

РАО «ЕЭС России»
АО «Главный Вычислительный Центр Энергетики»
Северо-Западный филиал

Сердюков А.В.

**Основы безаварийной эксплуатации
пароперегревателей котельных
агрегатов**

Учебное пособие

Санкт-Петербург
2000

УДК 621.311.22.004.2

Сердюков А.В.

Основы безаварийной эксплуатации пароперегревателей котельных агрегатов. С-Пб.: АО «ГВЦ Энергетики», 2000. – 80 с., ил.

В брошюре рассмотрены статистика, особенности и анализ повреждаемости пароперегревателей прямоточных и барабанных котельных агрегатов. Рассмотрены и обобщены результаты исследований условий работы металла труб пароперегревателей в обогреваемой зоне в стационарных и переходных режимах работы котельного агрегата. Показан новый подход к оценке допустимых условий эксплуатации пароперегревателей. Приводятся рекомендации по определению параметров режима форсировки топки.

Представлен опыт применения технологических защит пароперегревателей в энергосистеме Ленэнерго.

Брошюра предназначена для инженерно-технических работников электростанций.

Введение	4
1. Анализ причин низкой работоспособности пароперегревательных поверхностей нагрева котельных агрегатов	10
1.1. Статистика повреждаемости пароперегревателей	10
1.2. Условия работы металла пароперегревателей.....	11
1.2.1. Радиационные и ширмовые пароперегреватели	12
1.2.2. Конвективные пароперегреватели.	19
1.3. Влияние неравномерного обогрева и колебаний температуры на длительную прочность металла труб пароперегревателей.....	21
2. Расчётная оценка условий работы металла труб в обогреваемой зоне пароперегревателя	29
2.1. Комментарий к нормативным рекомендациям.....	30
2.2. Оценка наружной температуры стенки трубы пароперегревателя с учётом неравномерного обогрева по периметру	32
2.3. Предельно допустимая температура стенки	33
3. Температурные режимы работы пароперегревателей котельных агрегатов при изменении нагрузки	38
3.1. Общие замечания об имеющихся исследованиях	38
3.2. Условия работы металла труб пароперегревателя в переходных режимах.....	41
4. Допустимые режимы увеличения подачи топлива в топку (форсировка топки)	45
4.1. Допустимая скорость набора тепловой нагрузки	45
4.2. Определение максимально допустимого темпа форсировки топки	50
5. Промышленные системы технологической защиты пароперегревателей котельных агрегатов.....	55
5.1. Назначение системы	57
5.2. Устройство и принцип действия.....	58
5.2.1. Устройство	58
5.2.2. Принцип действия	59
5.3. Внешние информационные сигналы	64
5.3.1. Входные сигналы.....	64
5.3.2. Выходные сигналы	64
5.3.3. Выводимая информация	65
Заключение.....	69
Список литературы.....	71

Введение

В энергетике стран бывшего СССР, работающей на органическом топливе, применяются как барабанные, так и прямоточные котельные агрегаты. В выработке электроэнергии на уровне 1984 г. примерно 33 % обеспечивали барабанные котлы, а остальную часть - прямоточные котельные агрегаты. В обеспечении теплоснабжения населения и народного хозяйства, наоборот - основную нагрузку обеспечивают барабанные котлы различного типа.

По количеству единиц парк барабанных котлов РАО «ЕЭС России» в несколько раз превышает число прямоточных котельных агрегатов. В других министерствах промышленные электростанции практически целиком укомплектованы барабанными котлами. На промышленных предприятиях, где не требуется электрическая станция, паровые потребители также обеспечиваются паром от барабанных котельных агрегатов.

Теплоснабжение населения и предприятий от теплофикационных установок ТЭЦ РАО «ЕЭС России» и других министерств является одним из важнейших социально-экономических аспектов сегодняшнего состояния и дальнейшего развития стран СНГ. Основными составляющими здесь являются:

- бесперебойное снабжение населения горячей водой и теплотой для обогрева жилых домов, а также обеспечение теплотой промышленных потребителей;
- значительная экономия топлива за счет комбинированной выработки электроэнергии и теплоты на ТЭЦ, которая, например, в 1980 г. составила 36,1 млн. тонн условного топлива [11].

Поэтому к барабанным паровым котлам предъявляются весьма высокие требования по надежности их работы и особенно, когда ТЭЦ являются основными источниками теплоснабжения в крупных городах

и больших поселках городского типа с развитой промышленной зоной.

С появлением на барабанных паровых котлах перегрева пара их надежность заметно снизилась, т.к. к наиболее часто встречающимся отказам испарительных и экономайзерных поверхностей нагрева прибавились отказы пароперегревателей, которые по количеству постепенно вышли на первое место. Положение особенно усложнилось при переходе на температуру пара 540...570 С.

Начались активные исследования режимов работы пароперегревателей барабанных котлов и все они сводились в части анализа надежности работы металла трубной системы к изучению стационарных и переходных режимов работы в стадиях растопки и остановов [3, 4, 5, 6, 38]. Проведенные мероприятия по совершенствованию эксплуатации и внесенные изменения в конструкции пароперегревателей и котлов позволили повысить надежность работы барабанных котлов в указанных режимах, но снять проблему низкой надёжности пароперегревателей не удалось.

В то же время работам по исследованию надежности работы пароперегревателей барабанных котлов в переходных режимах в регулировочном диапазоне нагрузок уделялось недостаточное внимание.

Кроме того, в последние 25 лет до начала “перестройки” ведущие исследовательские организации Минэнерго СССР и Минэнерго-маша СССР в основном были заняты решением проблем освоения новых мощных энергоблоков на закритических параметрах пара с прямоточными котлами. Это обстоятельство значительно ослабило их внимание к проблемам повышения надежности пароперегревателей барабанных котлов.

Поэтому, несмотря на то, что на барабанных котлах работает значительно больше половины энергетиков страны и опыт эксплуатации котлов с перегревом пара уже перевалил за 70 лет, в настоящее

время надежность работы пароперегревателей в основном остается низкой и определяет надежность работы барабанных котлов.

В последние 15 лет, в “доперестроечный период”, в СССР наблюдалось значительное разуплотнение суточного графика электрических нагрузок, особенно в Европейской части страны. Это, при отсутствии в структуре энергетических мощностей достаточного количества специальных пиковых и полупиковых энергоисточников, приводило к использованию энергооборудования ТЭС с параметрами пара 9.0 и 13.0 МПа с барабанными котлами для регулирования нагрузки энергосистем [7, 8, 9]. Первые же попытки работать в таком режиме сразу выявили ряд проблем, которые до настоящего времени остаются нерешенными и сдерживают в значительной степени активное использование энергоисточников с барабанными котлами для регулирования суточного графика электрической нагрузки энергосистем.

Основной из таких проблем опять-таки оказалась низкая надежность пароперегревателя, особенно его участков, не защищенных впрыском и расположенных в топочной камере или на выходе из нее.

За последние 20 лет «доперестроечного периода» причины и механизм повреждений пароперегревателей, как барабанных, так и прямоточных котлоагрегатов, изучались различными организациями Минэнерго СССР, Минэнергомаша СССР и Минвуза СССР. Если судить об эффективности проделанной работы по конечным результатам, то нужно с сожалением признать, что достигнута лишь стабилизация повреждаемости пароперегревателей на уровне 70-х годов, а именно: около 50 % от всех повреждений поверхностей нагрева, работающих под давлением. Возможно, это вызвано слабым распространением внедрения передовых технических решений на действующих котлах. Однако и на новых котлах (выпуска последнего десяти-

летия до “перестройки”) надежность пароперегревателей осталась на общем установившемся уровне. Бывшее Минэнерго СССР официально объясняло это тем, что тепловосприятие участков пароперегревателей новых котлов значительно отличается от расчетных значений.

При объективном рассмотрении причин повреждений пароперегревателей, основной, кроме заводского брака, стояночной коррозии и дефектов ремонта, является перегрев металла выше допустимой температуры, с сопутствующей высокотемпературной коррозией на фоне малоциклового термической усталости. Таким образом, при формальном подходе большинство отказов можно классифицировать по вине персонала (п.п.6.2.1 и 6.2.3. "Инструкции по расследованию и учету нарушений в работе электростанций, сетей, энергосистем и энергообъединений") [10]. Такое обстоятельство при недостаточной изученности причин и частом отсутствии конкретных виновников приводило и приводит к частичному снижению объективности отчетности, особенно в части причин отказов (сегодня широко используются п.п. 6.2.7. и 6.2.8. той же "Инструкции..."). Это в основном повреждения "по причине естественного износа" и "по прочим причинам".

Сложившееся положение ослабило научный интерес к проблеме, а основным требованием Минэнерго СССР и Энергомаша СССР к эксплуатационному персоналу электростанций было: недопустимость работы металла пароперегревателя при температуре, превышающей предельное значение по условиям его длительной прочности.

К сожалению, это требование не могло быть выполнено на большинстве отечественных паровых котлов до 1992 г. по причинам слабой изученности проблем, касающихся его реализации.

Научные и практические исследования, позволившие решить проблему перегрева труб пароперегревателей, проводились с 1975 г. на кафедре теплоэнергетики Северо-западного политехнического института и были успешно завершены к 1988 г. Впервые их результаты

были доложены на НТС Ленэнерго 20.06.89 г. и поддержаны ЦКТИ им. И.И. Ползунова [72].

С этого времени на тепловых электростанциях Ленэнерго началось активное использование новых научных результатов в качестве дополнительного вида технологической защиты поверхностей нагрева пароперегревателя. Эта защита не допускает работу труб пароперегревателя при температуре выше допустимой по условиям длительной прочности металла.

Почти 10-и летний опыт использования такой защиты оказался весьма успешным. Так, с 1990 г на барабанных котлах типа БКЗ-160, БКЗ-320 и прямоточных - ТГМП-344а отказов пароперегревателей по причине перегрева труб нет. На барабанных котлах типа ТП-80 и ТП-87, за то же время, число таких отказов снизилось с 4,5 до 0,5 в год на котёл и в настоящее время тенденция снижения числа отказов продолжается. На барабанных котлах типа ТГМ-96Б после ввода защиты (с 1996 г.) разрывы пароперегревателя прекратились.

Актуальность повышения надёжности пароперегревательных поверхностей нагрева в настоящее время очевидна, т.к. громадный парк паровых котлов бывшего Минэнерго СССР мог бы внести весомый вклад в регулирование суточного графика нагрузок энергосистем. При этом энергетические котлы других министерств и ведомств, работали бы более устойчиво и в значительной степени улучшили теплоснабжение потребителей. Сегодня каждый разрыв пароперегревателя на всех паровых котлах бывшего Минэнерго СССР - это снижение надёжности энерго- и теплоснабжения, внеплановое отвлечение ремонтного персонала от текущих и капитальных ремонтов энергооборудования и существенный экономический ущерб народному хозяйству. Значение ущерба при самых осторожных подходах (в предположении, что в энергосистемах имеется резерв электрической мощности и на каждой ТЭЦ - резерв тепловой мощности для теплоснабжения и

если принять в среднем по бывшему СССР в 1984 г. перерасход топлива на замещающих установках $83 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч.}$ [11]), оценивалось в том же 1984 г. пережогом топлива за год в 717120 т.у.т., а при его цене (по январю 1999 г.) в среднем для ТЭЦ около 270 руб./т.у.т. стоимость такого перерасхода топлива в год составит приблизительно 193 млн. руб.

Если учесть издержки на ремонт и другие сопутствующие затраты, то общий убыток, только по электростанциям бывшего Минэнерго СССР от одного разрыва пароперегревателя, например только на барабанных котлах можно оценить в 350 млн. руб./год.

1. Анализ причин низкой работоспособности пароперегревательных поверхностей нагрева котельных агрегатов

1.1. Статистика повреждаемости пароперегревателей

В настоящее время в нашей стране и за рубежом надежность пароперегревателей остается наиболее низкой среди всех поверхностей нагрева котла, работающих под давлением рабочей среды. Так, например, наработка на отказ пароперегревателей отечественных котлов высокого давления, в зависимости от вида топлива, типа котла и условий эксплуатации составляет от 1400 до 5000 часов, а на котлах электростанций ФРГ средняя наработка на отказ пароперегревателей составляет 2592 часа [13]. Таким образом, общая картина повреждаемости пароперегревателей у нас и в зарубежной практике примерно одна и та же. Примерное распределение интенсивности отказов для элементов прямоточного котла, работающего на твердом топливе, представлено в таблице 1.1.

Таблица 1.1. [13]

Элемент котла	Средняя наработка на отказ, ч.	Параметр потока отказов (интенсивн.) на 1000 ч.
Пароперегреватель высокого давления	2592	0,386
Промежуточный пароперегреватель	2651	0,377
Испарительные поверхности	2687	0,372
Обмуровка	2992	0,334
Экономайзер	3632	0,275
Основная водяная арматура	4377	0,328
Основная паровая арматура	5554	0,18
Сбросные дренажные и измерительные трубопроводы	6355	0,157
Предохранительные клапаны	7263	0,138
Установка газоочистки	7,869	0.127

В подавляющем большинстве случаев поврежденные трубы пароперегревателя имеют характерные признаки длительного перегрева металла выше расчетной температуры на фоне термической усталости и высокотемпературной коррозии. Часто встречаются случаи повреждений в виде отдулин с разрывами [3, 4, 12, 13, 64].

(В настоящей работе не рассматриваются повреждения труб пароперегревателей, вызванные золовым износом, дефектами металла, дефектами сварки, ремонта и ошибочной установкой труб, металл которых не соответствует расчетной температуре).

Наибольшая повреждаемость труб наблюдается у первичных пароперегревателей, расположенных в зоне высоких температур топочных газов, обычно в топке (радиационные и ширмовые участки) и в выходном окне топочной камеры. Промежуточные пароперегреватели в основном работают достаточно надежно (с точки зрения рассматриваемых повреждений), так как в настоящее время они выполняются конвективными и располагаются в зоне умеренных тепловых нагрузок [3,12, 14,15].

1.2. Условия работы металла пароперегревателей

Анализ работоспособности пароперегревателей, в отличие от таких элементов котла, как паропроводные трубы, коллекторы, барабаны, трубопроводы и т.п., значительно затруднен, особенно в настоящее время, в связи со следующим обстоятельством.

Котельные агрегаты с перегревом пара на территории бывшего СССР в основной своей массе (около 70 %) проработали уже более 30 лет (200 тыс. часов). Этот показатель примерно одинаков и для энергетики других стран, например, в ФРГ около 75 % котлов проработали более 30 лет [24]. При проведении капитальных, текущих и аварийных ремонтов, за каждые примерно 10 лет эксплуатации может

постепенно заменяться до 25% трубной системы. На котлах с повышенной аварийностью (барабанных ТП-80, ТП-87, БКЗ-160-100ГМ, БКЗ-320-140, прямоточных ПК-38, ПК-39, ПК-41 и им подобных) отдельные электростанции через 50-70 тыс. часов нередко добивались полной замены труб аварийного участка пароперегревателя.

Активные поиски путей повышения надежности пароперегревателей начались еще с 50-х годов [3, 4, 5, 6, 12, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 23], при этом внимание исследователей в основном концентрировалось на стационарных режимах работы котельного оборудования. В результате был выявлен ряд причин повреждений, которые различаются в зависимости от типа поверхности нагрева, вида теплообмена и места размещения трубной системы.

