

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

А.М. ГРИБКОВ

СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ТЭС

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

*Допущено Учебно-методическим советом КГЭУ в качестве
учебного пособия для студентов всех форм обучения
по направлению подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»*

Казань 2017

УДК 504.064:621.311.22

ББК 31.37

Г62

Рецензенты:

начальник ПТО ОАО «Генерирующая компания»,
кандидат технических наук, профессор *Ю.Я. Галицкий*;
доктор технических наук, профессор Казанского государственного
энергетического университета *М.А. Таймаров*

Грибков А.М

Г62 Системы диагностирования элементов ТЭС: учеб. пособие /
А.М. Грибков. – 2-е изд., пересм. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т,
2017. – 138 с.

В учебном пособии изложены вопросы контроля за оборудованием ТЭС с помощью дополнительных систем диагностирования, которые позволяют определить действительное его состояние и на основании этого более эффективно его эксплуатировать.

Пособие предназначено для студентов, обучающихся по образовательной программе «Тепловые электрические станции» направления подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника.

УДК 504.064:621.311.22

ББК 31.37

© Грибков А.М., 2017

© Казанский государственный энергетический университет, 2014

© Казанский государственный энергетический университет, 2017

ВВЕДЕНИЕ

При эксплуатации тепловой электростанции (ТЭС) большое значение имеет обеспечение необходимой надежности станции при возможно меньших затратах, что дает дополнительные преимущества при конкуренции на рынке электроэнергии и тепла.

Это позволяет обеспечить внедрение новых систем диагностирования состояния оборудования. Так, например, на Таганрогском котлостроительном заводе «Красный котельщик» разработана система технической диагностики котла, обеспечивающая контроль снижения ресурса таких важных элементов котла как барабаны, перепускные трубы и коллекторы.

В Казанском государственном энергетическом университете (КГЭУ) разработана и внедрена система непрерывного автоматического контроля теплового состояния топки котлов, позволяющая повысить надежность работы экранных труб.

Здесь же разработана и внедрена на ТЭС система автоматического диагностирования экологических характеристик основного оборудования ТЭС, позволяющая определить текущий вклад станции в наблюдаемое в натуре поле загрязнения. Это позволяет вести экологически более чистые режимы работы котлов и уменьшать ущерб окружающей среде.

Появились также интересные разработки по текущему контролю состояния высотных сооружений, в частности дымовых труб, на базе приборов и методов, применяемых в системе министерства чрезвычайных ситуаций (МЧС). Это особенно важно в связи с тем, что выход из строя дымовой трубы приводит к остановке всех подключенных к ней котлов.

Повысить надежность паровых турбин, обеспечить своевременность и эффективность их ремонтов позволяет новая система диагностики турбин по ее вибрационным характеристикам.

Целью данного издания является оказание помощи студентам при изучении дисциплин, в которых рассматриваются вопросы эксплуатации основного и вспомогательного оборудования ТЭС, а также при выполнении выпускной квалификационной работы.

В процессе освоения материала, представленного в учебном пособии, у студентов формируются:

– способность применять современные методы исследования, оценивать и представлять результаты выполненной работы;

– готовность к обеспечению бесперебойной работы, правильной эксплуатации, ремонта и модернизации энергетического, теплотехнического и теплотехнологического оборудования, средств автоматизации и защиты, электрических и тепловых сетей, воздухопроводов и газопроводов.

1. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ СИСТЕМ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

1.1. Обеспечение надежной работы оборудования

Тепловые электрические станции (ТЭС) выпускают продукцию, которую нельзя хранить на складе. Поэтому количество выпускаемой продукции в каждый момент времени должно соответствовать ее потребности. Для обеспечения такого режима работы оборудование, установленное на ТЭС, должно иметь высокие показатели надежности.

Высокую надежность оборудования можно обеспечить двумя путями. Первый путь – это высокое качество изготовления при отсутствии системы обслуживания и при его работе до полной выработки ресурса с последующей заменой. Пример такого оборудования – перегоревшая электрическая лампочка.

Второй путь – высокое качество технического обслуживания (включая ремонты) при заданных характеристиках оборудования у изготовителя. Пример такого оборудования – паровой котел ТЭС, когда своевременный ремонт и замена узлов и деталей позволяют нести заданные нагрузки в течение 40–50 лет.

Высокое качество технического обслуживания и ремонтов также можно обеспечить разными способами. Первый из них – это система планово-предупредительных ремонтов (ППР). Второй – ремонт по мере необходимости в зависимости от технического состояния оборудования.

1.2. Система планово-предупредительных ремонтов

ППР применяется, когда невозможно точно определить техническое состояние оборудования. В данном случае сроки и объемы ремонтов проводятся на основании статистических данных исходя из опыта эксплуатации данного вида оборудования [1].

Основная задача ППР – это предупреждение внеплановых простоев и отключений оборудования. Для обеспечения этого требования нормативные коэффициенты задаются с некоторыми запасами, т.е. применяется плановое недоиспользование ресурса оборудования. В случае высокой степени освоенности оборудования и надежности исходных данных эти запасы могут быть снижены, а расходы на ремонты – уменьшены.

Основным преимуществом ППР является возможность планирования и обеспечения ремонтов заранее как по срокам, так и по объемам. Система

ППР позволяет обеспечить надежную работу станции и энергосистемы при минимальном резерве мощности.

Основным недостатком ППР является его высокая затратность как по финансовым, так и по людским ресурсам. Недостатком является также и снижение его надежности при освоении нового, еще недостаточно опробованного в эксплуатации оборудования.

В то же время из статистических рядов могут выпадать отдельные события, что не дает полной гарантии безаварийной работы даже при достаточном статистическом обеспечении расчетных нормативных коэффициентов, в результате чего периодически происходят аварии той или иной степени тяжести. Поэтому в системе ППР предусматриваются и внеплановые (аварийные) ремонты. Если имела место тяжелая авария с потерей способности оборудования выполнять свои задачи даже с использованием средств ППР, выполняется аварийно-восстановительный ремонт с привлечением дополнительных средств (например, авария на Саяно-Шушенской ГЭС, где были разрушены третья и четвертая гидротурбины, а также машинный зал, который был полностью затоплен).

Основным средством ППР являются плановые ремонты, т.е. ремонты, которые выполняются на основе заранее подготовленной нормативно-технической документации. Среди плановых различают текущий, средний и капитальный ремонты.

Текущий ремонт позволяет обеспечить работоспособность объекта путем восстановления или замены его отдельных частей. При этом различаются текущие ремонты Т1 и Т2 с продолжительностью 13 и 8 суток, соответственно.

Средний ремонт позволяет частично восстановить ресурс объекта путем замены или восстановления его составных частей с их контролем в объемах, установленных нормативно-технической документацией (НТД). Продолжительность среднего ремонта 18 суток.

Капитальный ремонт позволяет полностью восстановить ресурс объекта с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые. Различают капитальный ремонт К1, К2 и К3 продолжительностью 42, 46 и 54 суток. Стоимость капитального ремонта К3 может достигать до 75 % стоимости нового объекта.

Периодичность капитальных ремонтов энергоблоков 150–160 МВт с котлом ТГМ-94 при закрытой компоновке составляет 5 лет. Текущие ремонты делаются два раза в год (Т1 и Т2), но на 3-й год вместо текущего Т1 делается средний ремонт. Продолжительность ремонтного цикла составляет 15 лет.

Для другого вида оборудования устанавливаются другие сроки и продолжительность ремонтов. Продолжительность ремонтных циклов также меняется от 9 до 18 лет.

Ремонты должны планироваться таким образом, чтобы во время останова ремонтировалось все неисправное оборудование одновременно.

Между ремонтами проводится техническое обслуживание оборудования. К техническому обслуживанию относятся такие операции, как осмотры, смазка, замена стекол, загрузка дробы, замена бил, чистка фильтров, тарировка форсунок, подтяжка сальников, регулировка обдувочных аппаратов, устранение присосов, контроль за тепловыми перемещениями и др.

Техническое обслуживание может проводиться как на работающем котле, так и во время его плановых остановов.

Как видно из ППР, объемы и сроки регламентных работ не связаны ни с фактическим состоянием оборудования, ни с длительностью его работы. Это практически не влияло на качество ремонтов при высоком коэффициенте использования установленной мощности (0,6–0,7), когда в работе постоянно находилось почти все основное оборудование станции.

Ситуация резко изменилась, когда нагрузки снизились, иногда в 2–3 раза, а коэффициент использования установленной мощности упал до 0,3–0,4. Так, например, из 14 энергетических котлов Набережночелнинской ТЭЦ (НЧ ТЭЦ) в последние годы большую часть времени одновременно работали только 4–8 котлов.

На ТЭС есть расходы, которые не зависят от нагрузки станции. Находящееся в длительном резерве или на консервации оборудование тоже требует технического обслуживания, хотя никакой прибыли не приносит. Мало зависят от нагрузки также расходы на ИТР, на обслуживание зданий и сооружений и территории станции. В связи с этим доходы ТЭС резко уменьшились и возникли сложности в формировании ремонтного фонда, а выполнение ППР становится трудновыполнимой задачей.

1.3. Система ремонтов по фактическому состоянию оборудования

Оборудование ТЭС оснащено системами мониторинга состояния объектов. Стандартный (заводской) набор параметров позволяет обеспечивать длительную экономичную и безаварийную работу объекта путем поддержания контролируемых параметров в заданных пределах. По показаниям этих приборов машинист ведет рабочий процесс, а также обеспечивает частичную диагностику состояния котла.

В общем случае диагностика – это процесс установления диагноза, т.е. заключения о сущности болезни и состоянии пациента. Техническая диагностика – это процесс оценки технического состояния машин, механизмов, оборудования, конструкций и других технических объектов.

При освоении котлов высоких параметров пара их долговечность по условиям ползучести, длительной прочности и при циклических нагрузках металла оценивалась в 10^5 ч. В течение такого срока эксплуатации обеспечивалась безопасность работы оборудования с проектными показателями надежности, поэтому директивно он был определен как расчетный.

При его превышении заводы-изготовители не гарантировали соблюдения нормативных пластических и прочностных характеристик металла и, следовательно, безаварийной работы оборудования. Однако проведенные на ряде электростанций исследования оборудования, которые включали в себя его диагностику, показали, что свойства металла при наработках более 10^5 ч существенно не ухудшались [2].

Для определения возможности дальнейшей эксплуатации оборудования или необходимости его демонтажа в 1968–1969 гг. в ОРГРЭС (фирма по организации и рационализации районных электрических станций) и в ВТИ (Всесоюзном теплотехническом институте) была разработана и внедрена единая общегосударственная система контроля надежности металла теплоэнергетического оборудования, разработаны методика и программа обследования состояния котлов, турбин и паропроводов, достигших наработки 10^5 ч.

В 1998 г. была выпущена Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций [3], которая является основополагающим документом и в настоящее время.

За рубежом в промышленно развитых странах также после наработки 10^5 ч проводится диагностика металла и продлевается время его работы. В результате срок его эксплуатации до предельного состояния в некоторых случаях увеличивается до трех раз, т.е. до 300 000 ч. Такой подход дает большой экономический эффект, так как диагностика и продление ресурса с заменой элементов, состояние которых приближается к предельному, оказывается в 3–4 раза дешевле, чем строительство новой станции [2].

По данным мониторинга обслуживающий персонал может определить, когда нужно сделать обдувку поверхностей нагрева котла,

когда и в каком объеме обеспечить непрерывную и периодическую продувку котла, определить изменение газовой плотности котла и многое другое, что служит основанием для проведения технического обслуживания, а иногда и ремонта тех или иных узлов котла.

Для крупных котлов, когда требуется наблюдение и анализ показаний за сотней и более параметров, в помощь машинисту разработаны системы автоматического анализа данных с принятием решений, которые выполняются в автоматическом режиме. Такие автоматические системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) обеспечивают все режимы эксплуатации оборудования, включая пуск и останов.

В составе АСУ ТП могут функционировать один или несколько разных программно-технических комплексов (ПТК) [4]. Каждый из ПТК выполняет свои функции автономно либо во взаимодействии с другими ПТК.

В функциональной структуре ПТК АСУ ТП ТЭС могут выделяться подсистемы самоконтроля и самодиагностики ПТК, подстройки прикладных программ и заполнения информационной базы, сбора и обработки информации по технической диагностике ПТК. В рамках самодиагностики должна проводиться диагностика как технических средств, так и программного обеспечения. Технические средства должны включать в себя средства контроля и диагностики функционирования ПТК, а также его коррекции, модернизации и наладки на объекте. Средствами ПТК осуществляются оперативная диагностика состояния оборудования и систем автоматического управления.

Функция диагностики должна обеспечить возможность получения комплексной наглядной информации о температурном и механическом (включая вибродиагностику и моторесурс) состоянии основного оборудования и ответственных механизмов ТЭС при всех режимах их работы и остывания, архивацию параметров работы и показателей состояния оборудования, диагностику текущего состояния вспомогательного оборудования.

При обнаружении функцией диагностики угрозы возникновения аварийной ситуации подается сигнал предупредительной сигнализации.

АСУ ТП на базе ПТК «Квинт» в составе информационных функций имеет техническую диагностику технологического оборудования [5]. В состав технической диагностики входят: контроль и диагностика температурного и теплонапряженного состояний турбины, вибродиагностический контроль турбогенератора, диагностика концевых уплотнений

турбин. В составе сервисных функций имеется тестирование и самодиагностика АСУ ТП.

В состав АСУ ТП входят также вычислительные средства, не относящиеся к ПТК «Квинт», а именно: специализированная автоматизированная система контроля и диагностики (АСКДГ) генератора и автоматизированная система виброконтроля и диагностики турбогенератора (АСВКД) с персональной ЭВМ (ПЭВМ) для сбора и обработки информации от вибродатчиков турбины.

В АСУ ТП на базе программно-технического комплекса «САРГОН» в объем контролируемых параметров включен температурный контроль поверхностей нагрева котла и регуляторов впрысков [6].

1.4. Основные требования к системам диагностики энергетического оборудования

В настоящее время имеется довольно много методов, приборов и систем для диагностирования состояния энергетического оборудования.

Большинство из них трудоемки, требуют останова оборудования и достаточно большого времени, специальных приборов и специальной подготовки персонала. В ряде случаев диагностику выполняют специализированные организации.

Однако прогресс в приборостроении, компьютерной и сетевой технике позволяет решать ряд задач в автоматическом режиме, при обычной работе оборудования, а решения представлять в понятном для эксплуатационного персонала виде с конкретными рекомендациями по его эксплуатации.

В некоторых странах на энергетических объектах внедряются так называемые «счетчики ресурса» отдельных узлов и деталей. При этом выполняется постоянный контроль таких важнейших показателей, как наработка, температура и давление рабочей среды. Подобные счетчики ресурса (в виде программных средств) могут успешно использоваться и для контроля действий эксплуатационного персонала [2]. Начинают появляться также системы диагностики экологической безопасности промышленных предприятий.

Контрольные вопросы

1. Почему на ТЭС требуется высокая степень надежности оборудования?
2. Как можно обеспечить высокую степень надежности оборудования?

3. Что такое система ППР?
4. Назовите преимущества и недостатки ППР.
5. Какие виды ремонтов включает в себя ППР?
6. Какова периодичность ремонтов в системе ППР?
7. Что такое техническое обслуживание оборудования и когда оно проводится?
8. Что такое система ремонтов по фактическому состоянию?
9. Назовите преимущества и недостатки системы ремонтов по фактическому состоянию.
10. Что называется технической диагностикой?
11. Что такое расчетный срок эксплуатации оборудования?
12. Что следует предпринять, если оборудование выработало расчетный срок эксплуатации?
13. Что такое АСУ ТП?
14. Что такое «счетчик ресурса»?

2. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ КОТЛА РАЗРАБОТКИ ТАГАНРОГСКОГО КОТЛОСТРОИТЕЛЬНОГО ЗАВОДА «КРАСНЫЙ КОТЕЛЬЩИК»

Автоматизированная система технической диагностики котла (АСТДК) предназначена в первую очередь для повышения безопасности котла для обслуживающего персонала. Под тщательное наблюдение берутся элементы, выступающие за обшивку котла и повреждение которых может создать опасность для находящихся в пределах котла людей.

Таковыми элементами являются барабаны, перепускные трубы, коллекторы. Контролируются также выходные змеевики пароперегревателя и его перепускные необогреваемые трубы. Разработаны методики расчета возникающих в них напряжений в режиме реального времени. Зная непрерывный ход этих напряжений, возникающих под действием давления и температуры, можно рассчитать накопленное снижение ресурса элемента, которое будет зависеть от условий его эксплуатации.

Под контроль берутся следующие возможные повреждения котла:

– типовые повреждения барабанов, а также других узлов контура циркуляции: коррозионно-усталостные трещины в зоне внутренних кромок отверстий, в том числе с учетом возможного коррозионного влияния котловой воды;

– типовые повреждения выходных змеевиков пароперегревателя: продольные трещины на внешней образующей гига как результат превышения допустимых температур;

– типовые повреждения необогреваемых труб: продольные трещины на внешней поверхности гига и на внутренней поверхности нейтральной образующей гига в результате превышения допустимых температур.

Для труб рассчитываются напряжения для каждого анализируемого гига, определяется также динамика роста повреждений и доля снижения ресурса с учетом циклической прочности и ползучести металла.

Кроме дополнительных датчиков температуры металла устанавливаются тензорезисторы и датчики акустической эмиссии, которые способны зафиксировать появление трещин в металле.

Акустическая эмиссия позволяет регистрировать развивающиеся дефекты. По звуку, распространяемому в металле, можно определить изменение трещин на 1 мкм. Несколько преобразователей акустической эмиссии позволяют обеспечить интегральный контроль всего объекта. Эти датчики можно устанавливать под любым углом, в разных местах,

они мало зависят от свойств материала. Применяются тогда, когда оборудование находится под механическим напряжением.

Тензорезисторы используются для определения напряжений и деформаций, в том числе с учетом данных акустико-эмиссионного контроля.

На рис. 2.1 приведена уточненная на базе собственных исследований авторов схема расчета напряжений у врезанных в барабан штуцеров.

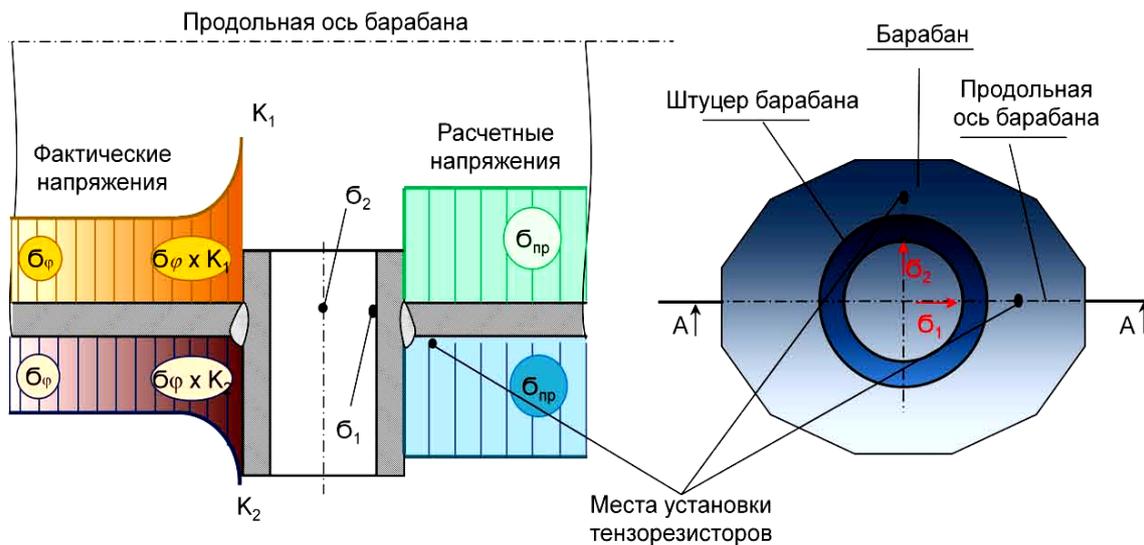


Рис. 2.1. Схема расчета фактических напряжений у штуцера

На рис. 2.2 приведена схема расчета фактических напряжений в гibaх труб.

Приведенные напряжения с учетом показаний тензорезисторов

$$\sigma \approx P \cdot (D - S) / 2S.$$

Местные напряжения:

$$\sigma_1 \approx \sigma_{пр} \cdot K_1,$$

$$\sigma_2 \approx \sigma_{пр} \cdot K_2,$$

$$K_1 \approx 1,2 \dots 1,8 (3,2),$$

$$K_2 \approx 1 \dots 2 (3,5).$$

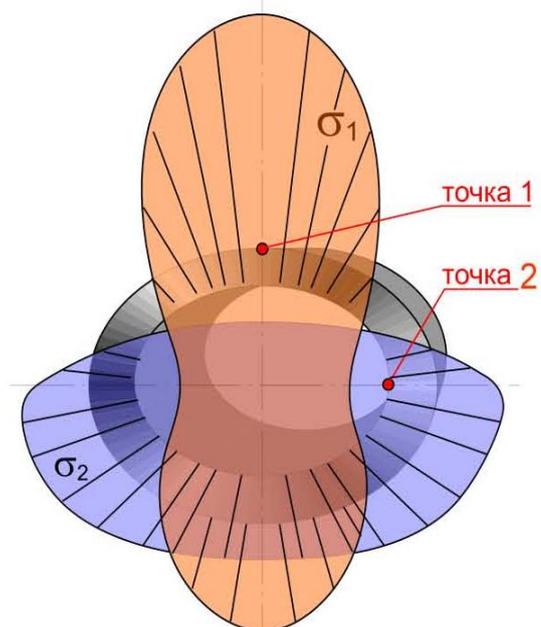


Рис. 2.2. Схема расчета фактических напряжений в гibaх труб

На рис. 2.3 приведена схема дислокаций коррозионно-усталостных трещин в барабане.

