трубы за время τ .

Л и т е р а т у р а

1. О т с А.А. Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и канско-ачинских углей. М., "Энергия", 1977, с.312.
2. М э э л а к Х.О., О т с А.А. Тепловая эффективность топок пылесланцевых парогенераторов при различных способах очистки. - "Влияние минеральной части энергетических топлив на условия работы парогенераторов. Материалы конференции", 1974, т. III А, Таллин, с. 73-80.
3. О т с А.А., Т а л л е р м о Х.И., Т о м а н н Э.Л. Влияние первоначальных золовых отложений на высокотемпературную коррозию котельных сталей. "Теплоэнергетика", 1972, № I, с. 22-25.

A. Ots, T. Suurkuusk, H. Tallermo,
E. Tomann, R. Randmann, O. Mäeküla

Wärmewirkungsgrad und Rohrverschleiss der Dampfer- zeugerheizflächen bei Reinigung mit Wasser

Zusammenfassung

Es wird der Entfernungsmechanismus der Ascheablagerungen von den Heizflächen bei Reinigung mit Wasser beschrieben. Beim Reinigen der Brennkammern mit Wasser hängen die Rauchgastemperaturen am Brennkammerausgang und der relative Verschmutzungskoeffizient der Brennkammer praktisch nicht von der Betriebsdauer des Dampferzeugers ab. Es wird eine im TPI ausgearbeitete Methode zur Berechnung des Rohrverschleisses bei Reinigung mit Wasser angeführt.

THE UNIVERSITY OF CHICAGO LIBRARY

1952

1951

1950

1949

1948

1947

1946

1945

1944

1943

1942

1941

1940

1939

1938

1937

1936

1935

1934

1933

1932

1931

1930

1929

1928

1927

1926

1925

1924

1923

1922

1921

1920

1919

1918

1917

1916

1915

1914

1913

1912

1911

1910

1909

1908

1907

1906

1905

1904

1903

1902

1901

1900

1952

1951

1950

1949

1948

1947

1946

1945

1944

1943

1942

1941

1940

1939

1938

1937

1936

1935

1934

1933

1932

1931

1930

1929

1928

1927

1926

1925

1924

1923

1922

1921

1920

1919

1918

1917

1916

1915

1914

1913

1912

1911

1910

1909

1908

1907

1906

1905

1904

1903

1902

1901

1900

1952

УДК 621.183.3;620.191.33

А.А.Отс, П.И.Ансон, Х.И.Таллермо

ТЕРМИЧЕСКИЕ УСТАЛОСТНЫЕ ТРЕЩИНЫ НА ПОВЕРХНОСТИ
ТРУБ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ПАРОГЕНЕРАТОРОВ ПРИ
ИХ ВОДЯНОЙ ОЧИСТКЕ

Водяная обмывка поверхностей нагрева парогенераторов является эффективным способом удаления возникающих на них золовых отложений [1]. Этот метод очистки нашел в последние годы применение на некоторых электростанциях СССР, а также за рубежом.

При водяной очистке водяная струя оказывает следующие действия на трубы:

1. Действие на золовые отложения. Из-за резкого охлаждения в слоях золовых отложений возникают термические напряжения, обуславливающие их удаление с поверхности. Водяная струя имеет и определенное механическое воздействие на слой отложений.

2. Действие на оксидную пленку. Возникающие в оксидной пленке термические напряжения вызывают частное или полное удаление ее с поверхности труб, ускоряя тем самым процесс высокотемпературной коррозии (износа).

3. Действие на металл. Под воздействием водяной струи в металле могут возникнуть значительные температурные напряжения, являющиеся причиной возникновения термических усталостных трещин.

В настоящей работе рассматриваются некоторые вопросы возникновения и развития термических усталостных трещин на поверхности труб при водяной очистке поверхностей нагрева парогенераторов.

Как было уже отмечено, при водяной очистке поверхности нагрева происходит не только резкое охлаждение слоя

отложений золь и оксидной пленки на трубах, но и металла труб. При этом в металле могут возникнуть значительные температурные градиенты, а следовательно, и дополнительные термические напряжения. Нетрудно определить величину температурного перепада Δt , при котором термические напряжения могут достигнуть предела текучести металла $\sigma_{0,2}$. Так, например, в пластине из перлитной стали 12Х1МФ с начальной температурой 550°C отмеченный Δt равен примерно 75°C , а для аустенитной стали Х18Н12Т около 40°C .

В условиях циклического охлаждения труб в них возникают знакопеременные термические напряжения. Если термическое напряжение $\sigma_t > 2\sigma_{0,2}$, то в металле имеют место циклические знакопеременные пластические деформации, что может быть иллюстрировано схемой, приведенной на рис. 1.

В первом цикле охлаждения металл деформируется на величину $\varepsilon = \varepsilon_{\text{упр}} + \varepsilon'_{\text{пл}}$ (линия 0-а-с). При прекращении охлаждения температура металла восстанавливается до начальной величины, а напряжение становится равным $-\sigma_{0,2}$ и происходит пластическая деформация $\varepsilon''_{\text{пл}}$ (линия d-e). В условиях повторных циклов процесс протекает по замкнутому контуру b-c-d-e-b, что неизбежно через определенное количество циклов приводит к образованию трещин термической усталости.

Наличие таких трещин в трубах, работающих в парогенераторах в условиях водяной очистки, было обнаружено, например, в Таллинском политехническом институте. Для примера на рис. 2 приведена фотография термических усталостных трещин на экранной трубе из стали 12Х1МФ, проработавшей в топ-

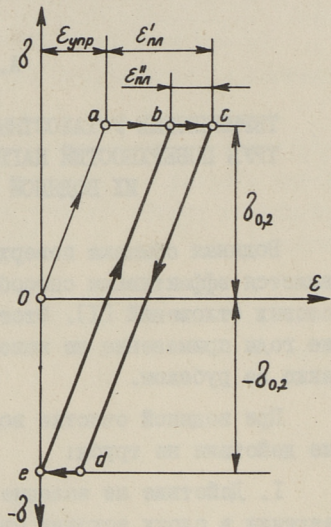


Рис. 1. Схема возникновения знакопеременных пластических деформаций в металле при резком циклическом охлаждении.

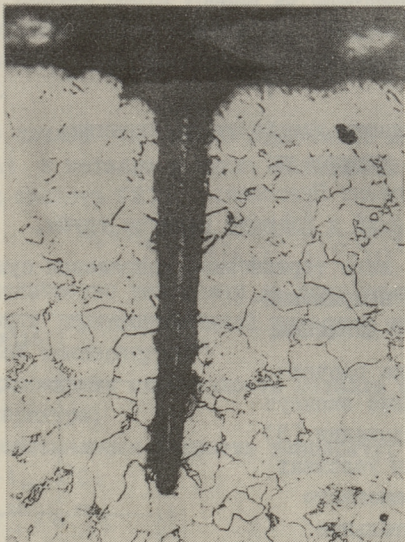


Рис. 2. Характер термических усталостных трещин на поверхности экранной трубы из стали 12Х1МФ. Увеличение $\times 500$. $\tau = 11500$ ч, $N = 5870$, $t = 425-450^\circ\text{C}$.

ке 11500 часов в условиях водяной обмывки с периодом 8 часов. Так как при каждой обмывке имеет место несколько теплосмен, то общее количество циклов охлаждения-нагреваний равно $N = 5870$. Температура металла экранной трубы при этом была $425-450^\circ\text{C}$. Обнаруженная максимальная глубина трещины равна $0,26$ мм.

Если закономерность распределения температуры по толщине стенки трубы $\Delta t(r)$ известна, то термические напряжения определяются следующими формулами [2]:

радиальные

$$\sigma_{r,t} = \frac{\beta E}{(1-\mu)r^2} \left[\frac{r^2 - r_1^2}{r_2^2 - r_1^2} \int_{r_1}^{r_2} r \Delta t(r) dr - \int_{r_1}^r r \Delta t(r) dr \right], \quad (1)$$

окружные

$$\sigma_{\varphi,t} = \frac{\beta E}{(1-\mu)r^2} \left[\frac{r^2 + r_1^2}{r_2^2 - r_1^2} \int_{r_1}^{r_2} r \Delta t(r) dr + \int_{r_1}^r r \Delta t(r) dr - r^2 \Delta t(r) \right], \quad (2)$$

аксиальные

$$\sigma_{z,t} = \frac{\beta E}{1-\mu} \left[\Delta t(r) - \frac{2}{r_2^2 - r_1^2} \int_{r_1}^{r_2} r \Delta t(r) dr \right], \quad (3)$$

где β - коэффициент линейного расширения;
 E - модуль упругости;
 μ - коэффициент Пуассона;
 r_1 и r_2 - внутренний и внешний радиусы трубы.

Приведенные выше термические напряжения суммируются с соответствующими напряжениями от внутреннего давления.

Теоретические расчеты, а также специальные экспериментальные исследования [3] показывают, что в условиях резкого кратковременного охлаждения значительные температурные градиенты, а следовательно, и термические напряжения, возникают лишь в тонком поверхностном слое металла трубы. В качестве иллюстрации на рис. 3 приведена опытная кривая падения температуры в стенке трубы $\Delta t(r) = t_0 - t(r)$ (где t_0 - начальная температура трубы) [3] и соответствующие термические напряжения, возникающие в стенке трубы из стали 12Х1МФ, рассчитанные по формулам (1) - (3). В расчетах принималось: $r_1 = 11$ мм, $r_2 = 16$ мм, $t_0 = 525^\circ\text{C}$ и $\Delta t(r_2) = 220^\circ\text{C}$.

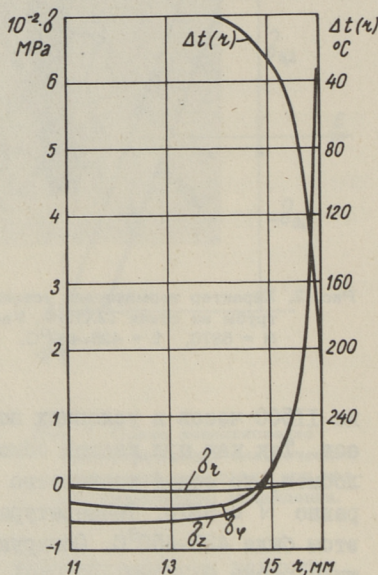


Рис. 3. Характер распределения температурного напора и термических напряжений в стенке трубы из стали 12Х1МФ, $t_0 = 525^\circ\text{C}$, $\Delta t(r_2) = 220^\circ\text{C}$.

Процесс развития термических усталостных трещин на поверхности трубы при заданном законе распределения температуры по толщине стенки можно рассматривать состоящим из двух периодов: I) период возникновения первоначальной трещины (аккумуляционный период), характеризуемый числом цик-

лов N_1 ; 2) период роста трещин до определенной величины, характеризуемый числом циклов N_2 . Полное количество циклов до возникновения трещины определенной величины $N = N_1 + N_2$.

Число циклов N_1 можно определить как функцию максимальной Δt в металле в цикле охлаждения и его физико-механических свойств [2]

$$N_1 = N_0 \lambda = \frac{\delta^2}{8(\beta \Delta t - 2\nu \frac{\sigma_{0,2}^{20}}{E})^2} \lambda, \quad (4)$$

где N_0 — количество теплосмен до появления трещины в условиях кратковременной выдержки металла при высокой температуре;

δ — длительная пластичность металла при рабочей температуре;

Δt — максимальная разность температур в цикле ($t_{\text{макс}} - t_{\text{мин}}$) °C;

$$\nu = \sigma_{-1}^{20} / \sigma_{0,2}^{20};$$

σ_{-1}^{20} — предел выносливости (усталости) при 20°C;

$\sigma_{0,2}^{20}$ — предел текучести при 20°C.

Из (4) видно, что N_1 очень сильно зависит от длительной пластичности металла δ . Величина длительной пластичности δ может быть определена в первом приближении по резуль-

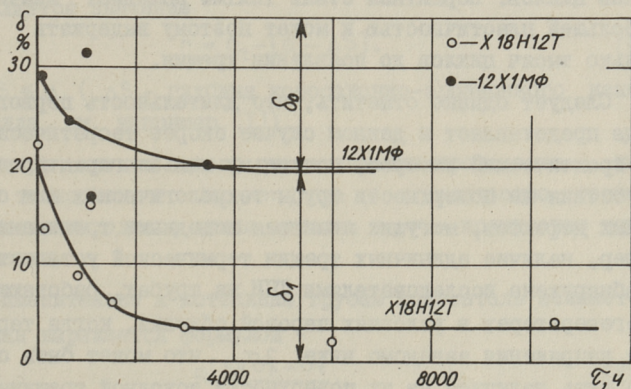


Рис. 4. Зависимость длительной пластичности сталей X18H12T и 12X1MФ от времени выдержки при температуре 550°C.

татам испытаний на длительную прочность (где обычно приводятся значения δ в момент разрушения образцов) путем аппроксимации их экспоненциальной зависимостью [2]

$$\delta = \delta_0 e^{-\gamma\tau} + \delta_1, \quad (5)$$

где параметры γ , δ_0 и δ_1 определяются из графика $\delta = f(\tau)$. На рис. 4. приведены зависимости δ сталей X18H12T и I2X1MФ от времени, полученные в результате опытов по длительной прочности [3]. Видно, что для стали X18H12T δ очень резко падает в результате длительного воздействия высоких температур. Для перлитных сталей, например, I2X1MФ, длительная пластичность значительно выше.

Величина λ определяется в результате решения transcendентного уравнения

$$\xi + e^{-\xi\lambda} = (1 + \xi)\sqrt{\lambda}, \quad (6)$$

где $\xi = \gamma N_0 \tau$; $\zeta = \delta_1 / \delta_0$;

τ_0 - время между циклами охлаждения (может быть определено по графикам, приведенным в [2]).

Расчеты по формуле (4) показывают, что при $\Delta t = 180^\circ\text{C}$ в аустенитной стали X18H12T, из-за низкой длительной пластичности, трещины могут появиться уже через несколько десятков циклов. Перлитная сталь I2X1MФ обладает значительно большей пластичностью и может поэтому выдержать несколько тысяч циклов до появления трещин.

Следует однако отметить, что длительность первого периода представляет в данном случае скорее теоретический, чем практический интерес, поскольку нельзя гарантировать отсутствия на поверхности трубы технологических или структурных дефектов, могущих являться исходными трещинами. Например, наличие единичных трещин термической усталости было обнаружено исследователями ТПИ на трубах, работающих в парогенераторах в условиях паровой обдувки, когда термические напряжения заведомо ниже $2\sigma_{0,2}$, что может быть объяснено лишь наличием на их поверхности исходной трещины или дефекта.

Более актуальным является определение скорости распространения трещины.

Очевидно, что эта величина определяется в первую очередь величиной напряжений возле вершин трещины числом циклов охлаждения и физико-механическими свойствами металла. Связь между шириной трещины и указанными факторами может быть установлена зависимостью [4]:

$$\left(1 - \frac{a}{a_0}\right)^{\frac{K}{2}-1} = \frac{K_1}{f^b} \left(\frac{K}{2} - 1\right) a_0^{\frac{K}{2}-1} \left[(1-R)^l \frac{\sigma}{\sigma_b}\right]^\mu N_2 \quad (7)$$

где a - полудлина трещины;

a_0 - то же, исходной трещины;

f - частота циклов охлаждения;

σ - напряжения возле вершины трещины;

σ_b - предел прочности на разрыв металла;

$R = \sigma_{\min} / \sigma_{\max}$ - показатель асимметрии цикла;

K, K_1, b, l и μ - постоянные, зависящие только от свойств металла.

Предполагая, что трещина имеет форму полукруглости радиусом a , с центром на охлаждаемой поверхности и учитывая, что $K = 4$, получим выражение, описывающее закономерность распространения трещины термической усталости

$$a = \left[1 - \frac{(1-R)^{l\mu}}{K_1 f^b} \left(\frac{\sigma}{\sigma_b}\right)^\mu N_2\right]^{-1} a_0 \quad (8)$$

При этом $\sigma = \sigma_t + \sigma_p$, и в качестве текущего радиуса r подставляется значение

$$r = r_2 - (a - \Delta S), \quad (9)$$

при $\Delta S \leq a$ (ΔS - глубина коррозионно-эрозионного износа металла, см. например, [1]).

Если в течение одного цикла очистки происходит несколько теплосмен, то $N_2 = cm$, где c - количество теплосмен в течение одного цикла очистки и m - количество циклов очистки.

Применительно к котельным трубам показатель асимметрии цикла выражается формулой

$$R = \frac{\sigma_p - \sigma_t}{\sigma_p + \sigma_t} \quad (10)$$

При отсутствии внутреннего давления или при $\sigma_t \gg \sigma_p$ показатель $R = R_{\max} = -1$ и $(1-R) = 2$. При σ_p , соизмеримым с σ_t , величина $(1-R) < 2$. По мере роста трещины $\sigma_t \rightarrow \sigma_p$

и $(1 - R) \rightarrow 1$. Таким образом, скорость роста трещины затухает не только вследствие падения σ_t по толщине стенки, но и вследствие постепенного уменьшения с увеличением N_2 величины $(1 - R)$.

Анализ формулы (8) показывает, что при отсутствии износа трещины могут развиваться относительно быстро лишь в начальный период, когда σ максимально (рис. 3). По мере роста трещин их вершины перемещаются в зону все убывающих напряжений, их скорость роста будет затухать и стремиться к нулю при $\sigma \rightarrow 0$. Таким образом, на охлаждаемой поверхности труб создается своего рода "буферный" слой растрескавшегося металла, в котором "гасятся" термические напряжения и затухает скорость распространения трещин.

При наличии износа труб ($\Delta S > 0$) вершины трещин "сдвигаются" к наружной поверхности, а следовательно, в зону более высоких напряжений. Поэтому износ увеличивает абсолютную скорость распространения трещин и в пределе, при скорости износа, близкой к скорости распространения трещин, усталостные трещины не возникают и скорость утонения стенки трубы определяется закономерностями износа. Следовательно, с увеличением интенсивности износа глубина трещин, отсчитанная от изношенной поверхности, будет постепенно уменьшаться.

На основе изложенного можно сделать вывод, что при отсутствии износа или в случае, когда скорость износа не велика по сравнению со скоростью распространения трещин, явление растрескивания вследствие термической усталости локализуется в тонком поверхностном слое труб и существенного влияния на долговечность их работы не оказывает. Однако, при расчете толщины стенки труб поверхностей нагрева, подвергаемых водяной очистке, следует вводить соответствующую поправку.

На рис. 5 приведены результаты аппроксимации формулой (8) опытных данных, приведенных в [5]. Поскольку аналитические формулы расчета термических напряжений в исследуемых образцах, представляющих собой полосы, вырезанные в продольном направлении из труб диаметром 54/38,8 мм, отсутствуют, то закон распределения их был аппроксимирован приближенно зависимостью

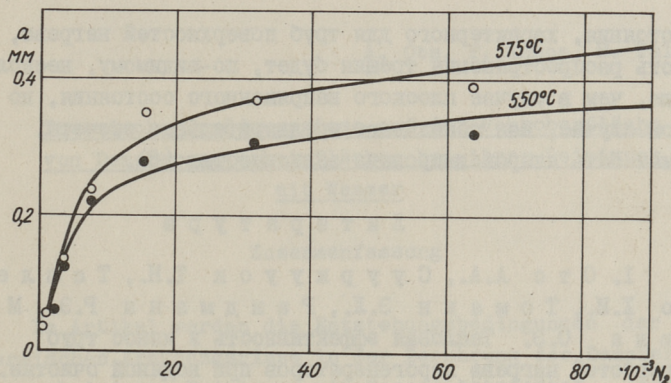


Рис. 5. Зависимость глубины трещин термической усталости от числа теплосмен при первоначальных температурах металла 550 и 575°C.

$$\sigma_t = (S-a)^{\nu} - h, \quad (II)$$

где постоянные ν и h были найдены из граничных условий:

$$\text{при } a = 0, \quad \sigma_t = \sigma_{t\text{макс}} = \frac{\beta E \Delta t(r_2)}{1-\mu};$$

$$\text{при } a = 0,44 \frac{S}{2}, \quad \sigma_t = 0.$$

здесь: $\Delta t(r_2)$ - падение температуры на поверхности образцов при охлаждении (принималось по опытным данным);

$S = 7,6$ мм - толщина образцов.