1.2.1. Радиационные и ширмовые пароперегреватели

Повреждения труб настенных радиационных пароперегревателей в основном вызваны длительным перегревом при температуре, значительно превышающей расчетное значение. Трубы обычно повреждены с лобовой части, здесь заметно утонение стенки (примерно на 0,25-ой части периметра) вследствие ползучести металла и активного окалинообразования. В результате одностороннего интенсивного нагрева металл лобовой части труб обычно деформирован (несколько “выпучен”), чем отчасти объясняется уменьшение толщины стенки с обогреваемой стороны. (Рис. 1.1.) Диаметр трубы обычно увеличен на 3-5 %, место утонения стенки имеет трещины, которые встречаются как в поперечном, так и в продольном направлениях. Это свидетельствует о наличии в процессе эксплуатации малоцикловых циклических нагрузок (при пусках, остановках и в аварийных ситуациях) и

многоцикловых - в течение нормальной эксплуатации [3, 6, 14, 18, 19, 22].

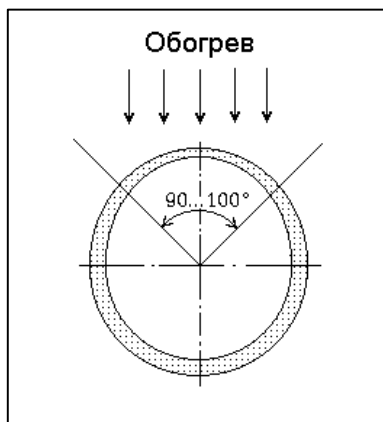


Рис.1.1. Поперечный разрез повреждённой трубы пароперегревателя.

Повреждения наружных труб (освещаемых факелом) ширмовых пароперегревателей происходит практически по тем же причинам, но с преобладанием влияния длительного перегрева металла лобовой части труб выше расчетной температуры [3, 16, 17, 18, 19, 21, 22]. Металлографический анализ вырезанных образцов поврежденных труб показывает, что в металле лобовой части (в зоне утонения и “выпучивания”) наблюдается полное или частичное обезуглероживание на глубине до 0,3-0,5 мм, что свидетельствует о перегреве металла при 600-650⁰ С и, кроме того, имеет место сфероидизация перлита. Это, как известно, понижает пластические свойства металла. **Металл на тыльной стороне труб практически не имеет структурных изменений** [6, 23].

Несмотря на то, что подавляющая часть материалов рассматриваемых исследований посвящена стационарным режимам, многие ав-

торы обращают внимание на значительное влияние переходных режимов и нестационарности процесса горения на температурный режим металла лобовой части труб радиационных и ширмовых пароперегревателей [6, 16, 17, 18, 23, 25, 26, 27]. При этом в отдельных работах для повышения надежности работы пароперегревателя настоятельно рекомендуется не допускать высоких скоростей нагружения котлов и тщательно отлаживать топочный режим с точки зрения стабилизации положения факела и его тепловыделения.

Кроме того, по мере накопления знаний о механизме разрушения котельных сталей от малоцикловой и многоцикловой усталости их значение в повреждаемости трубной системы постепенно приблизилось к влиянию длительных перегревов труб выше расчетной температуры [12, 19, 16, 18, 22, 23, 27].

Насколько серьезно влияние переходных режимов на температурный режим труб пароперегревателя, можно видеть из имеющегося опыта. Предварительно необходимо отметить, что в стационарных режимах у радиационных пароперегревателей температура металла по периметру трубы в зависимости от расстояния до горелок и паропроизводительности котла, отличается значительной неравномерностью. Так в зоне горелок разница температур между лобовой и тыльной стенкой труб может достигать 150-170 °С, а в верхней части топки эта разница удерживается в пределах 40-50 °С, см. рис. 1.2. [6, 25, 26]. Именно на значение указанной разницы температур существенно влияет нестационарность процесса горения и переходные режимы работы котла.

При изменениях нагрузки температура металла тыльной части труб, оставаясь на 3...5 °С выше температуры пара в них, практически копирует ее изменение. При этом температура металла лобовой части непосредственно отражает все изменения тепловой нагрузки топки, изменяясь пропорционально ее значению, см. рис. 1.3. [6].

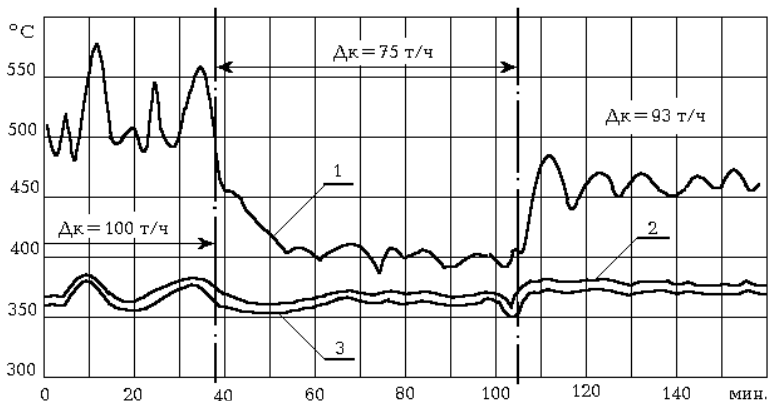


Рис.1.2. Изменение температуры пара и стенок труб радиационного пароперегревателя котла производительностью 110 т/ч на АШ в переходных режимах.
 1, 2 - соответственно температура лобовой и тыльной образующих трубы;
 3 - температура пара.

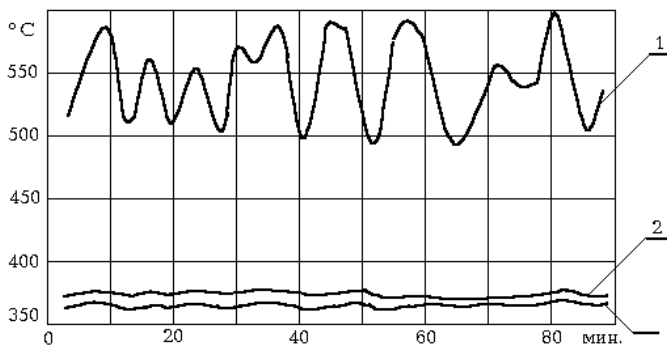
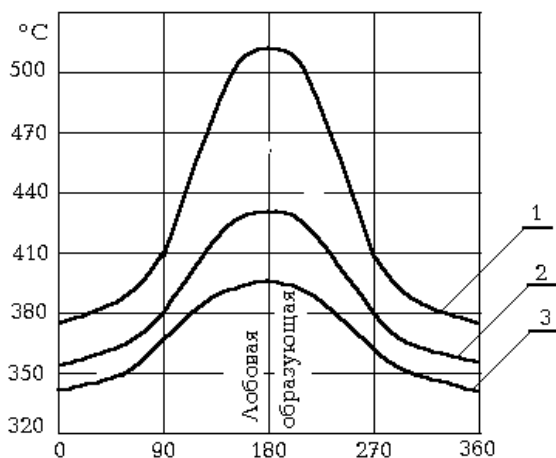


Рис.1.3. Изменение температуры пара и стенки труб промежуточного пароперегревателя (радиационного) при нагрузке 93 т/ч.
 Обозначения кривых аналогично рис. 1.2.

Это касается как первичных, так и промежуточных радиационных пароперегревателей, но у последних условия работы металла лобовой части труб более тяжелое в связи с меньшим значением коэффициента теплоотдачи, см. рис. 1.4. [25, 26].



**Рис.1.4. Изменение температуры металла по периметру трубы радиационного пароперегревателя в зависимости от высоты над осью горелок, при нагрузке 110 т/ч и $\alpha_t=1,2$.
1 - на высоте 2 м, 2 - на высоте 4 м, 3 - на высоте 8 м.**

Из материалов рис.1.3. видно, что помимо резких изменений температуры лобовой части труб, сопутствующих сбросам и набору нагрузки, при неизменной паропроизводительности котла и практически неизменной температуре металла тыльной части труб, наблюдаются колебания температуры лобовой части в пределах ± 40 °С, отражающие имевшую место неустойчивую работу топки.

Тепловой режим труб промежуточных радиационных пароперегревателей, как прямоточных, так и барабанных котельных агрегатов, отличается еще большей нестабильностью температуры лобовой части стенки, колебания которой при стационарных условиях (см. рис. 1.4.) могут быть в пределах 70-100 °С, а максимальные разности температур пара и стенки - 190-210 °С. По данным ВТИ [25] максимальные разности температур по периметру труб реально могут составлять 250-

280 °С при номинальных нагрузках и увеличиваться до 300-320 °С при резких изменениях паропроизводительности.

Условия работы металла труб ширмовых пароперегревателей во многом сходны с радиационными, но сопровождаются значительно меньшей (около 70-90⁰ С) разницей температур по периметру трубы [16].

Перегрев змеевиков ширм вызван во многих случаях, особенно на котлах постройки 50-х и 60-х годов производительностью 320-480 т/ч, 13,7 МПа, недостаточным охлаждением как на номинальной, так и на частичных нагрузках. По рекомендациям ВТИ надежная работа пароперегревателя обеспечивается при средней массовой скорости пара в трубной системе около 1000 кг/(м²·с) [3]. В то же время исследованиями [4] установлено, что средние массовые скорости пара в ширмах многих котлов оказались занижены и при полной нагрузке составляют, например, кг/(м²·с):

ТП-100	740
ТП- 90	740
ТП- 80	590
ТГМ- 94	790...900
ТГМ- 84-3	610

В наиболее тяжелых условиях работали внешние змеевики ширм, как наиболее освещенные факелом и змеевики, имеющие наибольшую длину, а также ширмы, установленные в средней части газоходов. Кроме того, повышенной повреждаемости способствовала часто встречающаяся значительная неравномерность поля температур газов перед ширмами (особенно при сжигании твердых топлив) и неравномерное тепловосприятие ширм по ширине газохода.

Наряду с указанными обстоятельствами следует отметить наблюдения некоторых исследователей, связанных с оценкой жаропрочности применяемых сталей [4].

Анализ состояния поверхности труб из стали 12Х1МФ на многих котлах показал, что в случаях, когда температура металла труб не превышала 590 °С, скорость окалинообразования была незначительна и при превышении этой температуры она резко возрастала.

Следует отметить то же самое и для сталей 12Х2МФСР и ЭИ531, но при температуре не более 620⁰ С.

Приведенные температуры оказались также граничными для скорости изменения структуры и свойств металла, что было показано исследованиями труб из сталей 12Х2МФСР и ЭИ531, проработавших в котлах 8000-5000 часов.

Трубы, изготовленные из стали 12Х1МФ, разрушаются в основном из-за снижения свойств прочности и утонения стенки. Механические свойства металла разрушенных труб из сталей 12Х2МФСР и ЭИ531 остаются, как правило, на уровне, требуемом техническими условиями. Наименее надежной в условиях эксплуатации является сталь 12Х1МФ, что объясняется не только ее более низкой окалиноустойчивостью, чем стали 12Х2МФСР и ЭИ531, но и пониженной жаропрочностью в сравнении с расчетной.

Измерения окалины на трубах пароперегревателей ряда электростанций показали, что скорость ее образования для сталей 12Х2МФСР и ЭИ531 при 620 °С и стали 12Х1МФ при 600 °С, составляет в среднем 0,2-0,25 мм/год. В случае незначительного превышения температуры при резких ее колебаниях скорость окалинообразования значительно возрастает.

Те же авторы [4] считают, что по их оценке выбор толщины стенки труб из сталей 12Х2МФСР, ЭИ531 и 12Х1МФ производился без учета поправки на реальную скорость окалинообразования.

1.2.2. Конвективные пароперегреватели

Металл труб конвективных пароперегревателей, кроме “холодных пакетов”, работающих на насыщенном паре, в стационарных режимах обычно прогреет до температуры, близкой к предельной по условиям прочности. Это касается как участков конвективных перегревателей, расположенных сразу за ширмовым пароперегревателем, так и последних ступеней перегрева пара.

Работа металла всех конвективных пароперегревателей, включенных после ширмовых, характеризуется примерно одинаковым приближением к предельно допустимой температуре. Так, в конвективных пакетах, расположенных в газоходе сразу за ширмами, несмотря на то, что температура пара в них примерно 470-530 °С, а температура газов около 600-800 °С, лобовая стенка труб, освещаемых факелом из топки, получает часть теплоты за счет радиационного теплообмена. Это приводит к значительной разнице температур по периметру трубы (до 70-90 °С) и температура металла лобовой части труб достигает предельных значений по условиям прочности. Таким образом, трубы конвективных пакетов работают в условиях, близких к температурному режиму внешних змеевиков ширм, а наличие разверки температуры металла по периметру трубы приводит к увеличению суммарного напряжения от дополнительных термических напряжений, см. раздел 1.3.

Последние ступени конвективных пароперегревателей обычно работают при температурах пара 530-565 °С. Поэтому даже при незначительной разверке температуры в отдельных витках по ширине газохода (10-20 °С) и обычном, у этих участков поверхностей нагрева, температурном напоре 20-30 °С, металл труб работает при температуре 580-595 °С, даже в стационарных режимах. Эти обстоятельства в марте 1971 года вынудили Минэнерго СССР пойти на снижение температуры

пара первичного и промежуточного перегрева до 540°C на блочных ТЭС [29]. Здесь нужно отметить, что в других странах уже с 40-х годов на паровых котлах температура перегрева пара была ограничена значениями 535°C - 540°C .

В конструкциях новых котлоагрегатов энергоблоков 200, 300 и 500 МВт в СССР и за рубежом были внесены значительные изменения, направленные на уменьшение температуры металла последних ступеней пароперегревателей путем размещения их в зонах с более низкими температурами газов и защитой от прямого излучения из топки [15, 28]. В результате таких мероприятий надежность работы конвективных пароперегревателей значительно возросла, но все же разрушения труб от длительного перегрева металла выше допустимой температуры продолжают иметь место, как на электростанциях бывшего СССР, так и за рубежом. Например, в Великобритании на котлах энергоблоков 200, 350 и 500 МВт каждый год в последних пакетах пароперегревателей приходится заменять по одной трубе, а на некоторых электростанциях срок службы всего пакета составляет только шесть лет [13]. В США среднее годовое число вынужденных остановов угольных энергоблоков из-за перегрева труб (в основном пароперегревателей) на уровне 1988 г. составляло 3,16 [64].

В заключение этого раздела нужно обратить внимание еще на одно обстоятельство, касающееся температурного режима пароперегревателей отечественных котлов. Опыт теплового расчета паровых котлов показывает, что “Нормативный метод” издания 1957 и 1973 годов [49] примерно в одинаковой степени дают завышенное значение площади нагрева участков пароперегревателя. Это продолжает проявляться и на котлах постройки 80-х годов, что было подтверждено СПО Союзтехэнерго в 1988 году после анализа надежности котлов новых марок.

Указанное обстоятельство приводит к наличию повышенных разворок температур пара в отдельных витках по ширине газохода и значительных избытков перегрева пара в поверхностях нагрева пароперегревателя, которые снимаются, в основном, увеличенной подачей охлаждающей воды на впрыск в расщелины между отдельными участками нагрева, при этом отдельные развернутые витки остаются защищены не достаточно надёжно. Кроме этого в проектах котлов, выполненных до 1966 г., расчет условий работы металла труб в обогреваемой зоне, например из стали 12Х1МФ, выполнялся исходя из предельно допустимой температуры по окалинообразованию 600 °С. В 1970 году Госгортехнадзором СССР была установлена температура 580 °С. Наконец, с 1978 года этот норматив стабилизировался на значении 585⁰ С [48].

1.3. Влияние неравномерного обогрева и колебаний температуры на длительную прочность металла труб пароперегревателей

Опыт исследования работы пароперегревателей и их вот уже более чем 60- летний опыт эксплуатации показывают, что режим работы металла труб практически не бывает стационарным. Реально всегда имеют место различные нарушения теплового баланса в металле труб, связанные нестационарностью процесса горения топлива, часто сочетающегося с колебаниями паропотребления. Кроме того, попытки эксплуатационного персонала удерживать заданное значение выходной температуры перегрева пара с помощью изменения режима пароохлаждения также добавляют свою долю нестационарности в процессе перегрева пара. Таким образом, работа металла пароперегревателя должна рассматриваться с обязательным учетом нестационарности процессов теплообмена.