На рис. 2.4 приведена схема дислокаций коррозионно-усталостных трещин в гibaх труб.

Зная скорость снижения ресурса, можно планировать ремонты данных элементов не просто по заданному наперед сроку, но уже с учетом его реального состояния. Можно также корректировать условия эксплуатации тех или иных элементов котла.

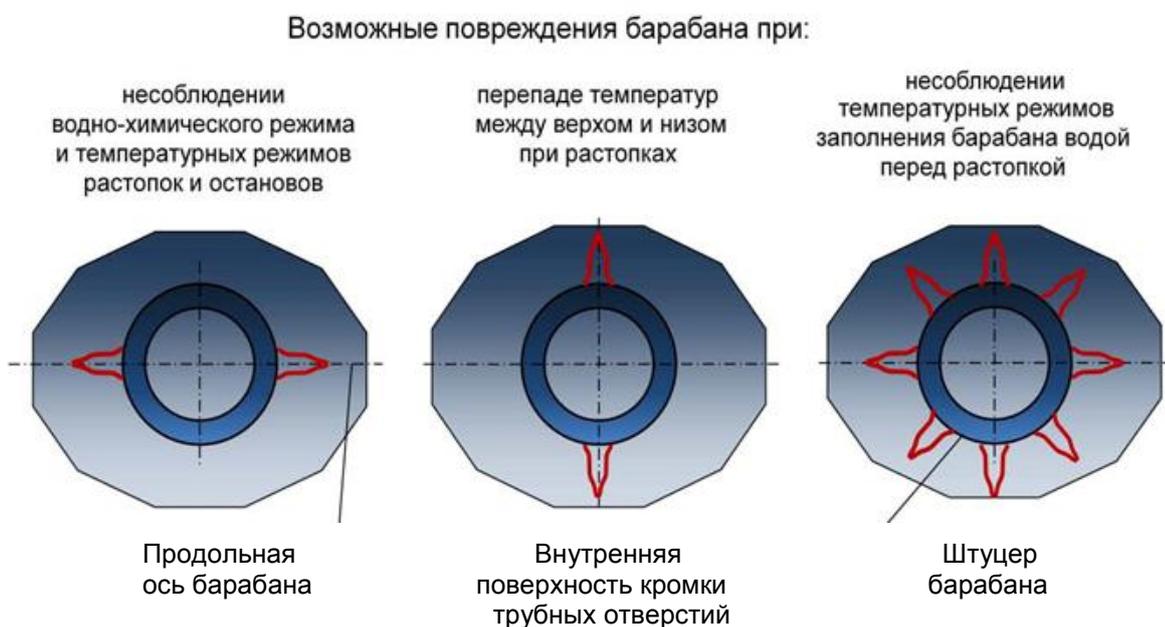


Рис. 2.3. Схема дислокаций коррозионно-усталостных трещин в барабане

Однако для такого расчета уменьшения ресурса требуется достаточно сложный анализ показаний установленных датчиков, для которого понадобится специальная подготовка. Поэтому было принято решение о непрерывном удаленном контроле состояния паровых котлов. Для этого все необходимые данные должны постоянно передаваться на сервер Таганрогского котлостроительного завода (ТКЗ), где они будут обрабатываться и на основании которых завод будет ежемесячно передавать на станцию отчет с рекомендациями. Будет выдаваться также предупреждение о прогнозируемом сроке 50 % износа какого-либо узла, после чего эксплуатация должна ориентироваться на проведение технического диагностирования этого узла, которое должно проводиться силами или при участии ОАО «ЭнергоМашиностроительный Альянс» (ЭМАльянс) для возможности корректировки элементов расчета путем учета конкретных факторов эксплуатации.

Схема информационных потоков в АСТДК приведена на рис. 2.5.

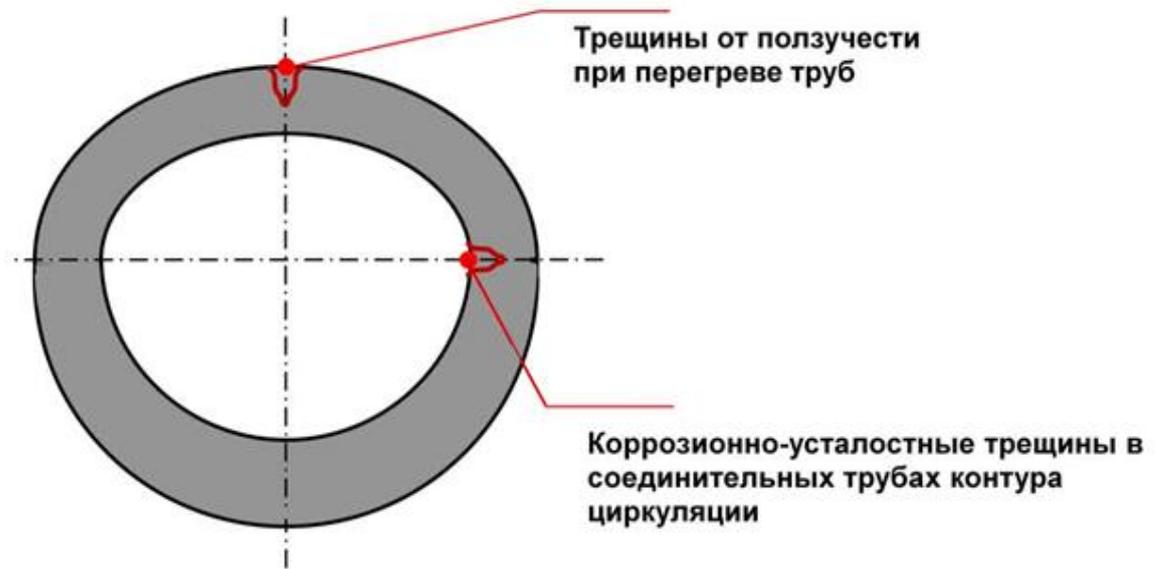


Рис. 2.4. Схема дислокаций коррозионно-усталостных трещин в гibaх труб



Рис. 2.5. Схема информационных потоков в АСТДК

Была разработана модель и запатентована методика расчета остаточного ресурса элементов котлов [7] (рис. 2.6). На рисунке БД – базы данных.

Такая система позволит корректировать режимные карты и повысить качество эксплуатации котлов. Это, в свою очередь, позволит оптимизировать технико-экономические и экологические показатели их работы в межремонтный период, а также принимать решения о целесообразности проведения реконструкций и модернизаций.

Начаты работы по внедрению рабочего варианта АСТДК на двух котлах-утилизаторах блоков ПГУ-800 Киришской ГРЭС и созданию рабочих станций инженеров-технологов в ОАО «ЭМАльянс» [8].

Схема установки дополнительных датчиков приведена на рис. 2.7.

Структура комплекса технических средств АСТДК приведена на рис. 2.8.

За разработку АСТДК по итогам работы X Московского международного салона инноваций и инвестиций в 2010 г. «ЭМАльянс» награжден золотой медалью Министерства образования и науки РФ.

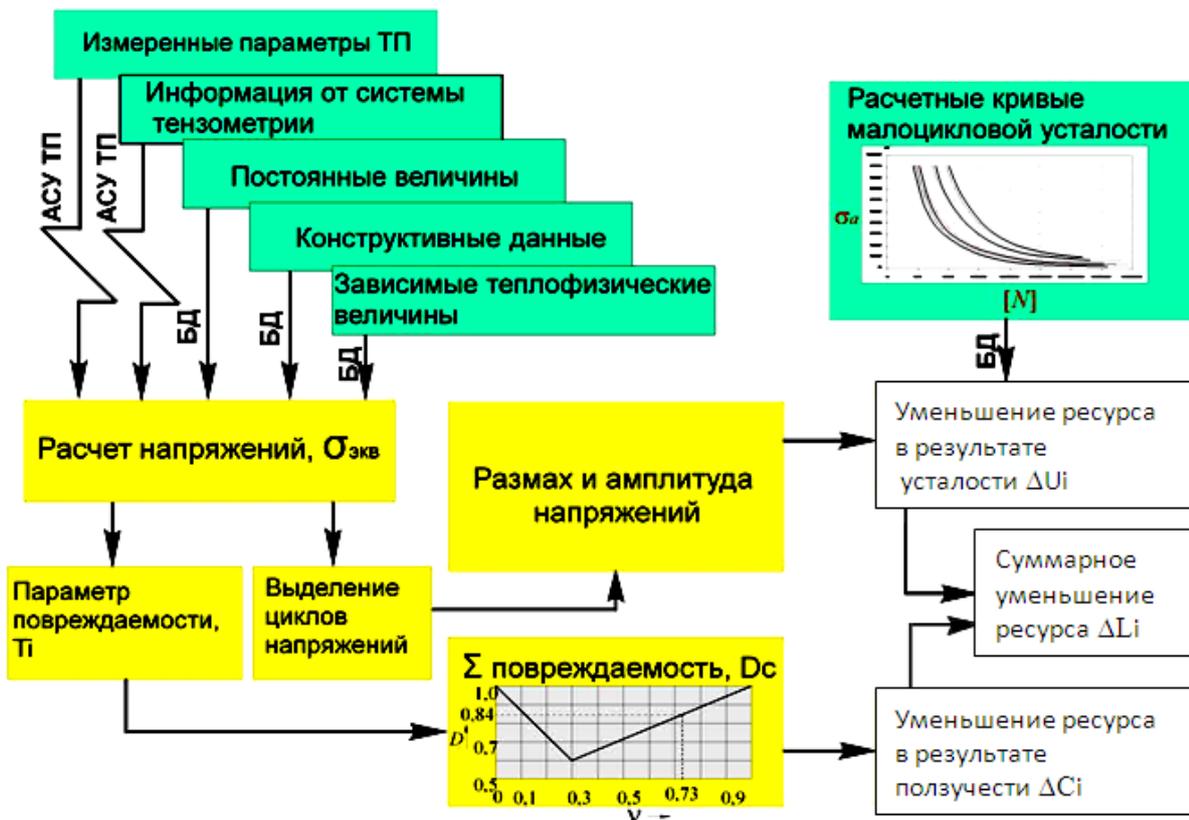


Рис. 2.6. Обобщенная модель расчета исчерпания ресурса

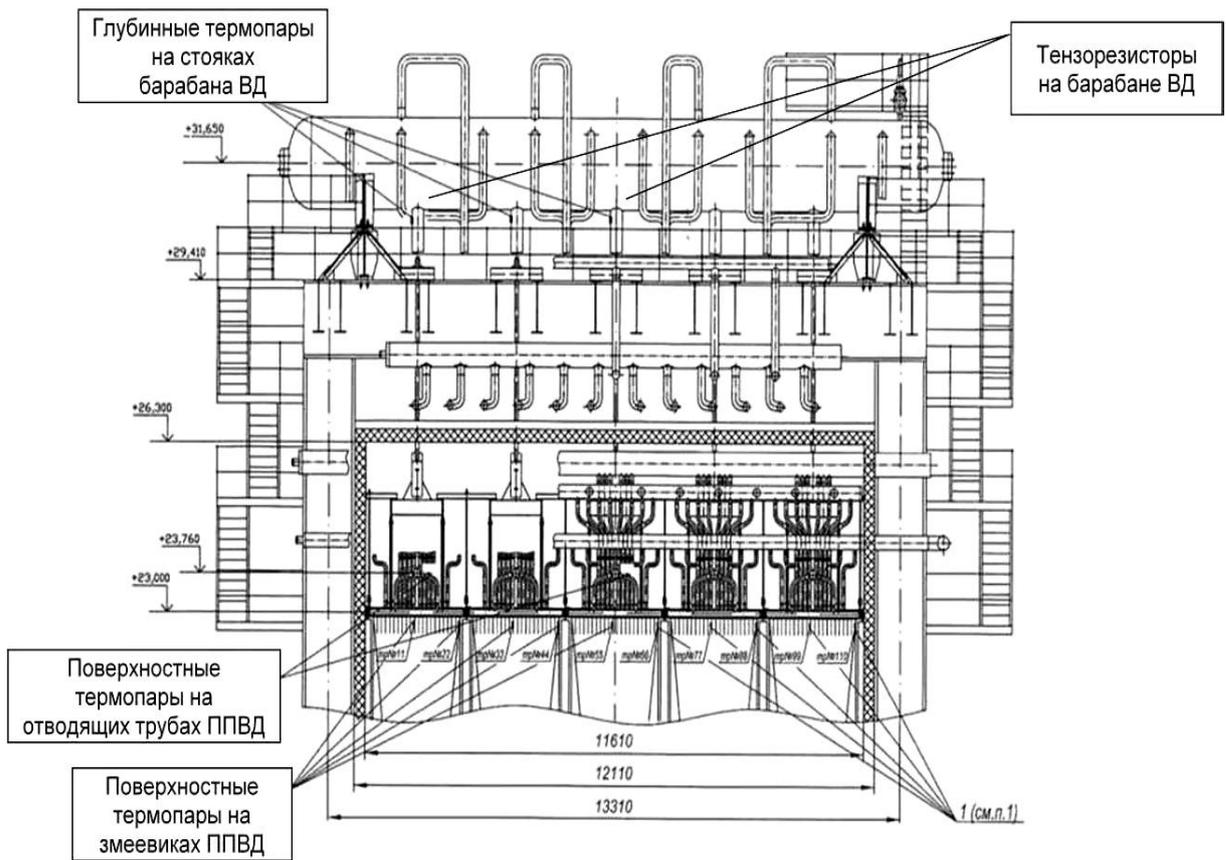


Рис. 2.7. Схема установки дополнительных датчиков на котле-утилизаторе

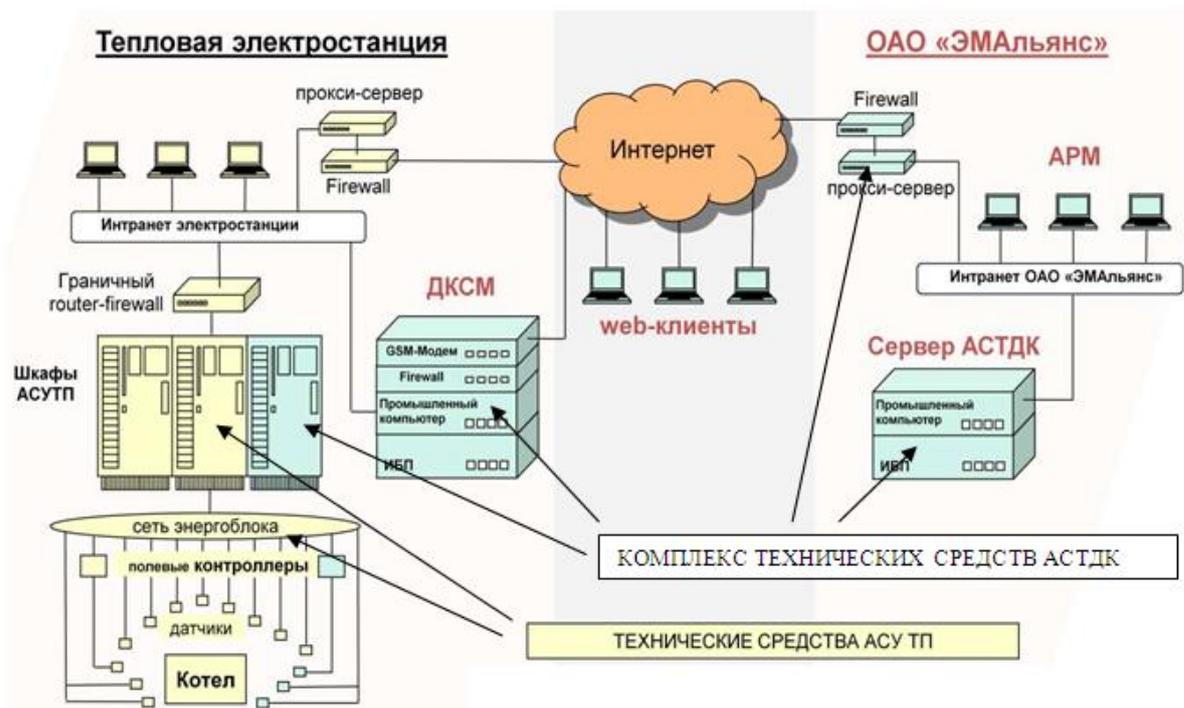


Рис. 2.8. Структура комплекса технических средств АСТДК

Контрольные вопросы

1. Каковы основные задачи АСТДК ТКЗ «Красный котельщик»?
2. Какие элементы контролируются АСТДК?
3. Где образуются коррозионно-усталостные трещины?
4. Какие повреждения характерны для пароперегревателя?
5. Какие повреждения характерны для гибов труб?
6. Какие дополнительные датчики используются в АСТДК?
7. Назовите принцип действия датчиков акустической эмиссии.
8. Назовите принцип действия тензорезисторов.
9. Назовите основные причины повреждений барабана.
10. Что такое непрерывный удаленный контроль состояния котла?
11. Какое оборудование используется для формирования информационных потоков в АСТДК?
12. Назовите основные причины снижения ресурса котельного оборудования.
13. Что такое «усталость металла»?
14. Что такое «ползучесть металла»?

3. СИСТЕМА ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТОПКИ КОТЛА РАЗРАБОТКИ КАЗАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

3.1. Датчики температуры

Топочные поверхности нагрева работают в тяжелых температурных условиях и являются наиболее повреждаемыми элементами котла. Рабочий ресурс котла, как правило, определяется ресурсом экранных труб и труб пароперегревателя.

Для контроля температурных условий работы экранов чаще всего применяются радиометрические [9, 10, 11] и температурные вставки [12]. Радиометрические вставки в отличие от температурных имеют встроенные термопары как у наружной, так и у внутренней поверхности трубы, что позволяет кроме температуры трубы определить воспринятый тепловой поток.

Температурные вставки несколько проще, имеют термопары только у наружной поверхности трубы и применяются в основном на барабанных котлах, где температура внутренней стенки трубы определяется по давлению насыщения в барабане котла.

Температурная вставка представляет собой отрезок трубы длиной 200–300 мм с диаметром и толщиной стенки, равными диаметру и толщине стенке экранной трубы, но выполненный из легированной стали (рис. 3.1). По периметру этого отрезка трубы делается проточка, в которую укладывается термопара. Если труба плавниковая или с проставками, то в некоторых вариантах делается прямое сверление через плавник и стенку трубы таким образом, чтобы не получилось сквозное просверливание стенки трубы. Концы холодных спаев через защищенные от влияния высоких температур выводы подключают ко вторичному прибору.

Для установки такой вставки требуется предварительно вырезать отрезок трубы экрана и сварить на его место вставку. Для их замены требуется останов и расхолаживание котла. В связи с тем, что состояние наружной и внутренней поверхности металла вставки отличается от состояния экранных труб котла, то и температура, измеряемая такими вставками, может значительно отличаться от реальной температуры экранных труб.

Принимая во внимание указанные недостатки, нами разработана новая, значительно более простая, дешевая и чувствительная к изменению температурного режима топki система. Система легко реализуется на котлах с газоплотными цельносварными экранами.