Учитывая сказанное, получим

$$a = \{1 - A[(S-a)^{\nu} - h]^{\mu} N_2\}^{-1} a_0, \quad (I2)$$

где A и μ определялись из опытной зависимости $a = f(N_2)$.

В (I2) принято $(1-R) = \text{const}$, тем самым несколько завышается расчетное значение a в области больших N_2 и занижается - в области малых значений.

При расчете было условно принято, что $a_0 = 0,035$ мм, чему соответствует начало отсчета расчетных значений $N_2 = 1000$.

Отметим, что в случае пространственного напряженного

состояния, характерного для труб поверхностей нагрева, скорость распространения трещин будет, по-видимому, несколько выше, чем в случае плоского напряженного состояния, но и в этом случае, как показывают предварительные расчеты, она может быть аппроксимирована зависимостью (8).

Л и т е р а т у р а

1. Отс А.А., Сууркууск Т.Н., Таллермо Х.И., Томанн Э.Л., Рандманн Р.Э., Мяэкла О.Э. Тепловая эффективность и износ труб поверхностей нагрева парогенераторов при водяной очистке. - См. наст. сб., с. 35.

2. Андреев Н.А., Гремилов Д.И., Федорович Е.Д. Теплообменные аппараты ядерных установок. М., "Судостроение", 1969 ; с. 351.

3. Либерман Л.Я., Пейсихис М.И. Справочник по свойствам сталей, применяемых в котлотурбостроении. М., Машгиз, 1958, с. 196.

4. Буи - Куск Танг, Бирон А. Пластическая энергия, необходимая для разрушения образцов с трещинами. - "Теоретические основы инженерных расчетов", 1975, № 2, с. 81-87.

5. Ellegu, A.R., Johnson, T.R., Newton, J.D.

Исследование возможности повреждения экранных и пароперегревательных труб вследствие термической усталости, вызванной водяной расшлаковкой под нагрузкой. "Энергетические машины и установки", 1974, № 2, с. 62-70.

Thermische Ermüdungsrisse auf der Rohroberfläche
von Dampferzeugerheizflächen bei ihrer Reinigung
mit Wasser

Zusammenfassung

Im Artikel werden die Entstehungsbedingungen der thermischen Ermüdungsrisse in der Berohrung der Dampferzeuger bei deren Reinigung mit Wasser betrachtet. Es werden Berechnungsformeln für die Bestimmung der kritischen Zahl der Wärmeaustauschzyklen, die zum Entstehen der Anfangsrisse führen, und Formeln der Wachstumsdynamik der Risse mit Berücksichtigung des Korrosionsverschleisses angeführt. Gezeigt wird, dass sich die Risse in der dünnen Oberflächenschicht lokalisieren und deshalb keinen bedeutenden Einfluss auf eine lange Lebensdauer der Rohre ausüben.

Х.Х.Арно, В.Я.Кеэров, В.Э.Ратник,
Э.Л.Томанн, Р.В.Тоуарт

О КОРРОЗИИ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ПАРОГЕНЕРАТОРОВ
В УСЛОВИЯХ СЖИГАНИЯ СЛАНЦЕВОГО МАСЛА УТТ

Опыт эксплуатации мощных энергетических парогенераторов, работающих на эстонских сланцах, показал, что одной из основных трудностей, возникающих при пылевидном сжигании эстонских сланцев, является интенсивный износ труб поверхностей нагрева под воздействием коррозионно-агрессивных золовых отложений и средств очистки [1]. Намечаемый перевод пылесланцевых парогенераторов на сжигание сланцевого масла по энерготехнологической схеме уменьшает актуальность этой проблемы (по крайней мере в начальный период, до накопления экспериментальных данных), так как сланцевое масло установок с твердым теплоносителем (УТТ) содержит в значительном количестве твердые минеральные примеси, которые могут активно участвовать в процессах загрязнения и коррозии поверхностей нагрева. Более конкретные данные о коррозионной активности золовых отложений сланцевого масла УТТ до сих пор, однако, отсутствуют.

Для получения предварительных данных об условиях работы поверхностей нагрева парогенераторов при переводе их на сланцевое масло, на ОПУ ТЭЦ Кохтла-Ярве были проведены специальные исследования по сжиганию сланцевого масла УТТ [2]. Естественно, что одной из основных целей этих исследований являлось также выяснение коррозионных свойств получаемой золы и отложений.

Исследованиями установлено, что основным коррозионно-действующим компонентом в золе и отложениях эстонских сланцев является KCl , который особенно интенсивно отлагается

на поверхностях нагрева в начальных стадиях образования отложений [3]. Так, содержание KCl в этих первичных слоях отложений составляет обычно 25...30% и даже более, в то время как содержание KCl в уносе не превышает обычно 1...1,5%.

Химические анализы проб уноса и золовых отложений сланцевого масла, полученных с опытных зондов во время проведенных на ОМУ ТЭЦ Кохтла-Ярве опытов показали, что содержание Cl в золе сланцевого масла примерно в 2...3 раза больше содержания Cl в сланцевой золе пылевидного сжигания. При этом, результаты рентгенофазовых анализов подтверждают, что Cl в пробах находится, в основном, в составе KCl . В то же время содержание Cl в золовых отложениях, образовавшихся при относительно кратковременных (до 100 часов) опытах на зондах оказалось очень маленьким и во многих случаях не превышало даже 0,01%.

Объяснить такое положение можно, очевидно, на основе данных [4, 5], согласно которым интенсивность отложения относительно легковогзняющихся в топочных процессах хлоридов и сульфатов щелочных металлов на поверхностях нагрева (ΔG) зависит главным образом от парциального давления паров данного компонента в дымовых газах (p_k) и температуры поверхности (t_n). В общем виде упомянутая выше закономерность представлена на рис. 1 (конкретные данные различных соединений несколько отличаются).

Из этих данных выясняется, что для каждого парциального давления существует определенная температура поверхности ("точка росы"), выше которой интенсивность отложения данного соединения резко падает. Исследованиями, проведенными на парогенераторах ТП-17 пылевидного сжигания эстонских сланцев, установлено, что такая зависимость существует также при отложении KCl [3].

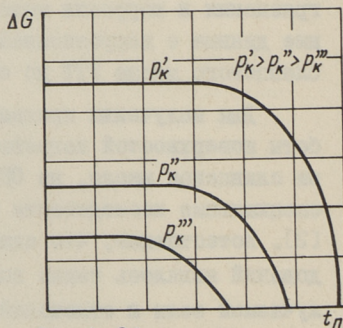


Рис. 1. Общая закономерность отложения легковогзняющихся соединений щелочных металлов на поверхностях нагрева по [3, 4].

Можно предположить, что из-за общего малого содержания KCl в продуктах сгорания сланцевого масла, "точка росы" его паров в проведенных на ОПУ ТЭЦ Кохтла-Ярве опытах оказалась ниже температуры стенки опытных зондов (t_{CT} варьировалась в пределах $500...650^{\circ}C$). Для выяснения вопроса, может ли отложение KCl иметь место на более низкотемпературных поверхностях нагрева, кроме основных опытов были проведены еще специальные кратковременные опыты (2,5...24 ч), в которых t_{CT} зондов поддерживалась в пределах $200...300^{\circ}C$. (Опыты были кратковременными во избежание возможного превращения хлоридов в сульфаты). Однако результаты этих опытов также подтвердили, что парциальное давление паров KCl в дымовых

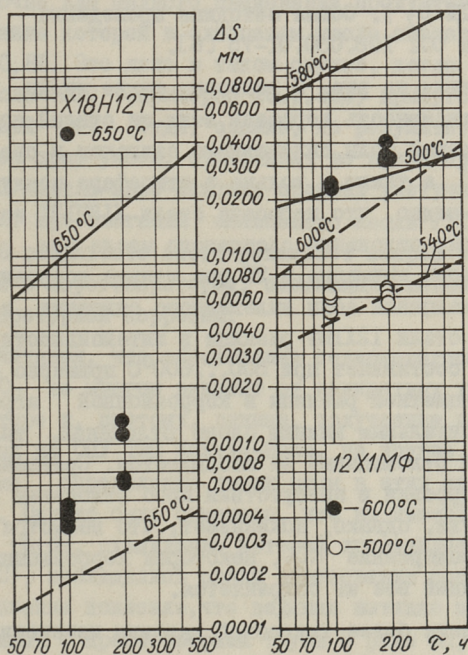


Рис. 2. Интенсивность коррозии сталей X18H12T и 12X1MФ под воздействием золотых отложений сланцевого масла УТТ.

- в присутствии сланцевой золы пылевидного сжигания,
- в атмосфере воздуха.
- опытные данные.

газах при сжигании сланцевого масла, по-видимому, все же настолько низкое, что такое интенсивное отложение KCl на поверхностях нагрева, которое наблюдается при пылевидном сжигании эстонских сланцев, в данном случае вообще не имеет места.

Уменьшение содержания KCl в золовых отложениях должно привести к уменьшению их коррозионной агрессивности. Лабораторные исследования, результаты которых представлены на рис. 2, это предположение подтвердили. Эти коррозионные опыты, продолжительностью 100 и 200 часов проводились со сталями $X18H12T$ и $I2XIM\Phi$ при температурах 500, 600 и 650°C в присутствии измельченных проб золовых отложений сланцевого масла (среда - дымовые газы, содержащие 3,6...4,2% O_2). Общая методика проведения опытов соответствовала ОСТ 108.030.01-75 [6].

Для сравнения на рис. 2 нанесены также линии, характеризующие интенсивность коррозии этих же сталей под воздействием сланцевой золы пылевидного сжигания в среде дымовых газов [7], а также и только в атмосфере воздуха [8]. Из этих данных видно, что коррозия стали $X18H12T$ под воздействием золовых отложений сланцевого масла при 650°C за 100...200 часов примерно в 25 раз меньше коррозии под воздействием сланцевой золы пылевидного сжигания в этих же условиях. У стали $I2XIM\Phi$ разница в интенсивности коррозии меньше и составляет при 500...600°C примерно 4...5 раз. При этом заметной разницы в коррозионной агрессивности между фронтальным нижним слоем отложений, тыльными и гребневидными отложениями не наблюдается. Сравнение интенсивностей коррозии в присутствии проб отложений и в атмосфере воздуха, однако, показывает, что несмотря на почти нулевое содержание KCl , некоторая коррозионная активность отложений все же сохраняется.

Для получения более подробной картины изменений условий работы высокотемпературных поверхностей нагрева при переводе парогенераторов на сланцевое масло следует к вышеизложенному еще добавить, что по данным проведенных на ОПУ ТЭЦ Кохтла-Ярве опытов, наряду с уменьшением интенсивности коррозии имеет место также уменьшение за-

грязнения поверхностей нагрева. Это в свою очередь, позволяет применить более легкий режим очистки, а в общем итоге должно привести к заметному уменьшению износа труб поверхностей нагрева этих парогенераторов.

Кроме высокотемпературной коррозии требует внимания, однако, еще одно обстоятельство. Высокое содержание свободной CaO в сланцевой золе пылевидного сжигания обеспечивает практически полное связывание образовавшихся в топочных процессах SO_3 и H_2SO_4 и, таким образом, предотвращает низкотемпературную коррозию поверхностей нагрева. Содержание CaO в сланцевом масле, зольность которого по условиям технического проекта энерготехнологической установки на Эстонской ГРЭС не должна превышать 0,3%, явно недостаточно для полного связывания продуктов сгорания серы, содержание которой в сланцевом масле составляет примерно 0,6...0,8%. Это даже в таком случае, когда вся содержащаяся в золе CaO (примерно 20...40%) присутствует в виде свободной CaO . Судя, однако, по результатам химических анализов проб уноса, отобранных во время проведенных на ОПУ ТЭЦ Кохтла-Ярве опытов, степень улетучивания серы составляет при сжигании сланцевого масла УТТ даже более 90%. В результате этого возникает вопрос об опасности появления в парогенераторах, сжигающих сланцевое масло низкотемпературной коррозии.

Учитывая, что образование содержащегося в дымовых газах SO_3 во многом зависит от конкретных условий в парогенераторе и, поэтому, данные, полученные из опытов, проведенных на ОПУ ТЭЦ Кохтла-Ярве, на другие условия неприводимы, определение точки росы в этих опытах не проводилось. Однако было отмечено, что на поверхности преоборной трубы, охлаждение которой проводилось водой ($t_{\text{ст}} < 100^\circ\text{C}$), наблюдались следы образования росы. Дальнейшее исследование показало, что водная вытяжка проб отложений, отобранных с преоборной трубы в ряде случаев оказалась кислой, что явно свидетельствует о конденсации H_2SO_4 на этой низкотемпературной поверхности.

Подводя итоги всего вышеизложенного, можно, таким образом, сказать, что перевод пылесланцевых парогенераторов на сжигание сланцевого масла приводит, очевидно, к

заметному уменьшению высокотемпературной коррозии и износа поверхностей нагрева. В то же время возникает опасность появления низкотемпературной коррозии, неизвестной при пылевидном сжигании сланцев, но причиняющей большой ущерб, например, в парогенераторах, сжигающих сернистые мазуты. Учитывая однако, что содержание серы в сланцевом масле все же значительно меньше, чем в сернистых мазутах (соответственно 0,6...0,8% и до 3,5%), этот вопрос в данном случае, по-видимому, такого острого характера иметь не будет, хотя требует определенного внимания при разработке проектов реконструкции и проведении наладки парогенераторов при переводе их на сланцевое масло.

Л и т е р а т у р а

1. О т с А.А. Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и канско-ачинских углей. М., "Энергия", 1977, с. 312.
2. А р р о Х.Х., К е э р о в В.Я., Т о у а р т Р.В. К а л м а р у А.М., Т а л у м а а Р.Ю. Исследование загрязнения поверхностей нагрева золовыми отложениями в условиях сжигания сланцевого масла УТТ-500 на ОПУ ТЭЦ Кохтла-Ярве. "Тр. Таллинск. политехн. ин-та", 1978, № 450, с. 65.
3. 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. Физика-Математика", 1967, т. 16, № 4, с. 483-488.
4. J a c k s o n P.I. Feuerseitige Ablagerungen und Korrosionen in Dampferzeugern. "Mitt.VGB", 1963, № 85, S. 220-231.
5. B i s h o p R.J., C l i f f e K.R. Condensation behaviour of sodium chloride during convective heat transfer "J. Inst. Fuel", 1970, vol. 43, № 358, p.441-448.
6. Котлы паровые. Методика коррозионных испытаний ОСТ 108.030.01-75.
7. Э п и к И.П., Т о м а н н Э.Л., О т с А.А. Лабораторное исследование кинетики окисления котельных ста-

лей в среде продуктов сгорания сланцев. - "Тр. Таллинск. политехн. ин-та", 1971, серия А, № 316, с. 3-19.

8. Отс А.А., То м а н н Э.Л., То у а р т Р.В. Некоторые результаты изучения коррозионной стойкости котельных сталей в воздушной атмосфере. - "Тр. Таллинск. политехн. ин-та", 1977, № 416, с. 125-130.

H. Arro, V. Keerov, V. Ratnik,
E. Tomann, R. Touart

Über die Heizflächenkorrosion von Dampferzeugern bei
der Verbrennung von Brennschieferöl der Anlage FW

Zusammenfassung

Dargelegt werden die Resultate von labor- und halbindustriellen Untersuchungen zur Erläuterung der Korrosionseigenschaften der Ascheablagerungen, die sich auf den Heizflächen von Dampferzeugern bei der Verbrennung von Brennschieferöl aus den Anlagen mit festem Wärmeträger (AFW), bildeten.

Es werden Angaben über den Gehalt von korrosionsaktiven Komponenten in den Ablagerungen neben Resultaten von Korrosionslaborversuchen mit den Stählen X18H12T und 12XIMF angeführt.

КОРРОЗИОННАЯ СТОЙКОСТЬ КОТЕЛЬНЫХ СТАЛЕЙ В
ПРОДУКТАХ СГОРАНИЯ ЛЕЙПЦИГСКОГО БУРОГО УГЛЯ

Основой энергетики ГДР являются работающие на бурых углях тепловые электростанции. Поэтому надежность и безопасность работы энергооборудования на этом виде топлива имеют большое народнохозяйственное значение.

В последнее время при выборе типа стали для поверхностей нагрева парогенераторов исходят не только из их прочностных свойств, но учитывают также утонение стенки трубы из-за высокотемпературной коррозии металла. С этой целью в СССР разработаны специальные руководящие технические материалы [1]. В работах [2, 3 и др.] показано, что процесс высокотемпературной коррозии может существенно ускориться в условиях очистки поверхностей парогенераторов от золовых отложений, когда происходит периодическое разрушение образовавшихся на поверхности металла оксидных пленок.

В Таллинском политехническом институте проводится комплекс научно-исследовательских работ с целью установления закономерностей высокотемпературной коррозии котельных сталей под влиянием золы лейпцигского бурого угля (средне-германский бурогольный бассейн). В настоящей работе приведены предельные температуры применимости котельных сталей по их коррозионностойкости, а также таблицы утонения толщины стенки труб в зависимости от температуры и времени. Результаты работы основываются на кинетике высокотемпературных коррозий котельных сталей под влиянием летучей золы лейпцигского бурого угля [4]. Исследование кинетики коррозии проводилось в лабораторных условиях со следующими марками стали: 12Х1МФ, 12Х2МФСР, 12ХН12Т и сталь 20. Минимальная и максимальная длитель-

ность опытов была соответственно 100 и 2000 часов.

Углеродистая сталь 20 испытывалась при температурах 450, 500 и 550°C, стали 12Х1МФ и 12Х2МФСР – при 500, 550, 600 и 650°C, а сталь Х18Н12Т – при 550, 600, 650°C. На основе этих данных были составлены для каждой стали расчетные выражения типа

$$\Delta s = s(T, \tau).$$

Коррозионная стойкость котельных сталей в соответствующей среде (продукты сгорания топлива, воздух, водяной пар и др.) характеризуются величиной глубины коррозии при данной температуре за определенное время. В таблицах I–3 приведены глубина коррозии сталей под влиянием лейпцигского бурого угля и водяного пара в зависимости от температуры при $10 \cdot 10^3$, $50 \cdot 10^3$ и $100 \cdot 10^3$ часов. Глубина коррозии под влиянием золы угля рассчитывалась по приведенным в [4] выражениям с учетом коэффициента запаса 1,3, а в водяном паре – по данным [1].

На основе приведенных в таблицах I–3 данных можно при известном температурном режиме металла определить величину глубины коррозии котельных труб как с наружной (Δs_n), так и с внутренней поверхности ($\Delta s_{вн}$).

В тех случаях, когда температура металла колеблется в больших пределах (более 20°C от средней) глубину коррозии можно определить по т.н. эквивалентной температуре, которая приводит температуру стали в парогенераторе при изменяющемся режиме к температуре, соответствующей фактическому времени работы [2].

При высоких тепловых нагрузках поверхностей нагрева необходимо учитывать разность между температурами наружной и внутренней поверхностей труб.

Приводимые выше данные о коррозии сталей в продуктах сгорания лейпцигского бурого угля и в среде водяного пара позволяют определить предельные температуры металла труб поверхностей нагрева парогенераторов. Предельная температура характеризует допустимую верхнюю температурную границу применения заданной марки стали в данной среде продуктов сгорания топлива, исходя из условий ее коррозионной стойкости.