К исследованию влияния последствий нестационарности теплового режима работы металла пароперегревателя на изменение его ресурса проявлялся интерес у нас и за рубежом уже с начала 50-х годов [17, 18, 19, 22, 23, 25, 31, 32, 33]. По результатам исследований можно считать, что влияние нестационарности теплового режима работы металла пароперегревателя на его ресурс проявляется через два основных фактора - термическую усталость и “стабильное” превышение температуры металла над расчетной [18, 19, 22].

Термическая усталость является результатом сложного процесса изменения структуры металла, накопления повреждений в условиях термопластического деформирования. Механизм пластической деформации при термической усталости в зависимости от материала, максимальной температуры цикла, температурного интервала и других факторов имеет в той или иной мере сходство с аналогичными механизмами деформирования при явлениях ползучести и усталости.

Разрушение при термической усталости может быть обусловлено как усталостью, так и ползучестью, в зависимости от прочностных и пластических свойств материала, температурных, нагрузочных и временных характеристик цикла, структурных факторов и т. п. Напряжения, действующие в металле при максимальной температуре, вызывают изменение структуры, свойственное ползучести, а циклическое воздействие температурных напряжений обуславливает возникновение процессов, характерных для усталости. Для пароперегревательных поверхностей нагрева в виде ширм и конвективных пакетов дополнительным источником повреждений являются гибы труб, которые имеют недостаточную длительную и циклическую пластичность в зоне наклепанного металла [22].

Исследования Южного отделения ОРГРЭС [39] показали, что наличие показанных в разделе I. 2. разностей температур между лобовой и тыльной стенкой, приводит к значительному дополнительному

увеличению напряжений в металле труб и в ряде случаев, при температуре металла 500-560 °С, суммарное напряжение от внутреннего давления среды и термических напряжений может превышать предел текучести.

Тогда, например, при показанных выше разностях температур 100-250 °С термические напряжения для ст. 12Х1МФ окажутся равными $\sigma_T=9-23$ кгс/мм² и при температуре металла 600°С превысят предел текучести, даже без учета напряжений от внутреннего давления среды. А так как эти напряжения (от перепада температур) меняются от изменения обогрева, как показано на рис. 1.3. и 1.4., то в металле труб развиваются явления термической усталости с массовым образованием трещин, берущих начало от наружной поверхности и ориентированные перпендикулярно оси труб [39].

На котельных агрегатах участки пароперегревателей, работающие при температурах пара более 400 °С, изготавливают в основном из перлитной и аустенитной сталей в зависимости от рабочей температуры стенки. С точки зрения термической усталости наибольшую “чувствительность” имеет аустенитная сталь, теплопроводность которой в 1,5 раза меньше перлитной, вследствие чего выравнивание температуры и соответственно термических напряжений в металле продолжается большее время.

Специальными исследованиями ВТИ [18] установлено, что колебания температуры металла труб из стали 1Х18Н12Т с частотой и в пределах, наблюдаемых на практике превышений допустимой температуры (600° С) по условиям длительной прочности, приводят к быстрому снижению предела длительной прочности указанного металла. Так после 2500 циклов при синусоидальных колебаниях температуры металла от 620° до 680 °С и от 600° до 690 °С с периодом от 5 до 41 мин., предел длительной прочности достигает минимального уровня, при котором металл практически неработоспособен, см. табл. 1.2.

Таблица 1.2.

Состояние металла	Предел длительной прочности (на 10^5 ч.), кгс/мм ²
Исходное (при поставке)	14,0
После работы с числом циклов колебания температуры:	
210	8,5
400	8,0
600	8,5
800	9,5
900	10,0
1300	5,0
2500	3,0
После работы без колебаний температуры	10,0

Систематические колебания температуры пара в змеевиках, кроме того, приводят к разрушению их в местах соединения со сборными коллекторами (в необогреваемой зоне), в частности разрушаются промежуточные штуцеры с предварительным появлением поперечных трещин примерно через 30000-40000 часов эксплуатации [34].

Вторая основная причина повреждаемости пароперегревателей, возникающая вследствие нестационарности их работы, заключена в том, что в результате временных превышений расчетной температуры металла в ходе переходных процессов, металл трубной системы фактически эксплуатируется при температуре выше допустимой по условиям длительной прочности на значение среднего квадратического отклонения, K :

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{\int_{\tau_1}^{\tau_2} (\Delta T)^2 d\tau}{\tau_2 - \tau_1}}, \quad (1-1)$$

где $\tau_2 - \tau_1$ - интервал времени, в течение которого эксплуатируется пароперегреватель;

ΔT - превышение температуры металла над расчетной, возникающее в процессе эксплуатации.

Среднее квадратическое превышение температуры металла выше расчетной некоторые исследователи называют “стабильным” повышением температуры [17], влияние которого независимо от его численного значения необходимо учитывать при оценке долговечности металла.

Зависимость между долговечностью металла и его рабочей температурой, как известно можно выразить параметрической формулой Ларсона-Миллера [31]:

$$T * (C + \lg \tau) = const, \quad (1-2)$$

где T - абсолютная температура металла, К;

τ - число часов работы до повреждения;

C - константа, определяемая свойствами металла.

Выражение (1-2) после соответствующих преобразований можно представить в виде:

$$\frac{\tau_0}{\tau_1} = \exp \left[\frac{2,303(C + \lg \tau_0)}{T_0 / \Delta T + 1} \right], \quad (1-3)$$

где τ_0, τ_1 - число часов работы металла соответственно при расчетной температуре T_0 и фактической $T = T_0 + \Delta T$

Согласно исследованиям 50-х годов [35] применение формулы (1-2) для сталей перлитного и аустенитного класса при изменении температуры в диапазоне структурной стабильности металла дает удовлетворительное совпадение с экспериментальными данными. Проведенные затем исследования ВТИ показали, что для стали 12Х1МФ константа $C = 24$, а для стали 1Х18Н12Т - $C=16$ [36]. В течении следующих 20-и лет различными организациями продолжалось интенсивное изучение механизмов разрушения котельных сталей по рассматриваемым причинам и в результате было предложено уравнение длительной прочности металла в условиях длительной эксплуатации, учитывающее взаимное влияние температуры, свойств металла и наличие составляющей малоциклового нагружения [22]:

$$\tau_p = A \cdot T^2 \cdot \sigma^{-b} \cdot \exp\left[\frac{m+n \cdot \sigma + k \cdot (1-\tilde{N}) + p \cdot (1-\tilde{N}) \cdot \sigma}{T}\right], (1-4)$$

где τ_p - время до разрушения, ч;

T - температура испытания, К;

σ - действующее напряжение. кгс/мм²;

\tilde{N} - доля циклической составляющей $\tilde{N}=N/N_p$

A, b, m, n, k, p - постоянные, характеризующие свойства материала.

Расчетные коэффициенты уравнения (1-4), приведенные ниже, получены по данным испытаний сталей 12ХМФ и 12Х18Н10Т при комбинированных режимах длительного статического и термоциклического нагружения.

Коэффициенты	a ($A = e^a$)	b	m	n	k	p
Сталь:						
12ХМФ	-45,2	3	47600	-141,8	446,4	25,5
12Х18Н10Т	-40,4	3	36413	-30,6	3566,0	-145,8

На рис 1.5. в качестве примера приведена зависимость долговечности стали 12Х1МФ от величины “стабильного” превышения допустимой температуры металла (585°C), с учетом составляющей малоциклового нагружения по данным [22, 31, 35].

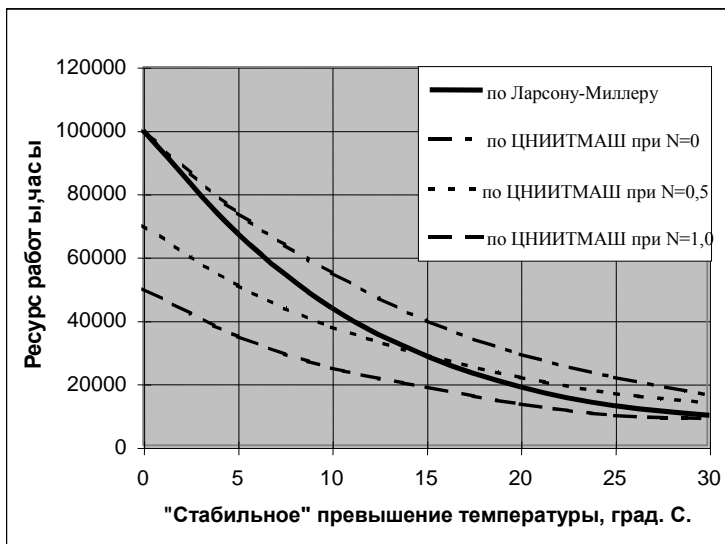


Рис.1.5. Зависимость долговечности стали 12Х1МФ от величины “стабильного” превышения допустимой температуры металла.

Помимо приведенных материалов по данным ЦНИИТМАШ [22] количественная оценка снижения длительной прочности стали в области рабочих температур видна из следующего. Для стали 12Х1МФ при температуре 565°C предел длительной прочности за 100 тыс. часов равен $9,1 \text{ кгс/мм}^2$, а при действии циклической нагрузки с $\tilde{N} = 0,5$ предел длительной прочности в нестационарных условиях равен $8,2 \text{ кгс/мм}^2$. Если же эта сталь работает при температуре 585°C , то предел длительной прочности при $\tilde{N}=0$ равен $6,68 \text{ кгс/мм}^2$ (см. также рис. 1.5.), а при уровне малоциклового нагружения $\tilde{N}= 0,5$ предел длительной прочности составляет только

6,1 кгс/мм². Соответственно для стали 12Х18Н10Т при температуре испытания 600 °С предел длительной прочности, равный 7 кгс/мм² при $\tilde{N}= 0$, уменьшается до 4,7 кгс/мм² при $\tilde{N}= 0,5$. Таким образом, воздействие циклической нагрузки в области рабочих параметров статического нагружения оказывается весьма существенным.

2. Расчётная оценка условий работы металла труб в обогреваемой зоне пароперегревателя

Для оценки температурного режима обогреваемых участков труб пароперегревателя все исследователи (см. приведенные источники в предыдущих разделах) использовали непосредственное измерение с помощью специальных “температурных” вставок. Автору не известны случаи, чтобы температурный режим обогреваемых труб на натуральных паровых котлах был успешно исследован с помощью расчетных методов, позволивших сделать удачные предложения, реально обеспечившие работу “развернутых” труб без превышения предельно допустимой температуры стенки по условиям длительной прочности металла.

Несмотря на высокую достоверность исследований с использованием “температурных” вставок, их применение всегда связано со значительными трудностями. Поэтому “температурные” вставки не могут быть рекомендованы для широкого применения в наладочных работах и тем более – для использования при эксплуатации паровых котлов.

В настоящей брошюре приводятся, разработанные при использовании практически всего известного опыта применения “температурных” вставок, методические дополнения и корректировки к известным нормативным рекомендациям по расчету температурного режима “развернутой” трубы [48], которые позволили выполнять достаточно достоверные оценки температурного режима и исследования на эксплуатируемых котельных агрегатах.

С точки зрения надежности работы металла наиболее интересным является оценка температуры наружной поверхности трубы и, в частности, ее самая “горячая” часть, т.е. на лобовой образующей.

2.1 Комментарий к нормативным рекомендациям

Рекомендации нормативного метода [48] предлагают определять температуру наружной поверхности развернутой трубы, $^{\circ}\text{C}$ следующим образом:

$$t_{cm}^n = \bar{t} + \delta t_m + \Delta t_{cm} + \Delta t_{n-cm}, \quad (2-1)$$

где \bar{t} - средняя температура среды в рассматриваемом участке элемента, $^{\circ}\text{C}$;

δt_m - превышение температуры среды в развернутой трубе над средней температурой в участке, $^{\circ}\text{C}$;

Δt_{cm} - перепад температуры на стенке трубы, $^{\circ}\text{C}$;

Δt_{n-cm} - перепад температуры между паром и внутренней поверхностью стенки, $^{\circ}\text{C}$.

Обе величины Δt_{cm} и Δt_{n-cm} определяются при максимальном удельном тепловосприятии поверхности развернутой трубы. Таким образом, нормативный подход предполагает, что температура наружной стенки развернутой трубы должна оцениваться при средней температуре пара в ней ($\bar{t} + \delta t_m$), с учетом среднего перепада температуры между паром и наружной поверхностью стенки, найденного при максимальном удельном тепловосприятии развернутого элемента.

Такой подход не учитывает, по крайней мере, два аспекта проблемы.

Во-первых, если к средней температуре пара, проходящего внутри трубы, добавляется среднее для всей трубы значение перепада температуры “пар - наружная стенка”, то эта оценка предполагается где-то на участке 0,5-0,7 от всей длины обогреваемой части трубы рассматриваемого участка. Поэтому остается без внимания выходной участок развернутой трубы в той же обогреваемой зоне, но с более

высокой температурой пара, где для оценки температуры наружной поверхности также правомочно использование среднего для всей трубы перепада температуры “пар-наружная стенка”. Такое допущение вполне возможно, т. к. температура пара в выходной части змеевика в отдельных участках пароперегревателя превышает среднюю температуру примерно на 20-40 °С. Это немного увеличивает погрешность в определении расчётного коэффициента теплоотдачи от стенки к пару, который окажется для этого участка несколько завышенным (т. к. по нормам определяется по средней температуре пара), например в области высокого давления примерно на 4-5 % и в области сверхвысокого давления около 8-10 % [48]. В результате погрешность в оценке перепада “пар-внутренняя стенка” приведет к некоторому занижению его значения примерно на 1-5° С, что в практических расчетах вполне допустимо. Что касается погрешности в определении коэффициента теплопроводности, то при показанном расхождении в температуре, она составит около 2 %. Такая погрешность в практических расчетах будет вообще незаметной, т.к. в абсолютном значении составит меньше одного градуса. Рассмотренные погрешности вполне допустимы, особенно на фоне общего допущения правомочности использования среднего для всей трубы перепада температуры “пар - наружная стенка”.

Во-вторых, нормативным подходом не учитывается, всегда имеющая место, разверка температуры по периметру трубы, зависящая от вида теплообмена и существенно влияющая на значение температуры металла лобовой стенки, см. раздел 1.2. Подробные исследования результатов применения температурных вставок [6, 16, 25, 26] показали достаточно устойчивую зависимость перепада температуры “пар - наружная лобовая стенка” от среднего значения перепада “пар - наружная стенка” и вида теплообмена (места размещения участка пароперегревателя и положения труб в потоке газов). Кроме того, все

указанные исследователи обращают внимание на то, что температура тыльной части трубы практически во всех случаях отличается от температуры пара на 5-13 °С, так же в зависимости от указанных выше условий.