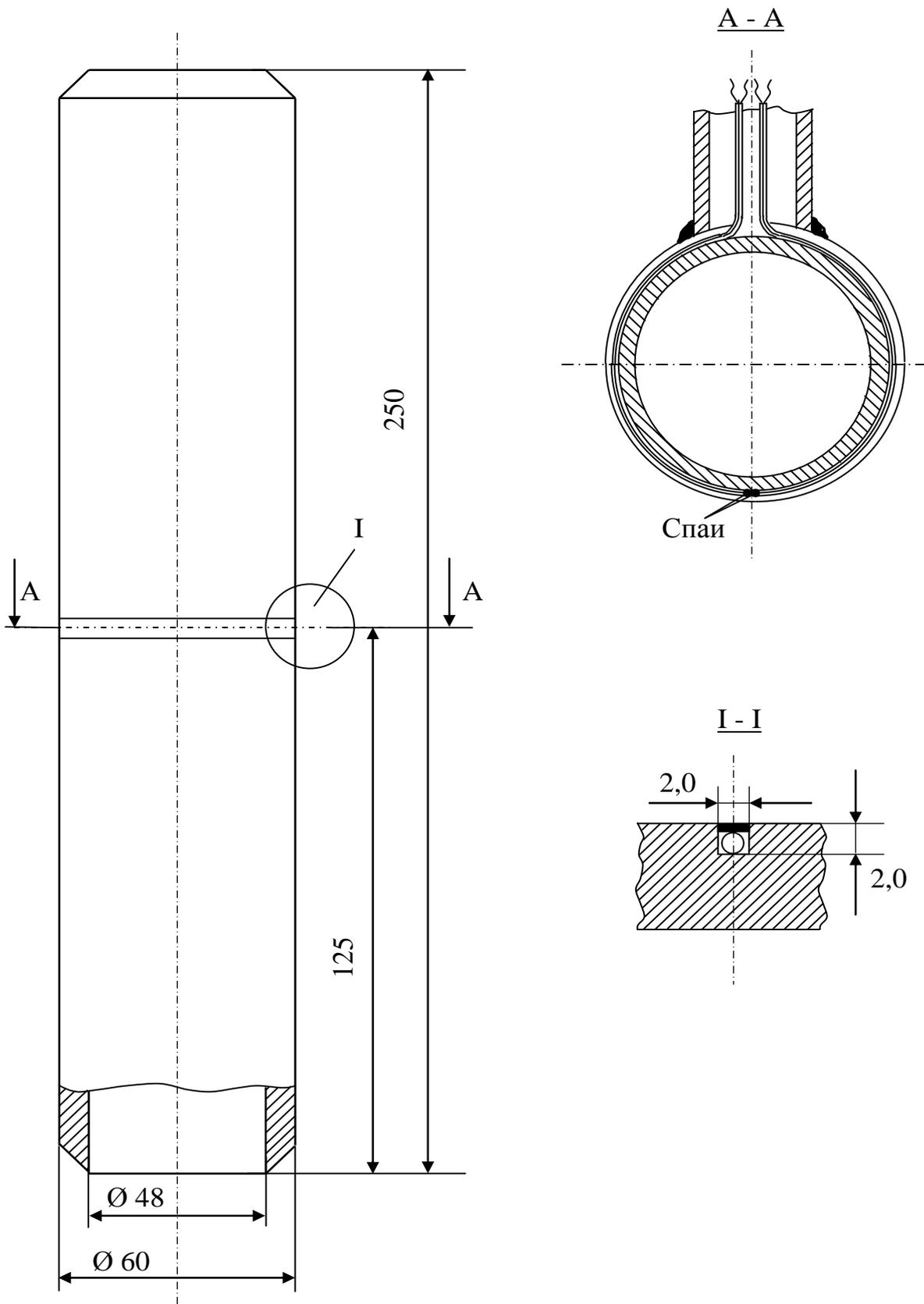


Рис. 3.1. Схема термовставки

Центральная часть плавника или вваренной между трубами полосы является наименее охлаждаемой частью экрана и в связи с этим будет более быстро реагировать на процессы тепловыделения в топке. С точки зрения удобства установки датчиков температуры представляет интерес наружная (со стороны теплоизоляции) поверхность плавника. Установка и при необходимости замена термопары по сравнению, например, с термовставкой значительно упрощается. При этом не требуется не только вырезка трубы, но и вообще отпадает необходимость проведения работ со стороны топки. Герметичность топки при этом не нарушается.

Температура плавника в меньшей степени, чем температура трубы, будет зависеть от внутренних отложений, а значит, позволит более точно следить за тепловыми процессами в топке.

Определение температуры плавника представляет интерес не только с точки зрения температурных условий работы экранных труб, но также имеет и самостоятельное значение.

Длительные высокие температуры плавника могут приводить к его прогоранию, что для котлов, работающих под избыточным давлением в топке, приводит к фильтрации газов высокой температуры через обмуровку. Это приводит к ускоренному разогреву металла рядом с появившейся неплотностью, в том числе и экранной трубы, а также к разрушению теплоизоляции.

На котле ТГМЕ-464 Нижнекамской ТЭЦ-2 (НК ТЭЦ-2), сейчас ООО Нижнекамская ТЭЦ, ст. № 1 в конце 2000 г. была установлена система непрерывного контроля температурного режима экранов топки котла, основой которой явились термопары ТХА, установленные на внешней стороне плавников экранов [13].

Топочная камера котла имеет призматическую форму с размерами в плане 7680×13500 мм и высотой 25900 мм. Объем топочной камеры – 1610 м³. Тепловое напряжение топочного объема при номинальной нагрузке составляет 202,5 кВт/м³ (174,1·10³ ккал/(м³·ч)) при сжигании мазута и 199,8 кВт/м³ (171,8·10³ ккал/(м³·ч)) при сжигании природного газа.

Стены топочной камеры экранированы газоплотными панелями, выполненными из труб диаметром 60×6 мм (сталь 20). Между трубами вварены полосы сечением 21,5×6 мм (сталь 20), шаг между трубами – 80 мм. Трубы заднего экрана до отметки 11750 мм выполнены из стали 15ХМ.

В нижней части топки трубы фронтального экрана образуют скат с углом наклона к горизонтали 15°.

Для предотвращения расслоения пароводяного потока в слабо-наклонных трубах под покрыт слоем карборунда толщиной 100 мм, считая от плавника. Панели с коллекторами образуют блоки. Входные (нижние)

и выходные (верхние) коллекторы имеют диаметр 219×40 мм. Материал коллекторов и труб экранов – сталь 20.

Фронтной экран и задний экраны имеют ширину 13360 мм и состоят из 6 блоков. Задний экран в верхней части образует аэродинамический выступ глубиной 2500 мм. Выступ образован всеми трубами панели. Для создания жесткости аэродинамического выступа и крепления ограждений горизонтального газохода в верхние коллекторы заднего экрана введены 28 необогреваемых труб диаметром 108×12 мм (сталь 20).

Топочная камера оборудована 8 газомазутными горелками типа ГРФПМ-4000, установленными в два яруса на задней стене. Горелки нижнего яруса установлены на отметке 6150 мм, верхнего яруса – на отметке 8750 мм.

Термопары системы непрерывного контроля температуры с помощью компенсационного провода соединены со вторичным прибором. Схема установки датчика приведена на рис. 3.2. На плавник со стороны теплоизоляции приваривается стальная пластинка размером 10×10 мм и толщиной 4 мм с канавкой для вставки термопары. Термопара вставляется в канавку и зажимается ударом керна снаружи. Затем датчик закрывается теплоизоляцией.

Всего в 2000 г. на котле было установлено 24 датчика. В 2005 г. было дополнительно установлено еще 11 термопар и 7 термовставок. На заднем экране, на котором установлены горелки и который оказался в наиболее тяжелых температурных условиях, установлено 15 термопар и 3 термовставки, на переднем – 8 термопар и 3 термовставки, на боковых – по 6 термопар и по одной термовставке (рис. 3.3).

Места установки датчиков заднего экрана приведены на рис. 3.4. Горелки расположены на задней стене топки в два яруса (на уровнях 6150 мм и 8750 мм). На рисунке указаны также крайние номера труб каждой панели по реестру.

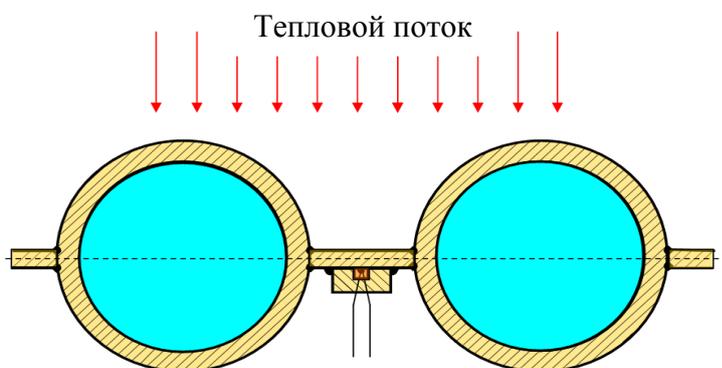


Рис. 3.2. Схема установки датчика температуры для газоплотного котла.

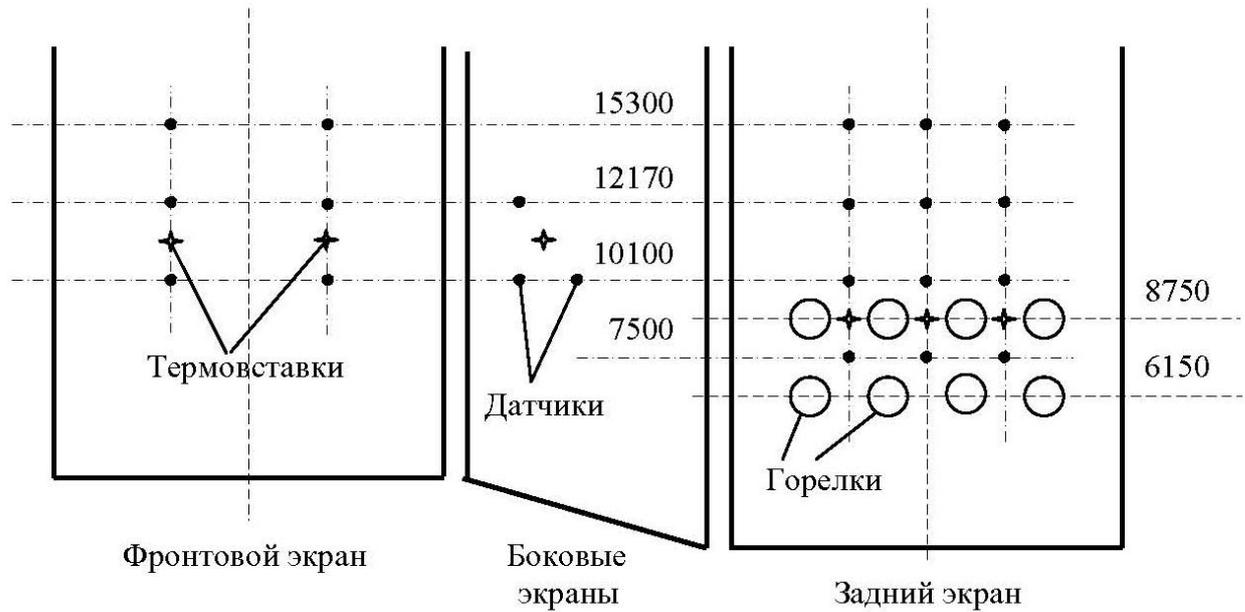


Рис. 3.3. Расположение датчиков температуры на экранах котла ТГМЕ-464 (ст. №1)

По изменению показаний термопар можно судить об изменении теплового воздействия на экраны в результате тех или иных мероприятий.

Весь период эксплуатации и по настоящее время система контроля находилась в работоспособном состоянии.

Одним из преимуществ данной системы является невысокая стоимость датчиков, что дает возможность установки достаточно большого их количества, что сложно осуществить при установке термовставок.

3.2. Пускоостановочный режим

Длительность надежной работы экранной трубы зависит от многих факторов:

- температуры трубы и скорости ее изменения;
- воздействия среды (например, коррозионного);
- свойств металла, отличающихся от среднетемпературных;
- существования неучтенных при проектировании механизмов разрушения металла;
- неучтенных напряжений;
- ошибок персонала;
- разного рода проектных ошибок и т.д.

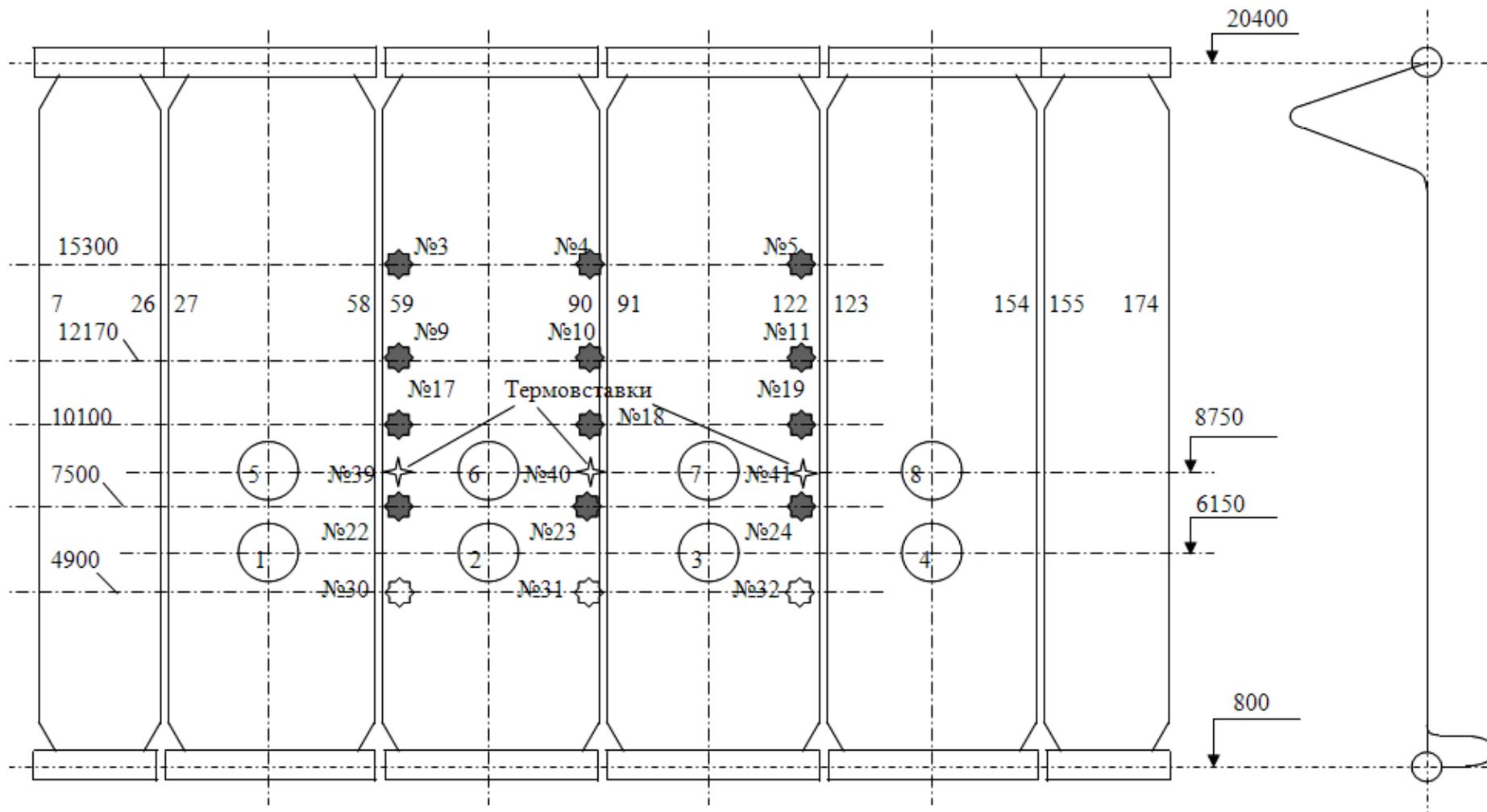


Рис. 3.4. Расположение датчиков температуры на заднем экране

Для прогнозирования срока наступления предельного состояния металла деталей энергоустановок необходимо определить совокупность критериев этого состояния.

Такие критерии, в свою очередь, зависят от условий эксплуатации (температуры, напряжений и т.п.). Кроме того, в них должен быть учтен механизм разрушения детали, который включает в себя такие явления, как ползучесть, усталость, коррозия, эрозия и их различные комбинации.

Однако основными факторами считаются время работы и количество пусков котла. При пусках и остановках имеет место самый тяжелый режим работы экранных труб.

Установленные на топочных экранах датчики позволили проанализировать тепловые процессы, происходящие в топке котла.

На рис. 3.5 приведены основные характеристики изменения режима работы котла при останове и пуске после 3-часового резерва.

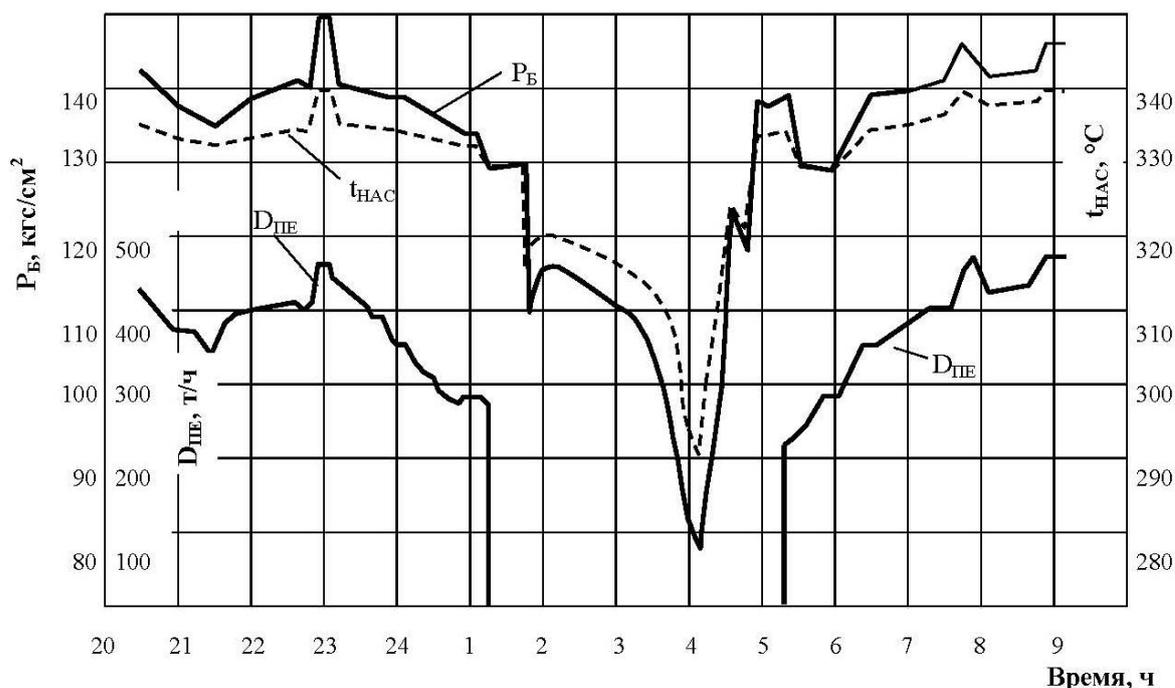


Рис. 3.5. Характеристики останова и пуска котла

В 19:50 котел № 1 работал на мазуте на нагрузке 430 т/ч. В 20:30 был начат перевод котла с мазута на газ. В 22:02 была переведена на газ последняя горелка. Операции по последовательному переводу горелок с мазута на газ нашли отражение в показаниях датчиков.

По итогам этой части эксперимента можно отметить, что погашение и розжиг одной из восьми горелок приводит к изменению показаний близко расположенных датчиков на величину порядка 10 °C, а датчики,

расположенные на боковых стенах, реагируют на погашение и розжиг как крайних, так и центральных горелок.

В 01:20 на нагрузке 280 т/ч котел остановили в горячий резерв. До 01:35 проводилась вентиляция топки дутьевым вентилятором (ДВ) (указатель положения (УП) направляющего аппарата показывал 20 %) и дымососом рециркуляции газов (ДРГ) (УП – 30 %), после чего они были остановлены.

Котел был отключен от магистрали острого пара, после этого кратковременно был открыт сброс пара в атмосферу, в результате давление в барабане было снижено со 130 до 110 кгс/см².

В 3:35 включили ДВ и ДРГ (УП – 30 %) и начали вентиляцию топки. Давление в барабане котла к этому времени снизилось до 105 кгс/см². После начала вентиляции топки давление в котле стало падать быстрее и к 4:05 составило уже 77 кгс/см².

В 4:05 зажгли первую горелку, в 4:14 – четвертую горелку нижнего яруса. В 4:20 начали подпитку котла. Рост давления и температуры пара регулировались горелками и сбросом пара в атмосферу (растопочная РОУ не работала). В 4:35 зажгли горелки № 6 и № 7, а затем № 5 и № 8, горелки № 2 и № 3 погасили. В 5:20 при давлении в барабане 138 кгс/см² и расходе питательной воды 150 т/ч котел был включен в магистраль.

В 5:30 зажгли горелки № 2 и № 3. На ДРГ УП установили на 30 %. В 5:55 на котле была нагрузка 270 т/ч, т.е. близкая к режиму, зафиксированному в 01:10. Расход топлива в этих режимах одинаков. В 6:30 на котле была установлена нагрузка 340 т/ч, а в 9:00 – 455 т/ч, т.е. примерно такая же, как в 23:00.

На рис. 3.6 приведено изменение температуры датчиков № 7 и № 14, установленных на правой стороне переднего экрана напротив крайних правых горелок, при этом датчик № 7 установлен на уровне 12170 мм, а датчик № 14 на уровне 10100 мм.

Показания обоих датчиков в начале эксперимента были несколько ниже температуры насыщения воды в экранных трубах, а колебания их показаний на участке времени до 22:10 связаны с последовательным погашением мазутных форсунок и розжигом газовых горелок. За это время нагрузка на котле снизилась с 430 до 400 т/ч, а котел был переведен с мазута на газ. К 23:00 была установлена нагрузка 460 т/ч. Показания датчика № 14 стабилизировались при этом на уровне 330 °С, а датчика № 7 колебались на уровне 340–350 °С.

Работа котла на минимальной нагрузке перед остановом сопровождалась колебанием длины факела и периодическими прорывами

воздуха к заднему экрану по правой стороне топки, приводящими к резкому уменьшению температуры датчика № 7 на 50–60 °С до температуры значительно меньшей, чем температура насыщения воды в котле при этом давлении. Синхронно с резкими колебаниями температуры датчика № 7 происходили резкие изменения показаний датчика № 14. Так, например, в 0:40 его показания скачком увеличились от 300 почти до 380 °С и оставались такими вплоть до останова котла, что связано, по-видимому, с изменением гидравлического режима среды и появлением паровой пленки на внутренней стенке трубы.