Глубина коррозии оталей ΔS за $10 \cdot 10^3$ часов, мм

Темпера- тура, °C	Сталь 20		I2X1MФ		I2X2MФCP		X18H12T	
	лейпцигский бурый уголь	водяной пар	лейпцигский бурый уголь	водяной пар	лейпцигский бурый уголь	водяной пар	лейпцигский бурый уголь	водяной пар
I	2	3	4	5	6	7	8	9
400	0,003	0,007						
410	0,004	0,004						
420	0,004	0,01						
430	0,005	0,01						
440	0,007	0,02						
450	0,008	0,02						
460	0,01	0,03						
470	0,01	0,03						
480	0,02	0,04						
490	0,02	0,05						
500	0,02	0,06	0,02	0,03	0,03	0,02	0,001	0,003
510	0,03	0,07	0,03	0,04	0,03	0,02	0,001	0,003
520	0,04	0,09	0,04	0,05	0,04	0,03	0,001	0,004
530	0,05	0,11	0,05	0,07	0,05	0,04	0,001	0,005
540	0,07	0,13	0,06	0,08	0,07	0,05	0,001	0,006
550	0,08	0,16	0,08	0,10	0,09	0,06	0,001	0,007

I	2	3	4	5	6	7	8	9
560			0,10	0,12	0,11	0,07	0,001	0,008
570			0,12	0,14	0,13	0,08	0,001	0,009
580			0,16	0,16	0,17	0,10	0,001	0,01
590			0,20	0,20	0,21	0,12	0,002	0,01
600			0,24	0,25	0,26	0,14	0,002	0,01
610			0,31	0,30	0,34	0,11	0,002	0,02
620			0,34	0,35	0,42	0,20	0,003	0,02
630			0,49	0,37	0,52	0,25	0,004	0,02
640			0,62	0,43	0,65	0,29	0,004	0,02
650			0,77	0,50	0,81	0,35	0,005	0,03
660							0,007	0,03
670							0,008	0,04
680							0,009	0,04
690							0,01	0,05
700							0,01	0,06

Глубина коррозии сталей Δs за $50 \cdot 10^3$ часов, мм

Температура $t, ^\circ C$	Сталь 20		I2XIMФ		I2X2MCP		XIVH12T	
	лейпцигский бурый уголь	водяной пар	лейпцигский бурый уголь	водяной пар	лейпцигский бурый уголь	водяной пар	лейпцигский бурый уголь	водяной пар
I	2	3	4	5	6	7	8	9
400	0,004	0,01						
410	0,005	0,02						
420	0,006	0,02						
430	0,008	0,03						
440	0,01	0,03						
450	0,01	0,04						
460	0,02	0,05						
470	0,02	0,06						
480	0,03	0,08						
490	0,04	0,10						
500	0,05	0,12	0,04	0,07	0,05	0,03	0,001	0,005
510	0,07	0,14	0,06	0,08	0,06	0,04	0,001	0,006
520	0,08	0,17	0,08	0,10	0,08	0,05	0,001	0,007
530	0,10	0,20	0,10	0,14	0,11	0,06	0,001	0,009
540	0,13	0,24	0,14	0,16	0,14	0,08	0,001	0,01
550	0,17	0,28	0,17	0,18	0,18	0,09	0,002	0,01
560			0,22	0,22	0,24	0,11	0,002	0,02

I	2	3	4	5	6	7	8	9
570			0,29	0,26	0,31	0,14	0,003	0,02
580			0,38	0,33	0,41	0,16	0,003	0,02
590			0,50	0,40	0,53	0,20	0,004	0,02
600			0,66	0,46	0,69	0,24	0,005	0,03
610			0,84	0,56	0,91	0,28	0,006	0,03
620			1,12	0,66	1,16	0,35	0,008	0,04
630			1,44	0,69	1,52	0,44	0,01	0,04
640			1,41	0,81	1,97	0,52	0,01	0,05
650			2,47	0,95	2,55	0,63	0,02	0,06
660							0,02	0,07
670							0,03	0,08
680							0,03	0,09
690							0,04	0,10
700							0,04	0,11

Глубина коррозии сталей Δs за $100 \cdot 10^3$ часов, мм

Температура $t, ^\circ\text{C}$	20		12 Х1МФ		12 Х2МФСР		Х18Н12Т	
	Сталь	лейпцигский бурый уголь пар	лейпцигский бурый уголь пар	лейпцигский бурый уголь пар	лейпцигский бурый уголь пар	лейпцигский бурый уголь пар	лейпцигский бурый уголь пар	лейпцигский бурый уголь пар
I	2	3	4	5	6	7	8	9
400	0,004	0,02						
410	0,005	0,02						
420	0,007	0,03						
430	0,009	0,04						
440	0,01	0,04						
450	0,02	0,06						
460	0,02	0,07						
470	0,03	0,08						
480	0,04	0,10						
490	0,05	0,13						
500	0,06	0,16	0,06	0,08	0,06	0,04	0,001	0,007
510	0,08	0,19	0,08	0,10	0,08	0,05	0,001	0,009
520	0,10	0,23	0,10	0,12	0,11	0,06	0,001	0,01
530	0,14	0,28	0,14	0,15	0,15	0,08	0,001	0,01
540	0,18	0,33	0,18	0,18	0,19	0,10	0,003	0,02
550	0,23	0,40	0,24	0,23	0,26	0,12	0,003	0,02

I	2	3	4	5	6	7	8	9
560			0,32	0,25	0,34	0,14	0,003	0,02
570			0,43	0,27	0,45	0,18	0,004	0,02
580			0,57	0,33	0,60	0,22	0,005	0,03
590			0,75	0,43	0,79	0,26	0,006	0,03
600			1,00	0,50	1,05	0,32	0,008	0,04
610			1,31	0,62	1,39	0,38	0,01	0,05
620			1,74	0,73	1,81	0,45	0,01	0,05
630			2,30	0,91	2,41	0,57	0,02	0,06
640			3,09	1,07	3,17	0,67	0,02	0,07
650			4,07	1,26	4,17	0,80	0,02	0,08
660							0,04	0,09
670							0,04	0,10
680							0,05	0,12
690							0,07	0,14
700							0,08	0,16

Т а б л и ц а 4

Значения предельных температур для котельных сталей, °С

Марка стали	50 · 10 ³ ч		100 · 10 ³ ч	
	лейпцигский уголь	лейпцигский уголь	назаровский уголь	эстонские сланцы
20	> 550	> 550	450	450
Г2Х1МФ	595	580	590	540
Г2Х2МФСР	600	585	595	540
Х18Н12Т	> 650	> 650	650	585

В таблице 4 приведены предельные температуры стали 20, сталей Г2Х1МФ, Г2Х2МФСР и Х18Н12Т в продуктах сгорания лейпцигского бурого угля, определенные для времен 50 · 10³ и 100 · 10³ часов. Для сравнения в этой же таблице приведены также предельные температуры тех же марок сталей в продуктах сгорания назаровского угля и эстонских сланцев по [5].

Приведенные в таблице 4 предельные температуры определялись из условия

$$\Delta s_n + \Delta s_{вн} = 1 \text{ мм}$$

при заданном времени. (Здесь Δs_n и $\Delta s_{вн}$ обозначают соответственно глубину коррозии наружной и внутренней поверхностей трубы с учетом коэффициента запаса 1,3).

Предельные температуры определялись графическим путем при помощи кривых $\Delta s_n + \Delta s_{вн} = s(t)$ с точностью $\pm 5^\circ\text{C}$.

Видно, что предельные температуры для перлитных сталей в продуктах сгорания лейпцигского бурого угля находятся в тех же пределах, что и для назаровского угля, а для аустенитной стали Х18Н12Т — выше. Отметим, что зола назаровского бурого угля близка по химическому составу к лейпцигскому углю. Приведенные в таблице 4 предельные температуры также близки к предельным температурам других неагрессивных топлив (природный газ, антрацитовый штыб, экибастузский уголь) [5] и существенно отличаются от предельных температур для котельных сталей в продуктах сго-

рания эстонских сланцев. Последние отличаются от других рассмотренных топлив с высокой коррозионной активностью, в основном, из-за наличия в них соединений хлора.

Для оценки влияния золы лейпцигского бурого угля на высокотемпературную коррозию котельных сталей в таблице 5 приведены глубины коррозии при $50 \cdot 10^3$ часов в среде продуктов сгорания лейпцигского бурого угля, в воздухе, в продуктах сгорания назаровского угля и эстонских сланцев при температурах 500, 550, 600 и 650°C. Глубины коррозии в воздухе и в продуктах сгорания назаровского угля и эстонских сланцев приведены по данным [1].

Т а б л и ц а 5

Глубина коррозии котельных сталей в различных средах при $50 \cdot 10^3$ часов, мм

Температура °С	Г2Х1МФ			
	лейпцигский уголь	воздух	назаровский уголь	эстонские сланцы
500	0,04	0,11	0,08	0,40
550	0,17	0,30	0,22	0,67
600	0,65	0,80	0,57	-
650	2,47	-	-	-
		Г2Х2МФСР		
500	0,05	0,05	0,09	0,36
500	0,18	0,21	0,23	0,73
600	0,69	0,80	0,54	-
600	2,55	-	-	-
		Х18Н12Т		
500	0,001	0,0002	0,02	0,07
550	0,002	0,0005	0,07	0,18
600	0,005	0,001	0,18	0,47
650	0,024	0,003	0,45	1,25

Анализ представленных в таблице 5 данных показывает, что глубина коррозии перлитных сталей под влиянием золы лейпцигского бурого угля по сравнению с глубиной коррозии в продуктах сгорания назаровского угля относительно мало отличается от последней.

Сравнение изложенных данных показывает, что глубина коррозии сталей 12Х1МФ и 12Х2МФСР при 550°С в воздушной атмосфере больше, чем при коррозии под влиянием лейпцигского бурого угля. Что касается высокотемпературной коррозии стали Х18Н12Т, то здесь коррозионное влияние золы назаровского угля больше, чем золы лейпцигского бурого угля. Коррозия этой стали в воздушной среде происходит намного медленнее, чем в других средах. Что касается влияния температуры, то необходимо отметить, что она является основным ускоряющим фактором процесса коррозии. Интенсивность коррозии с повышением температуры наиболее сильно ускоряет процесс под влиянием золы лейпцигского бурого угля.

Сравнивая коррозию сталей под влиянием золы лейпцигского и назаровского углей и в среде продуктов сгорания эстонских сланцев, видим, что в последнем случае глубина коррозии при заданной температуре намного выше. Следовательно, золы лейпцигского бурого угля как и зола назаровского угля не содержат в заметном количестве компоненты, активизирующие процесс высокотемпературной коррозии. То, что интенсивность коррозии в воздушной атмосфере иногда выше интенсивности коррозии под влиянием золы лейпцигского бурого угля, можно объяснить меньшей концентрацией кислорода в продуктах сгорания топлива, чем в воздухе. Определенную роль играет также дополнительное диффузионное сопротивление слоя золы.

Несмотря на то, что зола лейпцигского бурого угля в продуктах сгорания (концентрация кислорода и водяного пара во влажных продуктах сгорания соответственно равна 4,4 и 16%) существенно не ускоряет процесса высокотемпературной коррозии, все-таки частые разрушения оксидных пленок на трубах при интенсивной очистке поверхностей нагрева от золовых отложений вызывают заметный износ труб. Это, например, имеет место при очистке топочных экранов парогенератора П-52 на электростанции "Тирбах" ГДР.

Таким образом, при дальнейшем развитии рассматриваемых в данной работе проблем необходимо определить предельные температуры стали с учетом периодических разрушений

оксидных пленок на трубах при их периодической очистке от золовых отложений. Необходимо также провести дополнительные опыты в промышленных условиях для уточнения кинетических коэффициентов высокотемпературной коррозии, так как коррозионная активность стабильных золовых отложений на трубах поверхностей нагрева может несколько отличаться от коррозионной активности летучей золы [2].

Л и т е р а т у р а

1. Метод учета окалинообразования при расчете на прочность элементов поверхностей нагрева паровых котлов. РТМ 24.030.49-75 с. 70.

2. Отс А.А. Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и канско-ачинских углей. М., "Энергия", 1977, с.312.

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

4. Хертер Р.Г., Отс А.А., Тоурт Р.В. Кинетика высокотемпературной коррозии котельных сталей в среде продуктов сгорания лейпцигского бурого угля. - "Тр. Таллинск. политехн. ин-та", 1978, № 450, с. 89.

5. Тьялпин К.К., Максимов А.И. и др. Коррозионная стойкость сталей в продуктах сгорания энергетических топлив. - "Жаропрочность и жаростойкость металлических материалов", М., "Наука", 1976, с. 183-187.

R. Herter, A. Ots

Korrosionsstandfestigkeit von Kesselstählen unter
Einwirkung der Verbrennungsprodukte Leipziger
Braunkohle

Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit werden die Grenztemperaturen nach der Korrosionsstandfestigkeit der Kesselstähle 12XIM Φ , 12X2M Φ CP, X18H12T und 20, neben Tabellen über die Querschnittsabnahme der Kesselrohre in Abhängigkeit von der Temperatur und der Zeit angegeben. Die Kinetik der Hochtemperaturkorrosion von Kesselstählen unter Einwirkung der Leipziger Braunkohlenflugasche bildet die Grundlage für die Berechnungen.

УДК 536.27

Х. Х. Арре, В. Я. Коэрев

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КАЛИЕВЫХ ТЕПЛОВЫХ ТРУБ В
КАЧЕСТВЕ ОПЫТНЫХ ЗОНДОВ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ
УСЛОВИЙ РАБОТЫ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ПАРО-
ГЕНЕРАТОРОВ

При исследованиях процессов загрязнения и коррозии поверхностей нагрева парогенераторов, весьма часто оказывается целесообразным использовать опытные зонды, имитирующие поверхности нагрева.

Основными требованиями, предъявляемыми к конструкции таких портативных зондов, являются: а) наличие на зонде как можно большей изотермической рабочей поверхности для наращивания проб отложений, б) стабильность и в то же время хорошая регулируемость температуры рабочей поверхности в достаточно широких пределах (примерно от 450 до 650⁰С и более) и, наконец, в) малый вес и простое обслуживание зонда во время работы.

Особенно важным является выполнение вышеупомянутых требований для зондов, предназначенных для работы в условиях сжигания малозольных топлив, когда для получения необходимого для дальнейших исследований количества пробы требуется относительно большая поверхность наращивания отложений. Применяемые в настоящее время зонды, охлаждаемые обычно водой или воздухом, однако, характеризуются недостаточной изотермичностью их рабочей поверхности и малой стабильностью ее температуры при всегда наблюдаемых в парогенераторах случайных колебаниях температуры дымовых газов.

Эти обстоятельства вынудили Таллинский политехнический институт разработать новый тип опытных зондов (рис. I) ,

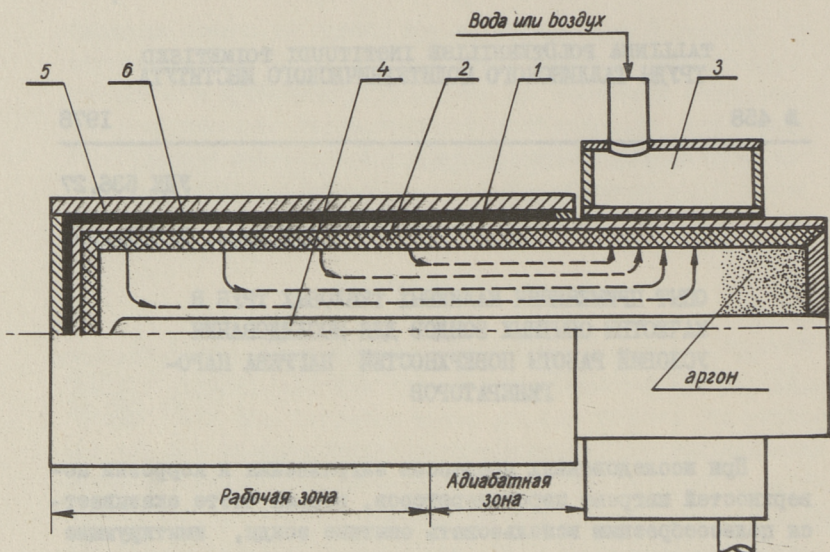


Рис. 1. Принципиальная схема опытного зонда:
 1 - корпус тепловой трубы, 2 - фитиль, 3 - конденсатор,
 4 - внутренняя термопара, 5 - сменная гильза,
 6 - слой легкоплавкого сплава.

система охлаждения которых работает по принципу тепловой трубы [1]. Зонды длиной 1600 мм были изготовлены из трубы ϕ 42x3,5 мм (сталь Х18Н12Т). В качестве материала для фитиля использовалась либо сетка из нержавеющей стали Х18Н12Т с размерами ячейки 40 мкм и 140 мкм (многослойный комбинированный фитиль), либо пористая пластина марки ПНС-6 из стали Х18Н15, толщиной 0,5 мм и эффективным радиусом пор 10,2 мкм.

Исходя из температурных условий работы зондов, в качестве теплоносителя был использован металлический калий, а повышение стабильности температуры зондов (путем саморегулирования) было достигнуто наполнением зондов небольшим количеством инертного газа - аргона.

Учитывая, что в некоторых случаях оказывается целесообразным исследовать пробы отложений вместе с металлом трубы, для предотвращения при этом необходимости разрушения

зонда, в конструкции зондов была предусмотрена возможность установления на корпусе зонда специальной сменной гильзы с заполнением зазора между корпусом зонда и гильзой легкоплавким сплавом, например, сплавом Вуда.

Максимальная расчетная тепловая нагрузка зондов при температуре парового потока теплоносителя 600°C (ограничение по звуковой скорости) составляла примерно 30 кВт. Однако, так как лимитирующим фактором в данном случае является перепад температуры вдоль рабочей поверхности зонда, который для обеспечения более-менее одинаковых условий образования отложений не должен превышать 10°C , то при определении практических условий работы зондов исходили из условия, что число Маха не должно превышать значения $M \leq 0,6$.

Опыт эксплуатации изготовленных зондов на парогенераторах и на ОПУ ТЭЦ Кохтла-Ярве в течение около 2500 часов показал, что в заданных условиях температура дымовых газов $800 \dots 1200^{\circ}\text{C}$ и зонда $450 \dots 650^{\circ}\text{C}$, они работают устойчиво. Максимальный перепад температуры вдоль испарительной части зонда, длина которой при проведенных опытах варьировалась $0,5 \dots 1$ м, составлял, в зависимости от условий отдельных опытов, $\sim 0 \dots 10^{\circ}\text{C}$.

Следует отметить, что при разработке и эксплуатации зондов возник также ряд проблем, от успешного решения которых зависят как надежность работы, так и технические возможности зондов вообще. Среди этих проблем наиболее важными являются: 1) измерение температуры поверхности зонда, 2) измерение воспринятого зондом теплового потока, 3) запуск зонда в условиях высоких тепловых нагрузок и 4) получение сигнала о выскании фитиля.

Для измерения температуры стенки опытных зондов в практике весьма часто используются термопары, установленные в стенке зонда (в специальных врезках). Такой метод требует, однако, относительно толстостенных ($\delta > 4$ мм) труб, а также усложняет технологию изготовления зондов. Поэтому было решено провести измерение температур зонда с помощью термопар, установленных в специальной гильзе середине парового пространства зонда (измерение проводилось в трех точках). При этом уменьшается также возможность повреждения термопар

под воздействием агрессивных продуктов сгорания топлива и механических напряжений, возникающих, например, при запуске и остановке зондов.

Определение температуры наружной поверхности зонда заключается в таком случае в решении уравнения:

$$t_{\text{ст}} = t_n + \Delta t_m + \Delta t_\phi + \Delta t_{\phi n} + \Delta t_n, \quad (I)$$

где t_n — измеренная центральной термопарой в данном сечении температура парового потока теплоносителя;

Δt_m , Δt_ϕ , $\Delta t_{\phi n}$ и Δt_n — радиальные перепады температуры соответственно в стенке труб, в фитиле, при фазовом переходе и в паровом потоке теплоносителя.

Из этих величин Δt_m и Δt_ϕ зависят от удельного радиального теплового потока ($q_{\text{рад}}$), теплопроводности материала (λ) и толщины слоя и в условиях проведенных опытов ($q_{\text{рад}} \leq 80 \text{ кВт/м}^2$) их суммарное значение (при работе без гильзы) не превышало 16°C . Что касается значения $\Delta t_{\phi n}$, то оно в данных условиях практически равняется нулю.

Более сложные проблемы возникают, однако, при определении Δt_n , так как конкретные формулы, связывающие аналитически температуру пара на оси течения парового потока с температурой насыщения на разделе паровой и жидкой фаз при различных тепловых нагрузках для калиевых тепловых труб в настоящее время практически отсутствуют. Имеющиеся в литературе формулы, например, в [2,3,4], описывают только упрощенные модели течения парового потока и дают различные значения для Δt_n .

Поэтому, для оценки, насколько реальные условия в опытных зондах отличаются от рассчитанных на основе различных моделей, в ходе испытания зондов было проведено сопоставление расчетных и экспериментальных данных о температуре парового потока теплоносителя в зонде при различных начальных температурах и тепловых нагрузках. Результаты одного из этих опытов представлены на рис. 2.