2.2. Оценка наружной температуры стенки трубы пароперегревателя с учётом неравномерного обогрева по периметру

В настоящем разделе, приводится, разработанная с помощью экспериментальных данных [6, 16, 25, 26,] и опыта применения температурных вставок на котлах энергосистемы Ленэнерго [60], уже проверенная на практике, методика расчета температуры лобовой стенки развернутой трубы, °С:

а) для внутренней поверхности

$$t_{ст.лоб}^{вн} = t_2 + \delta t_m + \kappa_n \cdot \frac{q_{вн}}{\alpha_2}, \quad (2-2)$$

б) для наружной поверхности

$$t_{ст.лоб}^н = t_2 + \delta t_m + \kappa_n \cdot q_{вн} \cdot \left(\frac{1}{\alpha_2} + \frac{2}{1 + \beta} \cdot \frac{s}{\lambda_m} \right), \quad (2-3)$$

в) для середины стенки

$$\bar{t}_{ст} = \frac{t_{ст.лоб}^н + t_{ст.лоб}^{вн}}{2}, \quad (2-4)$$

где t_2 - температура пара на выходе из участка, °С;

$q_{вн}$ - максимальное местное тепловосприятие внутренней поверхности рассчитываемого участка элемента, определяемое [48];

S - толщина стенки трубы, м;

λ_m - коэффициент теплопроводности металла, Вт / (м·К), определяемый по [48];

α_2 - коэффициент теплоотдачи от стенки к среде, Вт / (м·К), определяемый по [48];

β - отношение наружного диаметра трубы к внутреннему;

K_n - коэффициент разверки температуры металла по периметру трубы, значение которого зависит от вида теплообмена, места размещения участка пароперегревателя и положения труб в потоке газов или на стене топки (газохода). В расчетной и экспериментальной практике значения K_n составляют 1,1...1,8.

2.3. Предельно допустимая температура стенки

Правила технической эксплуатации электрических станций ([1], п.п. 4.3.21.) требуют соблюдения тепловых режимов, обеспечивающих поддержание допустимых температур пара в каждой ступени и каждом потоке первичного и промежуточного пароперегревателей. Допустимую температуру пара обычно принимают согласно тепловому расчёту котла [49, 55], при которой металл труб работает без превышения расчётной температуры стенки, **рассчитанной**, как было показано выше, см. п.п. 2.1, **без учёта неравномерного обогрева трубы**. В основном это сводилось к требованию не допускать превышения предельных температур наружной поверхности труб, в зависимости от марки стали и вида сжигаемого топлива, см. таблицу 2.1.

Таблица 2.1.

Допускаемые предельные температуры наружной поверхности труб в зависимости от марки стали и вида сжигаемого топлива [2]

Марка стали	Высокосернистые и сернистые мазуты	Эстонские сланцы	Остальные энергетические топлива, кроме новых
10	400	400	450
20	450	450	500
12ХМ, 12МХ, 15ХМ	550	530	550
12Х1МФ, 12Х2МФСР	585	540	585
12Х2МФБ (ЭИ-531)	585	545	600
11Х12В2МФ (ЭИ-756)	620	560	630
12Х18Н12Т, 12Х18Н10Т	610	610	640

Для определения предельно допустимой температуры наружной поверхности лобовой стенки по условиям длительной прочности металла, важно знать характеристику продуктов сгорания, в которых работают трубы пароперегревателя и действующие напряжения в металле стенки [54, 55]. В нормативной методике предлагается учитывать в качестве основной нагрузки напряжения, возникающие в металле труб пароперегревателя под действием внутреннего давления, и кроме этого дополнительным расчетом (имеющим характер поверочного) учитываются нагрузки от самокомпенсации тепловых напряжений и собственной массы труб. Однако, приведенные в главе 1 материалы, показывают наличие значительной температурной разверки по периметру трубы от неравномерного обогрева (рис. 1.2.), которая вызывает появление дополнительных тепловых напряжений: сжатия с обогреваемой стороны и растяжения с необогреваемой стороны. В работах Южного отделения ОРГРЭС еще в 1957 г. [39] было показано, что эти напряжения являются значительным добавлением к напряжениям от внутреннего давления и в ряде случаев оказываются сравнимыми с ними, например, у радиационных и ширмовых пароперегревателей. Поэтому при оценке допустимой температуры наружной по-

верхности лобовой стенки труб пароперегревателя, необходимо в дополнение к рекомендациям Норм [55] учитывать термические напряжения, вызываемые разверткой температуры по периметру трубы от неравномерного обогрева.

Значение термических напряжений в стенке трубы с неравномерным обогревом можно определить по эмпирической формуле [39], МПа:

$$\sigma_m = 0,4 \times \varepsilon_{cm} \times E_{cm} \times \Delta t_n, \quad (2-5)$$

где ε_{cm} - линейный коэффициент теплового расширения стали, мм/(мм · К);

E_{cm} - модуль упругости стали, МПа;

Δt_n - температурный перепад на периметре трубы по наружной поверхности в зоне неравномерного обогрева, °С.

Таким образом, учитывая, что трубы пароперегревателя **всегда работают в условиях неравномерного обогрева**, при расчете действующих напряжений основными нагрузками следует считать внутреннее давление и термические напряжения от температурного перепада по периметру трубы.

Приведенные материалы показывают, что недостаточная изученность условий работы металла труб пароперегревателя, естественно приводила к ошибочным решениям, как в проектировании, так и в организации температурного режима пароперегревателя в эксплуатационных условиях. Кроме того, это значительно затрудняло выявление причин повреждения “развернутых” труб, режим работы которых укладывался в представления о “допустимых условиях” по действующим методикам [48, 49, 55].

Поэтому и сегодня на многих котлоагрегатах “развернутые” трубы пароперегревателя даже в стационарных режимах часто работают с пере-

гревом металла выше предельно-допустимой температуры с возможным ресурсом от 20-50 тыс. часов.

Появление методики расчёта допустимых температур наружной поверхности труб, учитывающей неравномерный обогрев, позволило выполнить поверочные тепловые расчёты ряда котельных агрегатов с целью определения допустимых температур пара в каждой ступени и каждом потоке первичного и промежуточного пароперегревателей. В результате оказалось, что практически на всех обследованных котлах имеются участки пароперегревателя, которые работают в условиях недопустимых уровней температур, см. таблицу 2.2.

Таблица 2.2

Котлоагрегат и вид топлива	Заводские значения			После проверки по новой методике	
	$D_{к.ном},$ т/ч	$R_{пп-}$ ати	$t_{пп}/t_{промПП},$ $^{\circ}C$ (завод- ское зна- чение за котлом в выходном коллекторе)	$t_{пп}/t_{пром ПП},$ $^{\circ}C$ (допустим. зна-чение за котлом, в развернутой трубе)	Участки ПП, где обнару- жены опасные режимы
1	2	3	4	5	6
БКЗ-160-100ГМ, на газе	160	110	540	535	Все участки
БКЗ-160-100ГМ, на мазуте	160	110	540	535	Ширмы, 2КПП
БКЗ-320-140 на газе	320	140	560	559	3КПП
БКЗ-320-140 на мазуте	320	140	560	550	3КПП
ТП-80 на газе	420	140	570	555	Ширмы, 2КПП, 3КПП
ТП-80 на угле (Кузн.тощ.)	420	140	570	555	Ширмы, 2КПП, 3КПП
ТП-87 на газе	420	140	570	560	2КПП, 3КПП

Таблица 2.2 (продолжение)

1	2	3	4	5	6
ТП-87 на угле (Кузн.тощ.)	420	140	570	560	Ширмы, 2КПП, 3КПП
ТГМ-96Б на газе	480	140	560	557	Ширмы-1 и 2 ступе- ней, 1КПП, 2КПП
ТГМ-84Б на мазуте	420	140	560	558	Ширмы-2 ст., 1КПП, 2КПП
ТГМП-344а на газе	1000	249	545/545	555/560	1КПП и 2КПП (ВД)

Последующее изучение ремонтной документации котлов, указанных в таблице 2.2, подтвердило повышенную повреждаемость участков пароперегревателей, где были обнаружены опасные температурные режимы.

3. Температурные режимы работы пароперегревателей котельных агрегатов при изменении нагрузки

3.1. Общие замечания об имеющихся исследованиях

Температурный режим металла труб пароперегревателя при изменениях нагрузки привлек к себе внимание исследователей еще в конце 50-х годов [6, 25, 26, 36, 39]. При этом главным образом изучались пусковые режимы, но вместе с тем, уже начал появляться некоторый интерес и к переходным режимам работы котлов в регулировочном диапазоне нагрузок. В конце 60-х годов рядом исследователей при изучении переходных режимов энергоблока 200 МВт было установлено, что основным фактором, сдерживающим приемистость парового котла, оказался температурный режим труб пароперегревателя [27]. То же самое подтвердилось при проведении подобных исследований на энергоблоке 160 МВт [40].

В этих работах было отмечено существенное влияние на температурный режим труб пароперегревателя в переходном режиме аккумулирующей способности испарительной системы котла [63] и скорости нагружения энергоблока. Возникла задача оценки максимальной допустимой скорости нагружения энергоблока при надежной работе трубной системы пароперегревателя в обогреваемой зоне.

В результате выполненных исследований [27, 40] авторам удалось проиллюстрировать особенности режима работы трубной системы пароперегревателя при различных способах нагружения энергоблока с барабанным котельным агрегатом.

Основной причиной возникновения перегрева труб во время нагружения является нарушение баланса теплоты в участках пароперегревателя, определяемым временным рассогласованием процессов

внешнего подвода теплоты и внутреннего охлаждения труб в переходном режиме. Авторы [27] рассмотрели одно из направлений по корректировке этого рассогласования в условиях энергоблока с помощью опережающего открытия клапанов на турбине в целях превентивного увеличения внутреннего охлаждения труб пароперегревателя. Это положение было успешно опробовано на блоке 200 МВт с барабанным котлом ТП-100 при нагружении с постоянным начальным давлением пара при экстремальном подборе опережения открытия клапанов турбины, которое может быть предварительно оценено расчетным путем. Те же авторы [27, 40] показали, что при нагружении блока в режиме скользящего начального давления пара в определении темпа форсировки топки, обеспечивающего надежную работу пароперегревателя, приходится опираться только на экспериментальный подход (это касается также котлов, работающих на ТЭС с поперечными связями).

Исследования прямоточных котлоагрегатов [4, 16, 19, 51, 54] выявили те же проблемы, что и на барабанных котлах. Однако в переходных режимах, из-за особенностей управления подачей топлива, синхронизированной с подачей питательной воды, а также из-за подвижности точки конца зоны испарения, реакция первичного пароперегревателя на изменения подачи топлива более безопасна для металла труб, чем на барабанных котлах, где четко отделена испарительная часть от пароперегревательной в барабане. Режим работы промежуточных пароперегревателей прямоточных котлов практически похож на режимы работы в барабанных котлах. Несмотря на значительный объём исследований, рекомендаций по расчёту режимов форсировки топки прямоточных котлоагрегатов так и не появилось, ни в периодической специальной печати, ни в директивных документах.

Таким образом, в известных работах ВТИ, Союзтехэнерго, ЦКТИ, котлостроительных заводов и др. организаций бывших Минэнергомаша и Минэнерго СССР нет предложений по расчету ре-

жимов форсировки топки в зависимости от текущего температурного режима пароперегревателя, как на блочных ТЭС, так и на ТЭС с поперечными связями.

Для решения такой задачи потребовалось исследовать зависимость изменения температурного режима пароперегревателя при изменениях нагрузки барабанных котлов от протекания переходных процессов изменения тепловыделения в топке после увеличения подачи топлива и динамики парогенерации. В некоторых работах [16, 19] делались попытки в общем виде показать такую зависимость, без подробного ее анализа, на базе иллюстрационного материала только по температурному режиму пароперегревателя, т. е. без иллюстрации динамики расхода топлива, расхода пара через участок перегревателя и давления в кипящей зоне котла и т. д.

С 1976 года появились результаты исследований [37, 41, 42, 43, 44, 45, 47], в основном с участием автора, позволяющие оценить динамические характеристики пароперегревателя барабанного котла при различных комбинациях возмущений, воздействующих одновременно (обогревом, расходом пара и впрыском). Это позволило получить дополнительные научные знания по расчету переходных режимов пароперегревателя, позволяющие на стадии проектирования и в условиях эксплуатации оценить возможные опасные режимы для работы металла трубной системы. Указанные работы явились естественным продолжением и развитием известной методики ЦКТИ [46] с целью получения оценки динамических характеристик пароперегревателя в целом и не только для получения исходных данных, используемых при расчетах систем автоматического регулирования температуры перегрева пара, но и для приближенной технологической оценки надежности работы трубной системы в реальных эксплуатационных ситуациях. В этих работах температурный режим пароперегревателя рассматривался через среднюю температуру пара за участками перегревателя или за

частью их поверхности нагрева, без учета разверки температуры газов и пара по ширине газохода [65] и разности температуры на лобовых и тыльных участках труб. Кроме того, в этих работах возмущения со стороны греющих газов и расхода пара принимались в большой степени приближенно, не отражая в полной мере динамику топочных процессов и генерации пара.

Учитывая изложенное, потребовалось выполнить исследование температурного режима пароперегревателей барабанных котельных агрегатов типа БКЗ-160-100 ГМ, ТП-80, ТП-87, БКЗ-320-140, БКЗ-170, ТГМ-96Б, ТГМ-84Б и прямоточных - типа ТГМП-344а в переходных режимах. Исследование имело целью дополнить имеющиеся сведения особенностями влияния на пароперегреватель процессов изменения подачи топлива в топку, тепловыделения в топке при форсировке и процессов генерации пара, для получения возможности разработки методов расчета режима форсировки топки, исключающих опасный перегрев трубной системы в любом участке пароперегревателя.

3.2. Условия работы металла труб пароперегревателя в переходных режимах

При работе котлов в переходных режимах в регулировочном диапазоне нагрузок температурные условия работы “развернутых” труб (т.е. наиболее теплонапряженных) часто оказываются такими, что их ресурс снижается еще на 25-50 % (от ресурса других труб участка ПП) в зависимости от значения нестабильности температуры металла [16, 22, 25, 56, 57,].

Характер изменения температуры пара, как за отдельными участками, так и за пароперегревателем в целом, определяется его динамическими свойствами, которые определяются в основном тепловой аккумуляцией трубной системы в обогреваемой зоне и видом теплообмена.

С точки зрения надежной работы металла обогреваемых участков труб пароперегревателя, наиболее интересными являются переходные режимы при увеличении подачи топлива, но в ряде случаев могут оказаться опасными и режимы при внезапном сбросе паропотребления.

Нарушение баланса теплоты в металле обогреваемых труб пароперегревателя при внезапном изменении подачи топлива в топку определяется рассогласованием в протекании процессов изменения тепловыделения и изменения парогенерации, см. рис. 3.1.

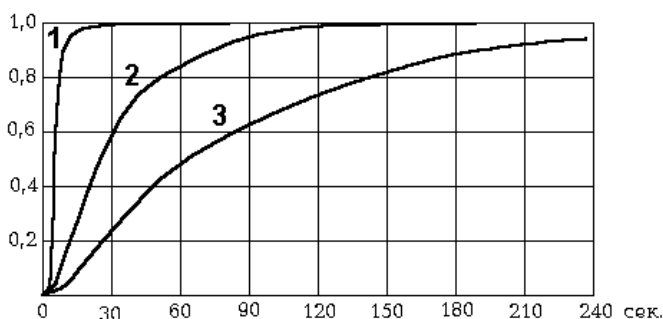


Рис.3.1. Переходные процессы тепловыделения в топке, расхода пара из котла и парогенерации при ступенчатой форсировке котла типа ТП-80.

1 - тепловыделение в топке, 2 - изменение расхода пара из котла при одновременном с форсировкой топки открытии клапанов на турбине, 3 - процесс увеличения парогенерации, соответствующий произведённой форсировке топки.