После прекращения вентиляции топки показания обоих датчиков стабилизировались в районе 320 °С и определялись в дальнейшем в основном температурой воды в экранных трубах. На рисунке также виден участок ускоренного снижения температуры датчиков после начала в 3:35 предпусковой вентиляции топки.

После растопки котла на минимальных нагрузках наблюдались резкие колебания показаний уже у датчика № 14, причем температура этого датчика после растопки оказалась на 15–20 °С больше, чем у датчика № 7.

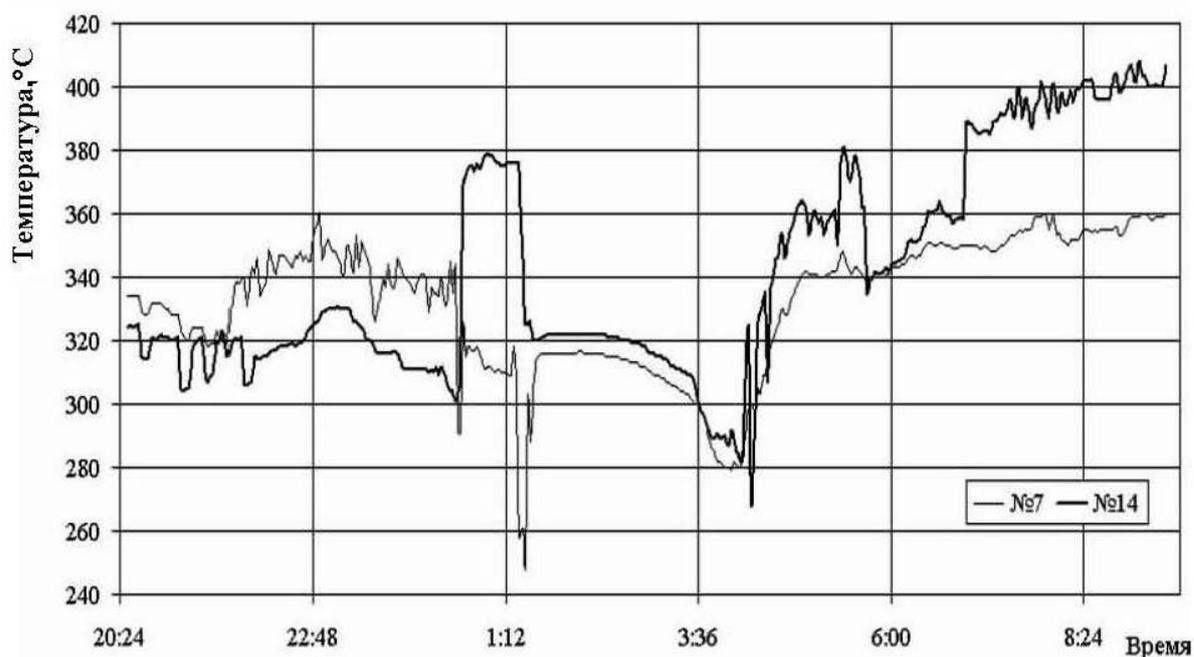


Рис. 3.6. Изменение температуры датчиков № 7 и № 14 в пускоостановочном режиме работы котла

Интересен также участок показаний датчика № 14 с 5:40 до 6:55. В 5:20 котел был включен в магистраль, работали все горелки, кроме № 2 и № 3. После включения в магистраль давление в котле упало

со 138 до 127 кгс/см². Это привело к снижению температуры насыщения примерно на 5 °С. В 5:27 были зажжены горелки № 2 и № 3, что привело к уменьшению длины факела от других горелок.

В 5:30 был открыт направляющий аппарат у ДРГ. Проводилось также изменение подачи воздуха на горелки. В результате температура этого датчика в 5:40 упала сразу на 40 °С. Далее котел постепенно набирал нагрузку и в 6:55 опять произошло скачкообразное увеличение температуры этого датчика на 30 °С. После набора нагрузки до 460 т/ч температура этого датчика оказалась на 30 °С больше, чем при соответствующей нагрузке до останова котла.

На рис. 3.7 приведен температурный режим датчиков левой стороны (№ 6 и № 13), расположенных симметрично датчикам № 7 и № 14. Из сравнения его с рис. 3.6 видим, что горение газа по левой стороне топки более стабильно и экраны не подвергаются таким резким температурным колебаниям, как по правой стороне.

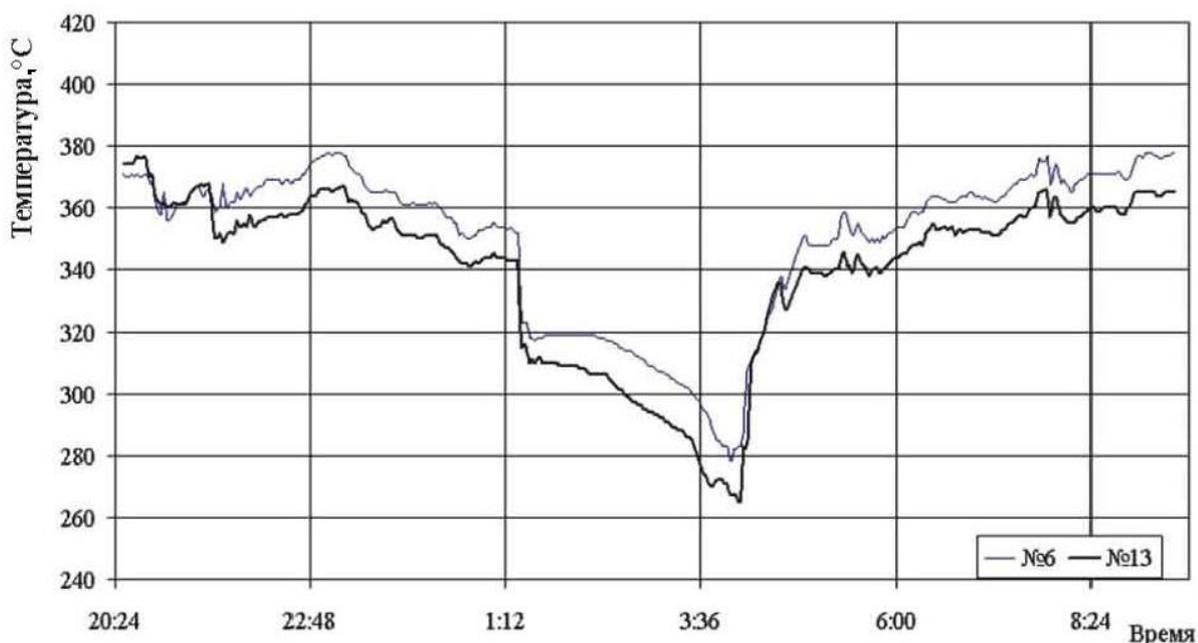


Рис. 3.7. Изменение температуры датчиков № 6 и № 13 в пускоостановочном режиме работы котла

На рис. 3.8 приведен график изменения температур датчиков № 15, № 16, № 20 и № 21, расположенных на уровне 10100 мм на боковых экранах топки. Датчики № 15 и № 16 находятся на правой боковой стене топки, а № 20 и № 21 – на левой. Датчики № 16 и № 20 находятся ближе к горелкам. Из рисунка видно, что левая и правая сторона топки охлаждаются примерно с одинаковой скоростью, а датчики,

расположенные ближе к горелкам, охлаждаются немного быстрее, чем дальние. Сразу после останова котла в 1:20 виден участок вентиляции топки (с 1:22 до 1:32).

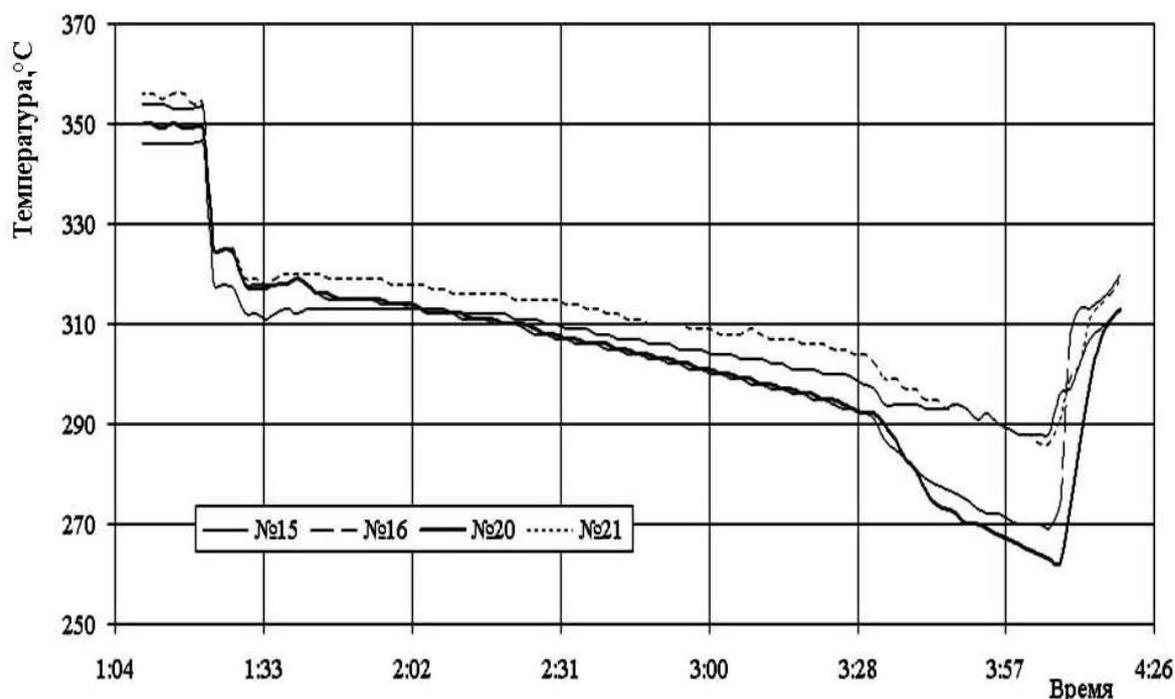


Рис. 3.8. Изменение температуры датчиков № 15, № 16, № 20 и № 21 в пускоостановочном режиме работы котла

Виден также участок предпусковой вентиляции топки (с 3:35 до 4:05).

Из рисунка также видно, что при вентиляции топки быстрее охлаждаются датчики, расположенные ближе к горелкам, через которые и подается в топку вентиляционный воздух (датчики № 16 и № 20).

На рис. 3.9 приведено изменение температуры датчиков № 17, № 18 и № 19, расположенных в зоне высоких температур на заднем экране немного выше верхнего яруса горелок (10100 мм). Из рисунка видно практически симметричное значение температур до и после останова котла и их равенство при одинаковых нагрузках. Интерес вызывает ход температур датчиков № 18 и № 19 во время предпусковой вентиляции топки, который отображает процесс регулирования расхода воздуха через дутьевой вентилятор и через ДРГ.

На рис. 3.10 приведен пример записи показаний на экране компьютера, где можно выбрать шесть любых точек контроля. По оси ординат откладывается время в минутах от контрольной точки. Три верхних линии – это термовставки. Из них термовставка № 40 находится между горелками № 6 и № 7, термовставка № 41 – между

горелками № 7 и № 8, все на уровне 8750 мм. Термовставка № 42 находится на левой стене топки на уровне 10100 мм.

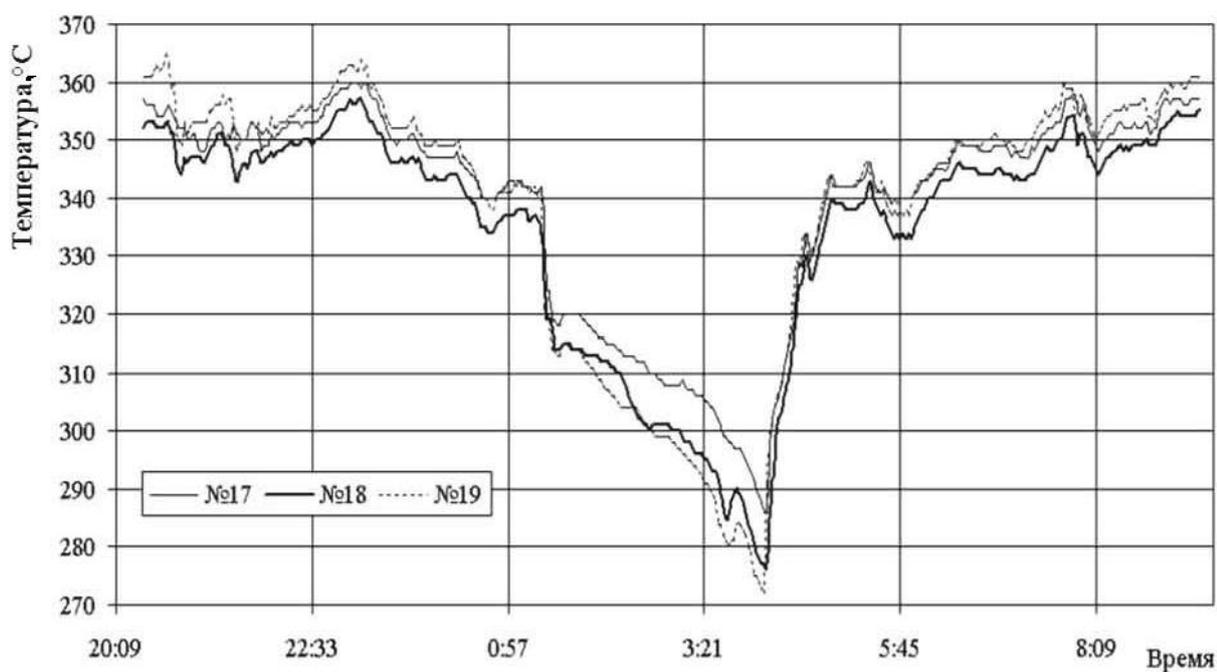


Рис. 3.9. Изменение температуры датчиков №17, № 18 и № 19 в пускоостановочном режиме работы котла

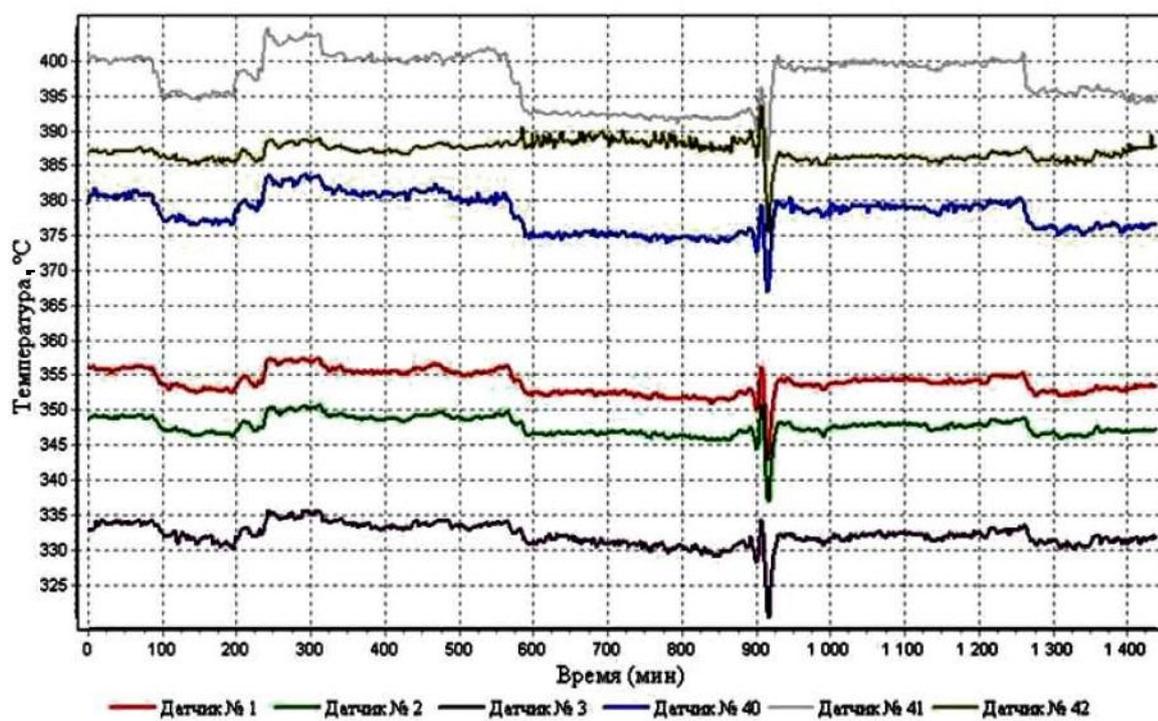


Рис. 3.10. Сравнение показаний термопар на проставках с показаниями термовставок

Датчики № 1 и № 2 находятся на верхнем уровне передней стены топки (15300 мм), а датчик № 3 – справа на верхнем уровне задней стены топки.

Как видно из рис. 3.10, все датчики температуры синхронно и с соизмеримыми амплитудами реагируют на тепловые возмущения, за исключением того, что показания термопар примерно на 40 °С ниже, чем у термовставок.

Скорость изменения температуры датчиков при розжиге и погашении горелок составляет примерно 15–20 °С /мин.

3.3. Влияние нагрузки и расположение факела

На рис. 3.11 приведены показания датчиков при увеличении нагрузки котла с 400 до 490 т/ч при работе на газе в заводском режиме. При увеличении нагрузки котла все датчики увеличили свои показания на величину от 6 до 26 °С. Показания термовставок увеличились в среднем на 15 °С.

Расположение датчиков № 3, № 9, № 17, № 22 и № 30 показано на рис. 3.4. Максимальную температуру имеет датчик № 22, расположенный между ярусами горелок (7500 мм). Несколько меньшую температуру имеет датчик № 17 (10100 мм), еще ниже температура у датчика № 30 (4900 мм), затем идут датчик № 9 (12170 мм) и № 3 (15300 мм).

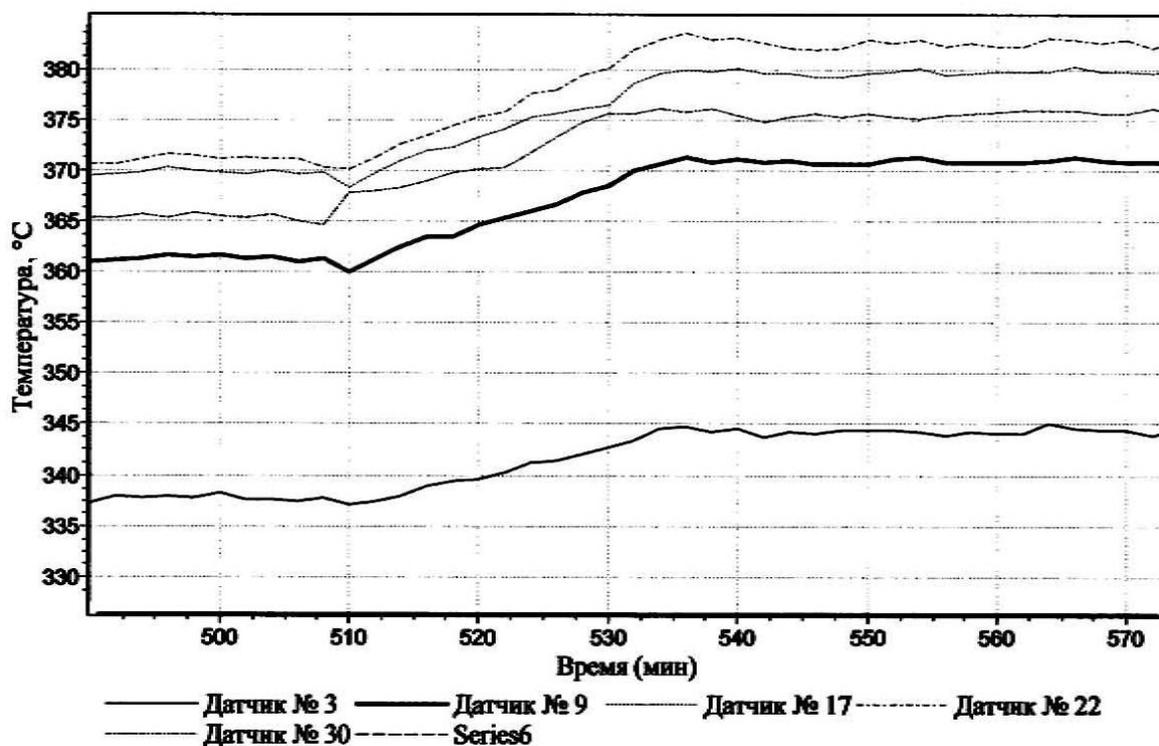


Рис. 3.11. Датчики правого вертикального ряда заднего экрана

На рис. 3.12 приведено изменение температуры датчиков, расположенных на правой стене топки. Максимальную температуру имеет датчик № 15, расположенный на дальней панели на уровне 10100 мм. Несколько меньшую температуру имеет датчик № 27, расположенный несколько ниже датчика № 15 (8750 мм). Еще ниже температура у датчика № 16, расположенного на средней панели на уровне 10100 мм. Еще ниже температура у датчика № 28, расположенного на средней панели на уровне 8750 мм, близкую к нему температуру (но все же чуть ниже) имеет датчик № 29, расположенный на ближней панели на уровне 8750 мм, и уже существенно более низкую температуру имеет датчик № 8, расположенный на дальней панели на уровне 12170 мм.