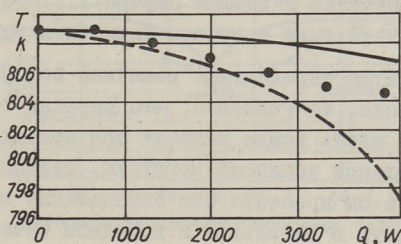


Рис. 2. Изменение температуры пара в зависимости от возрастания аксиального теплового потока.

— кривая, рассчитанная по формуле (2),
 ---- то же, для идеального газа,
 ... экспериментальные данные.

Кривая 1 на этом рисунке рассчитана на основе формулы [2]:

$$q_{\text{акс}} = r(\rho_0 P_0)^{0,5} \cdot A^{-0,5} \cdot \left\{ \frac{P}{P_0} \left[1 - \left(\frac{P}{P_0} \right)^2 \right] \right\}^{0,5}, \quad (2)$$

где $q_{\text{акс}}$ — аксиальная удельная тепловая нагрузка, Вт/м²;
 r — скрытая теплота парообразования, Дж/кг;
 ρ_0 — плотность пара в начале испарителя, кг/м³;
 P_0 — начальное давление пара, Па;
 P — давление пара в данном сечении, Па;
 A — коэффициент, учитывающий профиль поля аксиальных скоростей парового потока.

Эта формула описывает случай, когда температура пара в любом сечении тепловой трубы соответствует температуре насыщения (имеет место равновесная конденсация) и, соответственно, $\Delta t_n = 0$. Кривая 2 характеризует изменение температуры парового потока на оси течения при адиабатическом течении (конденсация паров и реакция $2K \rightleftharpoons K_2$ не имеют места).

Как видно из данных, представленных на рис. 2, экспериментальные точки лежат между этими кривыми. Это говорит о том, что в реальных условиях в паровом потоке протекает либо только частичная конденсация, либо имеет место процесс ассоциации атомов калия, согласно реакции $2K \rightarrow K_2$.

Так как кривая 1 соответствует температуре насыщения на разделе жидкой и паровой фаз, можно сказать, что

Δt_n не превышает в данном случае 2...3°C. Примерно такие же результаты были получены также при других опытах.

Что касается определения величины воспринятого зондом теплового потока, то учитывая, что перепад температуры парового потока вдоль зонда зависит при прочих равных условиях от аксиальной тепловой нагрузки, наиболее простым методом казалось бы провести это определение на основе измерений температур в начальном и выходном сечениях испарительной части зонда. Из данных, представленных на рис. 2, однако, явствует, что использование для проведения таких расчетов приведенных в литературе формул, описывающих изменение параметров парового потока при течении вдоль тепловой трубы, не представляется возможным. Ведь в условиях общего небольшого перепада температуры вдоль зонда (менее 10°C) даже небольшие отклонения фактических величин от расчетных могут привести к очень большим ошибкам (рассчитанные значения $q_{\text{акс}}$ оказались в некоторых случаях даже до 30% больше экспериментально определенных). Поэтому, в случаях, когда потребовалось определение $q_{\text{акс}}$, была проведена предварительная тарировка зондов. Следует отметить, что полученные при этом результаты характеризовались хорошей воспроизводимостью и, таким образом, могут, очевидно, служить основой для определений $q_{\text{акс}} = f(\Delta t_{\text{акс}})$.

Некоторые проблемы возникли также при запуске опытных зондов в условиях больших тепловых нагрузок. При нормальной работе зонда изменение давления в паровом потоке и в жидкой фазе вдоль трубы происходит обычно по закономерности, принципиальный вид которой представлен на рис. 3 кривыми А и В (повышение давления в конденсаторе является результатом торможения парового потока). В начальный период запуска зонда может, однако, иметь место очень интенсивная конденсация паров теплоносителя в холодных зонах зонда, так как количество паров, поступающих в конденсационную зону недостаточно для быстрого нагревания последней (конденсатор работает на сверхзвуковом режиме). В результате этого восстановления давления в конденсаторе не происходит (опытные точки на рис. 3) и изменение давления в жидкой фазе протекает по кривой С. Это, однако,

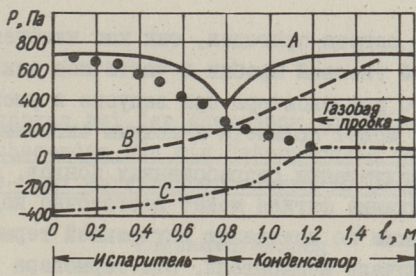


Рис. 3. Изменение давления в тепловой трубе.

A - в паровом канале, по [2],

B и C - в жидкости,

... - данные, рассчитанные на основе измеренных температур.

значит, что жидкость под воздействием капиллярных сил может попасть в метастабильное состояние растяжения [3] и в ней могут образоваться обрывы потока. При более низких температурах не исключена даже возможность остывания и накопления теплоносителя в зоне конденсации. Все это приводит к высыханию фитиля и нарушению нормального рабочего режима зонда.

Во избежание вышеописанного явления, запуски зондов проводился постепенно, путем многократного кратковременного погружения зонда в газоход, с неработающим конденсатором. И только после нагревания всего корпуса, зонд был переведен на нормальный режим работы. Таким методом удалось осуществить запуск зондов без особых затруднений.

Одним из наиболее серьезных нарушений рабочего режима зондов является высыхание фитиля, что особенно часто может иметь место, как уже было сказано, во время запуска зонда. Высыхание фитиля может привести к самым тяжелым последствиям, вплоть до прогорания корпуса зонда и, поэтому, оперативный контроль о нормальной работе фитиля представляет большой интерес. По литературным данным [5] для этих целей может быть использовано показание специальной внутренней термопары, установленной в зоне конденсатора. Однако в условиях, когда зонд для повышения стабильности температурного режима заполнен некоторым количеством инертного газа,

этот метод не совсем пригоден, так как изменение объема более холодной газовой пробки и частичное выключение в результате этого конденсатора при запуске и уменьшении нагрузки зонда может привести к ложным сигналам.

Опыт эксплуатации разработанных зондов, однако, показал, что высыхание фитиля может достаточно надежно быть определено также по показанию внутренней термопары, установленной в начале испарителя. Эта термопара весьма чувствительно реагировала во всех случаях, когда наблюдалось высыхание фитиля и, таким образом, подтвердила, что специальные дополнительные термопары для контроля работы фитиля в этих зондах не потребуются.

Подводя итоги всего вышеизложенного, можно сказать, что применение калиевых тепловых труб в качестве опытных зондов для исследования процессов загрязнения и коррозии поверхностей нагрева себя оправдало. Разработанные зонды легко обслуживаются и характеризуются большой стабильностью режима работы.

Л и т е р а т у р а

1. Е л и с е е в В.Б., С е р г е е в Д.Н. Что такое тепловая труба? М., "Энергия", 1971, с. 136.

2. B u s s e, C.A. Theory of the Ultimate Heat Transfer Limit of Cylindrical Heat Pipes. "Int. J. Heat Mass Transfer", 1973, Vol.16, №1, pp.169-186.

3. К е м м е. Предельные характеристики тепловой трубы. - В сб. "Тепловые трубы", М., "Мир", 1972, с. 160-177.

4. D z a k o w i c, G.S., T a n g, Y.S., A r c e l l a, F.G. Experimental Study of Vapor Velocity Limit in a Sodium Heat Pipe. "Paper ASME", 69-HT-21.

5. F o x, R.D., C a r o t h e r s, K.G., T h o m s o n, W.J. Internal Temperature Distributions in an Operational Heat Pipe. "AIAA Journal", 1972, Vol.10, №7, pp.859-860.

Erfahrungen bei der Anwendung von Wärmerohren als Versuchssonden für die Untersuchung der Verschmutzungs- und Korrosionsprozesse in Dampferzeuger

Zusammenfassung

Dargelegt werden die Untersuchungsergebnisse, die bei der Verwendung von Kalium-Wärmerohren als Versuchssonden für die Imitation der Wärmeaustauschoberflächen in Dampferzeuger gewonnen wurden. Angegeben werden die Daten der Konstruktionselemente dieser Versuchssonden. Weiter werden einige beim Anfahren und im Betrieb der Sonden aufgetretene spezifische Probleme behandelt.

УДК 536.24:536.3

В.А. Сельг

МЕТОД ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ СЛОЖНОГО ТЕПЛООБМЕНА

Наиболее трудной технической проблемой при экспериментальных исследованиях локального сложного теплообмена (ЛСТ) в огнетехнических сооружениях с загрязняющей средой является разделение падающих на исследуемый объект лучистых и конвективных составляющих теплового потока и оценка таких параметров ЛСТ как коэффициент конвективной теплоотдачи α и степень черноты системы ε .

При высоких температурах газовой среды в ней находятся продукты возгонки и испарения разных соединений из состава минеральной части топлива или запыленного воздуха горения, способные сублимироваться или конденсироваться в виде налетов или тонких пленок на относительно холодной поверхности измерительного зонда-калориметра (ЗК) [1]. Под влиянием подобных осадков ЗК быстро теряет свои первоначальные (тарированные) характеристики уже в течение одного измерительного цикла. Если этот факт не учесть при последующей математической обработке данных, то полученные результаты могут ввести в заблуждение при анализе результатов.

Предлагаемая в данной работе методика математической обработки данных теплотехнического эксперимента позволяет из одного кратковременного (до 6 минут) опыта с ЗК нестационарного теплового режима в виде длинного металлического цилиндра получить оценки для располагаемого суммарного теплового потока q_p , коэффициента конвективной теплоотдачи α и степени черноты системы "ЗК - окружающая среда" ε . Чтобы ограничить количество определяемых параметров для уменьшения степеней свободы решения задачи, в данном случае пользуются серым приближением, т.е. коэффициент поглощения

поверхности ЗК принимается равным ε , учитывая еще, что ввиду малости размеров ЗК относительно окружающих поверхностей, ε системы является практически степенью черноты поверхности ЗК.

Темп нагрева изолированного измерительного сектора ЗК регистрируется в двух точках, на разных расстояниях от наружной поверхности ЗК. Учитывая, что в монотонно поднимающихся кривых нагрева ЗК скрыто находится полная информация об условиях ЛСТ, станет ясно, что в данном случае все трудности теплового эксперимента переводятся на расчетную сторону - к дешифрированию полученной информации соответствующей математической обработкой.

Математическая обработка данных, полученных при опытах с ЗК, состоит из нескольких самостоятельных этапов:

1) сглаживание исходных температурных данных при помощи подходящего математического фильтра и аппроксимация на основе физически обоснованной функции - теплового баланса;

2) определение зависимости температуры стенки $T_{ст}$ и воспринятого ЗК-ом теплового потока q_B по времени решением обратной задачи теплопроводности;

3) оценка параметров ЛСТ методом наименьших квадратов.

Не вдаваясь в подробности, остановимся коротко на основных моментах всех трех этапов математической обработки.

Сглаживание и аппроксимация исходных данных

Численными экспериментами на соответствующей математической модели было установлено, что для решения задачи оценки параметров ЛСТ при помощи ЗК нужно свести к минимуму особенно погрешности случайного характера.

При имитации на математической модели работы ЗК в газоходе пароперегревателя мощного котлоагрегата в частности было установлено, что в этих условиях даже пятипроцентная систематическая ошибка исходных температур позволяет оценить параметры ЛСТ с приемлемой точностью ($\pm 6\%$ для q_p , $\pm 1\%$ для α и $\pm 14\%$ для ε). В то же время случайная ошиб-

ка исходных данных порядка $\pm 0,1\%$ может привести к ложному решению системы, которое не имеет смысла в реальной обстановке газохода. Поэтому основной целью сглаживания исходных данных является устранение погрешностей случайного характера. Это возможно при помощи скользящего математического фильтра с последующей аппроксимацией на базе уравнения теплового баланса. Простым математическим фильтром при сглаживании исходных температурных кривых является пятиточечный скользящий передвижной полином второй степени, вычислительным алгоритмом которого при постоянном шаге аргумента (времени) является

$$\hat{\tau}_i = (-3\hat{\tau}_{i-2} + 12\hat{\tau}_{i-1} + 17\hat{\tau}_i + 12\hat{\tau}_{i+1} - 3\hat{\tau}_{i+2}) / 35. \quad (1)$$

Но можно построить более точный, хотя медленнее работающий фильтр на базе системы уравнений теплового баланса

$$\hat{\tau}_j - 1 = 2(Ki_p Fo_j - \hat{\tau}_j Bi Fo_j - \hat{\tau}_j^4 Iw Fo_j), \quad (2)$$

$$j = 1, 2, \dots, m,$$

где $Ki = \alpha R(\lambda_0 T_0)$ - критерий Кирпичева;

$Bi = \alpha R / \lambda_0$ - критерий Био;

$Iw = \varepsilon \sigma_0 R T_0^3 / \lambda_0$ - критерий Иванцова;

$Fo = \lambda_0 \tau / (\gamma C_0 R^2)$ - критерий Фурье;

$\hat{\tau} = T / T_0$ - безразмерная температура.

В начале решается система (2) при $m > 3$ методом наименьших квадратов и определяются временные значения параметров Ki_p , Bi и Iw . Далее по формуле (2) итеративным путем находят новые значения температур для середины участка. Если охватить одновременно все измерительные точки, то можно получить общий аппроксимирующий многочлен, в котором случайные ошибки в основном зависят только от точности расчета, а систематических ошибок также будет меньше, чем при других способах аппроксимации, не базирующихся на уравнении теплового баланса.

В заключение раздела надо все же отметить, что лучше всего принять меры, чтобы вообще обойтись без предварительного сглаживания и аппроксимации, так как применение сглаживающего математического фильтра невольно связано с искажениями исходной информации. Если учесть, что для слу-

чайного (со средним нулевым значением) измерительного шума инерционность ЗК является своеобразным демпфирующим фильтром, то окажется, что погрешности случайного характера в основном связаны со считыванием с ленты самопишущего потенциометра и округлениями при расчете. Применение специальных накопителей информации с цифровым милливольтметром, электронным счетчиком времени, автоматическим коммутатором и выходом на перфоратор должно свести к минимуму случайные погрешности определения исходных температурных зависимостей.

Решение обратной задачи теплопроводности

Исходим из дифференциального уравнения теплопроводности в цилиндрических координатах

$$\gamma c \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial r} \left[\lambda \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{1}{r} \lambda \frac{\partial T}{\partial r} \right], \quad (3)$$

где γ , c и λ - плотность, удельная теплоемкость и коэффициент теплопроводности материала ЗК соответственно.

При аппроксимации его конечноразностными уравнениями

$$\frac{\partial T_i}{\partial r} \approx \frac{1}{2R} \left[\frac{T_i - T_{i-1}}{h_1} + \frac{T_{i+1} - T_i}{h_2} \right] \quad (4)$$

и

$$\frac{\partial^2 T_i}{\partial r^2} \approx \frac{2}{R^2(h_1+h_2)} \left[\frac{T_{i+1} - T_i}{h_2} - \frac{T_i - T_{i-1}}{h_1} \right], \quad (5)$$

где $h_1 = (r_2 - r_1)/R$ и $h_2 = (R - r_2)R$ - безразмерные расстояния между термопарами и между наружной поверхностью ЗК и ближайшей к поверхности термопары соответственно, получаем после несложных перестановок окончательную формулу для определения температуры стенки $T_{ст}$ в зависимости от двух температур внутри ЗК на безразмерных расстояниях от центра $x_1 = r_1/R$ и $x_2 = r_2/R$:

$$T_{ст} = T_2 + \Pi_1 \Gamma_1 \frac{\partial T_2}{\partial t} + \Pi_2 \Gamma_2 (T_2 - T_1). \quad (6)$$

Здесь зависящие от выбора места расположения термопар

геометрические постоянные определяются выражениями

$$\Gamma_1 = \frac{2x_2(1-x_2)(1-x_1)}{4x_2-x_1+1} \quad (7)$$

и

$$\Gamma_2 = \frac{(1-x_2)(4x_2+x_1-1)}{(x_2-x_1)(4x_2-x_1+1)}, \quad (8)$$

а параметры, характеризующие текущие теплофизические свойства материала ЗК, из уравнений

$$\Pi_1 = \frac{\gamma c_2 R^2}{\lambda_{\ominus}} \quad (9)$$

и

$$\Pi_2 = \frac{\lambda_{\ominus}}{\lambda_{\oplus}}. \quad (10)$$

Индексы \ominus и \oplus обозначают, что параметры определяются в зависимости от арифметической средней температур T_I и T_2 или T_2 и T_{CT} соответственно. Так как T_{CT} вначале является неизвестной, то приходится повторять вычисление итеративно несколько раз.

Производная по времени в точке радиусом r_2 определяется уравнением

$$\frac{\partial T_{2,j}}{\partial \tau} = \frac{1}{12 \cdot \Delta \tau} (T_{2,j-2} - 8 \cdot T_{2,j-1} + 8 \cdot T_{2,j+1} - T_{2,j+2}). \quad (II)$$

Проверка комплекса формул для определения T_{CT} на математической модели показала, что точность определения T_{CT} по двум температурам внутри ЗК очень высокая и погрешности не превышают $\pm 0,06\%$, если исходные температуры точные.

Для определения воспринятого теплового потока q_{VB} было разработано несколько вариантов формул, которые все дали максимальную погрешность порядка $\pm 1-3\%$. При этом наилучшим из рассмотренных способов оказался метод, в котором при выведении аппроксимирующего уравнения пользуются фиктивным сеточным узлом вне ЗК. Приводим сразу окончательное уравнение для вычисления тепловосприятия ЗК по этому методу:

$$q_{VB} = \frac{h_1}{2x_2+h_1} \left[R \gamma c_2 \frac{\partial T_2}{\partial \tau} + \frac{2\lambda_{\ominus}}{R h_1^2} (T_2 - T_1) \right]. \quad (12)$$

Проверка уравнения (12) на математической модели показала, что расхождения между тепловыми потоками прямой и обратной задачи для всех точек по времени находились в

пределах от +1,17 до +1,26%. Это явно свидетельствует о том, что данная методика имеет высокую точность, а расхождение вызвано скорее всего систематическими ошибками модели.

Методика оценки параметров ЛСТ

Исходим из предположения, что температуры стенки $T_{ст}$ определены таким образом, что их погрешностями можно пренебречь. Насчет тепловосприятия ЗК считаем, что установленные приближенные значения $\tilde{u}_j = q_{в,j} + w_j$ не различаются от действительных более, чем заданная максимальная погрешность.

Будем рассматривать системы уравнений тепловых балансов на поверхности ЗК при условиях ЛСТ в безразмерном виде

$$Ki_p - Bi \cdot \tilde{\delta}_{ст,j} - Iw \cdot \tilde{\delta}_{ст,j}^4 = Ki_{в,j}, \quad (I3)$$

$$(j = 1, 2, \dots, m).$$

Приведенная система является приближенной в том смысле, что она не учитывает термического сопротивления тонкого налета на поверхности ЗК. Не так как продолжительность опытов не превышает шести минут, то толщина налета на ЗК ничтожна, а соответственно и его термическое сопротивление должно быть незначительно. Поэтому с таким упрощением, очевидно, можно мириться. Нужно отметить, что учет термического сопротивления налета намного усложняет схему расчета и поэтому в данной работе им пренебрегают, принимая за безразмерную температуру поверхности налета температуру стенки $\tilde{\delta}_{ст} = T_{ст}/T_0$.

Пользуясь векторной и матричной записью, систему (I3) можно переписать в виде

$$Ax = \tilde{u}, \quad (I4)$$

где A - матрица с элементами $a_{j1} = 1$, $a_{j2} = -\tilde{\delta}_{ст,j}$, $a_{j3} = -\tilde{\delta}_{ст,j}^4$, ($j = 1, 2, \dots, m$);

x - исходный вектор с координатами $x_1 = Ki_p$, $x_2 = Bi$, $x_3 = Iw$;

\tilde{u} - известный вектор приближенных значений воспринятых тепловых потоков $Ki_{в,j}$ ($j = 1, 2, \dots, m$).