Обычно рост выработки пара значительно запаздывает по сравнению с процессом установления нового тепловыделения в топке. Динамические постоянные этих процессов различаются примерно на порядок [8, 51, 61, 62, 66] и поэтому на первом этапе переходного процесса отвод теплоты от металла труб почти не изменяется (т. к. расход пара еще не успевает значительно измениться), а подвод теплоты уже соответствует новой подаче топлива. При этом в топочной камере, на этом же этапе

переходного процесса, тоже часть выделившейся теплоты факела не принимается испарительными поверхностями нагрева (это видно по кривой 3 рис. 3.1.) и выносится в верхнюю часть топки - в зону пароперегревателя. В результате появляющийся избыток в подводе теплоты, см. заштрихованный участок на рис. 3.2., приводит к значительному временному отклонению температуры перегрева пара и металла стенки труб настенных и ширмовых пароперегревателей, см. верхнюю часть рис. 3.2.

Во второй половине переходного процесса на участках пароперегревателя с преобладанием радиационной составляющей теплообмена, когда увеличение расхода пара приводит к временному преобладанию отвода теплоты перед подводом, происходит снижение температуры пара на выходе из участка. При этом в отдельных случаях после окончания переходного процесса (при восстановлении теплового баланса) температура пара на выходе из участка может установиться на значениях ниже, чем до начала подъёма нагрузки. Это обычно происходит на участках пароперегревателей с так называемой “падающей” статической зависимостью температуры перегрева пара от нагрузки котла.

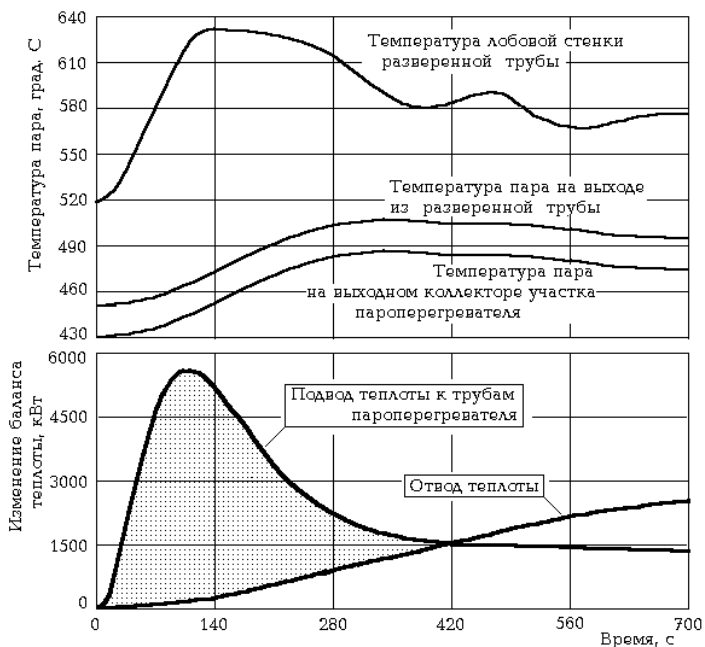


Рис.3.2. Реакция ширмового пароперегревателя 1 ступени котла типа ТГМ-96Б на внезапную добавку топлива (газа) на 6400 м³/ч за 6,5 с.

В конвективных участках пароперегревателей нарушение баланса теплоты в периоды форсировки топки, см. рис. 3.3, происходит по тем же причинам, что и в участках, расположенных ближе к выходному окну топочной камеры, но сопровождается меньшим выбегом перепада температуры между лобовой стенкой и температурой пара относительно его установившегося значения после окончания переходного процесса.

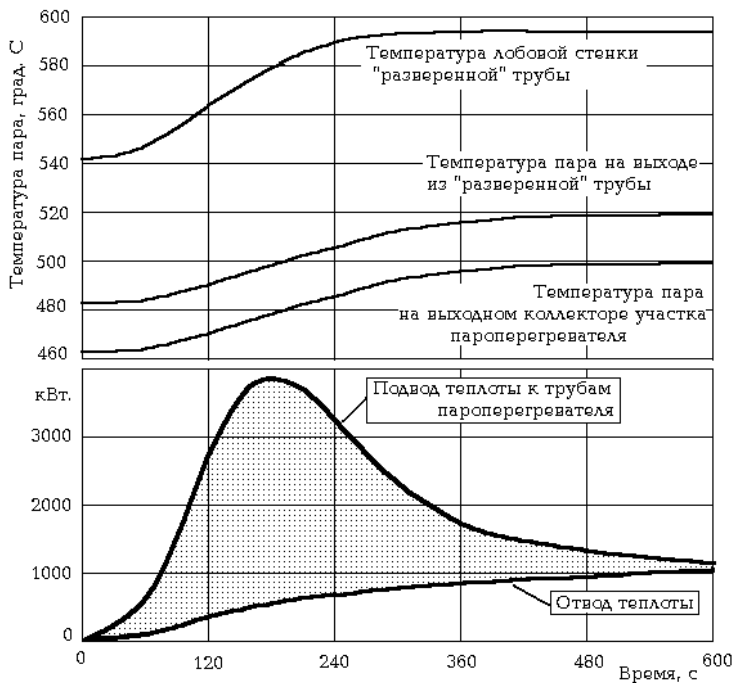


Рис. 3.3. Реакция конвективного участка пароперегревателя (1 ст. 2КП) котла ТП-80 при форсировке топki на газе. Расход газа был увеличен на $3500 \text{ м}^3/\text{ч}$ за 15 с.

4. Допустимые режимы увеличения подачи топлива в топку (форсировка топki)

4.1. Допустимая скорость набора тепловой нагрузки

Приведённые на рис. 3.2. и 3.3 реакции пароперегревательных участков на форсировку топki, показывают, что при форсировках топki необходимо проявлять большую осторожность, чтобы не допустить

превышения допустимой температуры металла по условиям длительной прочности на лобовой стенке труб.

Как было показано выше, металл пароперегревателя часто работает в условиях, близких к предельно допустимой температуре стенки ($t_{\text{пл}}$) (в некоторых режимах температура лобовых участков труб ниже предельно допустимой лишь на 10...15 $^{\circ}$ C). В переходных режимах эта температура может быть быстро превышена на некоторое время, см. рис. 3.2. и 3.3, в зависимости от скорости перевода котла на другой режим. Поэтому при выборе условий прохождения переходного режима, особенно при наборе нагрузки, очень важно знать либо время, в течении которого температура стенки может достигнуть предельно допустимого значения при заданной скорости набора тепловой нагрузки ПП, либо скорость набора тепловой нагрузки ПП, при которой $t_{\text{пл}}$ ещё не будет достигнута.

Такую задачу можно решить, основываясь на некоторых положениях классической теории теплопроводности. Можно принять, что у металла труб ПП теплофизические свойства постоянны, а в толще стенки и на её поверхности отсутствуют физико-химические превращения. Поэтому температурное поле в стенке трубы может описываться классическим уравнением теплопроводности [70]:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a \frac{\partial^2 t}{\partial y^2}, \quad (4-1)$$

где $a = \lambda/(\rho \times c)$ – коэффициент температуропроводности металла;

τ – время;

y – координата, отсчитываемая от поверхности нагрева по нормали внутрь металла.

Баланс теплоты в металле трубы, пренебрегая излучением с внешней поверхности, можно свести к простому граничному условию:

$$q_0(\tau) = q_\lambda = -\lambda \left. \frac{\partial t}{\partial y} \right|_{y=0} \quad (4-2)$$

Исследования изменения температуры стенки труб ПП, проведенные ВТИ с помощью сварных температурных вставок [5, 6], показали, что в период наброса тепловой нагрузки наблюдается интенсивная растечка теплоты от лобового участка трубы к тыльной с разницей температуры, достигающей в отдельных случаях 50...170 °С. При этом наброс теплового потока в основном воспринимается лобовой частью трубы, т.е. четвертью окружности, обращенной к тепловому потоку. Тогда для граничного условия можно принять, что средняя температура металла на тыльной части внутренней поверхности трубы сохраняется неизменной (или меняется незначительно, см. раздел 1.1), так как при внезапном набросе тепловой нагрузки значительную часть времени температура пара остаётся неизменной, либо меняется незначительно, см. рис. 3.2. и 3.3. Поэтому для простоты математических преобразований будем считать, что начальная температура t_0 на достаточном расстоянии от лобовой части поверхности нагрева сохраняется неизменной:

$$t(y \rightarrow \infty) \rightarrow t_0.$$

В качестве начального условия можно принять, что температура всех внутренних точек металла стенки тыльной части трубы равна t_0 . При таких условиях для решения задачи можно применить теорему Дюамеля [71] и получить зависимость температуры лобовой части наружной поверхности трубы от времени $t_{ст.н}(\tau)$ при произвольном задании теплового потока $q_0(\tau)$. Таким образом, при известном законе изменения теплового потока можно определить продолжительность нагрева металла трубы пароперегревателя до достижения предельно допустимой температуры t_{nd} по условиям его прочности.

Проводя анализ в общем виде, можно допустить, что изменение теплового потока на поверхности трубы описывается полиномом n -ой степени:

$$q_0(\tau) = b_n \times \tau^n + b_{n-1} \times \tau^{n-1} + \dots + b_1 \times \tau + b_0, \quad (4-3)$$

Используя теорему Дюамеля, можно показать [71] связь температуры поверхности со временем в следующем виде:

$$t_{cm,n} - t_0 = 2 \times \sqrt{a \times \tau} / (\lambda \times \sqrt{\pi}) \times \sum_{i=0}^n b_i \times \tau^i \sum_{m=0}^i (-1)^m \times C_i^m / (2m + 1), \quad (4-4)$$

где $C_i^m = \frac{i \times (i-1) \dots (i-m+1)}{m!}$.

На практике можно ограничиться $n=3$, тогда выражение (4-4) получит вид:

$$t_{cm,n} - t_0 = 2 \times \sqrt{a \times \tau} / (\lambda \times \sqrt{\pi}) \times \left[\frac{16}{35} \times \omega_3 \times \tau^3 + \frac{8}{15} \times \omega_2 \times \tau^2 + \frac{2}{3} \times \omega_1 \times \tau + \omega_0 \right], \quad (4-5)$$

Таким образом, не решая уравнения теплопроводности, можно оценить, будет ли достигнута на поверхности трубы ПП температура t_{nd} . Приведённые преобразования позволяют, кроме того, получить возможное время достижения температуры t_{nd} на поверхности трубы.

Например, при линейном изменении теплового потока $q_0 = \omega_1 \times \tau$, что практически имеет место при внезапных набросах тепловой нагрузки, это время будет определяться из выражения:

$$\tau_{nd} = \sqrt[3]{[3 \times (t_{nd} - t_0) \times \sqrt{\pi \times \lambda \times \rho \times c} / (4 \times \omega_1)]^2}, \quad (4-6)$$

Если из опыта или расчёта для рассматриваемого участка ШП известна постоянная времени переходного процесса по изменению температуры пара за участком при топочном возмущении, то можно определить максимальную безопасную для металла труб скорость увеличения тепловой нагрузки пароперегревателя, $\omega_{мб}$. Она должна вычисляться при условии, что время $t_{но}$ должно быть выбрано из расчёта 0,6 величины постоянной времени участка T_{nn} , т.е. $t_{но} \approx 0,6 \times T_{nn}$. Тогда

$$\omega_{мб} = 0,75 \times (t_{но} - t_0) \times \sqrt{\pi \times \lambda \times \rho \times c} / \sqrt{(0,6 \times T_{nn})^3}, \quad (4-7)$$

Покажем приведённый подход на примере внезапного наброса нагрузки на котле ТГМ-96Б (давление в барабане 15,2 МПа, паропроизводительность 480 т/ч), проведённого путём увеличения подачи газа в топку одной непрерывной командой на 6,4 тыс.м³/ч за 6 с.

На рис. 3.2, в нижней части, приведены кривые подвода и отвода теплоты в участке ширмового пароперегревателя 1-ой ступени, а в его верхней части – изменение температуры пара при указанном возмущении и температуры лобовой части разверженной трубы.

В приведённом опыте расчётная температура лобовой стенки наиболее теплонапряжённых труб, с учётом разверки температуры пара по ширине газохода (60⁰С), перед началом опыта составляла $t_0 = 519^0\text{С}$, поэтому металл лобовых участков этих труб при показанном на рис.3.2 увеличении тепловой нагрузки (1,583 кВт/(м²×с) – максимальное значение) прогрелся до 545⁰С (предельно допустимая температура для металла этого участка) уже примерно через 40 с, затем температура продолжала быстро подниматься и на 70 с. превысила 585⁰С (начало окалинообразования) и на 140 с. достигла максимального значения 631⁰С.

Для рассмотренного участка ШПП была определена безопасная максимальная скорость подъёма тепловой нагрузки. Постоянная вре-

мени ШПП, известная из опыта, равна $T_{nn}=144$ с., поэтому значение безопасной максимальной скорости оказалось $0,25$ кВт/(м²×с), что в 6,3 раза меньше, чем была допущена в опыте на рис. 3.2.

4.2. Определение максимально допустимого темпа форсировки топки

В связи с изложенным при форсировке топки в каждом конкретном случае важно знать, на какое значение и за какое время допустимо увеличить расход топлива при сохранении надёжной работы пароперегревателя. Из приведённых выше результатов исследований видно, что для надёжной работы, особенно таких ступеней пароперегревателя, как радиационные и ширмовые, при нагружении топки нельзя превышать допустимые скорости наброса тепловой нагрузки на их поверхность нагрева. С учётом этого основного условия и требуется определять темп форсировки топки.

Экспериментальные исследования показали [73, 74], что на квазилинейном участке фронта кривой подвода теплоты к участку пароперегревателя скорость увеличения его тепловой нагрузки ω_{nn} связана со скоростью изменения подачи топлива в топку ω_m следующей зависимостью:

$$\omega_m = \frac{\Delta B \times Q_p^u}{\Delta t_c} = \frac{\omega_{nn} \times T_{nn}}{(\Delta h_{nn} / \Delta h_{ка} + a_{nn}) \times T_{my}}, \quad (4-8)$$

где ΔB - изменение расхода топлива, кг/с;

Q_p^u - теплота сгорания топлива, кДж/кг;

Δt_c - время изменения подачи топлива, с;

Δh_{nn} - приращение энтальпии пара в участке пароперегревателя при номинальной нагрузке, кДж/кг;

$\Delta h_{ка}$ - приращение энтальпии рабочего тела в котле при номинальной нагрузке, кДж/кг;

a_{nn} - доля теплоты топлива, аккумулированная металлом труб участка ПП в переходном режиме: $a_{nn} = \frac{A_{nn}}{A_{исп}}$,

где: A_{nn} - аккумулирующая способность участка ПП, кДж/К; $A_{исп}$ - аккумулирующая способность испарительной части котла [63], кДж/К; T_{my} – постоянная времени топочного устройства, характеризующая процессы подачи и выгорания топлива, передачи теплоты в экраны и генерации пара, с; T_{nn} - постоянная времени участка ПП, с.

Значение знаменателя в правой части выражения (4-8), для каждого конкретного котла в регулировочном диапазоне нагрузок можно приближённо считать неизменным, так как имеющаяся зависимость от нагрузки постоянных времени T_{nn} и T_{my} , а также доля тепловосприимчивости участка пароперегревателя практически взаимно компенсируются. Поэтому темп форсировки топки целиком определяется предельно допустимой скоростью наброса тепловой нагрузки на заданный участок пароперегревателя, которая в свою очередь является функцией температурного режима металла его наиболее теплонапряжённых труб [73].

Максимальная безопасная скорость наброса тепловой нагрузки на лобовую часть стенки труб пароперегревателя из различных сталей ω_{nn} (мб), в зависимости от температуры лобовой стенки и времени её прогрева до предельно допустимой температуры по условиям длительной прочности металла, может быть определена по выражению (4-

7), и в частности для стали 12ХМФ эти рекомендации можно представить в виде фрагмента номограммы, см. рис. 4.1.