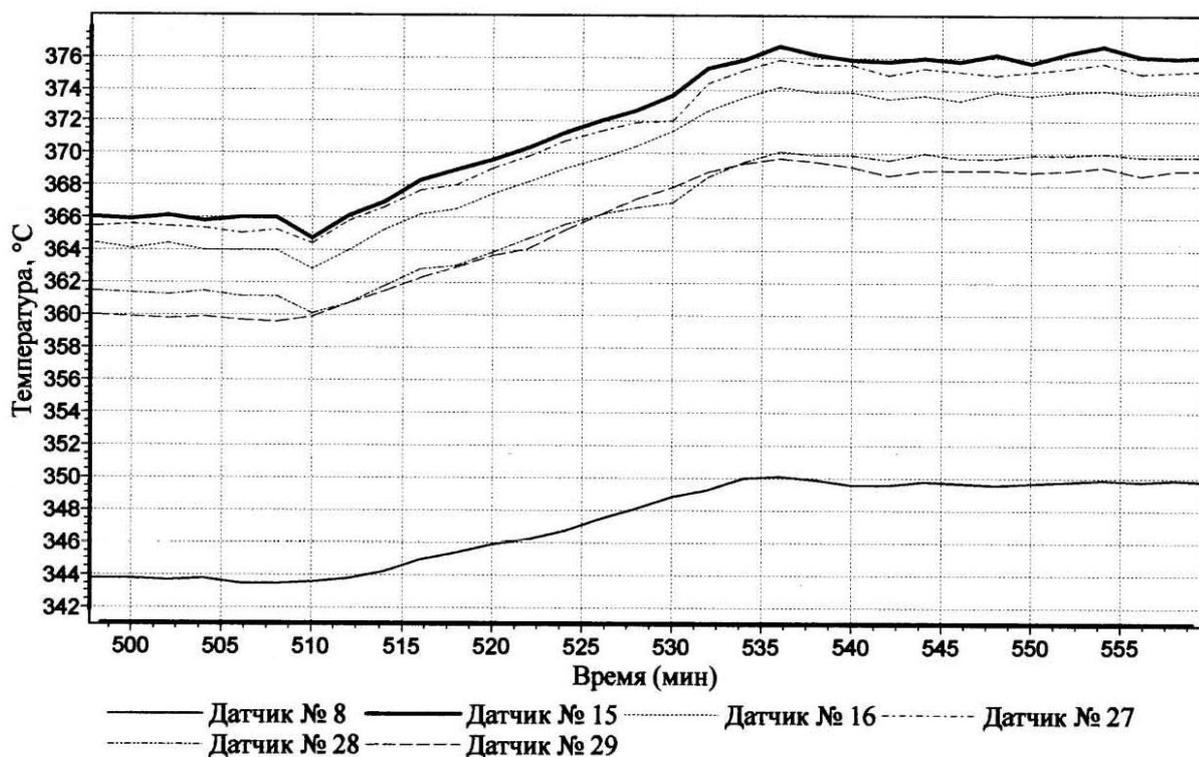


Рис. 3.12. Датчики правой стены топки

На рис. 3.13 приведено изменение температуры датчиков левой стены топки. Максимальную температуру имеет датчик № 21, также расположенный на дальней панели на уровне 10100 мм. Близкую к нему температуру имеет датчик № 20, расположенный на этом же уровне, но на средней панели. Еще несколько ниже температура у датчика № 33, расположенного на ближней панели на уровне 8750 мм. Далее по ходу уменьшения температуры следуют датчик № 12, расположенный на дальней панели на уровне 12107 мм, датчик № 34, расположенный

на средней панели на уровне 8750 мм, и датчик № 35, расположенный на дальней панели на уровне 8750 мм.

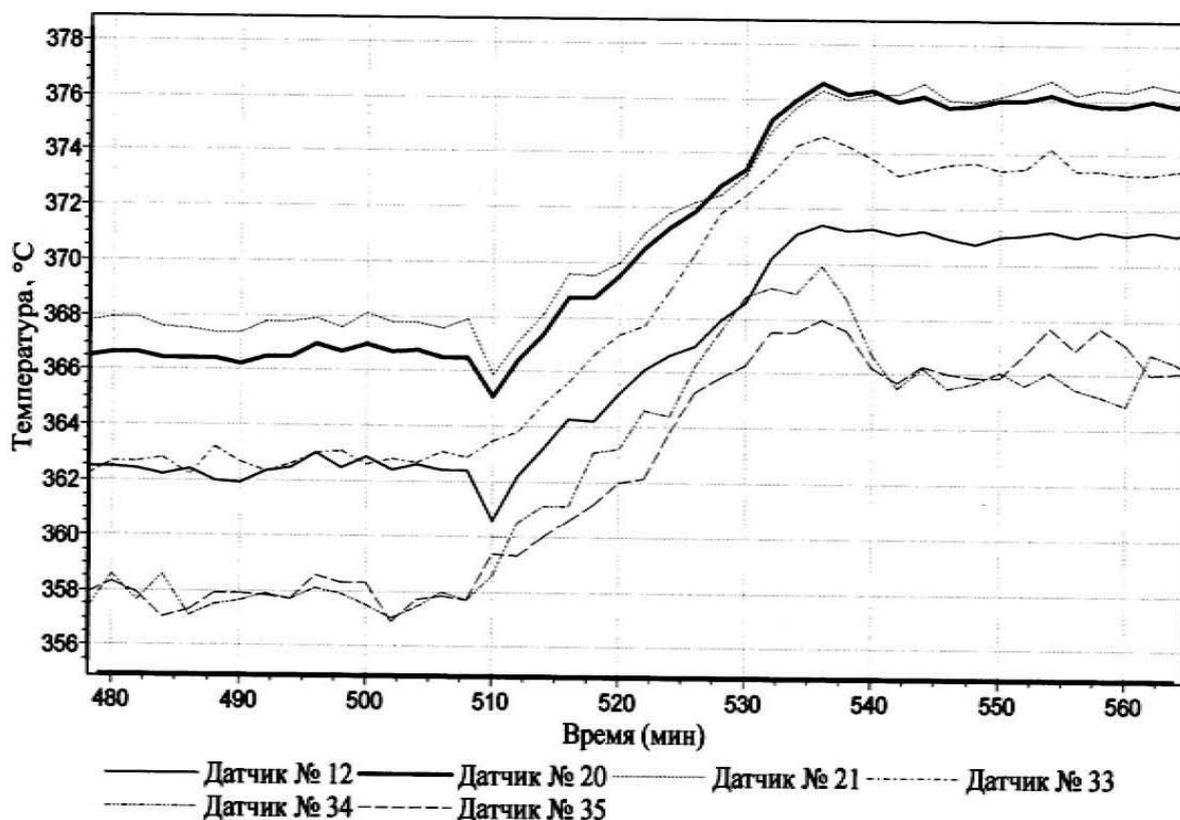


Рис. 3.13. Датчики левой стены топки

Как видно из сравнения рис. 3.12 и рис. 3.13, максимальные температуры по сторонам располагаются в районе дальней панели симметрично оси топки с той разницей, что по правой стороне зона высоких температур располагается несколько ниже, а по левой стороне – несколько ближе к горелкам. Таким образом, факел в топке располагается симметрично относительно горелок, но со сдвигом максимальных температур в район дальней панели.

На рис. 3.14 приведены показания датчиков правого вертикального ряда переднего экрана. Максимальную температуру имеет датчик № 14, расположенный на уровне 10100 мм, значительно более низкую температуру имеет датчик № 26, расположенный несколько ниже, на уровне 8750 мм, т.е. на уровне верхнего ряда горелок. И практически одинаковую и еще более низкую температуру имеют датчики, расположенные выше, т.е. датчик № 7, расположенный на уровне 12170 мм, и датчик № 2, расположенный на уровне 15300 мм.

По левому вертикальному ряду картина аналогичная, область максимальных температур находится на уровне верхнего ряда горелок с их снижением на более высоких уровнях.

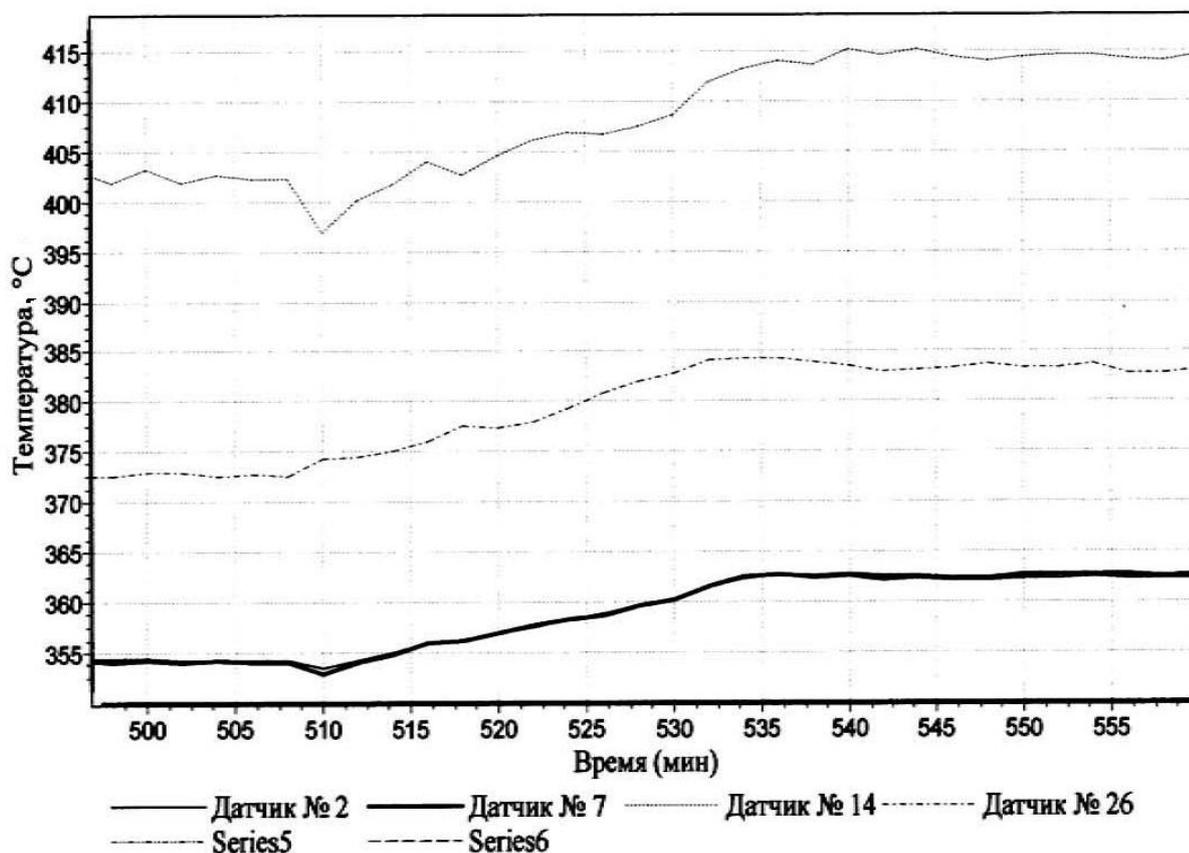


Рис. 3.14. Датчики правого вертикального ряда переднего экрана

Таким образом, можно отметить, что при нагрузках, близких к максимальным, при работе котла на газе факел по глубине топки имеет относительно небольшой вертикальный изгиб – всего 1,3 м, а зона максимальных температур располагается в дальней трети топки от горелок, т.е. ближе к передней стене топки.

3.4. Нестехиометрическое сжигание газа

Передача тепла в топочной камере происходит в основном излучением. Тепловосприятием топочных экранов за счет конвекции обычно пренебрегают, так как скорости газов в топочной камере малы.

При сгорании топлива в топке образуется факел, пламя которого имеет светящуюся и не светящуюся части.

Количество тепла, передаваемого в топке, определяется по уравнению

$$Q_{\text{л}} = \alpha_{\text{T}} \sigma_0 \psi_{\text{Э}} F_{\text{СТ}} (T^4 - T_{\text{СТ}}^4), \quad (3.1)$$

где α_{T} – степень черноты топки; σ_0 – коэффициент излучения абсолютно черного тела; $\psi_{\text{Э}}$ – коэффициент тепловой эффективности топочных экранов; $F_{\text{СТ}}$ – общая площадь стен топки, м^2 ; T – средняя температура газов в топке, К; $T_{\text{СТ}}$ – средняя температура тепловоспринимающих поверхностей нагрева, К.

Степень черноты топки α_{T} связана со степенью черноты факела $\alpha_{\text{ф}}$ и тепловой эффективностью экранов $\psi_{\text{Э}}$ формулой

$$\alpha_{\text{T}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{1}{\alpha_{\text{ф}}} - 1 \right) \psi_{\text{Э}}}, \quad (3.2)$$

где $\alpha_{\text{ф}}$ определяется по уравнению

$$\alpha_{\text{ф}} = m \alpha_{\text{СВ}} + (1 - m) \alpha_{\text{Г}}. \quad (3.3)$$

В (3.3) m – коэффициент, зависящий от вида топлива и способа его сжигания $\alpha_{\text{СВ}}$ – степень черноты светящейся части пламени; $\alpha_{\text{Г}}$ – степень черноты несветящейся (газовой) части пламени.

При стехиометрическом соотношении топлива и воздуха максимальные температуры развиваются примерно в плоскости расположения горелок и составляет обычно не более 0,3 высоты топки ($X \leq 0,3$).

В условиях, когда воспламенение топлива затягивается, например при недостаточном предварительном перемешивании природного газа с воздухом, когда газовый факел становится светящимся или при плохом распыле мазута, уровень максимальных температур может смещаться вверх и достигать $X = 0,35-0,40$.

Чем большую часть топки занимаем светящееся пламя, тем больше коэффициент m . При сжигании угольной пыли излучающая способность по длине факела меняется мало и почти весь объем топки занят светящимся факелом. Чем выше светимость факела, тем больше его степень черноты. Светимость мазутного факела примерно до 0,6 высоты топки выше, а при $X > 0,7$ меньше, чем светимость угольного факела. Верхняя (газовая) часть мазутного пламени прозрачна, не светится.

Аналогичный ход изменения степени черноты факела наблюдается при сжигании природного газа в случае неполного его предварительного перемешивания или недостатка воздуха на нижнем ярусе горелок. Если на нижнем ярусе горелок создать глубокий дефицит кислорода, когда коэффициент избытка воздуха в зоне активного горения становится меньше единицы ($\alpha \approx 0,7$), то как при работе на газе, так и на мазуте светимость факела опять начнет уменьшаться, но уже из-за большого количества не успевающих быстро выгореть сажистых частиц.

Кроме этого, при дефиците окислителя в зоне горения газовое пространство заполняется значительной долей окиси углерода (CO) вместо двуокиси (CO₂). Эта замена излучающего (трехатомного) газа неизлучающим (двухатомным) газом приводит к снижению излучающей способности этой зоны горения и уменьшению лучистого потока на экраны.

Таким образом, имеется возможность за счет изменения соотношения топливо-воздух по горелкам регулировать светимость и излучающую способность по длине факела и тем самым влиять на распределение тепловых потоков в топке.

Внедрение нестехиометрических режимов сжигания топлива в ряде случаев задерживается из опасений, что это может привести к перегреву экранных труб вследствие изменения размеров факела. Для проверки этой возможности была проведена серия испытаний при нагрузке 400 т/ч, основные результаты которых приведены ниже.

В режиме № 2 по сравнению с режимом № 1 (заводском, с равномерным распределением топлива и воздуха по горелкам) было уменьшено давление газа на верхнем ярусе горелок с 0,32 до 0,1 кгс/см².

Для поддержания нагрузки на том же уровне на нижнем ярусе горелок давление газа было увеличено до 0,52 кгс/см². На 20 % была снижена загрузка ДРГ (потребляемый ток снизился с 20 до 17 А). Нагрузка дутьевого вентилятора не менялась. Суммарный ток собственных нужд с учетом дутьевого вентилятора снизился на 3 %. Коэффициент полезного действия (КПД) котла, который по данным замеров рассчитывался методом обратного баланса, снизился на 0,1 %. В результате имело место уменьшение концентрации NO_x с 116 до 93 ppm, т.е. на 20 %.

Реакция датчиков температуры на перевод котла из обычного режима в режим нестехиометрического сжигания топлива (из режима № 1 в режим № 2) приведена на рис. 3.15. Как видно из рисунка, перевод котла в нестехиометрический режим сжигания привел к снижению температур, установленных в зоне максимального тепловыделения.

На рис. 3.15 приведены показания термовставок. Начало перевода котла в режим нестехиометрического сжигания топлива имело место при показании текущего времени по оси абсцисс 980 мин. Возврат к исходному режиму был проведен начиная с 1095 мин. Максимальную температуру имеет датчик № 41, это термовставка, расположенная между горелками № 7 и № 8 верхнего яруса. Несколько меньшую температуру имеет термовставка № 38, расположенная на правой боковой стене топки. Еще меньшую температуру имеет термовставка № 36, расположенная между нижними датчиками левого вертикального ряда передней стены топки, следующая по уровню температуры – термовставка № 40, установленная между средними горелками верхнего яруса на задней стене топки. Далее следует термовставка № 37, установленная симметрично № 36, но только на правом вертикальном ряду передней стены топки. И нижняя линия – это термовставка № 42, установленная симметрично термовставке № 38 на левой боковой стене топки.

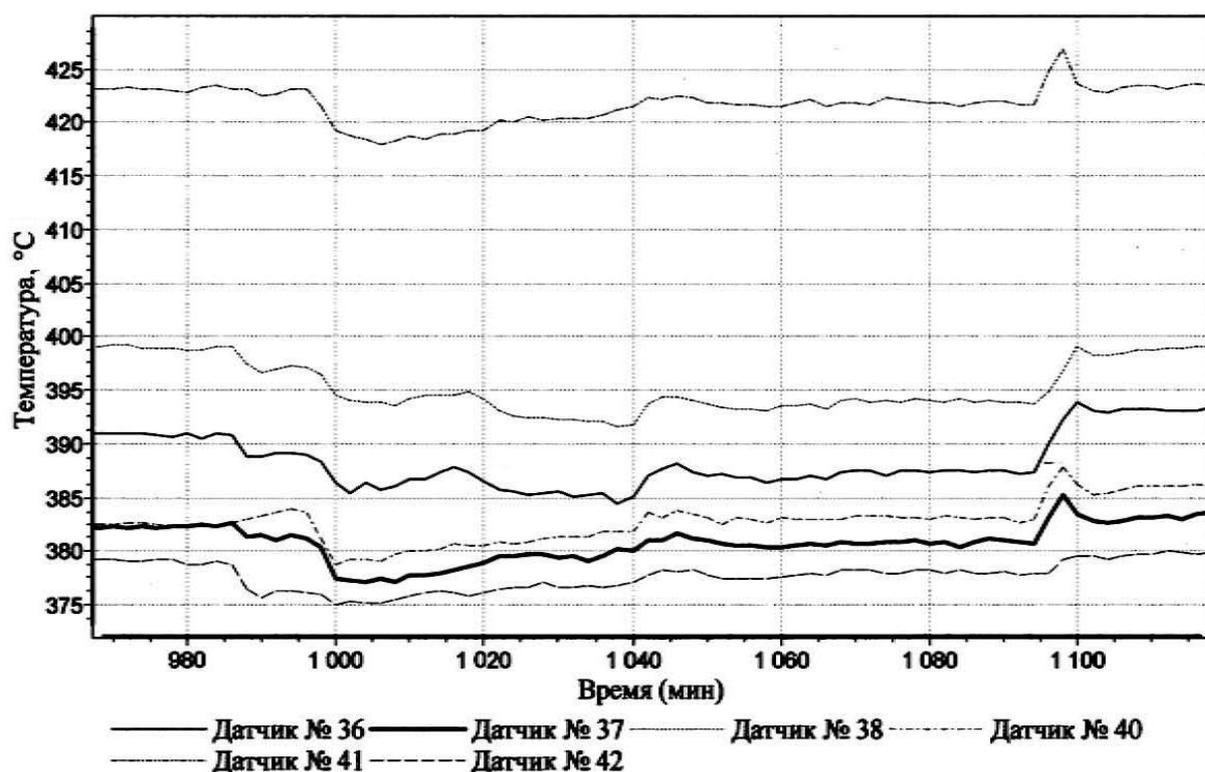


Рис. 3.15. Показания термовставок

Как видно из рис. 3.15, показания термовставок в среднем снизились примерно на 3 °C, что, эквивалентно снижению нагрузки котла на 20 т/ч.

На рис. 3.16 приведены показания датчиков правой стены топки, расположенных на уровне верхнего яруса горелок (8750 мм).

Максимальную температуру имеет датчик № 27, расположенный на дальней панели, затем датчик № 28, расположенный на средней панели, и наименьшую из них имеет датчик № 29, расположенный на ближней панели.