По нашим предположениям элементы матрицы A определены без погрешностей. Если предполагать, что каждый элемент вектора \tilde{u} содержит погрешность w_j , которая нормально рас-

предельна с известной дисперсией σ_j^2 , то при оценке параметров ЛСТ можно пользоваться методом наименьших квадратов, требующим минимизировать целевую функцию [2]

$$S = \sum_{j=1}^m \frac{w_j}{\sigma_j^2} = \sum_{j=1}^m \frac{1}{\sigma_j^2} \left(\tilde{u}_j - \sum_{i=1}^3 a_{ji} x_i \right)^2. \quad (I5)$$

Функция S достигает минимума, если все частные производные по x_i обращаются в нуль одновременно, т.е.

$$\frac{\partial S}{\partial x_i} = 2 \sum_{j=1}^m \frac{a_{ji}}{\sigma_j^2} \left(\tilde{u}_j - \sum_{i=1}^3 a_{ji} x_i \right) = 0, \quad i = 1, 2, 3. \quad (I6)$$

Решая полученную систему линейных нормальных уравнений, определяем искомые элементы вектора x .

К сожалению, в практической реализации метода оценки параметров ЛСТ, при наличии случайных погрешностей, не всегда удается пользоваться обычными методами наименьших квадратов с решением системы (I6). Когда погрешности w_j превышают определенный предел или матрица A плохо обусловлена (степень обусловленности A характеризуется отношением наибольшего значения A к наименьшему), то решение задачи может оказаться произвольным [3].

Л и т е р а т у р а

1. С е л ь г В.А. Образование отложений на газовой стороне поверхностей нагрева. Изв. АН ЭССР. Физ.-Матем., I7, № 4, 1968, с. 442.

2. Б р а н д т З. Статистические методы анализа наблюдений. М., "Мир", 1975, 312 с.

3. Ц и р л и н А.М., Б а л а к и р е в Б.С., Д у д - н и к о в Е.Г. Вариационные методы оптимизации управляемых объектов. М., "Энергия", 1976, 448 с.

Bewertungsmethode der Parameter des komplizierten
Wärmeaustausches

Zusammenfassung

Es wird eine mathematische Bearbeitungsmethode von Aufheizkurven eines nichtstationären zylindrischen Sondenkalorimeters (SK) betrachtet, die aus der Glättung der Ausgangsdaten, der rückwirkenden Bestimmung der Wärmeübertragung und der Parameterbewertung des lokalen komplizierten Wärmeaustausches besteht. Bei der Glättung und Bewertung der Parameter wird das Gleichungssystem der Wärmebilanzen mittels der Methode der geringsten Quadrate gelöst. Im Ergebnis wird eine Näherung für den auftreffenden Gesamtwärmestrom, den Koeffizient der konvektiven Wärmeabgabe und den Schwärzungsgrad des Systems "SK-Umgebung" erhalten.

УДК 536.21:620.191.8

В.А.Варес, Х.А.Кяр

СТРУКТУРНАЯ МОДЕЛЬ И РАСЧЕТ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ЖЕЛЕЗООКИСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Обеспечение надежной работы теплонапряженных поверхностей нагрева парогенераторов в значительной мере зависит от количества и свойств железистоокисных отложений на внутренней поверхности труб.

Из предыдущих исследований известно, что состав отложений, возникающих в нижней радиационной части парогенераторов СКД (сверхкритического давления) при гидразинно-аммиачном и комплексном водных режимах определяется магнетитом (Fe_3O_4) в виде кристаллитов (кристаллов), а количество востита (FeO) и гематита (Fe_2O_3) не превышает 10% [1,2,3]. В зависимости от условий возникновения и роста, а также времени, кристаллиты магнетита могут иметь более или менее упорядоченную форму, близкую к октаэдру. На рис. 1 дан снимок образца, работающего на комплексном водном режиме, на котором хорошо прослеживается основная геометрическая форма кристаллитов. Известно, что структура пористых железистоокисных отложений является взаимопроникающей для порового пространства и для каркаса [2,4].

Эти первичные сведения лежат в основе предлагаемой структурной модели для отложений с целью разработки расчетного метода определения теплопроводности с применением теории обобщенной проводимости [5].

Некоторого объяснения требует вопрос об адекватности между реальной хаотической и модельной упорядоченной структурами. В реальной структуре одновременно существует целый ряд форм кристаллитов с различной степенью совершенства.

Форма частиц реальных отложений может резко отличаться от октаэдра, который представляет идеализированный случай.

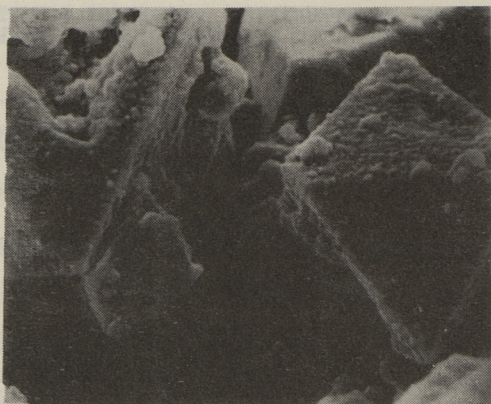


Рис. 1. Снимок железокислых отложений, образовавшихся при комплексном водном режиме (увеличение $\times 15000$). Изображение получено при помощи растрового электронного микроскопа (Ю.Паап).

Следуя [5], можно считать, что форма частиц относительно мало влияет на эффективный коэффициент теплопроводности. Анализ расчетных зависимостей указывает, что в случае существенного различия в коэффициентах теплопроводности компонент эффективная теплопроводность определяется условиями контакта между частицами каркаса (площадь и характер контакта). Непосредственное измерение даже одного из них (например, площади контакта) является трудной экспериментальной задачей в особенности для хаотических структур. Поэтому целесообразно ввести приближенные модели исследуемых структур, которые позволяют на основе относительно скудной исходной информации дать оценки величины эффективного коэффициента теплопроводности.

Модель структуры (рис. 2) представляет собой пространственную систему упорядоченно уложенных кубооктаэдров. Структура образует проникающую сеть пор и каркас из твердого тела с трехмерной симметричностью. Частицы каркаса стыкуются друг с другом по площади контакта, которая изменяется от 0 до 50% от площади грани куба при увеличении объемного содержания компонента каркаса $I m_1$ от 0,167 до 0,833. При меньших значениях пористости $m_2 < 0,167$ струк-

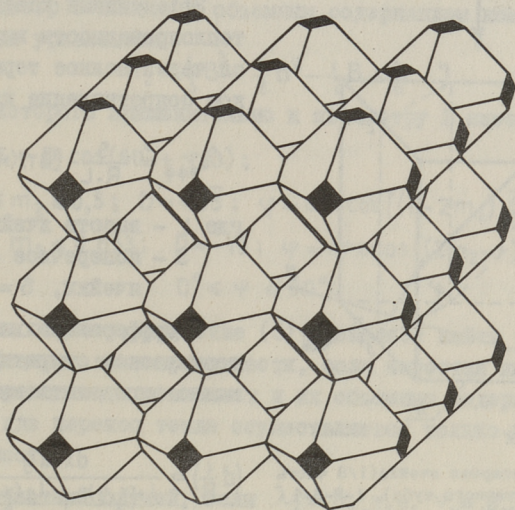


Рис. 2. Модель структуры.

тура перерастает в матричную структуру, где компонента I является матрицей, в которую вкреплены октаэдрические включения компонента 2. Соответствующая модель и формула для расчета теплопроводности разработаны в [6]. Подобная картина наблюдается и при увеличении объемного содержания компонента 2 m_2 свыше 0,833, хотя в конкретном случае перистых материалов такие структуры нереализуемы ввиду потери контакта частиц каркаса.

Учитывая симметричность выбранной структуры, для вывода расчетной формулы определения эффективного коэффициента теплопроводности $\lambda_{эфф}$ можно использовать лишь 1/8 часть элементарного куба. На рис. 3 указаны вспомогательные адиабатические поверхности I-2-3-4 и I'-2'-3'-4', которыми куб разделен на три части I, II и III.

Полное термическое сопротивление куба R определяется как сопротивление цепи из трех параллельно соединенных термических сопротивлений частей I, II и III.

$$\frac{1}{R} = \frac{1}{R_I} + \frac{1}{R_{II}} + \frac{1}{R_{III}}. \quad (I)$$

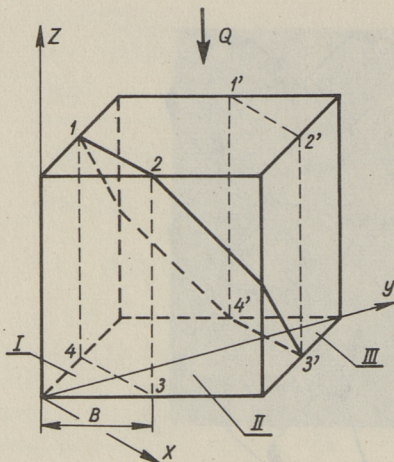


Рис. 3. Элементарная ячейка (1/8 часть элементарного куба). 1-2-3-4 и 1'-2'-3'-4' - адиабатические поверхности.

Эффективный коэффициент теплопроводности выражается через полное термическое сопротивление как

$$\lambda_{эфф} = \frac{S}{R \cdot L} \text{ [Вт/(мК)]} \quad (2)$$

где L - высота ячейки, $L = I$;
 S - поперечное сечение ячейки, $S = I$.

В дифференциальном виде термическое сопротивление можно определить как

$$\left(d \frac{1}{R} \right) = \frac{dx \cdot dy}{\frac{l_1(x, y)}{\lambda_1} + \frac{l_2(x, y)}{\lambda_2}}, \quad (3)$$

где $l_1(x, y)$ и $l_2(x, y)$ - протяженности компонент I и 2 по высоте куба (по оси z), зависящие от координат x и y .

Используя (3) для трех частей куба и (I), получим

$$\begin{aligned} \frac{1}{R} = & 2 \int_{1+B/\sqrt{2}}^{\sqrt{2}} \int_{y=0}^{y=\sqrt{2}-x} \lambda_1 \cdot dy \cdot dx + 2 \int_{B/\sqrt{2}}^{\sqrt{2}/2} \int_{y=0}^{y=x} \frac{dy \cdot dx}{\frac{x \cdot \sqrt{2} - B}{\lambda_1} + \frac{1+B-x \cdot \sqrt{2}}{\lambda_2}} + \\ & + 2 \int_{1/\sqrt{2}}^{1+B/\sqrt{2}} \int_{y=0}^{y=\sqrt{2}-x} \frac{dy \cdot dx}{\frac{x \cdot \sqrt{2} - B}{\lambda_1} + \frac{1+B-x \cdot \sqrt{2}}{\lambda_2}} + 2 \int_0^{B/\sqrt{2}} \int_{y=0}^{y=x} \lambda_2 \cdot dy \cdot dx. \end{aligned} \quad (4)$$

После некоторых преобразований с учетом (2) выражение (4) приобретает вид

$$\frac{\lambda_{эфф}}{\lambda_1} = \frac{(1-B)^2}{2} + \gamma \left[\frac{B^2}{2} + \frac{1 + 2B + 2 \ln\left(\frac{\gamma}{T}\right) + \left(B - \frac{1}{\gamma-1}\right) \ln\left(\frac{T^2}{\gamma}\right)}{\gamma-1} \right], \quad (5)$$

где $T = \gamma - B(\gamma-1)$; $\gamma = \lambda_2/\lambda_1$.

Параметр В связан с объемным содержанием компоненты 2 кубическим уравнением

$$m_2 = \frac{1}{3} B^3 - \frac{1}{2} B^2 - \frac{1}{2} B + \frac{5}{6} \quad (6)$$

решение которого применительно к параметру В имеет вид

$$B = 0,5 + D \cdot \cos(60^\circ + \varphi/3);$$

$$0,167 \leq m_2 \leq 0,5; \quad D = +\sqrt{3}; \quad \varphi = \arccos\left[\frac{(1-2m_2)\sqrt{3}}{2}\right]$$

$$0,5 < m_2 \leq 0,833; \quad D = -\sqrt{3}; \quad \varphi = \arccos\left[\frac{(2m_2-1)\sqrt{3}}{2}\right]$$

$$0^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ.$$

Таким образом, выражение (5) позволяет найти эффективный коэффициент теплопроводности, если известны коэффициенты теплопроводности компонент и их объемные содержания при условии, где перенос тепла осуществляется только путем теплопроводности.

Как частный случай, если $\lambda_2 = 0$, т.е. $\nu = 0$, расчетная формула преобразуется к виду

$$\frac{\lambda_{эфф}}{\lambda_1} = \frac{(1-B)^2}{2} \quad (7)$$

Проведено предварительное сравнение результатов расчета по предлагаемой формуле с опытными данными теплопроводности отложений [2, 7, 8].

При пористости отложений 0,5...0,6 данные расчета хорошо согласуются с экспериментом.

Следует отметить, что октаэдр представляет собой широко распространенную форму кристаллов и в этом смысле предлагаемую формулу можно рекомендовать для расчета эффективной теплопроводности любых подобных структур.

Л и т е р а т у р а

1. P f e f f e r k o r n, G., V a h l, J. Elektronoptische und vergleichende lichtmikroskopische sowie röntgenographische Untersuchungen von Oxydschichten in Dampfkesselrohren. Mitt. VGB, Heft 76, February 1962, ss.23-31.

2. Г л е б о в В.П., Э с к и н Н.Б., З у с м а н В.М. Влияние внутренних железистых отложений на темпе-

Ратурный режим работы труб радиационных поверхностей нагрева парогенераторов сверхкритического давления. "Теплоэнергетика", 1975, № II, с. 51-55.

3. Маргулова Т.Х. Применение комплексных в теплоэнергетике. М., "Энергия", 1973, 264 с.

4. Варес В.А., Глебов В.П., Зусман В.М., Круус Р.А., Кяар Х.А., Микк И.Р., Линдсон Г.С., Эскин Н.Б. Исследование некоторых структурных характеристик внутренних железокислых отложений. - "Тр. Таллинск. политехн. ин-та", 1977, № 416, с. 141-147.

5. Дульнев Г.Н., Заричняк Ю.П. Теплопроводность смесей и композиционных материалов. Справочная книга. Л., "Энергия", 1974, 264 с.

6. Кяар Х.А. Расчет теплопроводности материалов с октаэдрическими включениями. - "Тр. Таллинск. политехн. ин-та", 1977, № 416, с. 155-158.

7. Варес А.А., Варес В.А., Круус Р.А., Кяар Х.А., Ляхмус Л.А. Об определении термического сопротивления железокислых отложений на внутренней поверхности труб. - "Тр. Таллинск. политехн. ин-та", 1977, № 416, с. 149-154.

8. Чудновская И.И., Штерн З.Ю. Влияние водно-химических режимов на теплофизические свойства внутренних образований. "Теплоэнергетика", 1977, № 6, с. 52-55.

V. Vares, H. Käär

The Structure Model and Thermal Conductivity
Calculation of the Ferrous Oxide Deposits

Summary

The formula to predict the thermal conductivity of the deposits with octahedronal crystals of the carcass is given. The structure model is classified as the structure with interpenetrating components. The equivalent thermal conductivity of a unit cube of the model is derived in terms of porosity and thermal conductivities of the carcass and the medium in pores.

УДК 321.135.53

В.К. Трейель

ИССЛЕДОВАНИЕ САР ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО
ТУРБОГЕНЕРАТОРА С ОТБОРОМ ПАРА И ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ

Как показывает опыт эксплуатации ледоколов, при работе в ледовых условиях конденсационные вспомогательные турбогенераторы (ВТГ) обладают недостаточной надежностью и выходят из строя из-за забивания льдом ледовых ящиков или водяных камер конденсаторов. Поэтому использование противо-давленческих ВТГ позволяет значительно повысить надежность судовой электростанции в целом, существенно упростить комплектацию машинных отделений вспомогательным оборудованием, уменьшить трудозатраты по обслуживанию и ремонту, резко упростить процессы управления и контроля, снизить стоимость установки.

При использовании пара для подогрева питательной воды из камеры отбора турбины ВТГ расходы тепла на установку за навигацию могут быть на 1-2% (в зависимости от продолжительности навигации и графика работы установки) меньше, чем при применении конденсационных ВТГ. При этом экономичность установки ВТГ противо-давлением может быть существенно повышена (до 3-4%) за счет использования избытков отработанного пара в главных турбинах. Подобная тепловая схема приведена на рис. 1.

Тепловая схема состоит из парогенератора (ПГ), главного турбогенератора (ГТГ), ВТГ, турбопитательного насоса (ТПН), подогревателя питательной воды (ПВ), испарителя грязных конденсатов (ИГК), деаэрата (Д), испарителя конденсатов (ИК), теплового ящика (ТЯ), двухступенчатого эжектора (Э) и главного конденсатора (ГК).

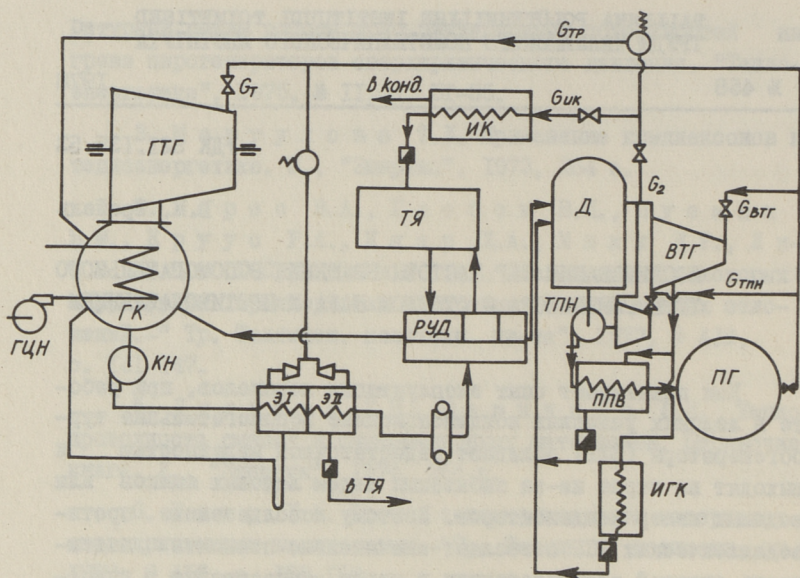


Рис. 1. Тепловая схема ледокола с АЭУ.
 ГТГ—главный турбогенератор; ИК—испаритель конденсатов;
 Д—деаэратор; ТЯ—теплый ящик; ВТГ—вспомогательный турбо-
 генератор; ПГ—парогенератор; ТПН—турбопитательный насос;
 ППВ—поверхностный подогреватель воды; ИГК—испаритель
 грязных конденсатов; Э—эжектор; ГК—главный конденсатор;
 ГЦН—главный циркуляционный насос.

Пар из ВТГ и ТПН поступает в магистраль отработанного пара и используется деаэратором и ИК, а излишки стравливаются в ГК. При этом следует учитывать, что ВТГ как объект регулирования является более сложным, поскольку динамическая структура его дополняется аккумуляторами пара в отборе и на выходе из турбины.

Кроме того, противодавленческие ВТГ с нерегулируемыми отборами пара отличаются от конденсационных наличием дополнительных источников возмущения. Они могут получать возмущения:

- по изменению электрической нагрузки (что обычно);
- по изменению количества отбираемого пара из отборов;
- по изменению противодавления.

При работе на магистраль греющего пара, из которой питается деаэратор, ВТГ получает периодические возмущения со стороны деаэратора из-за колебания давления в деаэраторе. В то же время изменения электрической нагрузки ВТГ вызывают дополнительные возмущения деаэратора, т.е. ВТГ и деаэратор образуют взаимодействующие контуры регулирования. Поэтому в статье рассматривается САР частоты вращения ВТГ с нерегулируемым отбором пара и противодействием согласно схеме рис. 2.