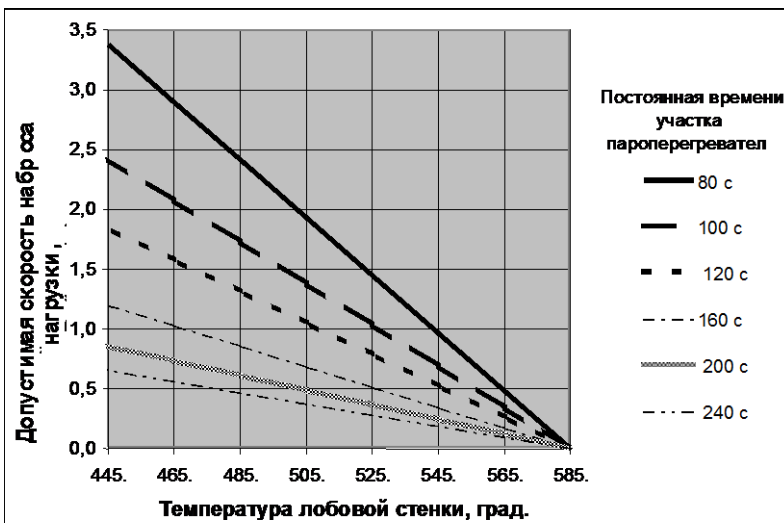


Рис.4.1. Зависимость максимальной безопасной скорости наброса тепловой нагрузки на лобовую часть труб пароперегревателя от текущего значения температуры лобовой стенки и постоянной времени участка, например, при нагреве до 585 °С для стали 12ХМФ.

Таким образом, зная из испытаний котлоагрегата или по данным теплового расчёта на различных нагрузках температурный режим пароперегревателя, его динамическую постоянную и ограничение по температуре металла, можно определить допустимые значения ω_m во всём регулировочном диапазоне нагрузок с желаемым шагом изменения температурного режима труб пароперегревателя, например удобно через 5 °С.

Теперь для нахождения параметров режима форсировки топки при каждом значении ω_m необходимо рассчитать предельно допу-

стимое значение разового изменения подачи топлива ΔB (кг/с), а затем и время $\Delta \tau_c$ (с), за которое его надо выполнить.

Предварительно определяют допустимое изменение подвода теплоты к заданному участку пароперегревателя, за одну форсировку топki, кВт:

$$\Delta Q_{nn} = \frac{(t_{nd} - t_{mek}) \times A_{nn}}{T_{nn}}, \quad (4-9)$$

где t_{nd} - предельно допустимая температура металла труб или пересчитанная для этих условий температура пара на выходе из участка, $^{\circ}\text{C}$;

t_{mek} - там же, но текущее или рассчитанное значение температуры (металла труб или пара на выходе из участка) для конкретных режимов работы котла, $^{\circ}\text{C}$.

Затем определяют соответствующее изменение расхода топлива в топку, кг/с:

$$\Delta B = \frac{\Delta Q_{nn}}{(\Delta h_{nn} / \Delta h_{ка} + a_{nn}) \times Q_p^u}. \quad (4-10)$$

И, наконец, можно определить время разовой допустимой форсировки топki, за которое должно быть произведено полученное из выражения (4-10) изменение подачи топлива:

$$\Delta \tau_c = \frac{\Delta B \times Q_p^u}{\omega_m}. \quad (4-11)$$

Для иллюстрации рассмотрим особенности режима форсировки топki, работающей на природном газе, котла типа ТГМ-96Б, см. рис. 3.2.

В заводской и местной инструкциях по эксплуатации котла указано, что увеличивать нагрузку котла нужно «небольшими последова-

тельными ступенями, а не в один приём». Никаких указаний в отношении изменения темпа форсировки топки в зависимости от каких-либо изменений режимных параметров работы котла инструкция не содержит. На самом же деле исследования и эксперименты на этом котле показали, что в зависимости от температурного режима наиболее теплонапряжённых («разверенных») труб пароперегревателя, например 1 ст. ШПП, темп форсировки топки может варьироваться в достаточно широких пределах. Так, например, при температуре пара в разверенной трубе 425°C разовая допустимая форсировка топки определяется увеличением расхода газа на $3200\text{ м}^3/\text{ч}$ за 20 с. При этом паропроизводительность котла увеличится примерно на 40 т/ч при скорости подъёма паропроизводительности (приёмистости) около 8,4 т/ч в минуту. А вот уже при температуре пара в разверенной трубе 452°C топку можно форсировать за такое же время (около 20 с.) изменением подачи газа лишь на $\sim 1200\text{ м}^3/\text{ч}$. Это будет соответствовать подъёму паропроизводительности на 15 т/ч с приёмистостью около 3,4 т/ч в минуту.

Если обратить внимание на случай, показанный на рис. 3.2., где приведена реакция 1 ст. ШПП рассматриваемого котла при форсировке на $6400\text{ м}^3/\text{ч}$ за 6,5 с., то видно, что форсировка превышала допустимое значение в несколько раз. Так температура пара в разверенной трубе уже на 100-ой секунде превысила 470°C (допустимое значение для этого участка пароперегревателя), а температура её лобовой стенки значительно раньше превысила допустимые значение для стали 12ХМФ. Это явилось следствием накопления большого количества избыточной теплоты в металле труб за период нарушения теплового баланса в начале переходного процесса, когда охлаждение труб нарастающим расходом пара было недостаточным, см. нижнюю часть рис. 3.2.

5. Промышленные системы технологической защиты пароперегревателей котельных агрегатов

Основные результаты исследований, позволяющие определять значение допустимых температур пара в каждой ступени и каждом потоке первичного и промежуточного пароперегревателей на прямо-точных и барабанных котлах и расчёт допустимого темпа форсировки топки на любом виде топлива, в 1989 г. были представлены на Техническом Совете в энергосистеме Ленэнерго при поддержке ЦКТИ им. И.И. Ползунова.

С этого времени на тепловых электростанциях Ленэнерго началось активное использование новых научных знаний в виде дополнительного вида технологической защиты поверхностей нагрева пароперегревателя. Эта защита не допускает работу его труб при температуре выше допустимой по условиям длительной прочности металла.

Система технологической защиты поддерживает функции непрерывного определения допустимого температурного режима труб (см. раздел 2.3) во всех участках пароперегревателя и расчёта допустимой форсировки топки на любом виде топлива, см. раздел 4.2. Защита контролирует режим форсировки топки и автоматически поддерживает его в пределах допустимого значения. Поэтому новый вид защиты получил название «Форсар», по признаку воздействия: «ФОРСировки Автоматический Регулятор». Такой защитой к 1999 г. в энергосистеме Ленэнерго уже оснащены котельные агрегаты типа БКЗ-160-100ГМ (газ, мазут) на ТЭЦ-7, ТП-80 и ТП-87 (Кузнецкий Тощий уголь, газ) на ТЭЦ-14 (Первомайская ТЭЦ), БКЗ-320 (газ) на ТЭЦ-17, ТГМП-344а (газ, мазут) на ТЭЦ-22 (Южная ТЭЦ), ТГМ-96Б (газ, мазут) на ТЭЦ-21 (Северная ТЭЦ).

Результаты по повышению надёжности пароперегревателей превзошли все ожидания. Так на барабанных котлах типа БКЗ-160,

БКЗ-320 и на прямоточных котлах типа ТГМП-344а в течение последних 9-ти лет разрывов пароперегревателей нет. На барабанных котлах типа ТП-80 и ТП-87, за то же время, число разрывов снизилось с 4,5 до 0,5 разрыва в год на котёл и в настоящее время продолжает снижаться. На барабанных котлах типа ТГМ-96Б разрывы прекратились, но опыт ещё недостаточен из-за малого времени использования указанного вида защиты (2,5 года).

В настоящее время системы защиты пароперегревателя, далее по тексту «система», реализуются как на базе стандартной компьютерной комплектации с расширенным мониторингом температурного режима пароперегревателя, а иногда и с мониторингом всего энергоблока, так и на базе специальной аппаратуры, выполняющей только функции системы «Форсар».

Система обеспечивает выполнение следующих функций:

- при расширенном мониторинге параметров котлоагрегата: изображение на экране дисплея, в виде мнемосхемы, барабана, пароперегревателя, пароводяного и топливного трактов котла; изображение разбито на несколько страниц, которые листаются с помощью клавиатуры. На изображениях в соответствующих точках индицируются величины параметров в соответствующем цвете (ниже нормы, норма, выше нормы, аварийное состояние). Изображение адаптируется к конкретному объекту;
- сигнализацию о недопустимом температурном режиме любого участка пароперегревателя;
- выдачу информации о текущем значении максимально возможного однократного увеличения подачи топлива, допустимого по условиям надежности пароперегревателя;
- коррекцию команды на увеличение подачи топлива;
- измерение скорости изменения температуры барабана, коллекторов пароперегревателя и других, согласованных с котлотурбинным цехом

ТЭС, элементов энергоблока, что особенно важно в режимах пуска и расхолаживания;

- мониторинг пароперегревателя, барабана и топливного тракта, положения исполнительных механизмов в объеме вводимых сигналов;
- накопление (архивацию) всех вводимых сигналов за каждые 120 часов с дискретой 1 минута;
- вывод накопленной информации в виде графиков (трендов) на экран дисплея с цифровым указанием точного значения сигналов и времени поступления этого сигнала;
- вывод текущей информации в виде графиков (трендов) с дискретой 1 минута;
- обеспечивает проведение испытаний пароперегревателя (специальный режим).

Экономическая эффективность применения систем типа "ФОР-САР", например, для котлов, работающих на теплоэлектроцентралях, составляет от 48000 до 300000 USD/год при паропроизводительностях соответственно от 160 до 1000 т/ч, в ценах мирового рынка на топливо и электроэнергию в 1993 году.

Ниже приводится пример системы на базе компьютерной комплектации [77] для котла с газо-мазутным отоплением.

5.1. Назначение системы

Система предназначена для паровых котлов с перегревом пара, работающих на природном газе, мазуте или твердом топливе, а также на смеси указанных топлив. Система позволяет обеспечить выполнение требований п.п. 4.3.21 Правил технической эксплуатации электростанций и сетей [1], в результате чего достигается повышение надежности парового котла в режимах форсировки топki, а также при неиз-

менной нагрузке за счет исключения перегрева труб пароперегревателя в обогреваемой зоне выше допустимой температуры по условиям длительной прочности металла.

Основная задача системы - повышение надежности парового котла в регулировочном диапазоне нагрузок и растопочных режимах, за счет исключения разрыва труб пароперегревателя от перегрева.

Решение такой задачи обеспечивается:

- представлением оператору котла информации о допустимом температурном режиме пароперегревателя по условиям длительной прочности металла и о максимально допустимом разовом (за одно воздействие на ключ управления) увеличении подачи топлива;
- автоматическим запретом увеличения подачи топлива после окончания допустимого изменения подачи топлива;
- представлением оператору котла информации о выходе пароперегревателя из разрешенного температурного режима.

5.2. Устройство и принцип действия

5.2.1. Устройство

Система, реализованная программно-аппаратными средствами, состоит из следующих основных частей (см. рис. 5.1):

- Блоков ввода дискретных сигналов, принимающих сигналы о виде топлива на котором в данный момент работает котел от переключателя рода топлива и управляющие сигналы «Больше» открытия клапанов подачи топлива или органов управления подачей твёрдого топлива;
- Блоков ввода сигналов от термопар, осуществляющих преобразование и первичную обработку сигналов;
- Рабочей станции с электронно-лучевым дисплеем;

- Блоков вывода дискретных сигналов, выдающих сигнал запрета увеличения подачи топлива (запрет форсировки) и сигналы на звуковую и световую сигнализации о недопустимом режиме работы котла.
- Термопар, измеряющих температуру металла труб на выходе из всех участков пароперегревателя.

5.2.2. Принцип действия

Принцип действия системы основан на расчете максимально допустимой добавки топлива, при которой не будет превышена максимально допустимая температура металла труб ни для одного из участков пароперегревателя. Для каждого из участков пароперегревателя существует своя предельно допустимая температура металла змеевиков (см. раздел 2). Принцип действия системы поясняется упрощенной блок-схемой. (См. рис. 5.2)

Сигналы от термопар, установленных перед выходными коллекторами в самых «горячих» змеевиках и панелях участков пароперегревателя, в блоках ввода сигналов от термопар фильтруются, нормализуются, преобразуются в цифровой код и передаются в рабочую станцию. Туда же поступают сигналы от переключателя вида топлива, которое используется при форсировке топки.

Программа в рабочей станции выбирает в каждом участке самые горячие термопары. Далее рассчитывается разность между максимально допустимыми температурами для каждого участка и самыми горячими термопарами соответствующих участков. Эта разность – температурный запас участка. После этого выбирается участок с минимальным температурным запасом. Такой участок считается ведущим на данный момент. На основе температурного запаса ведущего участка рассчитывается максимально допустимая

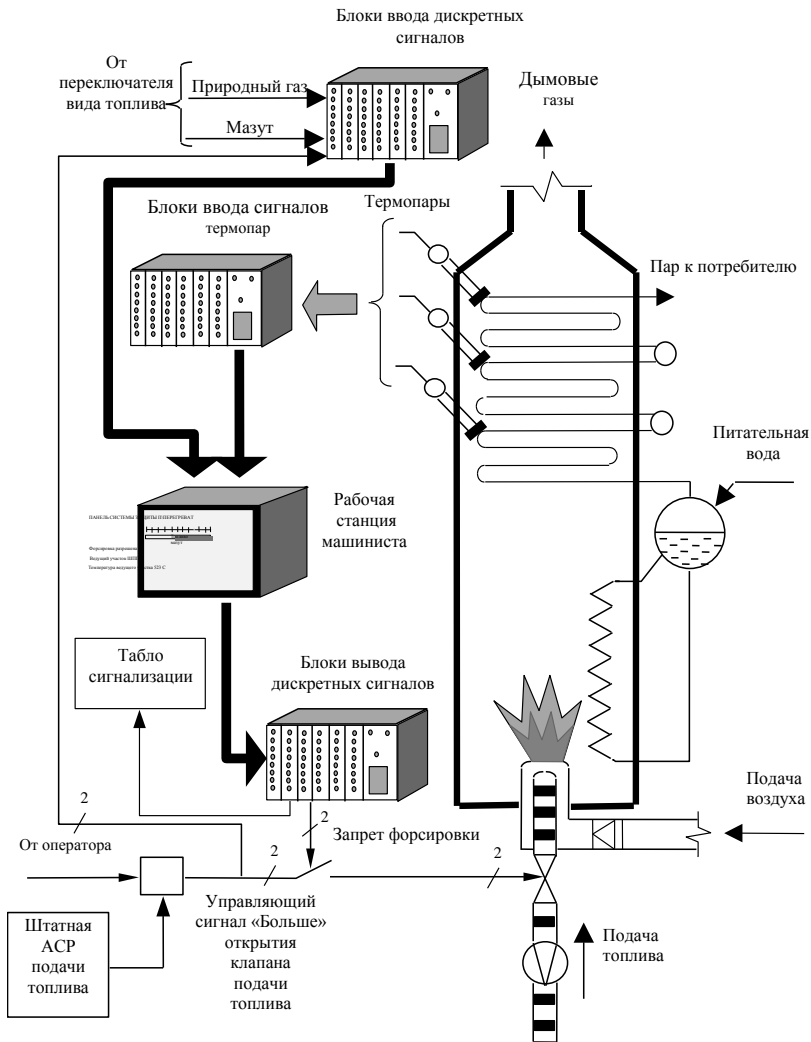


Рис. 5.1. Автоматическая информационно-регулирующая система защиты пароперегревателя от перегрева труб типа «ФОРСАР».