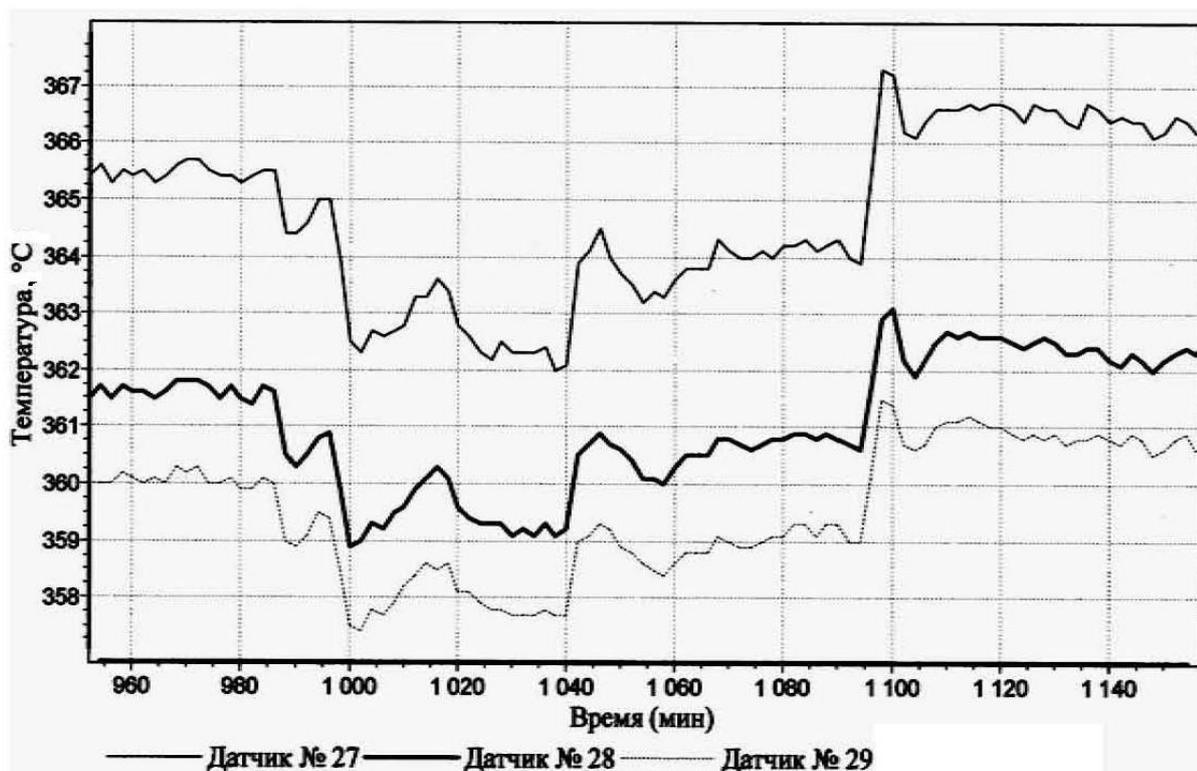


Рис. 3.16. Датчики правой стены топки, расположенные на уровне 8750 мм

Как видно из рисунка, в режиме № 2 также имело место снижение температуры на всех датчиках.

На рис. 3.17 приведены показания датчиков левой стены топки, расположенных на уровне верхнего яруса горелок (8750 мм). Максимальную температуру имеет датчик № 33, расположенный на ближней панели, температура у датчиков № 34 и № 35 примерно одинакова. Здесь также видно явное снижение температуры, которое у датчика № 33 составляет 4 °С, что эквивалентно снижению нагрузки на 40 т/ч.

На рис. 3.18 приведены показания датчиков нижнего ряда задней стены топки, расположенных ниже нижнего яруса горелок. Максимальную температуру имеет датчик № 31, расположенный в центре, затем датчик № 30, расположенный в правом вертикальном ряду, и самую низкую температуру имеет датчик № 32, расположенный в левом вертикальном ряду.

На этих датчиках также зарегистрировано снижение температуры при переводе котла в режим нестехиометрического сжигания топлива.

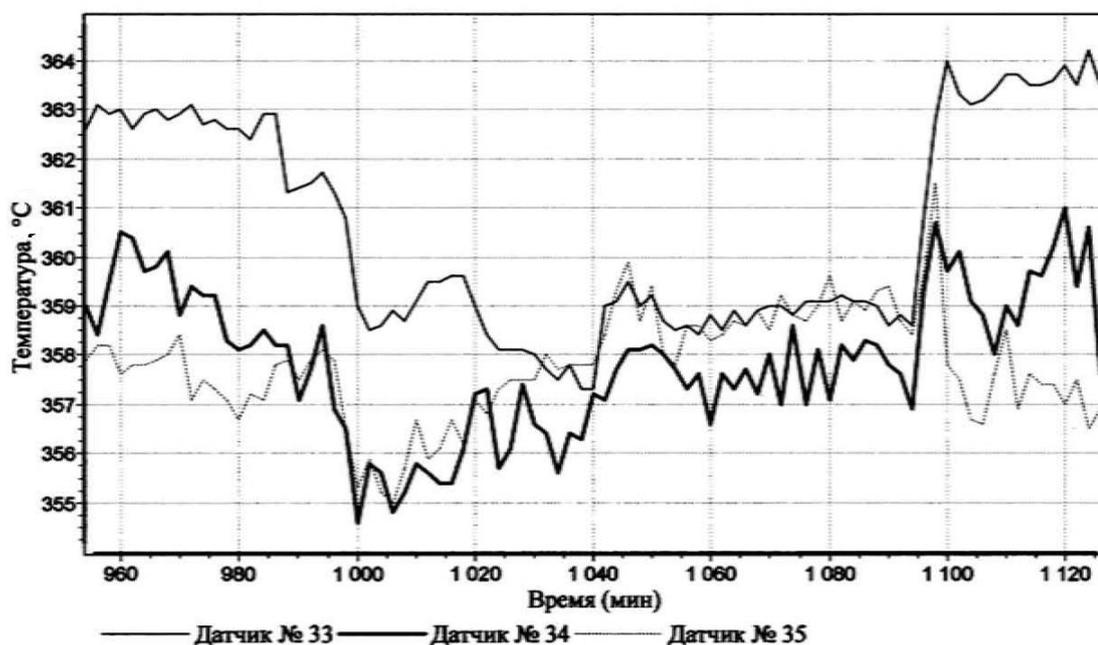


Рис. 3.17. Датчики левой стены топки, расположенные на уровне 8750 мм

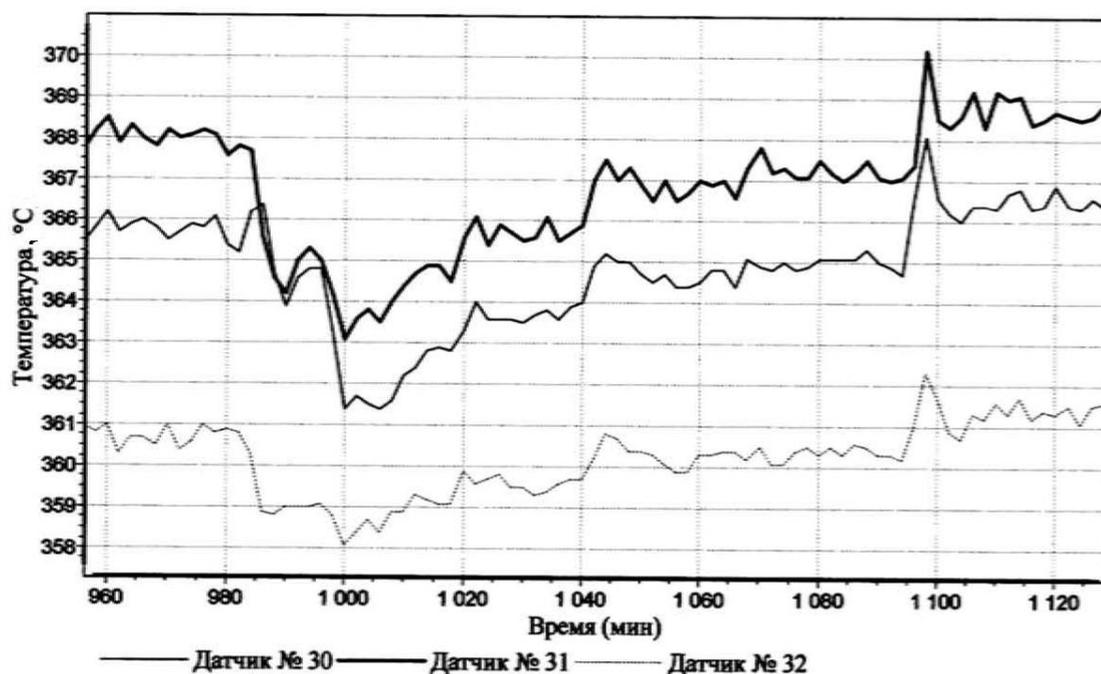


Рис. 3.18. Датчики нижнего ряда задней стены топки

Небольшое увеличение температуры, примерно на 1 °С, отмечалось только на датчиках, установленных в верхней части топки (15300 мм), рис. 3.19. Верхняя линия на рисунке – это показания датчика № 1, установленного в левом вертикальном ряду передней стены топки, затем

идет датчик № 2, установленный в правом вертикальном ряду передней стены топки, затем датчик № 5, установленный в левом вертикальном ряду задней стены топки, затем датчик № 3, установленный в правом вертикальном ряду задней стены топки. Наименьшую температуру показывает датчик № 4, установленный в среднем вертикальном ряду задней стены топки.

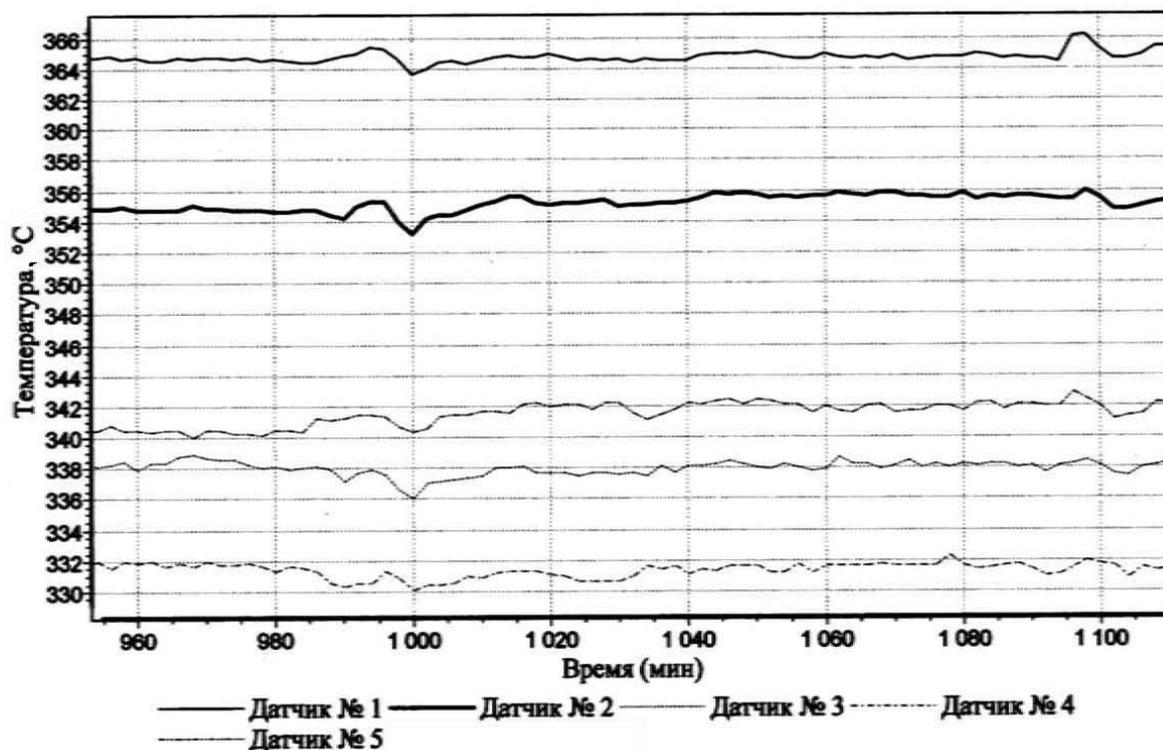


Рис. 3.19. Температура на верхних датчиках (15300 мм)

Как видно из рис. 3.19, температура в районе передней стены топки в ее верхней части заметно выше, чем у задней стены.

Еще более глубокий уровень нестехиометрии был осуществлен в режиме № 3, когда были погашены средние горелки верхнего яруса. Давление газа перед двумя оставшимися крайними горелками верхнего яруса было установлено на уровне $0,05 \text{ кгс/см}^2$.

На нижнем ярусе давление газа составляло $0,57 \text{ кгс/см}^2$. В таком режиме котел нес нагрузку 365 т/ч. Концентрация NO в дымовых газах в пересчете на стандартный избыток воздуха $\alpha = 1,4$ составила 36 ppm, а выброс окислов азота по сравнению с режимом № 1 уменьшился на 45 %. Снижение КПД котла при этом составило около 0,2 %. Нагрузка ДВ была увеличена на 3 %, а ДРГ снижена на 1,5 %. При концентрации O_2 в 1,5 % концентрация CO в режимном сечении в пересчете на $\alpha = 1,4$ составила 175 ppm.

Изменение температуры термовставок при переходе из режима № 3 в обычный режим (№ 1) приведено на рис. 3.20. Снижение температуры термовставок в режиме № 3 составило в среднем 5 °С.

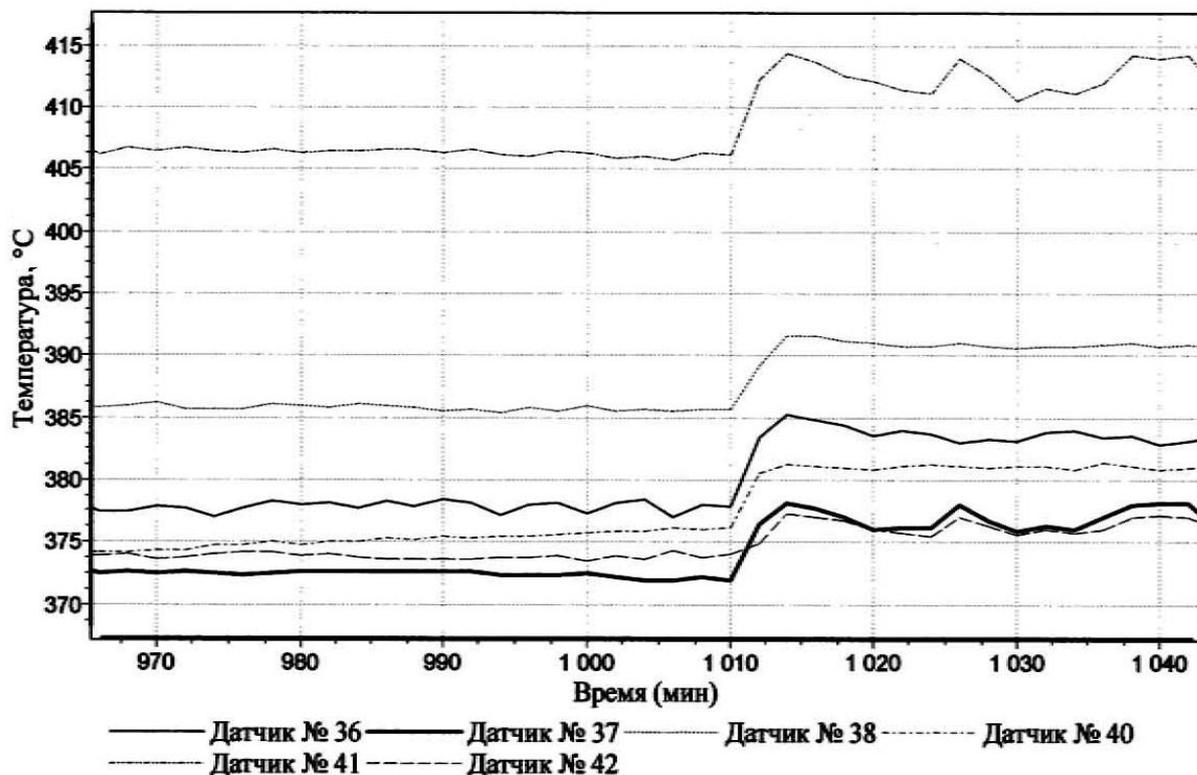


Рис. 3.20. Показания термовставок

Максимальную температуру имеет датчик № 41, это термовставка, расположенная между горелками № 7 и № 8 верхнего яруса. Несколько меньшую температуру имеет термовставка № 38, расположенная на правой боковой стене топки. Еще меньшую температуру имеет термовставка № 36, расположенная между нижними датчиками левого вертикального ряда передней стены топки, следующая по уровню температуры – термовставка № 40, установленная между средними горелками верхнего яруса на задней стене топки. По сравнению с рис. 3.15 изменилось только относительное расположение линий температуры термовставок № 42 и № 37. При нестехиометрическом режиме теперь температура больше стала у термовставки № 42.

Наиболее сильный эффект подавления образования окислов азота имел место при ступенчатом сжигании топлива, когда отключены все горелки верхнего яруса (режим № 4). В таком режиме котел нес нагрузку 305 т/ч. Концентрация NO в дымовых газах в пересчете на стандартный избыток воздуха $\alpha = 1,4$ составила 22 ppm, а выброс окислов азота

по сравнению с режимом № 1 уменьшился на 70 %. Снижение КПД котла при этом составило около 0,2 %. Нагрузка ДВ была увеличена на 3 %, а ДРГ снижена на 1,5 %. Концентрация СО в режимном сечении в пересчете на $\alpha = 1,4$ составила 170 ppm.

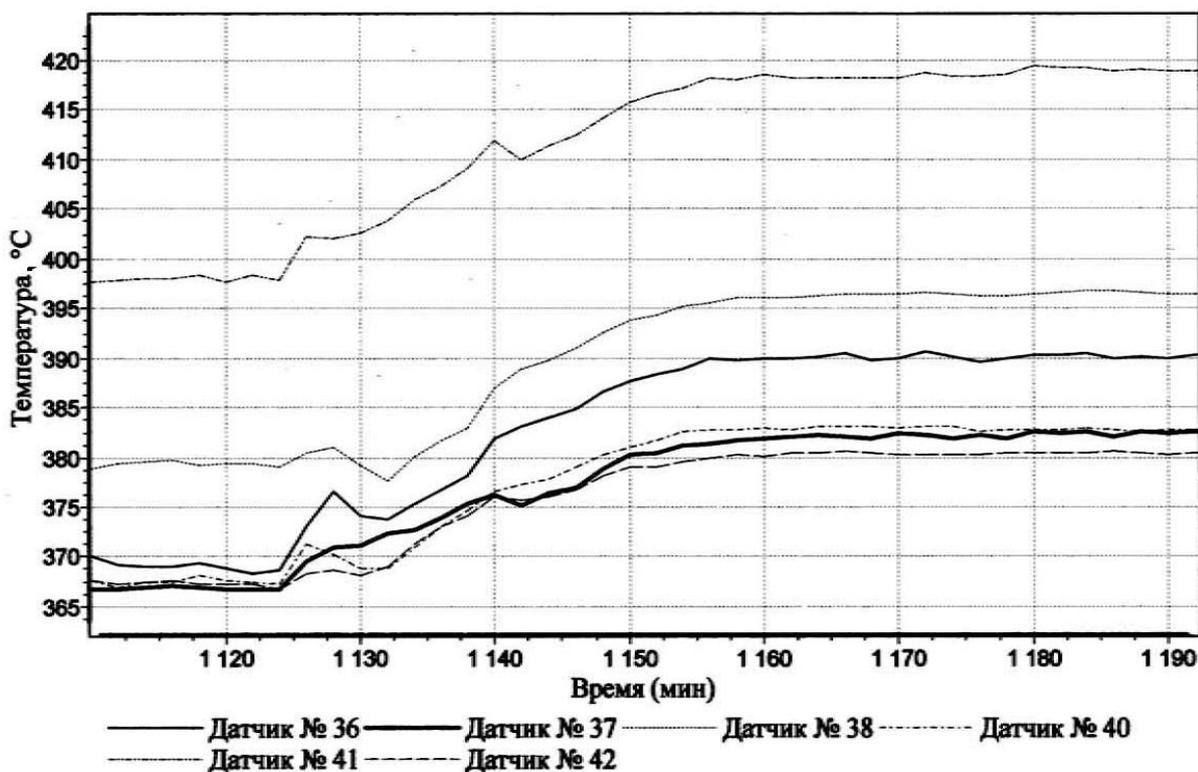


Рис. 3.21. Показания термовставок при переводе котла из режима № 4 в обычный с последующим набором нагрузки до 405 т/ч

На рис. 3.21 приведено изменение температуры термовставок при переводе котла из режима № 4 в обычный с одновременным ростом нагрузки на 100 т/ч (с 305 до 405 т/ч). Расположение линий температур на рис. 3.21 такое же, как на рис. 3.20.

3.5. Отключение дымососа рециркуляции газов

Дымосос рециркуляции газов является эффективным средством для снижения выбросов окислов азота и уменьшения максимальных температур в топке, однако потребляет до 30 % от всего расхода электроэнергии на собственные нужды котла. Поэтому особый интерес представляет возможность отключения ДРГ при обеспечении тех же экологических требований за счет организации нестехиометрического сжигания топлива и реакция на этот процесс температурных условий в районе экранов котла.

На рис. 3.22 приведено изменение температуры термовставок при отключении ДРГ.