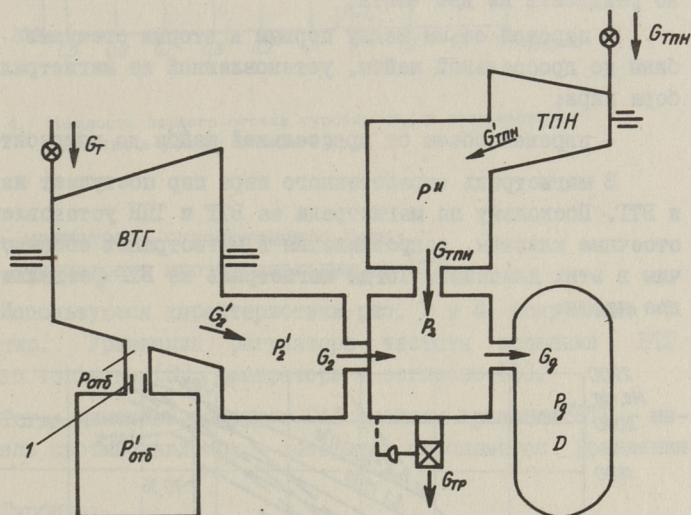


Рис. 2. Принципиальная схема САР контуров ВТГ-магистраль противодействия-деаэратор. 1-дроссельная шайба.

При составлении уравнений динамики приняты следующие допущения:

- паровой объем между регулируемыми органами и соплами турбины не учитывается;
- паровые объемы за турбиной и в отборе пара рассматриваются как объект с сосредоточенными параметрами.

Турбина разделяется на 2 отсека:

1-й отсек - от регулирующих органов до камеры отбора;

2-й отсек - от камеры отбора до магистрали противодавления.

При больших количествах отбираемого пара из промежуточной ступени турбины целесообразно на магистрали отбора пара установить дополнительное сопротивление (например, дроссельная шайба). Тогда паровой объем камеры отбора нужно разделить на две части:

- паровой объем между первым и вторым отсеками турбины до дроссельной шайбы, установленной на магистрали отбора пара;

- паровой объем от дроссельной шайбы до потребителя.

В магистраль отработанного пара пар поступает из ТНН и ВТГ. Поскольку на магистрали за ВТГ и ТНН установлены отсечные клапаны, сопротивления в магистралях сосредоточим в этих клапанах. Тогда магистраль за ВТГ разделим на две части:

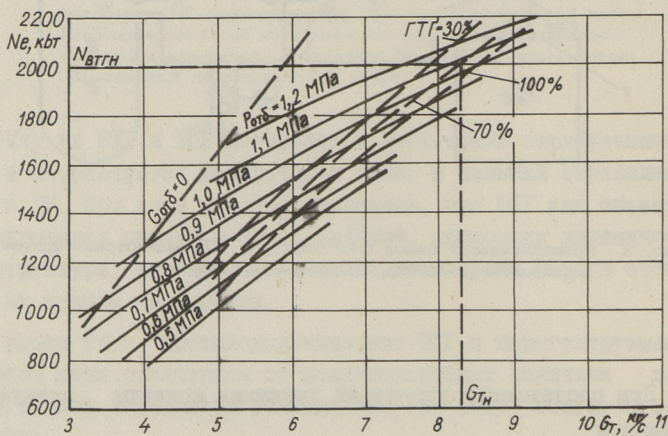


Рис. 3. Мощность ВТГ $N_{вТГ}$ в зависимости от расхода пара в турбину G_T .

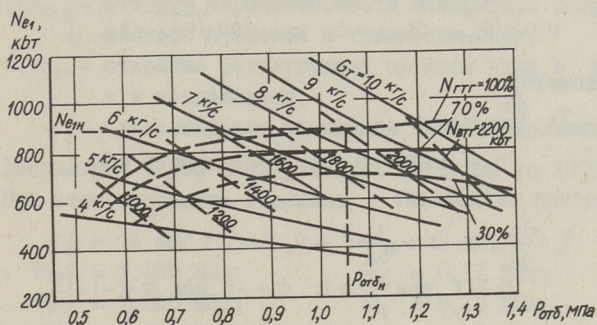


Рис. 4. Мощность первого отсека турбины N_{e1} в зависимости от давления в камере отбора $P_{отб}$.

- магистраль отработавшего пара;
- магистраль противодействия за ВТГ.

Используются характеристики рис. 3 и 4, полученные расчетно. Уравнения регулятора частоты вращения ВТГ приняты согласно [3], деаэратора - согласно [5].

Тогда динамика контуров САР частоты вращения ВТГ - магистраль противодействия - деаэратор описывается уравнениями:

Турбина:

$$T_a \frac{d\varphi}{dt} = (-0,002325 m^2 + 0,000526 P_2' - 0,0007925) P_{отб}^2 + (0,016535 m - 0,022 P_2' + 0,1097) P_{отб} + 0,0565 P_2' - 0,1825 \lambda. \quad (I)$$

Первая часть камеры отбора:

$$\left. \begin{aligned} G \frac{dP_{отб}}{dt} &= 2,15m - 0,433 \sqrt{P_{отб}^2 - P_2'^2} - 2,34 x_1 \\ x_1 &= \sqrt{(P_{отб} - P_2') P_{отб}} \text{ при } P_{отб} > P_2' \\ x_1 &= -\sqrt{|P_{отб} - P_2'| P_{отб}} \text{ при } P_{отб} \leq P_2' \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Вторая часть камеры отбора:

$$G_0 \frac{dP_{отб}'}{dt} = 2,34 x_1 - 0,245 (100 \sqrt[4]{P_{отб}'} - t_{cm}) \quad (3)$$

$$100 \cdot \sqrt[4]{P'_{от\delta}} - t_{cm} = 0 \quad \text{при} \quad 100 \sqrt[4]{P'_{от\delta}} \leq t_{cm} \quad]$$

Сервомотор

$$\left. \begin{aligned} T_s \cdot \frac{dm}{dt} &= -4\sigma \\ m &= 0 \quad \text{при} \quad m \leq 0; \quad m = 6 \quad \text{при} \quad m \geq 6 \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

Золотник усилителя:

$$\left. \begin{aligned} T_s \cdot \frac{d\sigma}{dt} &= -\sigma + \frac{1}{\delta_u} \varphi + 0,25m - 1 \\ \sigma &= 1 \quad \text{при} \quad \sigma \geq 1; \quad \sigma = -1 \quad \text{при} \quad \sigma \leq -1 \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

Магистраль противодействия:

$$\left. \begin{aligned} G' \frac{dP'_2}{dt} &= 0,433 \sqrt{P'^2_{от\delta} - P'^2_2} - 8,15 X_2 \\ X_2 &= \sqrt{(P'_2 - P_2) P'_2} \quad \text{при} \quad P'_2 > P_2 \\ X_2 &= -\sqrt{|P'_2 - P_2| P'_2} \quad \text{при} \quad P'_2 \leq P_2 \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

Магистраль отработанного пара:

$$\left. \begin{aligned} G'_0 \frac{dP_2}{dt} &= 8,15 X_2 - 4,3 X_3 - 0,665 m_{тр} \\ X_3 &= \sqrt{(P_2 - P_q) P_2} \quad \text{при} \quad P_2 > P_q \\ X_3 &= -\sqrt{|P_2 - P_q| P_2} \quad \text{при} \quad P_2 \leq P_q \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

Регулятор травления пара в конденсатор:

$$\left. \begin{aligned} T_{s_3} \cdot \delta_{u_3} \frac{dm_{тр}}{dt} &= \delta (3 - m_{тр}) + 3 \left(\frac{P_2}{1,3} - 1 \right) \\ m_{тр} &= 0 \quad \text{при} \quad m_{тр} \leq 0; \quad m_{тр} = 4,5 \quad \text{при} \quad m_{тр} \geq 4,5 \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

Двухкратный:

$$\left. \begin{aligned} (T_{g_1} \cdot l + T_{g_2}) \frac{dP_g}{dt} &= 1,95 X_3 - \frac{25 P_g + 37}{551 - 25 P_g} \cdot \lambda_g \\ T_{g_1} &= 0,053; \quad T_{g_2} = 0; \quad l = 4,2 \quad \text{при} \quad \frac{dP_g}{dt} > 0, \\ T_{g_1} &= 0,053; \quad T_{g_2} = 0,065; \quad l = 1 \quad \text{при} \quad \frac{dP_g}{dt} < 0 \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

Здесь, кроме величин, ясных из рис. 2:

$T_{g_2}; T_a; G; G_0; T_s; T_3; G'; G'_0; T_{s_3}; T_{g_1}$ — динамические постоянные;
 t_{cm} — температура стенки подогревателя;

$\delta_u; \delta_{u_3}$ — степени неравномерности измерителя регулятора частоты вращения и травления пара;

$m; m_{тр}$ — открытие регулирующих органов пара в турбину и в конденсатор;

φ — относительное изменение частоты вращения ВТГ.

Рассмотрим сброс электрической нагрузки со 100% до 50%. При этом начальные условия:

$m = 4 \text{ см};$	$m_{тр} = 3 \text{ см};$
$P_{от\delta} = 1,055 \text{ МПа};$	$P_g = 0,11 \text{ МПа};$
$P'_{от\delta} = 1,025 \text{ МПа};$	$P_2 = 0,13 \text{ МПа};$
$P'_2 = 0,15 \text{ МПа};$	$\varphi = \sigma = 0; \quad t_{см} = 162^\circ\text{С}.$

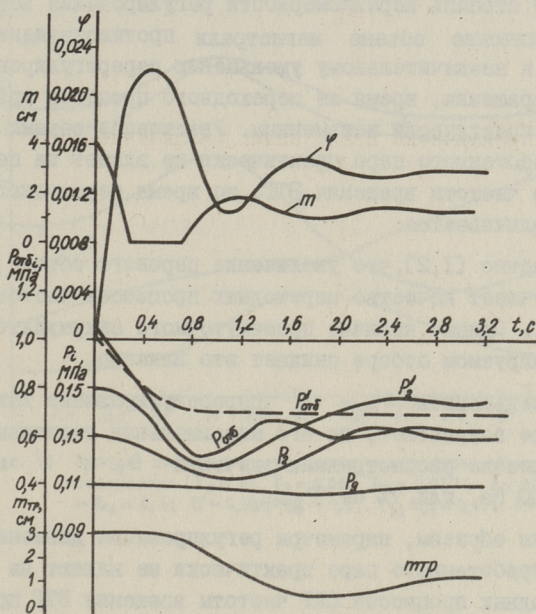


Рис. 5. Кривые переходного процесса при 50% сброса нагрузки от номинальной мощности ВТГ (при $T_U = 5$; $T_S = 0,05$; $T_3 = 0,027$; $\delta_u = 0,02$; $G = G_0 = 0,4$; $G' = 0,56$; $G_0 = 7,8$; $T_{з3} \delta_{u3} = 0,13$; $\delta = 0$. (между камерами отбора установлена захлопка).

На рис. 5 представлены результаты интегрирования системы (I)–(9), полученные с помощью ЭВМ "Минск-32". Переход-

ный процесс колебательный. Перерегулирование давления в магистрали за ВТГ $\frac{\Delta P'_2}{P'_{20}}$ составляет всего 17%. Поскольку регулятор отработанного пара астатический, на установившихся режимах $P_2 = \text{const}$. Из-за уменьшения расхода пара через последнюю ступень ВТГ на новом установившемся режиме давление за турбиной уменьшается. В то же время давление в магистрали отработанного пара по сравнению с давлением пара в магистрали противодействия изменяется со сдвигом 0,2 секунды. Давление в деаэраторе во время переходного процесса практически остается неизменным, что положительно сказывается на качестве деаэрации воды. Перерегулирование частоты вращения ВТГ составляет при этом 65%, но общее изменение φ превышает степень неравномерности регулирования всего на 16%. Увеличение объема магистрали противодействия за ВТГ приводит к незначительному уменьшению перерегулирования частоты вращения, время же переходного процесса при этом остается практически неизменным. Увеличение объема магистрали отработанного пара практически не влияет на перерегулирование частоты вращения ВТГ, но время переходного процесса увеличивается.

Известно [1,2], что увеличение парового объема за турбиной улучшает качество переходных процессов частоты вращения ВТГ. Однако наличие промежуточного аккумулятора пара в нерегулируемом отборе снижает это влияние.

С уменьшением G'_0 и G' перерегулирование давления в деаэраторе возрастает, но его максимальные величины во всем диапазоне рассмотренных значений G'_0 и G' не превышают 600 Па, или 7% от $P_{9\text{ном}}$.

Таким образом, параметры регулирования давления магистрали отработанного пара практически не влияют на качество переходных процессов САР частоты вращения ВТГ при возмущениях по электрической нагрузке. Одновременно, при принятой схеме регулирования, изменение нагрузки ВТГ не приводит к существенным изменениям давления пара в деаэраторе. Это подтверждается результатами испытаний [4].

На рис. 6 показаны кривые переходного процесса при изменении нагрузки деаэратора от номинального до холостого хода. Изменение нагрузки деаэратора не приводит к замет-

ному изменению частоты вращения ВТГ, что подтверждается экспериментальными данными [4]. Также получено, что увеличение G' улучшает качество переходных процессов, а T_{S_2} ухудшает, однако их влияние незначительно. Изменение G'_0 практически не влияет на качество регулирования частоты вращения ВТГ.

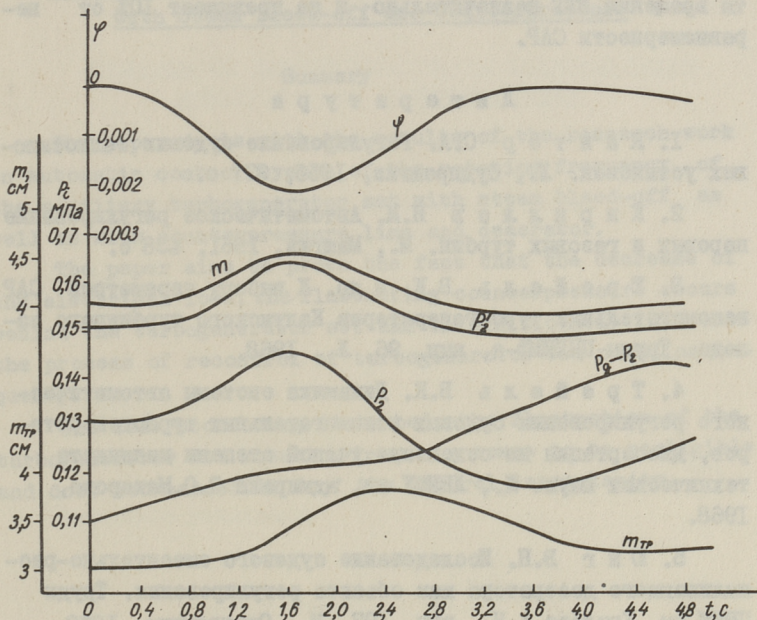


Рис. 6. Кривые переходного процесса при полном сбросе нагрузки деаэратора ($T_a = 5$; $T_s = 0,05$; $T_3 = 0,027$; $\delta_u = 0,02$; $G = G_0 = 0,4$; $G' = 0,56$; $G'_0 = 7,8$; $T_{S_3} \delta_{u_3} = 0,13$; $\delta = 0$).

Выводы

Наличие изменяющегося противодействия за ВТГ весьма незначительно увеличивает перерегулирование частоты вращения ВТГ при сбросах электрической нагрузки, причем перерегулирование уменьшается с ростом паровых объемов маг-

стралей противодавления и отработанного пара, но незначительно. Благоприятное влияние этих объемов при наличии нерегулируемого отбора пара меньше, чем аналогичных ВТГ без отбора.

При возмущении со стороны деаэратора колебание частоты вращения ВТГ незначительно и не превышает 10% от неравномерности САР.

Л и т е р а т у р а

1. К а н т о р С.А. Регулирование судовых теплосило-
вых установок. Л., Судпромгиз, 1956, 327 с.

2. К и р и л л о в И.И. Автоматическое регулирование
паровых и газовых турбин. М., Машигиз, 1961, 438 с.

3. Т р е й е л ь В.К. и др. К выбору параметров САР
вспомогательных турбогенераторов Калужского турбинного за-
вода. Труды ЦНИИМФ-а, вып. 96, Л., 1968.

4. Т р е й е л ь В.К. Динамика системы автоматичес-
кого регулирования судовых вспомогательных турбогенерато-
ров, диссертация на соискание ученой степени кандидата
технических наук. Л., ЛВИМУ им. адмирала С.О.Макарова,
1968.

5. Ю н г В.Н. Исследование судового смешительно-рас-
пыливающего деаэратора как объекта регулирования. Труды
ЦНИИ им. Крылова А.Н., вып. 197, М., Судпромгиз, 1963.

Research of the Automatic Control System of Rotation Frequency of the Auxiliary Turbogenerator Set with Steam Bleed-off and Counterpressure

Summary

The paper deals with the results of the research work on automatic control system of the rotation frequency of the auxiliary turbogenerator set with steam bleed-off as well as with counterpressure line and deaerator.

The paper aims to prove the fact that the decrease of the electrical load, the fluctuating counterpressure occurs behind the turbogenerator set and insignificantly increases the process of recontrol of turbogenerator set rotation frequency.

The deaerator being disturbed, the fluctuation of the turbogenerator set rotation frequency comes to be negligible and does not exceed 10 % of the control irregularity.

УДК 621.135.53

В.К. Трейфель

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ КОНДЕНСАЦИОННЫХ
 ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

При параллельной работе конденсационных вспомогательных турбогенераторов (ВТГ) возмущенное состояние САР частоты вращения описывается уравнениями:

Турбин:

$$\left. \begin{aligned} T_{a1} \dot{\varphi}_1 &= \mu_1 - \lambda_1 - \varepsilon_1 \theta \\ T_{a2} \dot{\varphi}_2 &= \mu_2 - \lambda_2 - \varepsilon_2 \theta \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

Сервомоторов:

$$\left. \begin{aligned} T_{s1} \dot{\mu}_1 &= -\sigma_1 \\ T_{s2} \dot{\mu}_2 &= -\sigma_2 \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Золотников усилителя:

$$\left. \begin{aligned} T_{z1} \dot{\sigma}_1 + \sigma_1 &= \frac{1}{\sigma_{u1}} \varphi_1 + \mu_1 \\ T_{z2} \dot{\sigma}_2 + \sigma_2 &= \frac{1}{\sigma_{u2}} \varphi_2 + \mu_2 \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

Связи электрической нагрузки:

$$\dot{\theta} = 314 (\varphi_1 - \varphi_2) \quad (4)$$

Здесь, кроме величин, приведенных в [1],

$\theta = \theta_1 - \theta_2$ — разница сдвигов фаз между электродвижущей силой и напряжением генераторов;

$\varepsilon_1, \varepsilon_2$ — коэффициенты, определяемые из зависимостей для электрических мощностей генераторов.

Индексами 1 и 2 обозначены здесь и в дальнейшем параметры первого и второго агрегата.

Положив $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \varepsilon$, характеристическое уравнение системы (1)–(4) можно представить в виде

$$D_2(p) [D_1(p) \cdot p + \varepsilon' d_1(p)] + D_1(p) \cdot \varepsilon' \cdot d_2(p) = 0, \quad (5)$$

где

$$\begin{aligned} D_1(p) &= T_{a_1} p \cdot d_1(p) + \frac{1}{\delta_{u_1}} \\ D_2(p) &= T_{a_2} p \cdot d_2(p) + \frac{1}{\delta_{u_2}} \\ d_1(p) &= T_{s_1} \cdot T_{s_1} p^2 + T_{s_1}(p) + 1 \\ d_2(p) &= T_{s_2} \cdot T_{s_2} p^2 + T_{s_2}(p) + 1 \\ \varepsilon' &= 314 \varepsilon. \end{aligned}$$

При симметричных коэффициентах агрегатов (т.е. при $T_{a_1} = T_{a_2} = T_a$; $T_{s_1} = T_{s_2} = T_s$; $T_{s_1} = T_{s_2} = T_s$; $\delta_{u_1} = \delta_{u_2} = \delta_u$) уравнение (5) приводится к виду:

$$D_{1,2}(p) [D_{1,2}(p) \cdot p + 2 \cdot \varepsilon' \cdot d_{1,2}(p)] = 0. \quad (6)$$

Уравнение (6) распадается на два уравнения:

$$\left. \begin{aligned} D_{1,2}(p) &= 0 \\ D_{1,2}(p) \cdot p + 2 \cdot \varepsilon' \cdot d_{1,2}(p) &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (6a)$$

Первое уравнение является характеристическим уравнением одиночно работающего ВТГ [1], второе накладывает дополнительное условие для обеспечения устойчивости при параллельной работе двух ВТГ.