Термопары (ТП) зачеканенные в трубы на всех 7-и участках пароперегревателя
парового котла ТГМ-96Б

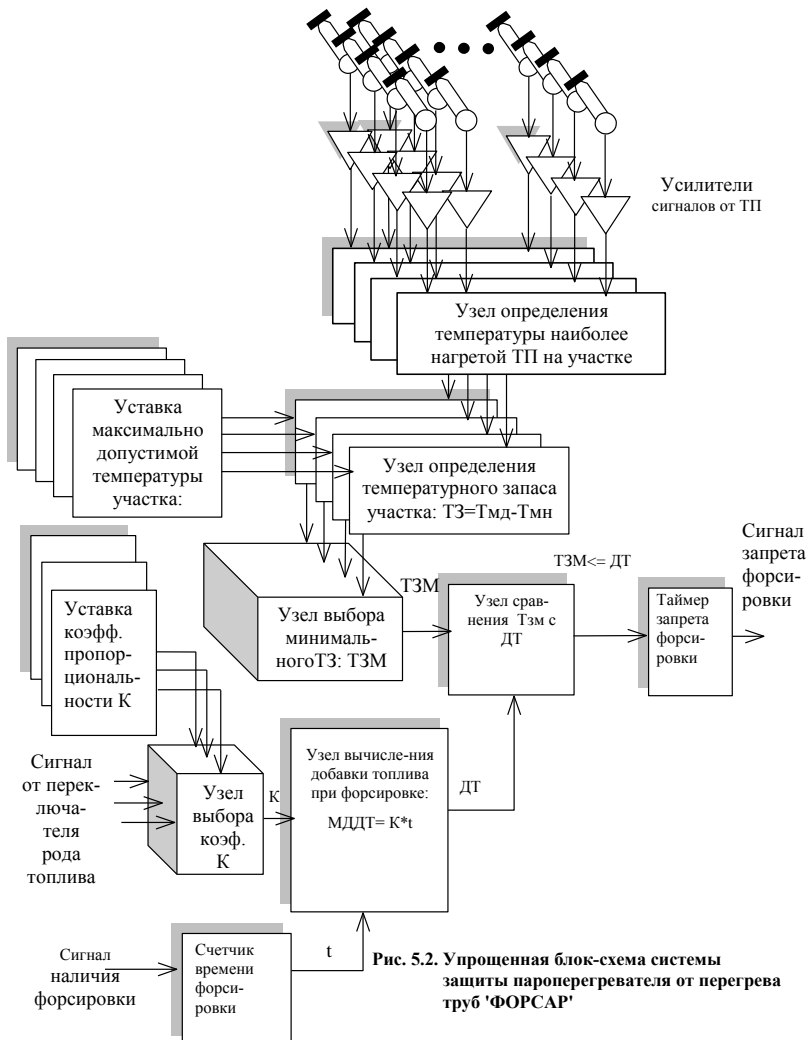


Рис. 5.2. Упрощенная блок-схема системы защиты пароперегревателя от перегрева труб 'ФОРСАР'

добавка топлива и ожидаемое увеличение паропроизводительности. На дисплей рабочей станции выводится информация об условиях режима форсировки топки, виде топлива, режиме работы пароперегрева-

теля, текущем значении допустимой разовой добавки топлива и ожидаемом увеличении паропроизводительности. Сюда же, в виде линейной цветной шкалы (указателя форсировки), выводится в процентах величина, пропорциональная максимально допустимой разовой добавке топлива, при температурном запасе ведущего участка не более 50°C. Линейная шкала отградуирована в процентах.

При увеличении подачи топлива машинистом котла или основным регулятором топлива, система контролирует изменение подачи топлива. Световая полоса указателя форсировки при этом перемещается к нулевому значению по шкале, показывая своей темной частью уменьшение запаса форсировки, то есть максимально допустимую разовую добавку топлива.

Работа пароперегревателя для системы представляется тремя состояниями:

- Низкотемпературный режим - температура всех участков пароперегревателя ниже максимально допустимой более чем на 50°C. В этом режиме производится только измерение температур во всех участках и разрешается максимальная добавка топлива. Расчет максимально допустимой добавки топлива и ожидаемого увеличения паропроизводительности не производится. При форсировке топки контроль подачи топлива не производится.
- Нормальный режим - температура хотя бы одного из участков пароперегревателя ниже максимально допустимой менее чем на 50°C, но нет превышения максимально допустимой температуры ни на одном из участков. В этом режиме измеряются температуры во всех участках пароперегревателя и рассчитываются максимально допустимая добавка топлива и ожидаемое увеличение паропроизводительности. При проведении форсировки топки производится контроль увеличения подачи топлива, и при достижении ею максимально допустимого значения, дальнейшая форсировка запрещается. Восстановление

возможности увеличения подачи топлива произойдет через время, обеспечивающее безопасную работу пароперегревателя при повторной форсировке, при условии, что текущая температура змеевиков всех участков пароперегревателя установится ниже максимально допустимого значения.

– Недопустимый режим - температура хотя бы одного из участков пароперегревателя в течение определенного времени превышает максимально допустимую. В этом режиме производится только измерение температур во всех участках, форсировка запрещается и включается звуковая и световая сигнализация. Расчет максимально допустимой добавки топлива, ожидаемого увеличения паропроизводительности и температурного запаса не производится. Эксплуатация котла в таком режиме приводит к опасному перегреву металла, снижающему рабочий ресурс труб пароперегревателя, поэтому при появлении сообщения о недопустимом режиме, необходимо предпринять меры по выходу из него. Дальнейшая работа котла в таком режиме должна производиться только с разрешения начальника КТЦ или главного инженера электростанции (определяется местной инструкцией по эксплуатации котла).

При испытаниях котла, ремонтных, наладочных работах, в растопочных режимах или в других ситуациях может возникнуть необходимость использования системы без подачи управляющего сигнала на запрет форсировки - в режиме советчика. В таких случаях, только по решению главного инженера электростанции, можно предусмотреть программную или аппаратную блокировку сигнала запрета форсировки, имеющую защиту от несанкционированного доступа. Обычно такая блокировка не вводится. Управление регулирующим органом на подаче топлива в сторону уменьшения расхода сохраняется во всех режимах.

Значения коэффициентов, используемых при расчетах, определяются по результатам обследования котла отделом наладки котельного оборудования ТЭС организации-поставщика системы «Форсар», по методикам, приведенным в разделах 2 и 4.

5.3. Внешние информационные сигналы

5.3.1. Входные сигналы

Для функционирования системы необходимо обеспечить подачу следующих входных сигналов:

дискретные входные сигналы:

- природный газ от переключателя
- мазут вида топлива
- сигнал «Больше» открытия клапана подачи природного газа (сигнал форсировки на природном газе)
- сигнал «Больше» открытия клапана подачи мазута (сигнал форсировки на мазуте)
- **аналоговые входные сигналы** от термомпар, установленных в пароперегревателе.

Периодичность опроса входных сигналов не реже 1 секунды. Причем частота опроса сигналов форсировки влияет на точность определения моментов начала и окончания форсировки, что в свою очередь влияет на точность работы системы.

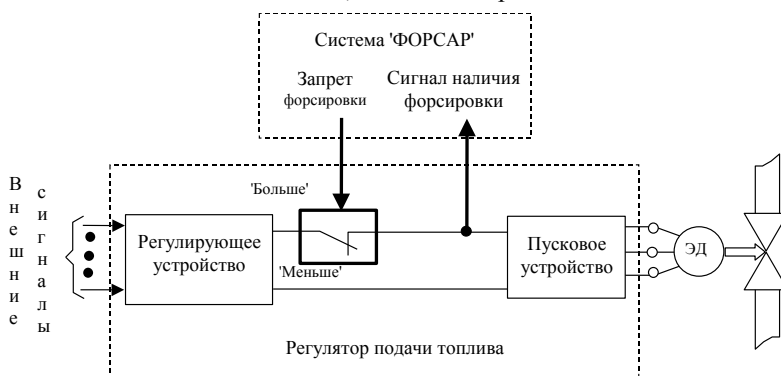
5.3.2. Выходные сигналы

Система обеспечивает выдачу следующих дискретных сигналов:

- запрет увеличения подачи природного газа;
- запрет увеличения подачи мазута;

- команда на включение звуковой и световой сигнализации.

Сигналы «Больше» открытия клапанов подачи топлива берутся с выходов штатных систем регулирования подачи топлива или от ключей дистанционного управления, а сигналы запрета форсировки отключают входы «Больше» пусковых устройств соответствующих исполнительных механизмов подачи топлива. Изменения, вносимые в схему исполнительных механизмов подачи топлива, показаны на рис. 5.3.



Изменения, вносимые в схему управления подачи топлива, показаны жирными линиями.

Рис. 5.3. Изменения в регуляторе подачи топлива, необходимые для эксплуатации системы 'ФОРСАР' в автоматическом режиме.

5.3.3. Выводимая информация

Текущие значения температур контролируемых змеевиков пароперегревателя выводятся на мнемосхему или в табличной форме тремя различными цветами, в зависимости от температуры точки. Белый – при температуре ниже максимально допустимой для данного участка более чем на 50°C. Зеленый - при температуре ниже максимально допустимой для данного участка менее чем на 50°C. Красный – при превышении максимально допустимой температуры данного участка.

Информацию о результатах своей работы система выводит в полноэкранный экран на дисплей рабочей станции (см. рис. 5.4).

Выводимая информация разделяется на:

- шаблон - выводимый постоянно;
- текстовые сообщения - выводимые по мере необходимости;
- числовые значения результатов измерений и расчетов;
- цветную полосу переменной длины указателя форсировки.



Выделены жирным шрифтом примеры сообщений, выводимых по мере надобности

Рис.5.4. Панель системы защиты пароперегревателя в полноэкранном режиме

Шаблон включает в себя:

- заголовок «ПАНЕЛЬ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЯ»;
- тип и номер котла;
- указатель форсировки состоящий из надписи «ДОПУСТИМАЯ РАЗОВАЯ ДОБАВКА ТОПЛИВА», линейной шкалы 0...100% и прямоугольного контура, расположенного под шкалой;
- надписи, расположенные в левой части экрана под указателем форсировки: «Ведущий участок», «Температура ведущей термопары», «°C», «РЕЖИМ ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЯ»;
- надпись «ВИД ТОПЛИВА», расположенная справа от указателя форсировки.
- Текстовые сообщения:

- «Природный газ», «Мазут», «Не определено» - одно из этих сообщений, в зависимости от используемого топлива, выводится под надписью «ВИД ТОПЛИВА» во всех режимах;
- наименование ведущего участка в сокращенном виде, понятном для обслуживающего котел персонала, выводится рядом с надписью «Ведущий участок» во всех режимах;
- «Форсировка ЗАПРЕЩЕНА» - это сообщение выводится в левой части экрана под указателем форсировки о недопустимом и нормальном режимах, при запрете форсировки;
- «Недопустимый», «Нормальный», «Низкотемпературный» - одно из этих сообщений о состоянии пароперегревателя выводится справа от надписи «РЕЖИМ ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЯ»;
- «Допустимая добавка топлива» и «т/ч» или «м³/ч» в нормальном режиме. Выбор единиц измерения зависит от вида используемого топлива;
- «Допустимое увеличение паропроизводительности» и «т/ч» - эти сообщения выводится в правой части экрана, под сообщением о допустимой добавке топлива в нормальном режиме;
- «Форсировать по указателю» - это сообщение выводится в низкотемпературном и нормальных режимах, под сообщением о допустимом увеличении паропроизводительности.

Числовые значения результатов измерений и расчетов:

- температура ведущей термопары в градусах Цельсия выводится между надписями «Температура ведущей термопары» и «°С» во всех режимах;
- допустимая добавка топлива выводится между сообщением «Допустимая добавка топлива» и единицами измерений расхода топлива в нормальном режиме;

- допустимое увеличение паропроизводительности выводится между сообщениями «Допустимое увеличение паропроизводительности» и «т/ч» в нормальном режиме.

Цветная полоса переменной длины указателя форсировки выводится внутри прямоугольного контура в нормальном и недопустимом режимах. В промежутке 0...5% этот контур окрашивается красным цветом, а в промежутке 5...100% - зеленым.

Самая нижняя часть окна может быть использована для вывода служебных сообщений, таких, например, как номера неисправных термодар, сообщение о работе системы в режиме советчика или автоматическом.

При закрытии полноэкранного окна системы, в нижней части экрана дисплея рабочей станции, поверх других окон выводится прямоугольное окно, содержащее:

- указатель форсировки состоящий линейной шкалы 0...100% и цветной полосы переменной длины;
- сообщения «Форсировка ЗАПРЕЩЕНА»;
- сообщения «Защита введена» или «Режим советчика».

Информация выводимая в этом окне, аналогична соответствующей информации, выводимой в полноэкранном режиме. (См. рис. 5.5)



Рис. 5.5. Окно системы защиты пароперегревателя

Заключение

Приведённые в настоящей брошюре результаты исследований являются ещё одним шагом в познании механизма повреждения труб пароперегревателей паровых котлов, что позволяет (на достигнутом уровне знаний) организовать эксплуатацию пароперегревателей без опасных перегревов труб в регулировочном диапазоне нагрузок и топочном режиме. Это, в свою очередь, наконец, позволяет выполнить требования Правил технической эксплуатации электростанций и сетей (Москва, СПО ОРГРЭС, 1996 г., п.п. 4.3.21) в части соблюдения тепловых режимов, обеспечивающих поддержание «... допустимых температур пара в каждой ступени и каждом потоке первичного и промежуточного пароперегревателей».

Основные результаты исследований, позволяющие определять значение допустимых температур пара в каждой ступени и каждом потоке первичного и промежуточного пароперегревателей на всех типах котлов и расчёт допустимого темпа форсировки топки на любом виде топлива, в 1989 г. были представлены на Техническом Совете в энергосистеме Ленэнерго при поддержке ЦКТИ им. И.И. Ползунова.

С этого времени на тепловых электростанциях Ленэнерго началось активное использование новых научных знаний в виде дополнительного вида технологической защиты поверхностей нагрева пароперегревателя. Эта защита не допускает работу его труб при температуре выше допустимой по условиям длительной прочности металла. Система технологической защиты поддерживает функции непрерывного определения допустимого температурного режима труб (см. раздел 2.3) во всех участках пароперегревателя и расчёта допустимой форсировки топки на любом виде топлива. Защита контролирует режим форсировки топки и автоматически поддерживает его в пределах допустимого значения. Поэтому новый вид защиты получил название

«Форсар», по признаку воздействия: «ФОРСировки Автоматический Регулятор». Такой защитой сегодня в энергосистеме Ленэнерго уже оснащены котельные агрегаты типа БКЗ-160-100ГМ (газ, мазут) на ТЭЦ-7, ТП-80 и ТП-87 (Кузнецкий Тощий уголь, газ) на ТЭЦ-14 (Первомайская ТЭЦ), БКЗ-320 (газ) на ТЭЦ-17, ТГМП-344а (газ, мазут) на ТЭЦ-22 (Южная ТЭЦ), ТГМ-96Б (газ, мазут) на ТЭЦ-21 (Северная ТЭЦ).

Результаты по повышению надёжности пароперегревателей превзошли все ожидания. Так на барабанных котлах типа БКЗ-160, БКЗ-320 и на прямоточных котлах типа ТГМП-344а в течение последних 9-ти лет разрывов пароперегревателей нет. На барабанных котлах типа ТП-80 и ТП-87, за то же время, число разрывов снизилось с 4,5 до 0,5 разрыва в год на котёл и в настоящее время продолжает снижаться. На барабанных котлах типа ТГМ-96Б разрывы прекратились, но опыт ещё недостаточен из-за малого времени использования указанного вида защиты (2,5 года).