Останов ДРГ привел к некоторому росту нагрузки без изменения расхода топлива машинистом и увеличению КПД котла на 0,2 %. Однако концентрация окислов азота при этом увеличилась с 60 до 160 ppm. Давление газа перед горелками при равномерной нагрузке всех горелок составило 0,20 кгс/см².

Как видно из рисунка, останов ДРГ привел к увеличению температуры термовставок в среднем на 5 °С.

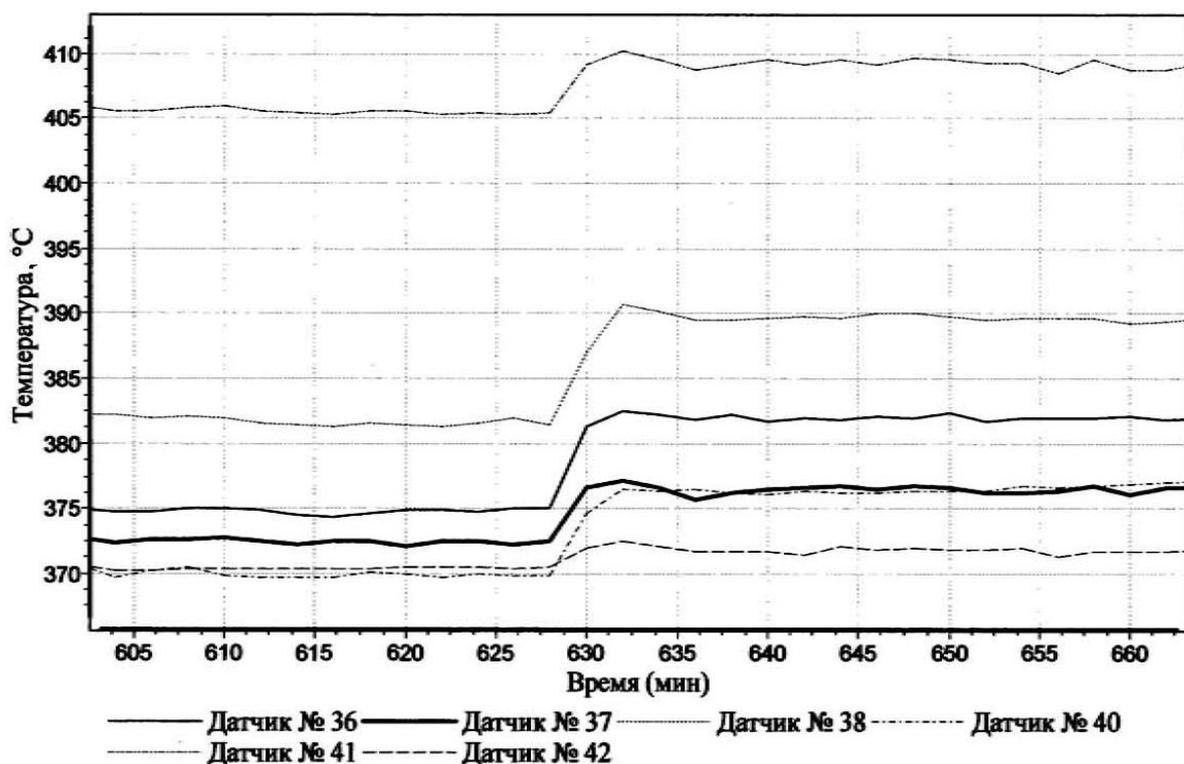


Рис. 3.22. Показания термовставок при отключении ДРГ на нагрузке 305 т/ч

Погасив горелки верхнего яруса и увеличив давление газа перед горелками нижнего яруса до 0,47 кгс/см², сохранили нагрузку 310 т/ч. Концентрация окислов азота упала до 50 ppm, т.е. стала даже ниже, чем при работающем ДРГ. Однако для ограничения концентрации СО нагрузка ДВ была увеличена на 5 %, в результате чего О₂ увеличился с 0,9 до 3,0 %. За счет этого КПД котла снизился на 0,4 %. Расход электроэнергии на собственные нужды при этом уменьшился на 15 %, что компенсирует снижение КПД котла по сравнению с работой с ДРГ (на 0,2 %) и дает дополнительно примерно 50 кВт мощности.

В результате проведенных испытаний был сделан вывод о том, что ДРГ и нестехиометрические режимы сжигания топлива по эффективности подавления образования окислов азота примерно равноценны, но нестехиометрические режимы приводят к более заметному снижению КПД, чем включение ДРГ (в среднем на 0,3 % по сравнению с 0,2 % у ДРГ). Однако отключение ДРГ позволяет примерно на 15–20 % снизить расход электроэнергии на собственные нужды, что обеспечивает более высокую экономичность таких режимов.

Испытания в натуральных условиях впервые показали, что нестехиометрические режимы для котла ТГМЕ-464 при работе на газе опасности не представляют, более того, они могут служить способом для снижения максимальных температур, что повышает надежность и длительность работы экранных труб.

3.6. Особенности нестехиометрического сжигания мазута

Одной из основных проблем при эксплуатации котлов НК ТЭЦ-2 в 2000 г. была высокая повреждаемость труб заднего экрана при работе на мазуте. При этом повреждения были локализованы районом расположения горелок. Задачей испытаний был поиск режимов сжигания мазута, при котором не было бы повреждений заднего экрана.

При этом была принята гипотеза, что если обеспечить температурные условия в районе заднего экрана такие же, как при работе на газе, то и повреждаемость их должна уменьшиться. Вопросы влияния изменения газового состава на скорость коррозии наружной поверхности не учитывались, так как основной причиной выхода из строя экранных труб являлся их перегрев.

В отличие от сжигания газа, где перераспределение топлива по ярусам горелок производится за счет изменения давления газа, снижение давления мазута приводит не только к уменьшению его расхода, но и к ухудшению качества распыла мазута.

Однако на котле № 1 перед испытаниями вместо паромеханических были установлены экспериментальные форсунки нового типа (пароакустические), которые обеспечивали хороший распыл мазута в широком диапазоне давлений. Так, например, если форсунки ГРФПМ-4000 хорошо работают в интервале давления мазута от 30 до 40 кгс/см², то новые форсунки могли работать при давлениях мазута от 5 до 30 кгс/см².

Далее приводятся результаты испытаний котла при нагрузке 480 т/ч. Испытания начали при работе котла на газе при равномерном

распределении топлива и воздуха по горелкам (режим № 1). Затем на этой же нагрузке котел перевели на мазут на новых форсунках. Сначала использовалось равномерное распределение топлива по горелкам, давление мазута $P_M = 14 \text{ кгс/см}^2$ (режим № 2), затем перераспределили давление мазута по ярусам. На верхнем ярусе установили $P_{МВ} = 5 \text{ кгс/см}^2$, а на нижнем $P_{МВ} = 28 \text{ кгс/см}^2$ (режим № 3). После этого дополнительно уменьшили давление общего воздуха с 560 до 520 кгс/м^2 (режим № 4). Во всех этих режимах ДРГ был отключен. Одновременно проводилось пирометрирование топки через штатные лючки.

При переходе с газа на мазут (с режима № 1 на режим № 2) температура всех датчиков увеличилась в среднем на $2,9 \text{ }^\circ\text{C}$, при этом наиболее сильно температура выросла на ярусе 7500 мм датчиков заднего экрана, расположенных между ярусами горелок – на $8,3 \text{ }^\circ\text{C}$. На ярусе 10100 мм температура увеличилась на $3,1 \text{ }^\circ\text{C}$, на ярусе 12170 мм – на $1,3 \text{ }^\circ\text{C}$ и на верхнем ярусе на $1,2 \text{ }^\circ\text{C}$. Средняя температура датчиков заднего экрана увеличилась на $5,1 \text{ }^\circ\text{C}$.

При переходе на нестехиометрическое сжигание (режим № 3) средняя температура датчиков заднего экрана уменьшилась на $3,6 \text{ }^\circ\text{C}$, температура на ярусе между горелками при этом уменьшилась на $3,7 \text{ }^\circ\text{C}$.

Средняя температура датчиков переднего экрана увеличилась на $1,3 \text{ }^\circ\text{C}$, левого бокового – практически не изменилась, а правого бокового увеличилась на $6,0 \text{ }^\circ\text{C}$.

Принимая во внимание, что при переходе на нестехиометрическое сжигание топлива увеличивается температура датчиков правого экрана и правого датчика переднего экрана, можно предположить, что ближняя к правому экрану форсунка (горелка № 1) была установлена с некоторым перекосом. При этом, когда скорость выгорания мазута уменьшается, увеличивается длина факела. Факел приближается к правому экрану в дальней его части, что приводит к росту температуры металла. Это свидетельствует также о том, что в этой зоне, несмотря на организованный избыток топлива, воздуха оказалось достаточно за счет его подачи через горелки верхнего яруса.

При переходе на нестехиометрическое сжигание мазута резко снизилась температура факела в его прикорневой зоне. Так, например, по данным пирометрирования температура факела у лючка № 1 снизилась с 1490 до $1130 \text{ }^\circ\text{C}$, а у лючка № 6 – с 1340 до $1070 \text{ }^\circ\text{C}$. В то же время температура факела в районе фронтальной (передней) стены топки на $30 \text{ }^\circ\text{C}$ увеличилась. Это также свидетельствует о перемещении зоны максимальных температур в сторону фронтального экрана.

Уменьшение общего воздуха до появления небольшого химнедожога (20–30 ppm CO, режим № 4) привело к дальнейшему уменьшению температурных уровней заднего экрана. Средняя температура заднего экрана по сравнению с равномерным распределением мазута по горелкам снизилась на 7,2 °С. Температура на нижнем ярусе заднего экрана также уменьшилась и общее снижение температуры достигло 8,3 °С.

Температура датчиков переднего экрана продолжала повышаться и ее среднее увеличение достигло 6,2 °С. Температура левого бокового экрана по сравнению с режимом № 2 уменьшилась в среднем на 3,0 °С, а правого увеличилась на 4,0 °С.

По данным пирометрирования температура факела в прикорневой зоне при этом не изменилась, а максимальный уровень температуры немного снизился (примерно на 20 °С).

Таким образом, за счет перераспределения давления мазута по ярусам горелок и корректировки расхода воздуха удалось добиться, что средняя температура трех датчиков нижнего яруса заднего экрана, расположенных в наиболее теплонапряженной зоне, оказалась такой же, как при работе на газе.

Это свидетельствует о том, что даже при практически максимальной нагрузке котла и при отключенном ДРГ за счет организации нестехиометрического сжигания мазута можно обеспечить температурные уровни для заднего экрана по крайней мере не выше, чем при сжигании газа.

Несколько другая картина оказывается для фронтального экрана. На уровне 10100 мм средняя температура датчиков увеличилась на 12 °С.

Средняя температура датчиков левого бокового экрана не изменилась, а правого увеличилась на 8 °С.

Таким образом, перераспределение давления мазута по ярусам горелок (увеличение на нижнем и уменьшение на верхнем) приводит в основном к перераспределению тепловых потоков и температур с заднего на фронтальной экраны и к относительно небольшому изменению температурного профиля по высоте топки.

В дальнейшем еще в трех сериях натуральных экспериментов исследовано влияние нестехиометрического способа сжигания мазута на температурные условия экранов топки.

При этом получены следующие основные результаты:

– несмотря на то, что при номинальном режиме новые паро-акустические форсунки дают более высокотемпературный факел и соответственно несколько более высокий уровень температур экранов, за счет более широкого диапазона допустимого давления мазута перед

ними они позволяют более эффективно реализовать нестехиометрическое сжигание мазута и за счет этого добиться более низких температур экранов, чем на паромеханических форсунках;

- наибольший эффект режимы нестехиометрического сжигания мазута дают при нагрузках котла более 400 т/ч;

- за счет организации нестехиометрического сжигания температурные условия наиболее теплонапряженного заднего экрана можно обеспечить практически такими же, как при работе на газе на этой же нагрузке как при работающем ДРГ, так и без него;

- на нагрузках ниже 400 т/ч для получения необходимого эффекта дополнительно нужно на 40–50 % прикрывать воздушные шиберы на нижнем ярусе горелок;

- уменьшение температуры заднего экрана при организации нестехиометрического сжигания происходит за счет перераспределения тепловых потоков на передний и частично на боковые экраны, которое имеет место при увеличении расстояния между светящимся ядром факела и задним экраном. В меньшей степени тепловые потоки перераспределяются по высоте топки.

Можно также отметить постепенное увеличение температуры всех датчиков, что может быть связано с ростом внутренних отложений. Так, например, при одинаковой нагрузке и одинаковом режиме работы котла за 1 год и 7 месяцев температура датчика № 24 увеличилась на 25 °С, датчика № 21 на 18 °С, датчика № 12 – на 17 °С, датчика № 6 – на 15 °С, датчиков № 19 и № 20 – на 14 °С, датчика № 1 – на 11 °С, датчиков № 9 и № 13 – на 10 °С.

3.7. Эксплуатация и обслуживание системы температурного контроля экранов

Автоматизированной системе контроля температурных условий в районе экранов котла ТГМЕ-464 ст. № 1 присвоена аббревиатура АСКТУЭК-1.

Задачей АСКТУЭК-1 является непрерывный контроль температурных условий в районе экранов топки котла № 1.

Оперативное обслуживание устройств АСКТУЭК-1 осуществляется дежурным персоналом цеха АСУ ТП-2, обеспечивающим постоянную готовность системы контроля и управления (СКУ) к работе, ее исправное функционирование, в том числе и при неработающем котле, и первичную обработку исходной информации.

Оперативный персонал цеха АСУ ТП-2, приступая к работе, должен принять смену от предыдущего дежурного, а после окончания работы сдать смену следующему по графику дежурному.

Проверка технического состояния устройств АСКТУЭК-1, проводимая дежурным персоналом, включает в себя:

- осмотр и проверку технического состояния устройств во время обходов оборудования;

- проверку устройств ПТК тестами;

- плановые (по графику) опробования устройств;

- внеплановые проверки и опробования устройств;

- устранение неисправностей.

Обходы оборудования и осмотры устройств АСКТУЭК-1 должны проводиться согласно графику или по мере необходимости (при появлении индикации о неисправности). При обходе оборудования следует проверить:

- плотность соединительных (импульсных) линий первичных преобразователей (отсутствие свищей, течей в соединительных линиях первичных преобразователей), неплотность в продувочных линиях (визуально и по нагреву соединительных линий);

- целостность и отсутствие внешних повреждений устройств, доступных для осмотра (первичных преобразователей, контроллеров и др.);

- работу вентиляторов охлаждения устройств ПТК;

- наличие напряжения питания на участках АСКТУЭК-1 по состоянию коммутационных аппаратов, свечению табло, сигнальных ламп, светодиодов, индикации на видеограммах мониторов ПТК;

- температуру окружающего воздуха, влажность, вибрацию и запыленность в местах установки приборов и аппаратуры, которые не должны превышать значений, допустимых техническими условиями на эти устройства;

- чистоту и отсутствие запыленности в панелях, закрытие дверей шкафов и сборок;

- работоспособность (функционирование) микропроцессорных контроллеров (по таблицам индикации светодиодов) ПТК;

- работоспособность технических средств ПТК, предназначенных для архивации данных;

- исправность светозвуковой сигнализации путем опробования (опробование светозвуковой сигнализации осуществляется на щите управления оперативным персоналом технологическим объектом управления (ТОУ) АСКТУЭК-1);

– состояние пожарной безопасности оборудования и устройств АСКТУЭК-1 (в соответствии с требованиями инструкции по пожарной безопасности).

Во время дежурства персонал цеха АСУ ТП-2 должен:

– периодически контролировать работу устройств АСКТУЭК-1 путем опроса дежурного персонала котельного цеха, анализа диаграмм дублирующих регистрирующих приборов, анализа информации, получаемой от стационарной мнемосхемы, фрагментов мнемосхем и текстовых сообщений на дисплеях АРМ АСКТУЭК-1;

– контролировать соблюдение ремонтным персоналом санкционированного доступа в среду ПТК при выполнении ремонтно-наладочных работ;

– выполнять мероприятия по обеспечению безвирусного режима функционирования программного обеспечения;

– производить оперативные переключения и включения средств АСКТУЭК-1 (при выводе из ремонта или резерва) с ведома персонала, обслуживающего основное оборудование;

– проводить регламентные работы (опробование, тестирование, диагностирование) в соответствии с графиками.

Дежурный персонал проводит:

– плановые проверки сигнализации технологических параметров АСКТУЭК-1, при этом контролирует показания графических и текстовых сообщений на видеокдрах мониторов АРМ;

– плановые проверки системы питания КТС технологических параметров АСКТУЭК-1, при этом контролирует показания индикаторов на лицевой панели устройств и состояние коммутирующих аппаратов питания системы;

– плановые проверки архивных данных АСКТУЭК-1, при этом контролирует показания графических и текстовых сообщений АСКТУЭК-1 на видеокдрах монитора автоматизированного рабочего места (АРМ) начальника смены КТЦ-3, размещенного на щите управления (ЩУ) № 1 КТЦ-3;

– плановые проверки функционирования сетевого оборудования АСКТУЭК-1, при этом контролирует показания индикаторов сетевых коммутаторов.

Подготовка устройств АСКТУЭК-1 к работе производится перед пуском технологического оборудования дежурным персоналом цеха АСУ ТП-2 по указанию начальника смены котельного цеха.

Перед подготовкой и вводом в работу устройств отдельных подсистем АСКТУЭК-1 дежурный персонал цеха АСУ ТП-2 должен убедиться, что в журнале технологической защиты (ТЗ) и автоматики

имеется запись о возможности включения указанных средств дежурным персоналом, заверенная подписью мастера соответствующего участка или руководства цеха АСУ ТП-2.

Подготовка устройств АСКТУЭК-1 к вводу в работу должна проводиться в такой последовательности:

- проведение обхода оборудования АСКТУЭК-1;
- подача напряжения питания на технические средства подсистем АСКТУЭК-1;
- подача напряжения питания на датчики технологических параметров;
- проверка работы схемы питания системы;
- проведение подготовки к работе и ввод в работу ПТК (измерительных микропроцессорных контроллеров, АРМ дежурных технологов и др.) в соответствии с техническим описанием и инструкцией по эксплуатации ПТК;
- подключение и проверка работоспособности сетевого оборудования;
- проверка индикации значений измеряемых параметров по показывающим и регистрирующим приборам, по данным на фрагментах видеодиаграмм и стационарной мнемосхемы;
- проверка работы звуковой сигнализации;
- сообщение дежурному персоналу КТЦ-3 о готовности средств АСКТУЭК-1 к работе.

Проект АСКТУЭК-1 ООО Нижнекамская ТЭЦ запускается автоматически при включении АРМ АСКТУЭК-1, и на мониторе появляется основная мнемосхема проекта. В верхней части проекта расположены кнопки переключения мнемосхем и графиков. Они подразделяются на «рабочие» и «служебные».

Оперативному персоналу КТЦ-3 запрещается самостоятельно снимать питание, проводить перезагрузку и вмешиваться в работу операционной системы АРМ АСКТУЭК-1. В аварийных и непредвиденных ситуациях, связанных с отказом работы АРМ, необходимо немедленно вызывать оперативный персонал цеха АСУ ТП-2.

Расчетная часть данной измерительной системы реализована с помощью программы «Температура котла.exe». Эта программа работает в среде Windows XP и находится по адресу C:\Температура\Программы\Температура котла.exe.

Работа в среде Windows осуществляется, как правило, при помощи мыши. Большинство операций с мышью заключаются в установке курсора на нужную позицию и нажатии на левую клавишу мыши (ЛКМ) или на правую клавишу мыши (ПКМ).

Данная программа служит для сбора данных (значений температур), поступающих по 42 измерительным каналам (с возможностью расширения числа каналов до 48). Возможности программы:

- формирование и выдача в ком-порт запросных команд для опроса контроллеров (преобразователей сигналов термопар) RIO-7018;
- прием данных с выходов контроллеров;
- отображение текущих значений температур в табличном и графическом виде;
- графическое отображение температур за последние сутки;
- схематическое изображение расположения датчиков на экранах котла с отображением текущих значений температур;
- задание уставок, т.е. минимально и максимально допустимых уровней изменения температур;
- запись данных в файл и их чтение;
- формат запросных команд.

Запросная команда передается в последовательном коде и имеет следующий формат:

#AAN(cr),

где # – разграничительный символ; AA – адрес контроллера (число в 16-ричной форме от 00 до FF); N – номер входа контроллера (число от 0 до 7); cr – ввод (возврат каретки).

Запросные команды выдаются с интервалом времени 100 мс. В течение этого интервала принимается ответная строка с выхода контроллера.

После открытия окна программы (два коротких щелчка ПКМ по имени файла) на экране отображается схема расположения датчиков на экранах котла. Вдоль верхней границы рабочей области окна расположены функциональные клавиши. С помощью данных клавиш информация о температуре может быть представлена в том или ином виде или на экран могут быть выведены дополнительные органы управления. Назначение функциональных клавиш следующее:

«ТАБЛИЦА» – служит для представления запросных команд, посылаемых контроллерам, и текущих значений температур, принятых после запроса по каждому каналу, в табличном виде;

«УСТАВКИ» – в нижней части экрана выводятся два числовых окна, с помощью которых задаются нижняя и верхняя уставки;

«ГРАФИК 6 каналов» – служит для графического представления значений температур, накопленных в течение последних суток. Просмотреть данные можно одновременно по шести каналам, номера которых задаются с помощью числовых окон, расположенных

под графическим дисплеем. Каждое числовое окно имеет желтую клавишу «ВКЛ/ВЫКЛ», с помощью которой данные могут быть выведены на экран или убраны;

«ГРАФИК 24 канала» – отображение в графическом виде текущих значений температур по всем 24 каналам;

«ГРАФИК 42 канала» – отображение в графическом виде текущих значений температур в виде гистограмм, с помощью четырех графических дисплеев, в зависимости от высот расположения датчиков;

«ЗАПИСЬ\ЧТЕНИЕ» – служит для вывода на экран группы органов управления, служащих для записи накопленных данных в файл и их чтения из файла.