Подставляя численные значения во второе уравнение выражения (6a), получим дополнительное условие устойчивости

$$\frac{T_{a_{1,2}}}{T_{s_{1,2}}} - 2 \varepsilon' T_{s_{1,2}} > 1. \quad (7)$$

Как видно из (7), на устойчивость положительно влияет увеличение $T_{a_{1,2}}$ и уменьшение $T_{s_{1,2}}$, $T_{s_{1,2}}$ и ε . В то же время расчеты показывают, что при обычно принимаемых значениях величин T_s , T_3 и ε неравенство (7), как правило, выполняется.

Статика САР частоты вращения ВТГ

$$\delta = \frac{2}{\frac{1}{\delta_{u_1}} + \frac{1}{\delta_{u_2}}}. \quad (8)$$

Для оценки качества переходных процессов при различных динамических несимметричностях агрегатов система (I)-(4) интегрирована на ЭВМ "Минск-32" при различных динамических по-

стоянных. На рис. 1 приведены, к примеру, кривые переходного процесса при несимметричности по T_a . Обобщенные результаты этих решений приведены на рис. 2.

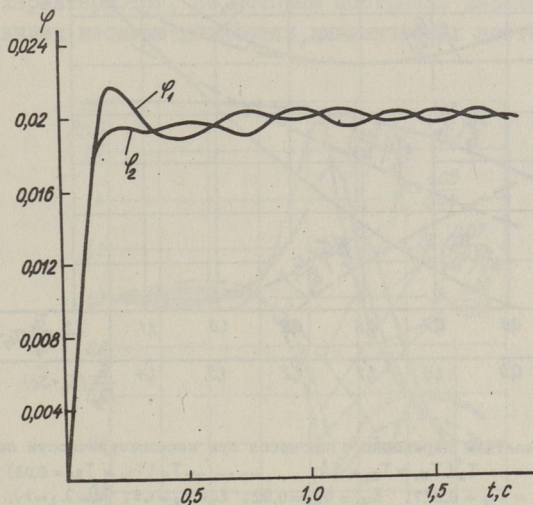


Рис. 1. Кривые переходного процесса при $T_{a_1}=6$, $T_{a_2}=5$ ($T_{s_1} = T_{s_2} = 0,05$; $T_{s_1} = T_{s_2} = 0,027$; $\delta_{u_1} = \delta_{u_2} = 0,02$; $\lambda = 1$).

Из этих данных видно, что при несимметричности по T_a с увеличением T_{a_1} перерегулирование $\frac{\Delta\varphi_2}{\varphi_0}$ увеличивается. Время переходного процесса практически не меняется при $\frac{T_{a_1}}{T_{a_2}} < 1,2$ и увеличивается при $\frac{T_{a_1}}{T_{a_2}} > 1,2$.

При несимметричности по T_s увеличение $\frac{T_{s_1}}{T_{s_2}}$ приводит к существенному увеличению перерегулирования $\frac{\Delta\varphi_1}{\varphi_0}$ и незначительному $\frac{\Delta\varphi_2}{\varphi_0}$. Время переходного процесса уменьшается при росте $\frac{T_{s_1}}{T_{s_2}} < 1$ и резко возрастает при росте $\frac{T_{s_1}}{T_{s_2}} > 1$. Такой же характер времени переходного процесса имеет место при несимметричности по T_3 , однако при этом перерегулирования частоты вращения несущественно возрастает и поэтому не приводятся.

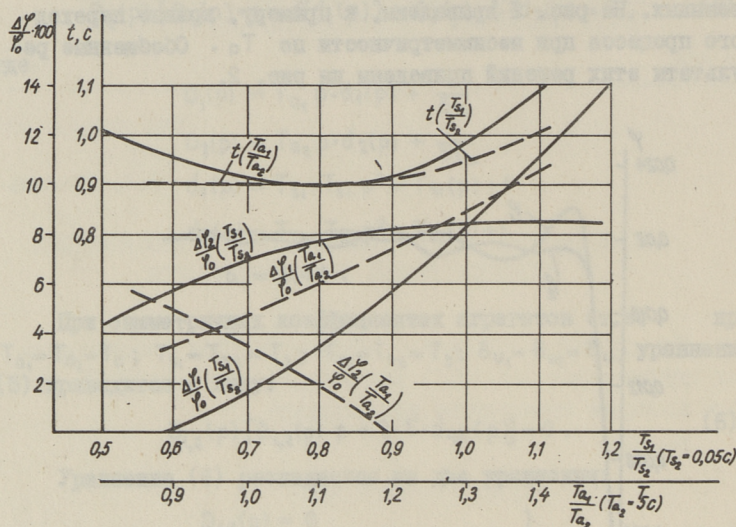


Рис. 2. Показатели переходного процесса при несимметричности по T_s ($T_{a1} = T_{a2} = 5$); T_a ($T_{s1} = T_{s2} = 0,05$) ($T_{s1} = T_{s2} = 0,027$; $\delta_{u1} = \delta_{u2} = 0,02$; $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 1,5$; $\lambda_1 = \lambda_2 = 1$).

Для реальных серийных ВТГ с одинаковыми регуляторами несимметричность величин по T_s и T_a по агрегатам обычно не превышает 5–10%. При этих значениях несимметричность по T_a практически не влияет на качество переходных процессов, а по T_s приводит к изменению перерегулирования $\frac{\Delta \varphi_1}{\varphi_0}$ всего на 3%, время переходного процесса при этом практически не изменяется.

Передаточные функции системы (I)–(4):

$$W(p)_{\varphi_2} = - \frac{d_2(p)[D_1(p) + 2 \cdot \varepsilon' d_1(p)]}{D_2(p)[D_1(p) \cdot p + d_1(p) \varepsilon'] + D_1(p) \cdot d_2(p) \cdot \varepsilon'} \quad (9)$$

$$W(p)_{\varphi_1} = - \frac{d_1(p)[D_2(p) + 2 \cdot \varepsilon' d_1(p)]}{D_2(p)[D_1(p) \cdot p + d_1(p) \varepsilon'] + D_1(p) \cdot d_2(p) \cdot \varepsilon'} \quad (10)$$

При симметричных коэффициентах $D_1(p) = D_2(p)$ и $d_1(p) = d_2(p)$.

Тогда

$$W(p)_{1,2} = - \frac{d_{1,2}(p)}{D_{1,2}(p)} \quad (\text{II})$$

Если $p = i\omega$, получим выражения амплитудно-частотных характеристик, по которым построены характеристики при различных несимметричностях динамических постоянных (рис. 3).

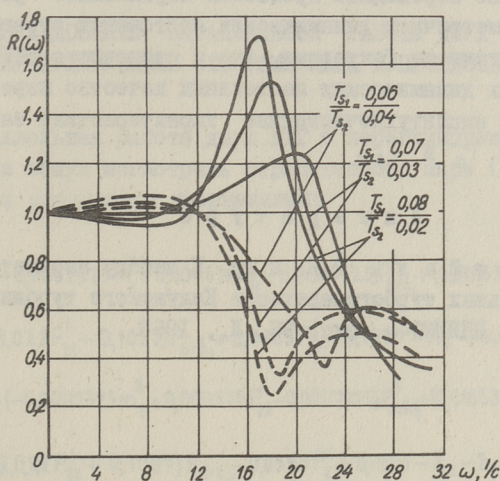


Рис. 3. Амплитудно-частотные характеристики при параллельной работе ВТГ ($T_{a1} = T_{a2} = 5$; $T_{31} = T_{32} = 0,027$; $\delta_{u1} = \delta_{u2} = 0,02$).

Из полученных данных видно, что с увеличением несимметричности по T_a , T_s и T_3 максимальные отношения амплитуд $R(\omega)_{\max}$ возрастает, однако расположение области существенных частот практически не изменяется и находится в пределах с $\omega > (12-16)$ I/c. В области $\omega < (12-16)$ I/c отношения амплитуд вынужденных колебаний изменяются незначительно.

Из сопоставления полученных данных видно, что влияние несимметричности по T_3 сравнительно невелико, в то же время влияние несимметричности по T_s и, особенно по T_a , очень существенно.

Выводы

При параллельной работе конденсационных ВТГ появляется дополнительное условие устойчивости, налагаемое связью по электрической нагрузке $\frac{T_d}{T_3} - 2 \xi \cdot T_s > 1$, которое при обычных параметрах САР частоты вращения ВТГ всегда выполняется.

Качество переходных процессов параллельно работающих ВТГ при симметричных динамических постоянных агрегатов определяется теми же факторами, что и одиночного ВТГ. При несимметричных динамических постоянных качество переходных процессов и амплитудночастотные характеристики зависят в основном от T_d и T_s .

Литература

И. Трейель В.К. и др. К выбору параметров САР вспомогательных турбогенераторов Калужского турбинного завода. Труды ЦНИИМФ-а, вып. 96, Л., 1968.

V. Treiel

Research of the Parallel Operation of a Condensation Auxiliary Turbogenerator Set

Summary

The results of the research of parallel work of a condensation turbogenerator set have been presented.

It has been shown that with parallel operation of the units some extra conditions of stability occur due to the connections of the electrical load.

The effect of the dynamic constant values over the quality of the transient processes has been analysed for symmetrical and non-symmetrical coefficients.

УДК 621.135.53

В.К. Трейель

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ДВУХ ВТГ С
 ПЕРЕГУЛИРУЕМЫМИ ОТБОРАМИ ПАРА И ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ

Параллельная работа двух ВТГ с нерегулируемыми отборами пара на общую магистраль отработанного пара (см. рис. 1) выражается следующими уравнениями:

$$1. T_{01} \frac{d\varphi_1}{dt} = (-0,0002325 m_1^2 + 0,000526 P'_{21} - 0,0007925) P_{от\delta_1}^2 + (0,016535 m_1 - 0,022 P'_{21} + 0,1097) P_{от\delta_1} + 0,0565 P'_{21} - 0,1825 - \lambda_1 - \varepsilon_1 \theta \quad (1)$$

$$2. T_{02} \frac{d\varphi_2}{dt} = -(-0,0002325 m_2^2 + 0,000526 P'_{22} - 0,0007925) P_{от\delta_2}^2 + (0,016535 m_2 - 0,022 P'_{22} + 0,1097) P_{от\delta_2} + 0,0565 P'_{22} - 0,1825 - \lambda_2 - \varepsilon_2 \theta \quad (2)$$

$$3. G_1 \frac{dP_{от\delta_1}}{dt} = 2,15 m_1 - 0,433 \sqrt{P_{от\delta_1}^2 - P_{21}'^2} - 2,34 x_1 \quad \left. \begin{array}{l} x_1 = \sqrt{(P_{от\delta_1} - P_{от\delta}') P_{от\delta_1}} \text{ при } P_{от\delta_1} > P_{от\delta}' \\ x_1 = -\sqrt{|P_{от\delta_1} - P_{от\delta}'| P_{от\delta_1}} \text{ при } P_{от\delta_1} \leq P_{от\delta}' \end{array} \right\} \quad (3)$$

$$4. G_2 \frac{dP_{от\delta_2}}{dt} = 2,15 m_2 - 0,433 \sqrt{P_{от\delta_2}^2 - P_{22}'^2} - 2,34 x_3 \quad \left. \begin{array}{l} x_3 = \sqrt{(P_{от\delta_2} - P_{от\delta}') P_{от\delta_2}} \text{ при } P_{от\delta_2} > P_{от\delta}' \\ x_3 = -\sqrt{|P_{от\delta_2} - P_{от\delta}'| P_{от\delta_2}} \text{ при } P_{от\delta_2} \leq P_{от\delta}' \end{array} \right\} \quad (4)$$

$$5. G_0 \frac{dP_{от\delta}}{dt} = 2,31 (x_1 + x_3) - 0,49 (100 \sqrt[4]{P_{от\delta}'} - t_{cm}) \quad \left. \begin{array}{l} 100 \sqrt[4]{P_{от\delta}'} - t_{cm} = 0 \text{ при } 100 \sqrt[4]{P_{от\delta}'} \leq t_{cm} \end{array} \right\} \quad (5)$$

$$6. \quad T_{s_1} \frac{dm_1}{dt} = -4\sigma_1 \quad \left. \vphantom{T_{s_1} \frac{dm_1}{dt}} \right\} \quad (6)$$

$$m = 0 \text{ при } m \leq 0; m_1 = 6 \text{ при } m \geq 6$$

$$7. \quad T_{s_2} \frac{dm_2}{dt} = -4\sigma_2 \quad \left. \vphantom{T_{s_2} \frac{dm_2}{dt}} \right\} \quad (7)$$

$$m_2 = 0 \text{ при } m_2 \leq 0; m_2 = 6 \text{ при } m_2 \geq 6$$

$$8. \quad T_{31} \frac{d\sigma_1}{dt} = -\sigma_1 + \frac{1}{\delta_{u_1}} \varphi_1 + 0,25m_1 - 1 \quad \left. \vphantom{T_{31} \frac{d\sigma_1}{dt}} \right\} \quad (8)$$

$$\sigma_1 = 1 \text{ при } \sigma_1 \geq 1; \sigma_1 = -1 \text{ при } \sigma_1 \leq -1$$

$$9. \quad T_{32} \frac{d\sigma_2}{dt} = -\sigma_2 + \frac{1}{\delta_{u_2}} \varphi_2 + 0,25m_2 - 1 \quad \left. \vphantom{T_{32} \frac{d\sigma_2}{dt}} \right\} \quad (9)$$

$$\sigma_2 = 1 \text{ при } \sigma_2 \geq 1; \sigma_2 = -1 \text{ при } \sigma_2 \leq -1$$

$$10. \quad \frac{d\theta}{dt} = 314(\varphi_1 - \varphi_2) \quad (10)$$

$$11. \quad G'_1 \frac{dP'_{21}}{dt} = 0,433\sqrt{P_{\sigma T \delta_1}^2 - P_{21}'^2} - 8,15x_2 \quad \left. \vphantom{G'_1 \frac{dP'_{21}}{dt}} \right\} \quad (11)$$

$$x_2 = \sqrt{(P'_{21} - P_2) P'_{21}} \text{ при } P'_{21} > P_2$$

$$x_2 = -\sqrt{|P'_{21} - P_2| P'_{21}} \text{ при } P'_{21} \leq P_2$$

$$12. \quad G'_2 \frac{dP'_{22}}{dt} = 0,433\sqrt{P_{\sigma T \delta_2}^2 - P_{22}'^2} - 8,15x_4 \quad \left. \vphantom{G'_2 \frac{dP'_{22}}{dt}} \right\} \quad (12)$$

$$x_4 = \sqrt{(P'_{22} - P_2) P'_{22}} \text{ при } P'_{22} > P_2$$

$$x_4 = -\sqrt{|P'_{22} - P_2| P'_{22}} \text{ при } P'_{22} \leq P_2$$

$$13. \quad G'_0 \frac{dP_2}{dt} = 8,15(x_2 + x_4) - 9,8x_5 - 0,665m_{TP} \quad \left. \vphantom{G'_0 \frac{dP_2}{dt}} \right\} \quad (13)$$

$$x_5 = \sqrt{(P_2 - P_g) P_2} \text{ при } P_2 > P_g$$

$$x_5 = \sqrt{|P_2 - P_g| P_2} \text{ при } P_2 \leq P_g$$

$$14. \quad T_{s_3} \delta_{u_3} \frac{dm_{TP}}{dt} = -\delta(6 - m_{TP}) + 6\left(\frac{P_2}{1,3} - 1\right) \quad \left. \vphantom{T_{s_3} \delta_{u_3} \frac{dm_{TP}}{dt}} \right\} \quad (14)$$

$$m_{TP} = 0 \text{ при } m_{TP} \leq 0; m_{TP} = 9 \text{ при } m_{TP} \geq 9$$

$$15. \left. \begin{aligned} (T_{g1} \cdot l + T_{g2}) \frac{dP_g}{dt} &= 1,95 \times 5 - \frac{25 P_g + 37}{551 - 25 P_g} \cdot \lambda_g \\ T_{g2} &= 0; \quad l = 1,2; \quad T_{g1} = 0,053 \quad \text{при} \quad \frac{dP_g}{dt} > 0 \\ T_{g2} &= 0,065; \quad l = 1; \quad T_{g1} = 0,053 \quad \text{при} \quad \frac{dP_g}{dt} < 0 \end{aligned} \right\} \quad (15)$$

Здесь, кроме величин, приведенных в [2]:

θ — разница сдвигов фаз между электродвижущей силой и напряжением генераторов.

Индексами 1 и 2 здесь и в дальнейшем обозначены соответственно параметры 1 и 2 агрегата.

При возмущении через синхронизатор ВТГ № 2 правая часть уравнения (9) дополняется членом λ_{c2} , где согласно [1]

$$\lambda_{c2} = \frac{\beta_1}{A_3} \cdot \frac{2\alpha(1-x)}{(\alpha+x)(1+\alpha)} \cdot x; \quad \beta_1 = \frac{h p_2}{\sum f_{i02}} \cdot b_1; \quad A_3 = \frac{C_3 \cdot S_{\max}}{P'_{0\max} \cdot F_3};$$

$$x = \frac{P''_{2H}}{P'_{1H}}; \quad \alpha = \left(\frac{f_0}{\sum f_{i0}} \right)^2; \quad x = \frac{\Delta h_{c2}}{h p_2}.$$

Здесь Δh_{c2} — величина перемещения пружины трансформатора синхронизатором;

$P'_{1H}; P'_{2H}$ — номинальные давления нагнетания и всасывания насоса регулятора;

$P'_{0\max}$ — максимальное давление в импульсной линии;

F_3 — площадь отсечного золотника;

f_0 — площадь постоянной щели дросселирования от P'_1 до P'_0 ;

$\sum f_{i0} = f_1 + f_2$ — суммарная сливная площадь окон трансформатора давления (f_1) и щели обратной связи (f_2) при n_H ;

C_3 — жесткость пружины отсечного золотника.

При $\lambda_{c2} > 0$ статические характеристики $Ne_2(n_2)$ перемещаются параллельно вверх, т.е. ВТГ № 2 принимает на себя большую часть нагрузки.

Начальные условия при равных нагрузках ВТГ $Ne_{1,2} =$
 $= 1600 \text{ кВт}; \quad m_1 = m_2 = 3,2 \text{ см};$

$P_{отд_1} = P_{отд_2} = 0,823 \text{ МПа}; \quad \lambda = 0,8;$

$$\begin{aligned}
 P_{21}' = P_{22}' &= 0,145 \text{ МПа}; & t_{\text{см}} &= 155^{\circ}\text{C}; \\
 P_{\text{отб}}' &= 0,8 \text{ МПа}; & m_{\text{ТР}} &= 4,1 \text{ см}; \\
 P_2 &= 0,13 \text{ МПа}; & \varphi_1 = \varphi_2 = \theta = \sigma_1 = \sigma_2 &= 0; \\
 P_g &= 0,11 \text{ МПа}; & \varepsilon_1 = \varepsilon_2 &= 1,5.
 \end{aligned}$$

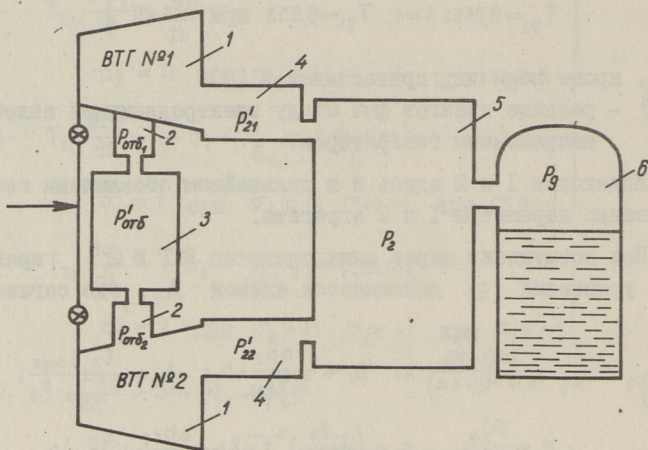


Рис. 1. Схема параллельной работы ВТГ.

1-ВТГ, 2-первая часть камеры отбора, 3-вторая часть камеры отбора, 4-магистраль противодавления, 5-магистраль отработанного пара, 6-деаэрактор.