Положительный опыт использования результатов исследований, представленных в настоящей брошюре, на электростанциях АО Ленэнерго за последние 10 лет, позволяет надеяться на широкое использование этого опыта на всех тепловых электростанциях РАО ЕЭС России.

Список литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / М-во топлива и энергетики РФ, РАО “ЕЭС России”: РД 34.20.501-95.-15-е изд., перераб. и доп. - М.: СПО ОРГРЭС, 1996.- 285 с.
2. Котлы стационарные паровые и трубопроводы пара и горячей воды. Методы оценки толщины стенки (ОСТ 108.031.09-85).
3. Лезин В. И., Липов Ю. М., Селезнев М. А., Сыромятников В. М. Пароперегреватели котельных агрегатов. - М. - Л. : Энергия, 1965, - 288 с.
4. Злепко В. Ф., Пржиялковский М. М., Федотова Л. И. Причины повреждений пароперегревателей котлов на параметры 140 ата, 570⁰ С. // Энергомашиностроение, 1968, N1, с 7 - 8.
5. Локшин В. А., Моисеев Г. И. Радиационно-конвективные пароперегреватели котлов высокого и сверхвысокого давления, сб. “Повышение параметров пара и мощности агрегатов в теплоэнергетике”, - М. : Госэнергоиздат, 1961.
6. Локшин В. А. и др. Температурный режим работы настенных радиационных пароперегревателей высокого давления // Электрические станции, 1959, N1, с 21 - 26.
7. Перевод конденсационных электростанций (КЭС) с давлением 90 кгс/см² в пиковый режим работы (Решение Научно - технического совета Минэнерго СССР). // Энергетик, 1974, N11.
8. Усов С. В., Казаров С. А. Режимы тепловых электростанций. - Л.: Энергоиздат. Ленингр. отделение, 1985, - 240 с. : ил.
9. Гиршфельд В. Я, и др. Режимы работы и эксплуатация ТЭС.- Учебник для вузов. М. : Энергия, 1980. - 288 с. : ил.

10. Инструкция по расследованию и учету нарушений в работе электростанций, сетей, энергосистем и энергообъединений. - М. : Минэнерго СССР, 1983.
11. Горшков А. С. Технико-экономические показатели тепловых электростанций. -3 - е изд. перераб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1984. - 240 с.: ил.
12. Мейкляр М. В. Надежность пароперегревателей современных котлоагрегатов. // Электрические станции , 1968, N2, с 12 - 15.
13. Vetter H. Zuverlässigkeits - und Verfügbarkeits - Probleme im Kraftwerksbetrieb. "Energietechnik, 1973, 23, N3, 107-114.
14. Кроль Л. Б. , Кемельман Г. Н. Промежуточный перегрев пара и его регулирование в энергетических блоках. - М. : Энергия, 1970, - 320 с.: ил.
15. Мейкляр М. В. Современные котельные агрегаты ТКЗ. - 3 изд. , перераб. и доп. - М. : Энергия, 1978 - 223 с. : ил.
16. Локшин В. А., Чебулаев В. В., Лисовой В. Г. , Бараненко В. Д. Исследование температурного режима и усовершенствование конструкций ширмовых пароперегревателей мощных паровых котлов. // Теплоэнергетика, 1972, N3, с 20 - 25.
17. Кулаков Г. Т. , Хутский Г. И. О влиянии качества регулирования температуры перегретого пара на срок службы металла пароперегревателя. //Промышленная энергетика, 1969, N2, с 52-54.
18. Моисеев А.А. , Сухарева В. Д. , Плашкина И. Н. (ВТИ) Влияние колебаний температуры эксплуатации на длительную прочность металлических труб из стали 1X18H12T. //Электрические станции , N1, 1973, с 22 -24.
19. Чебулаев В. В. , Вуколова А. И. Исследование температурного режима металла пароперегревательных труб современных котлов в условиях длительной эксплуатации. // Электрические станции, 1983, N12, с 24 - 27.

20. Иоффе И. Л. Работа энергоблоков мощностью 300 МВт. //Теплоэнергетика, 1973, N6, с 5 -7.
21. Чебулаев В. В. Температурный режим пароперегревателя головного котла БКЗ-420-140. // Электрические станции, 1971, N12, с 40-44.
22. Туляков Г.А. Термическая усталость в теплоэнергетике. - М. : Машиностроение, 1978, - 199 с. : ил.
23. Денисенко Н. И. , Харченко В. Г. Безопасность и надежность судовых котлов. - М. : Транспорт, 1978, - 192с. : ил.
24. Hlubek W. , Jager G. Betriebswirt - schaftliche Aspekte der Lebensdauererfolgung. - " VGB Kraftwerkstechnik" , 1985, N5, 473 - 480.
25. Локшин В. А. , Моисеев Г. И. , Талдыкин К. М. , Павленко Л. И. О надёжности работы промежуточного радиационного пароперегревателя. // Электрические станции , 1959, N5, с 17 - 22.
26. Семеновкер И. Е. Условия работы радиационного пароперегревателя, расположенного по всей высоте топки. //Теплоэнергетика , 1959, N7.
27. Гиршфельд В. Я. , Князев А. М. , Куликов В. Е. Исследование скорости нагружения блока 200 МВт с барабанным котлом. - в кн. : Доклады научно-технической конференции по итогам научно-исследовательских работ за 1968-1969 г.г. Секция теплоэнергетическая. Подсекция ТЭС. - М. : МЭИ, 1969, с 32-43.
28. Наружная коррозия в котлах электростанций (Великобритания) - "Combustion", 1980, 52, N6, 17 -25. - Экспресс-информация . Теплоэнергетика за рубежом", - М. : Информэнерго, 1982, выпуск 1, с 1 - 8.
29. Антикайн П. А. Возможности повышения температур перегрева пара на тепловых электрических станциях. // Теплоэнергетика, 1980, N9, с 55 - 56.

30. Семеновкер И. Е. Некоторые тенденции развития зарубежных ТЭС на органическом топливе. // Теплоэнергетика, 1979, N10, с 68-72.
31. Larson F. , Miller I. A temperature relationship for rupture and creep stresses, "Trans. ASME", 1952, V. 74, N5.
32. Ратнер А. В. Температурные напряжения в паропроводах и арматуре при прогреве и колебаниях температуры пара. // Теплоэнергетика, 1965, N8, с ...
33. Вигак В. М. , Фальковский С. В. Исследования температурных полей и напряжений в трубе при вынужденных колебаниях температуры. // Теплоэнергетика, 1968, N1 с ...
34. Мейкляр М. В. Паровые котлы электростанций. Изд-е 4, перераб. - М. : Энергия, 1974, - 312 с. ил.
35. Либерман Л. Я. Об испытании металлов на длительный разрыв. "Заводская лаборатория", 1955, N2.
36. Лагунцов И. Н. , Федотова Л.И. Длительная прочность котельных сталей в условиях переменных температур. // Теплоэнергетика, 1959, N9, с 57 - 63.
37. Кузнецов Н. М. , Сердюков А. В. , Золотарева Т. А. Расчеты динамических характеристик пароперегревателей. // Энергомашиностроение, - 1976, N2, с 18 - 19.
38. Цвынар Л. Пуск паровых котлов. Пер. с польского. - М. : Энергоиздат, 1981. - 312 с. : ил.
39. Внуков А. К. Работа металла настенных радиационных пароперегревателей. // Теплоэнергетика, 1957, N9, с 45 - 48.
40. Мосеев Г. И. , Тугов А. И. , Гуторов В. Ф. Экспериментальное определение максимально допустимой скорости нагружения энергоблока мощностью 150 МВт. // Теплоэнергетика, - 1975, N1, с 34 - 38.

41. Блинов Е. А. Определение теплового состояния пароперегревателя при нестационарных режимах работы котельного агрегата. Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук : 05. 14. 04. - Л. , 1982. - 206 с.
42. Смирнов В.В. Работа пароперегревателей барабанных котлов в режимах глубокого регулирования нагрузки. Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук: 05. 14. 04. - Л. , 1987. - 204 с.
43. Золотарева Т. А. Исследование работы пароперегревателей мощных паровых котлов в переходных режимах: Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук : 05. 14. 04. - Л. , 1976. - 156 с.
44. Оптимизация тепловой схемы Первомайской ТЭЦ Ленэнерго и исследование эффективности работы основного оборудования: Отчет о НИР (промежуточный), Северо-Западный политехнический институт; Руководитель Н. М. Кузнецов - НГР 75021310. Л, 1977. - 206 С. Отв. исполнитель А. В. Сердюков.
45. Исследование и расчет динамических характеристик пароперегревателей мощных паровых котлов : Отчет о НИР - СЗПИ; Руководитель Н. М. Кузнецов - Г ЭА-433-76; НГР 76076807. - Л. ; 1977. - 84 с.; ил. - Отв. исполнитель А. В. Сердюков, Е. А. , Блинов, Т. А. Золотарева.
46. Методика расчета динамических характеристик пароперегревательных участков котельных агрегатов. Руководящие указания. - Вып. 15. - Л. : ЦКТИ, 1967. - 36 с.
47. Сердюков А. В. , Смирнов В. В. , Блинов Е. А. Исследование влияния впрыска на динамические характеристики пароперегревателей энергетических паровых котлов // Отчет о НИР/ СЗПИ: Руководитель Н.М. Кузнецов. - Г-ЭА -601-81; НГР 018400118383. - Л. , 1986. - С. 10-30.

48. Гидравлический расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / под ред В. А. Локшина и др. - М. : Энергия, 1978. - 256 с. : ил.
49. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. Изд. 2-ое. М.: Энергия, 1973. 357 с.
50. Расчеты по котлоагрегату БКЗ-160-100 ГМ для ЛенГЭС. - Барнаул.: Барнаулский котельный завод, 1960. 58с.
51. Лившиц М. А. , Кореннова А. И. , Исследование инерционности топочных устройств. // Теплоэнергетика, N2, 1968, . 5 - 7.
52. Сердюков А. В. Режимы работы молотковых мельниц пылесистем с прямым вдуванием пыли в топку в условиях переменных нагрузок котлоагрегатов. // Энергомашинотроение, N7, 1972, с 36 - 37.
53. Ключев А. С. , Товарнов А. Г. Наладка систем автоматического регулирования котлоагрегатов. - М.: Энергия , 1970 - 280 с.
54. Антикайн П. А. Металлы и расчет на прочность котлов и трубопроводов. - 3-е изд., перераб. - М. : Энергоатомиздат, 1990. - 368 с. : ил.
55. Котлы стационарные паровые и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Определение коэффициентов прочности. (Ост 108. 031. 10-85).
56. Дашкиев Ю. Г. , Никитин Е. Е. Оценка надежности температурного режима пароперегревателя. // Электрические станции, N19, с. 2 - 4.
57. Тугов А. И. , Мосеев Г. И. Оценка температур пароперегревателя барабанного парового котла в режимах ускоренных пусков. // Теплоэнергетика, N4, 1979.
58. Оптимизация тепловой схемы Первомайской ТЭЦ Ленэнерго и исследование эффективности основного оборудования. Отчет НИР, регистр N 75021310, Г- ЭА-433-76, промежуточный этап. - Л, СЗПИ, 1977.

59. Исследование и расчет динамических характеристик пароперегревателей мощных паровых котлов. Отчет НИР Г-ЭА - 433 - 76 регистр N 76076807. - Л, СЗПИ, 1977.
60. Отчет по исследованию температурного режима работы пароперегревателя котлоагрегата БКЗ - 160 - 100 ГМ (ст. N5) ТЭЦ-7 Ленэнерго. Л. ; Энергоналадка Ленэнерго, 1973.
61. Сердюков А. В. Оценка приемистости барабанного котельного агрегата. Известия вузов МВ ССО СССР. Энергетика, N5, 1987, с. 71- 74. Плетнев Г. П. Автоматическое регулирование и защита теплоэнергетических установок электрических станций. М. : Энергия, 1976. - 424 с.
62. Плетнев Г. П. Автоматическое регулирование и защита теплоэнергетических установок электрических станций. М. : Энергия, 1976. - 424 с.
63. Шумская Л. С. Скорость изменения давления в барабанных котлах при нестационарных режимах. // Теплоэнергетика, 1957, N4, с. 17 - 23.
64. Диагностика причин повреждений котельных труб тепловых электростанций США. Теплоэнергетика за рубежом. Выпуск 3. ИНФОРМЭНЕРГО, 1990.
65. Чебулаев В.В. О выборе тепловых неравномерностей на выходе из топки при конструировании пароперегревателей современных котлов.// Теплоэнергетика, № 8, 1989 г., с. 25...28.
66. Серов Е. П. , Корольков Б. П. Динамика парогенераторов. - М. : Энергия, 1972. - 416 с.
67. Вукалович М. Т. Термодинамические свойства воды и водяного пара. Берлин - Москва, : Машгиз - ФЕБ издательство "Техник", 1958, 245 с.
68. Расчет циркуляции котла (к тепловому расчету котла БКЗ-160-100 ГМ черт. N56962, Заводской расчет. Барнаул. : Барнаульский котельный завод, 1960.

69. Носков А. И. , Ротач В. Я. Определение передаточной функции регулируемого объекта по его временной характеристике. - Известия вузов СССР. Энергетика, 1965, N1.

70. Лыков А. В. Теория теплопроводности. М. : Высшая школа, 1967, 599 с.

71. Василевский К. К. , Полежаев Ю. В. , Федоров О. Г. Применение обобщенных соотношений между тепловым потоком и температурой поверхности для исследования эффективности работы калорифера. - В кн. : Тепло и массоперенос. Минск, 1972, т. VII, с 317 - 321.

72. Отчёт о научно-исследовательской работе «Разработка мероприятий по повышению надежности пароперегревателя котлов типа БКЗ-160-100ГМ». Заключительный отчёт. Регистрац. № 01880030390. ЭФ-533. Л. СЗПИ, 1988 г.

73. Сердюков А.В. Оценка безопасной скорости набора тепловой нагрузки пероперегревателем барабанного парового котла. – Сб. науч. Тр. ЛКИ: Методы совершенствования рабочих процессов в СЭУ. 1986. С. 106-110.

74. Сердюков А.В. Определение максимального допустимого темпа форсировки топки барабанного котла с перегревом пара. - Сб. науч. Тр. ЛКИ: Изыскание путей повышения эффективности преобразования энергии в элементах СЭУ. 1988. С. 113-118.

75. Временная типовая методика определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценка экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды. Одобрена постановлением Госплана СССР и Президиума АН СССР от 21. 10. 83 N254/284/134. - М. ; Экономика, 1986.

76. Основные направления экономического и социального развития СССР на 1986 - 1990 г.г. и на период до 2000 года. - М.: Политиздат, 1984. - - 1986. - 95 с.

77. Система защиты пароперегревателя «ФОРСАР» котла ТГМ - 96Б ТЭЦ-2 АООТ «Липецкэнерго». Технический отчёт, № ЛЭ 146 ТО. Санкт-Петербург, ЗАО "Группа ИКА"¹, 1999. – 33 с.

¹ ЗАО "Группа ИКА" – Закрытое акционерное общество «Исследования. Конструирование. Автоматизация», почтовый адрес: 191119, Санкт-Петербург, ул. Днепропетровская, 31-33. Тел.: (812)164-01-56, факс: (812) 164-14-88.

Сердюков А.В.

**Основы безаварийной эксплуатации
пароперегревателей котельных агрегатов**

Учебное пособие

Издание Северо-Западного филиала АО «ГВЦ Энергетики» РАО
«ЕЭС России», 194223, Санкт-Петербург, а/я 44

Тираж 250 экз. 2000 г.