На рис. 2 приведены результаты численного интегрирования системы (I)-(I5) на ЭВМ "Минск-32" при $\lambda_{c2} = 0,6$. При этом полагается, что дроссельные шайбы установлены на магистрали отбора пара вблизи турбины ($G_1 = G_2 = 0,012$, $G_0 = 1,2$). Из рис. 2 видно, что новый установившийся режим наступает при мощности ВТГ № 2 ~ 2100 кВт, а ВТГ № 1 ~ 1100 кВт, что соответствует допускаемому разбегу мощностей при работе ВТГ с включенными отборами пара. Частота вращения ВТГ выходит на новый установившийся режим с некоторым перерегулированием. При этом на основную быстро затухающую аperiodическую составляющую переходного процесса налагается колебательная со-

ставляющая с малой амплитудой, но с большим временем затухания, что обуславливает "перекачку" мощностей между ВТГ на заметном участке переходного процесса. Колебания регулирующих органов на отрезке $t > 1,6$ секунд малы. Поверхностный подогреватель снабжается в основном паром от ВТГ № 2. В подогреватель от отбора ВТГ № 1 поступает пар в незначительном количестве, причем характер этого обмена периодический.

Чтобы не допускать поступления пара из парового подогревателя в промежуточную ступень турбины ВТГ № 1, установим вместо дроссельных шайб захлопки. Тогда уравнения (3) и (4) дополняются выражениями

$$\left. \begin{aligned} x_1 = 0 & \text{ при } P_{отб_1} \leq P'_{отб} \\ x_3 = 0 & \text{ при } P_{отб_2} \leq P'_{отб} \end{aligned} \right\} \quad (16)$$

Анализ переходных процессов при установке захлопок между камерами отборов при принятых значениях параметров показал, что в этом случае амплитуда колебательной составляющей резко возрастает и САР частоты вращения турбины становится практически неработоспособной.

При увеличении аккумуляции пара в первой части камеры отбора пара и соответствующем уменьшении во второй части (при отсутствии захлопки) можно добиться выполнения условия $P_{отб_{1,2}} > P'_{отб}$. Это означает, что поверхностный подогреватель снабжается паром из отбора ВТГ № 2, а "перекачивание" пара между камерами отборов турбин не имеет места. В этом случае установка захлопки между камерами отборов не приводит к ухудшению качества переходных процессов (см. рис. 3 при $G_1 = G_2 = G_0 = 0,4$).

Рассмотрим влияние динамических несимметричностей звеньев САР частоты вращения на качество переходных процессов при установке захлопок между камерами отборов турбин и без них.

Анализируется сброс электрической нагрузки на 50% от номинальной. Начальные условия при этом (при номинальном режиме ГТТ):

$$m_1 = m_2 = 4 \text{ см}; \quad P_2 = 0,13 \text{ МПа};$$

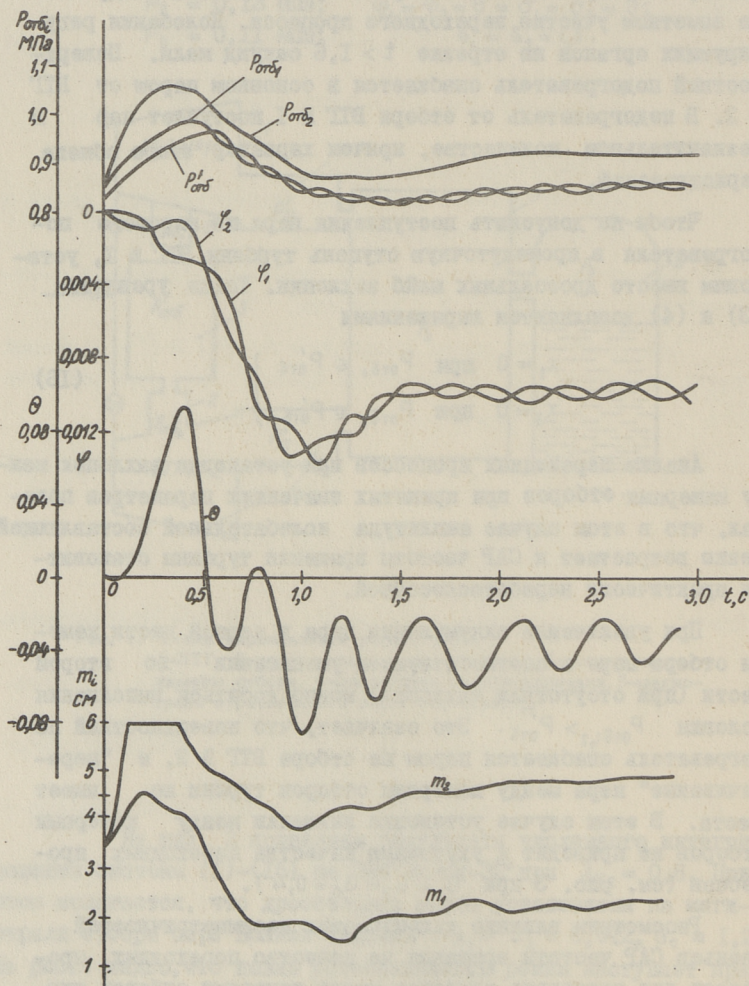


Рис. 2. Кривые переходного процесса при управляющем воздействии синхронизатора ВТГ №2 при $\lambda_{c2}=0,8$; $G_1=G_2=0,012$; $G_0=1,2$ ($T_{a1}=T_{a2}=5$; $T_{s1}=T_{s2}=0,05$; $T_{z1}=T_{z2}=0,027$; $G'_1=G'_2=0,057$; $\delta_{u1}=\delta_{u2}=0,02$; $\lambda=0,8$; $T_{s3} \cdot \delta_{u3}=0,13$; $\varepsilon_1=\varepsilon_2=1,5$; $\delta=0$; без захлопок).

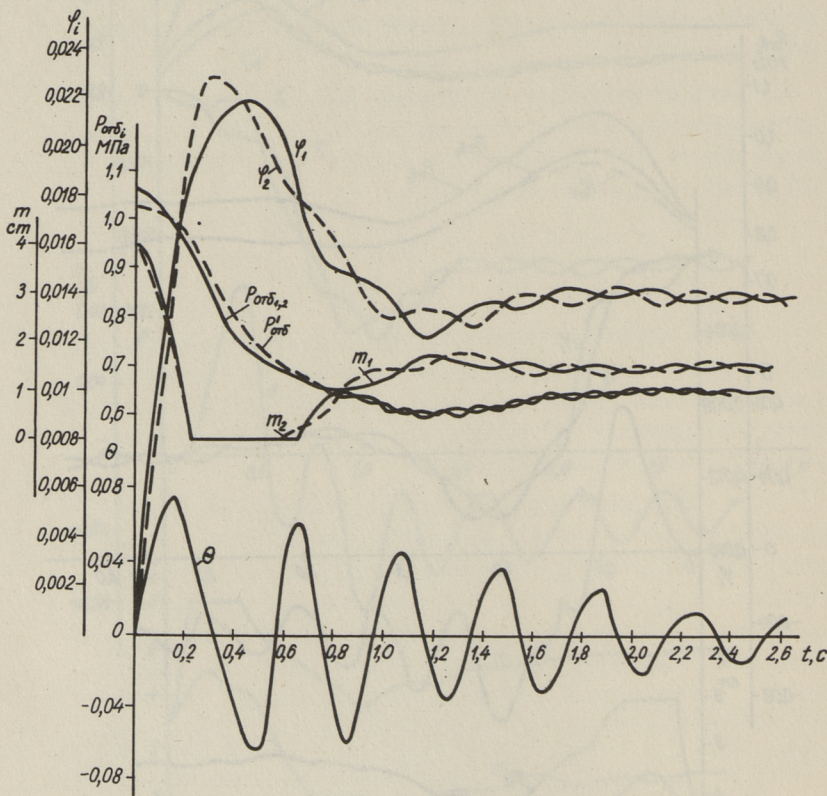


Рис. 4. Кривые переходного процесса при 50% сброса нагрузки при $T_{a1}=4,5$; $T_{a2}=5,5$ ($T_{s1}=T_{s2}=0,05$; $G'_1=G'_2=0,057$; $T_{z1}=T_{z2}=0,027$; $G_1=G_2=0,012$; $G_0=1,2$; $\delta_{u1}=\delta_{u2}=0,02$; $T_{s3}, \delta_{u3}=0,13$; $\varepsilon_1=\varepsilon_2=1,5$; $\delta=0$; без захлопок).

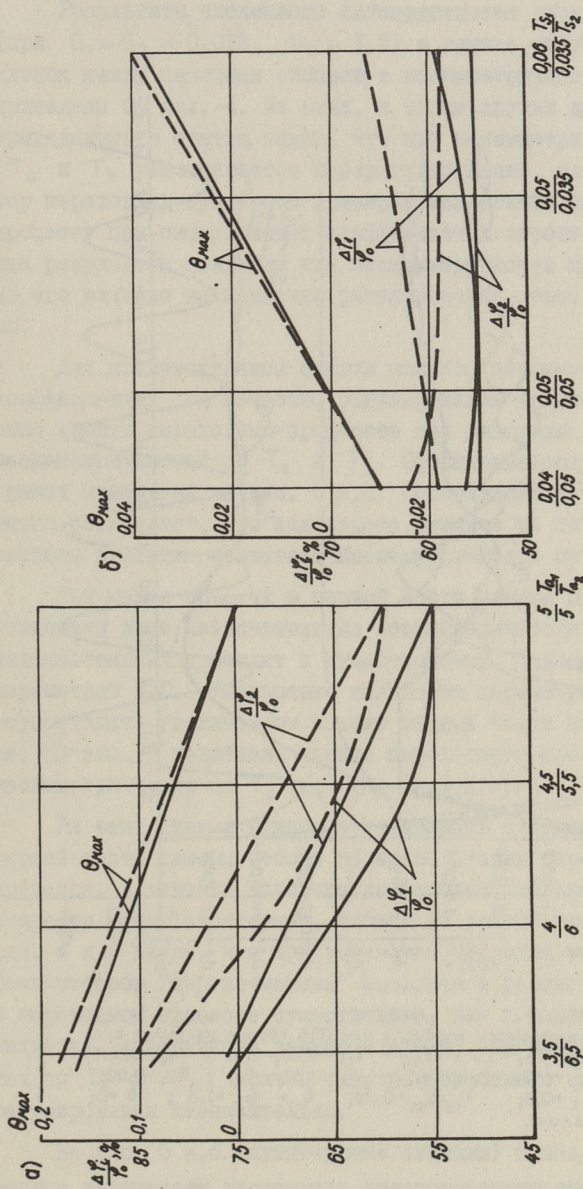


Рис. 5. Показатели переходных процессов при несимметричности по $\alpha - T_d$ ($T_{s1} = T_{s2} = 0,05$); $\delta - T_s$ ($T_{a1} = T_{a2} = 5$) — без зашлопок; - - - с зашлопками.
 ($T_{s1} = T_{s2} = 0,027$; $\delta_{u1} = \delta_{u2} = 0,02$; $\lambda_1 = \lambda_2 = 0,5$; $G_1 = G_2 = G_0 = 0,4$; $G'_1 = G'_2 = 0,57$; $T_{s3} \delta_{u3} = 0,13$; $\xi_1 = \xi_2 = 1,5$; $\xi_3 = 0$).

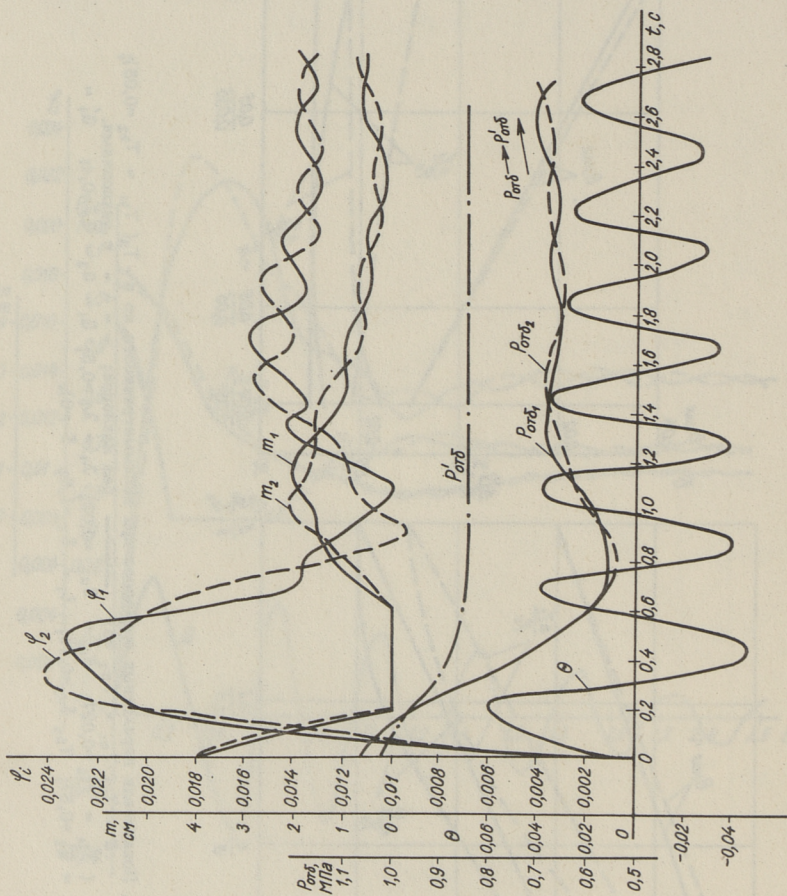


Рис. 6. Кривые переходного процесса при 50% сброса нагрузки при $T_{a1}=4,5$; $T_{a2}=5,5$ ($T_{s1}=T_{s2}=0,05$; $T_{s1}=T_{s2}=0,027$; $G_1=G_2=G_0=0,4$; $G'_1=G'_2=0,57$; $\delta_{u1}=\delta_{u2}=0,02$; $\lambda_1=\lambda_2=0,5$; $T_{s3}\delta_{u3}=0,13$; $\delta_1=\delta_2=1,5$; $\delta=0$; с захлопками).

Результаты численного интегрирования системы (I)-(I5) (при $G_1 = G_2 = 0,012$, $G_0 = 1,2$) в случае отсутствия захлопок между камерами отборов и несимметричности по T_d приведены на рис. 4. Из этих, а также других данных, не приведенных в статье, видно, что при несимметричности по T_d и T_s увеличивается перерегулирование, однако характер переходных процессов примерно аналогичен переходному процессу при симметричных коэффициентах агрегатов. Подобные результаты получены при несимметричности по T_s , однако его влияние на качество регулирования менее существенно.

Для количественной оценки влияния несимметричностей коэффициента на качество регулирования получено множество кривых переходных процессов при различных значениях несимметричностей по T_d и T_s . Обобщенные результаты этих кривых приведены на рис. 5 а,б. Сопоставление этих результатов показывает, что наибольшее влияние на качество САР частоты вращения оказывает несимметричность по T_d .

При малых объемах в первой части камеры отборов при захлопках даже незначительные несимметричности динамических постоянных приводят к существенному "раскачиванию" параметров ВТГ. Уменьшение колебания параметров возможно осуществлять увеличением объема первой части камеры отбора. На рис. 6 приведены кривые переходного процесса при несимметричности по T_d ($G_1 = G_2 = G_0 = 0,4$).

Из этих данных видно, что захлопка отключает объем первой части камеры отбора в первой стадии переходного процесса, в течение которого происходит "перекачивание" мощности между агрегатами. Однако из сопоставления данных рис. 4 и 6 видно, что при установке захлопок между камерами отборов "перекачивание" мощности и разбег параметров в переходном процессе существеннее, чем в варианте без захлопок. Аналогичные данные получены при несимметричностях по T_s и T_z , причем влияние последнего на качество регулирования незначительно.

На рис. 5 а,б (пунктирными линиями) приведены обобщенные результаты численного интегрирования системы (I)-(I6) при наличии захлопок между камерами отборов. Из этих

данных видно, что наибольшее влияние на качество регулирования оказывает несимметричность по T_0 , т.е. тот же вывод, что и при отсутствии захлопок.

Из сопоставления данных рис. 5 (с захлопками и без них) видно, что влияние несимметричностей коэффициентов на качество регулирования при захлопках существеннее, чем без них.

В ы в о д ы

Возможна параллельная работа двух ВТГ с нерегулируемыми отборами пара при установке между камерами отборов захлопок и без них.

В первом случае система работоспособна при сравнительно больших объемах первой части камер отборов ВТГ ($V_{отб\ 1,2} \approx \approx I \text{ м}^3$). Тогда на переходных процессах "перекачивание" пара между камерами отборов не имеет места, но "перекачивание" мощности между агрегатами существенно. При пуске и остановке ВТГ не требуется дополнительных средств для отключения первой части камеры отбора от второй.

Во втором случае система работоспособна при всех объемах в камерах отбора. Однако при этом в переходных процессах происходит "перекачивание" пара между камерами отборов ВТГ, но "перекачивание" мощности между агрегатами меньше, чем в первом случае. При вводе и отключении ВТГ при этом требуются дополнительные автоматические клапаны на магистрали отбора пара, отключающие вторую часть камеры отбора ВТГ при понижении мощности ВТГ ниже 1000 кВт.

Л и т е р а т у р а

1. Т а р а н е н к о Н.М. Гидродинамическая система регулирования паровых турбин КТЗ. М., Энергомашиностроение, № 7, 1956, с. 37-38.

2. Т р е й е л ь В.К. Исследование САР частоты вращения вспомогательного турбогенератора с отбором пара и противодавлением. См. наст. сб., с. 105.

V. Treiel

Research of Parallel Operation of Two Auxiliary
Turbogenerator Sets with Steam Bleed-off and
Counterpressure

Summary

The paper presents the results of the research on the parallel operation of two auxiliary turbogenerator sets with steam bleed-off and counterpressure.

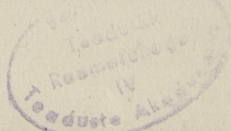
It is proved that the above system can operate with or without dampers being set in between the bleed-off chambers.

In the first case the system will be workable with comparatively large volumes of the first part of the bleed-off chambers, whereas in the second instance it will operate with any volumes.

However with transient processes the steam of the auxiliary turbogenerator set bleed-off chambers is "pumped over", whereas the power of the units is "pumped over" in a lesser extent than in the first case.

С о д е р ж а н и е

I.	И.П.Эпик, Л.М.Ыйспуу, Х.И.Ситс. О причинах изменения теплоты сгорания энергетического сланца	3
2.	Э.Г.Хертер, А.А.Отс, М.П.Нуутре. Характеристика пыли лейпцигского бурого угля.	15
3.	Э.Г.Хертер, А.А.Отс, М.П.Нуутре. Исследование процесса лабораторного озоления лейпцигского бурого угля.	27
4.	А.А.Отс, Т.Н.Сууркууск, Х.И.Таллермо. Э.Л.Томанн, Р.Э.Рандманн, О.Э.Мяекула. Тепловая эффективность и износ труб поверхностей нагрева парогенераторов при водяной очистке.	35
5.	А.А.Отс. П.И.Ансон, Х.И.Таллермо. Термические усталостные трещины на поверхности труб поверхностей нагрева парогенераторов при их водяной очистке.	47
6.	Х.Х.Арро, В.Я.Кеэров, В.Э.Рагник, Э.Л.Томанн, Р.В.Тоуарт. О коррозии поверхностей нагрева парогенераторов в условиях сжигания сланцевого масла УТТ.	59
7.	Р.Г.Хертер, А.А.Отс. Коррозионная стойкость котельных сталей в продуктах сгорания лейпцигского бурого угля.	67
8.	Х.Х.Арро, В.Я. Кеэров. Опыт применения калиевых тепловых труб в качестве опытных зондов для исследования условий работы поверхностей нагрева парогенераторов.	81
9.	В.А.Сельг. Метод оценки параметров сложного теплообмена.	91
10.	В.А.Варес, Х.А.Кяар. Структурная модель и расчет теплопроводности железистоокисных отложений.	99
II.	В.К.Трейель. Исследование САР частоты вращения вспомогательного турбогенератора с отбором пара и противодавлением.	105
12.	В.К.Трейель. Исследование параллельной работы конденсационных вспомогательных турбогенераторов. II?	
13.	В.К.Трейель. Исследование параллельной работы двух ВТГ с нерегулируемыми отборами пара и противодавлением.	123





руб. 1.10