На графических дисплеях уставки отображаются красными горизонтальными линиями.

Для сигнализации того, что температура превысила допустимое значение (верхнюю уставку), используются клавиши, пронумерованные от 1 до 42 и расположенные под функциональными. В случае, если по какому-либо измерительному каналу температура превышает верхнюю уставку, клавиша с соответствующим номером переходит в нажатое состояние и окрашивается в красный цвет.

Для осуществления записи данных в файл необходимо выполнить следующие действия:

- нажать функциональную клавишу «ЗАП/ЧТЕН»;
- в окне «Адрес папки» указать адрес папки, в которую должен быть записан файл. Формат адреса следующий: C:\Температура.

Запись может производиться и в любую другую папку, существующую на диске к моменту записи. В качестве имени файлу присваивается дата текущего дня с расширением dat.

3.8. Основные выводы по системе температурного контроля экранов

Предложена и внедрена новая, надежная, простая в изготовлении и относительно недорогая система непрерывного температурного контроля экранов топки котла.

Предложенная система позволяет зафиксировать изменение температуры экранов при том или ином воздействии на режим горения топлива, оценить его влияние на надежность экранов, а также контролировать положение факела в топке, может служить для контроля процесса розжига и расхолаживания топки, для оценки качества теплоизоляции котла.

Предложенная система может оказать помощь при контроле за нарастанием накипи на внутренней поверхности экранных труб.

При соответствующем увеличении количества датчиков будет возможна регистрация температурных режимов всех экранных труб и разработка системы их диагностики типа «счетчик выработки ресурса». После набора статистики станет возможным прогноз повреждений экранных труб.

3.9. Контроль пода

На НК ТЭЦ-2 были поставлены котлы ТГМЕ-464 с четырьмя ступенями конвективного пароперегревателя (КПП), однако температура перегретого пара оказалась выше расчетной и для ее регулирования приходилось применять большие впрыски собственного конденсата (более 100 т/ч). К тому же котлы имели высокую повреждаемость пароперегревателей.

УралОРГРЭС для обеспечения надежной работы котла предложил произвести замену материала (сталь 12Х1МФ) части лобового змеевика микроблоков № 1–13 и № 98–110 КПП-4 на сталь 12Х18Н12Т. До реконструкции КПП-4 было рекомендовано поддерживать температуру перегретого пара на выходе из котла не выше 555 °С вместо 560 °С. Однако большие впрыски собственного конденсата на этих котлах первой серии приводят к тому, что 40 % питательной воды проходит через собственные конденсаторы вместо экономайзера, в результате чего повышается температура уходящих газов и примерно на 0,3–0,4 % снижается КПД котла.

Нами было предложено другое решение проблемы, заключающееся в частичном открытии пода и применении новой системы его защиты. Проведенные позонные тепловые расчеты показали, что если увеличить тепловую эффективность пода с 0,1 до 0,4, то температура газов на выходе из топки снизится на 8 °С (рис. 3.23).

За счет увеличения тепловой эффективности пода примерно на 5–10 т/ч увеличится количество получаемого в топке пара, что приведет к лучшему охлаждению пароперегревателя и снижению величины впрысков. Оба эти фактора приводят к уменьшению впрысков и созданию нормальных температурных условия для пароперегревателя, а также примерно на 0,3 % повышают КПД котла и увеличивают его производительность (на 5–10 т/ч).

Анализ предыдущих попыток по открытию пода [14] позволил выявить его наиболее опасную область. На основании этого нами была предложена новая схема его защиты, позволяющая в то же время увеличить его тепловосприятие (рис. 3.24).

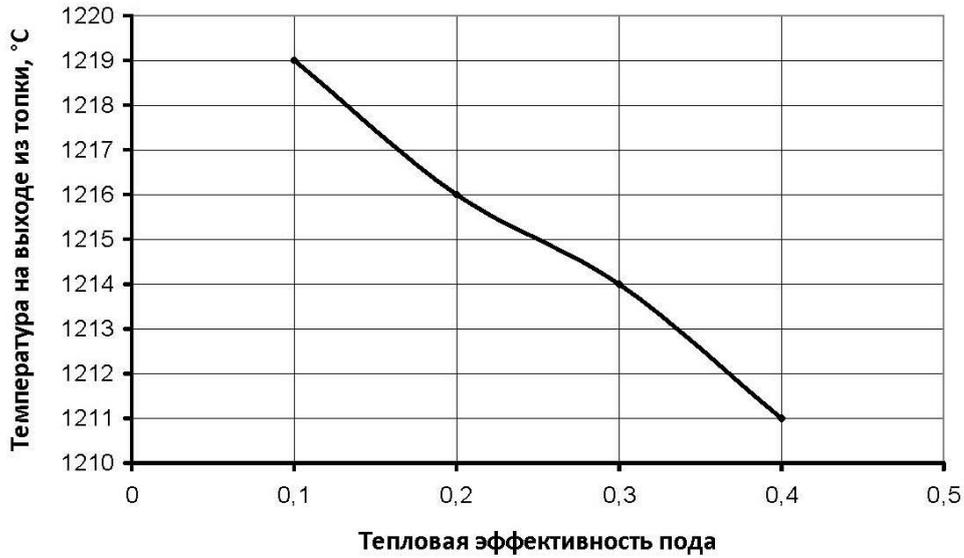


Рис. 3.23. Влияние тепловой эффективности пода на температуру на выходе из топки

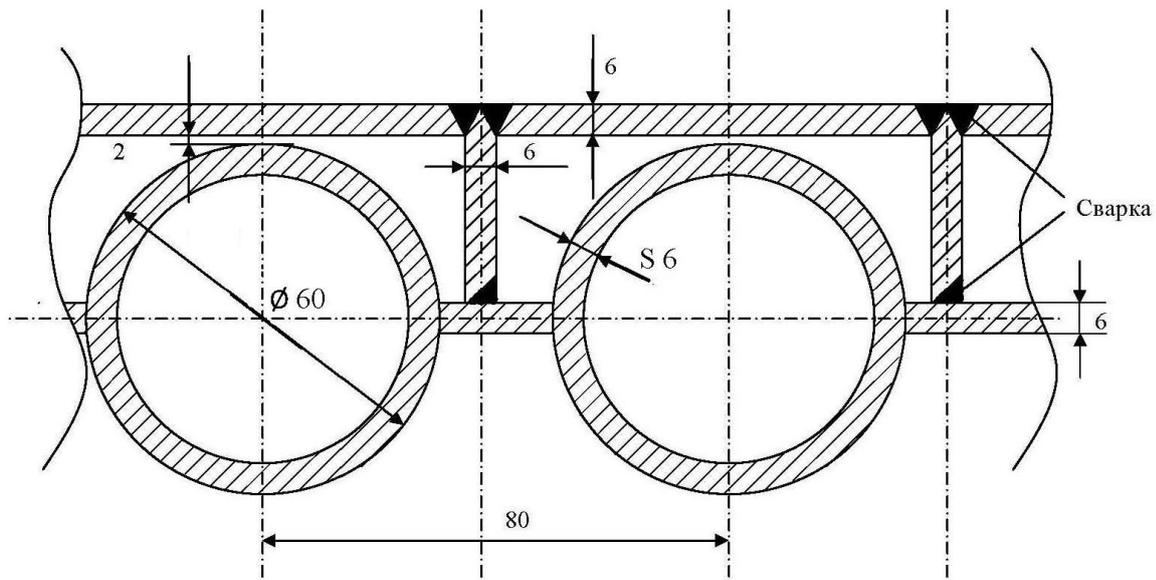


Рис. 3.24. Схема защиты центральной части пода

При такой схеме защиты тепловой поток от наружного защитного металлического листа (экрана) через вертикальные металлические проставки проходит через плавник и поступает к экранной трубе с боков. В этом месте по всей длине подовых экранных труб находится вода. За счет двухстороннего подвода тепла в трубе возникает парный вихрь, который турбулизирует находящуюся в трубе среду, что создает эффект примерно такой же, как в трубе с внутренней спиральной навивкой, и предотвращает расслоение в ней пара и воды.

К тому же экран защищает трубу от прямого излучения из топки, что, вместе с эффектом перемешивания, обеспечивает надежную защиту экранной трубы. Длительность работы самой защиты зависит в первую очередь от качества сварки, которая должна обеспечить провар по всей площади привариваемого сечения для обеспечения эффективного отвода тепла от защиты к трубе.

На тепловую защиту других нагрузок, кроме тепловых, практически нет, не обязательна также и ее газовая плотность. Допускается ее постепенное выгорание с образованием оксидов железа, которые более термостойки, чем сталь. Однако нужно учитывать, что при этом механическая прочность защиты резко уменьшается. В частности, по ней не рекомендуется ходить во время работ в топке. При резких изменениях температуры, в частности при погашении горелок, в сварке защиты возникают растягивающие напряжения, которые приводят к образованию трещин, что также допустимо. Образующуюся на защите окалину или ее крошку удалять не нужно.

С помощью прибора ТУЗ-1 лабораторией металлов и сварки предприятия КамЭнергоРемонт был проведен неразрушающий контроль толщины стенок труб открытого пода.

Было сделано 248 измерений, из них 123 – на расстоянии 0,2 м от задней стены топки, 83 – на расстоянии 2,0 м и 42 – на расстоянии 4 м от задней стены топки. Результаты замеров приведены на рис. 3.25.

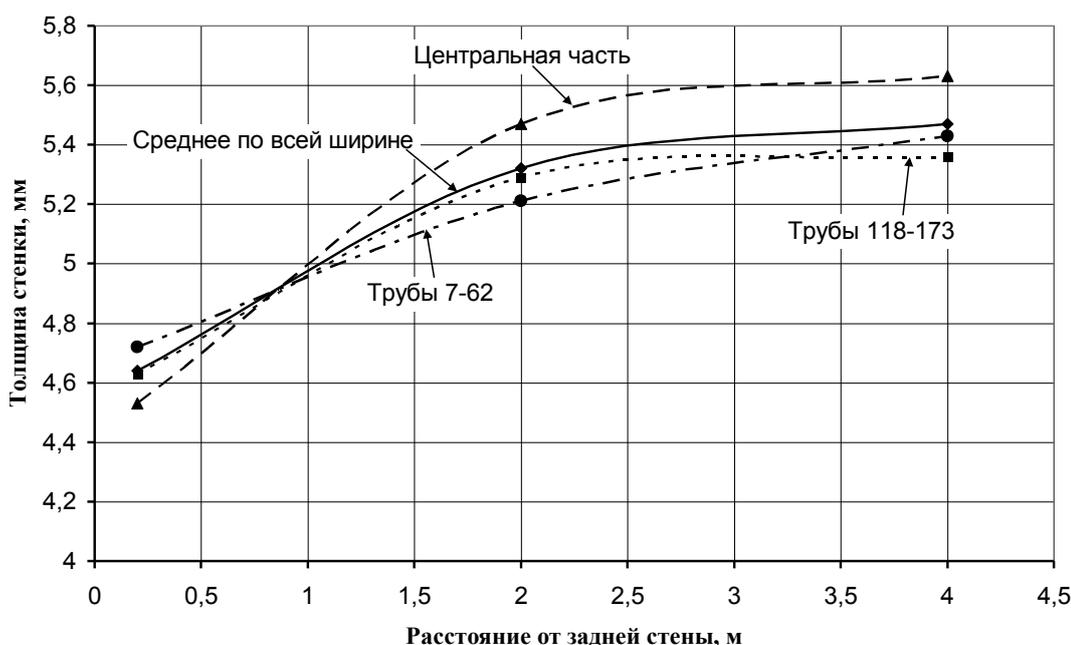


Рис. 3.25. Распределение толщины стенок труб в зависимости от расстояния от задней стенки и по ширине топки

Значительное утонение стенок у задней стены топки вызвано наружной язвенной коррозией (рис. 3.26). Поэтому участок пода вдоль задней стены было решено оставить закрытым.

Защитой по рис. 3.24 закрыто только 44 % поверхности пода, которая расположена в его центральной части. 28 % поверхности пода осталось полностью открыто. Это нижняя часть труб, где после выхода из нижних коллекторов в трубах еще находится вода без значимых паровых включений, а также часть площади вдоль боковых стен, где тепловой поток существенно ниже, чем в центральной части топки. Еще 28 % площади пода осталось как и было, закрытым. Это верхняя часть труб, где часть площади поперечного сечения трубы занята паром, и участок вдоль задней стены топки.



Рис. 3.26. Наружная язвенная коррозия труб подового экрана

Схема реконструкции пода приведена на рис. 3.27. Для контроля температур в различных участках пода котла № 5 НК ТЭЦ-2 было установлено 12 датчиков температуры вышеописанной конструкции (рис. 3.2).

На рис. 3.28 показан под в процессе реконструкции.

Далее приведены графики изменения температуры датчиков при пуске. На рис. 3.29 приведено изменение температуры датчиков 1, 2, 11 и 12.

Через переориентированную гляделку, расположенную на передней стене топки, велось визуальное наблюдение за частью пода, расположенной со стороны горелок по центру топки, через которую был виден участок вертикального экрана, закрытая часть топки, под которой расположены компенсаторы, открытая часть пода и часть защиты.

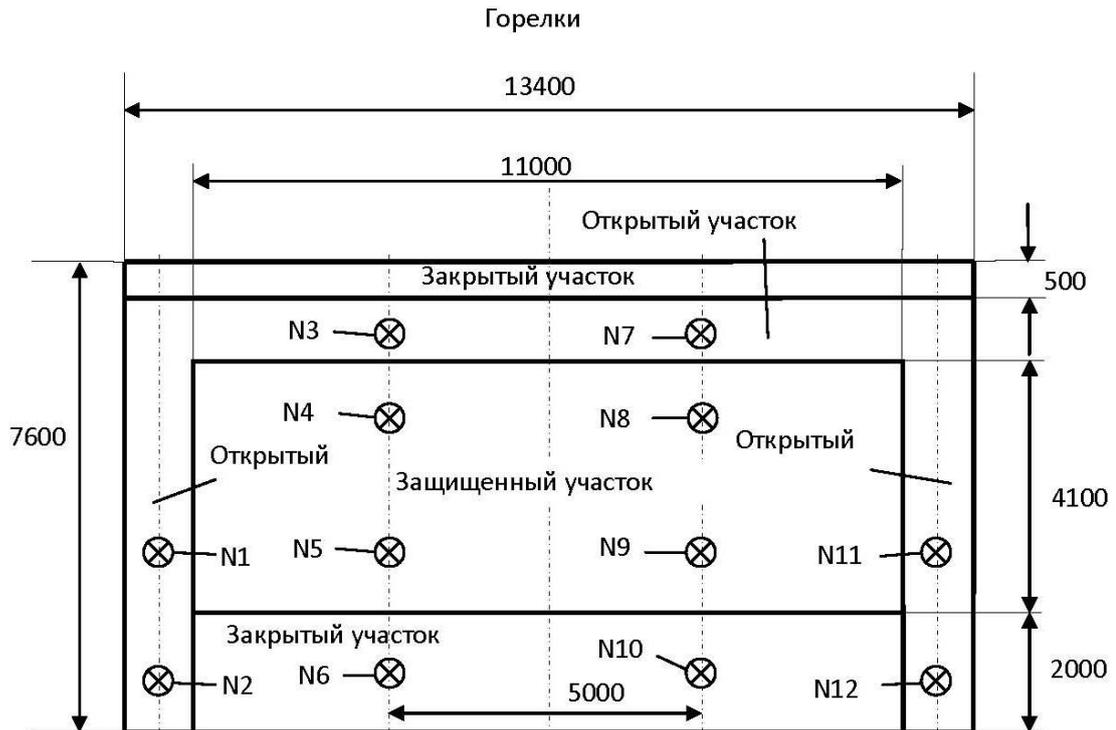


Рис. 3.27. Схема реконструкции пода с установленными датчиками



Рис. 3.28. Реконструкции пода

Граница между металлической защитой и открытой частью пода была хорошо видна до 22:00, когда нагрузка на горелках 2 и 3 продолжала увеличиваться. Металлическая защита имела практически такой же цвет, что и открытая часть пода, что свидетельствовало об ее эффективном охлаждении через плавники. Но и после этого сквозь факел просвечивалась раскаленная обмазка на закрытой нижней части пода.

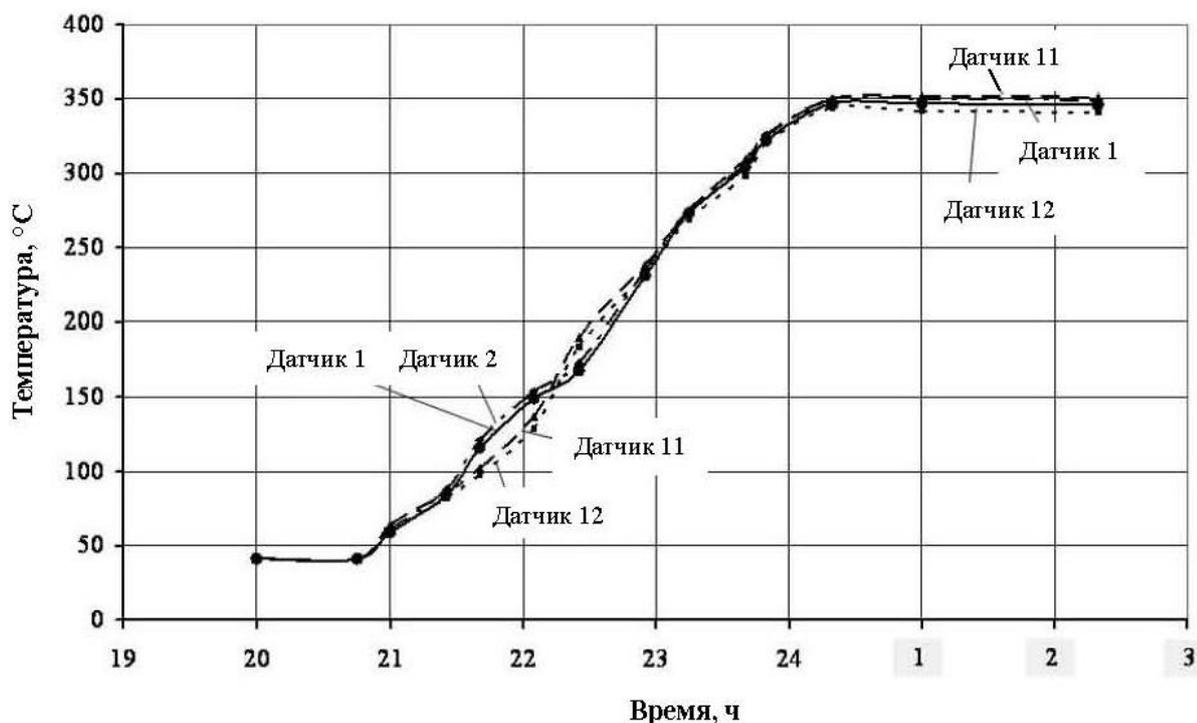


Рис. 3.29. Изменение температуры датчиков 1, 2, 11 и 12

В 22:25 зажгли горелки 1 и 4, т.е. был зажжен весь нижний ярус. В 23:40 были зажжены средние горелки верхнего яруса 6 и 7, а горелки 2 и 3 были погашены. В 23:50 были зажжены остальные две горелки верхнего яруса 5 и 8. В 0:20 опять были зажжены горелки 2 и 3 и котел был подключен к главному паропроводу.

Датчики 1, 2, 11 и 12 – это датчики, установленные на открытой части пода по сторонам топки. При этом датчики 1 и 2 расположены на левой стороне топки, а 11 и 12 – на правой. Из рисунка видно, что при растопке около 22:00 в топке появился тепловой перекося по сторонам топки, который на основании показаний датчиков был устранен машинистом котла путем корректировки давления газа по горелкам.

На рис. 3.30 приведено изменение температуры датчиков № 3, 6, 7 и 10. Из них датчики 3 и 7 расположены на открытом участке пода, а 6 и 10 – на закрытом участке. Как видно из рисунка, температура датчиков на начальном этапе пуска определялась в основном температурой воды в трубах. Поэтому, когда имел место перекося температур по сторонам топки, датчики 3 и 6 также показывали бóльшие значения, чем расположенные с правой стороны топки датчики 7 и 10. Однако после включения котла в работу показания датчиков, расположенных на открытой части пода, оказались выше, чем на закрытой, на 12–13 °C.

На рис. 3.31 приведено изменение датчиков 4, 5, 8 и 9. Все эти датчики расположены на защищенной металлической защитой участке пода. На этом рисунке также отмечается температурный перекося по сторонам, о чем свидетельствует более высокая температура датчиков 4 и 5 в 21:40.

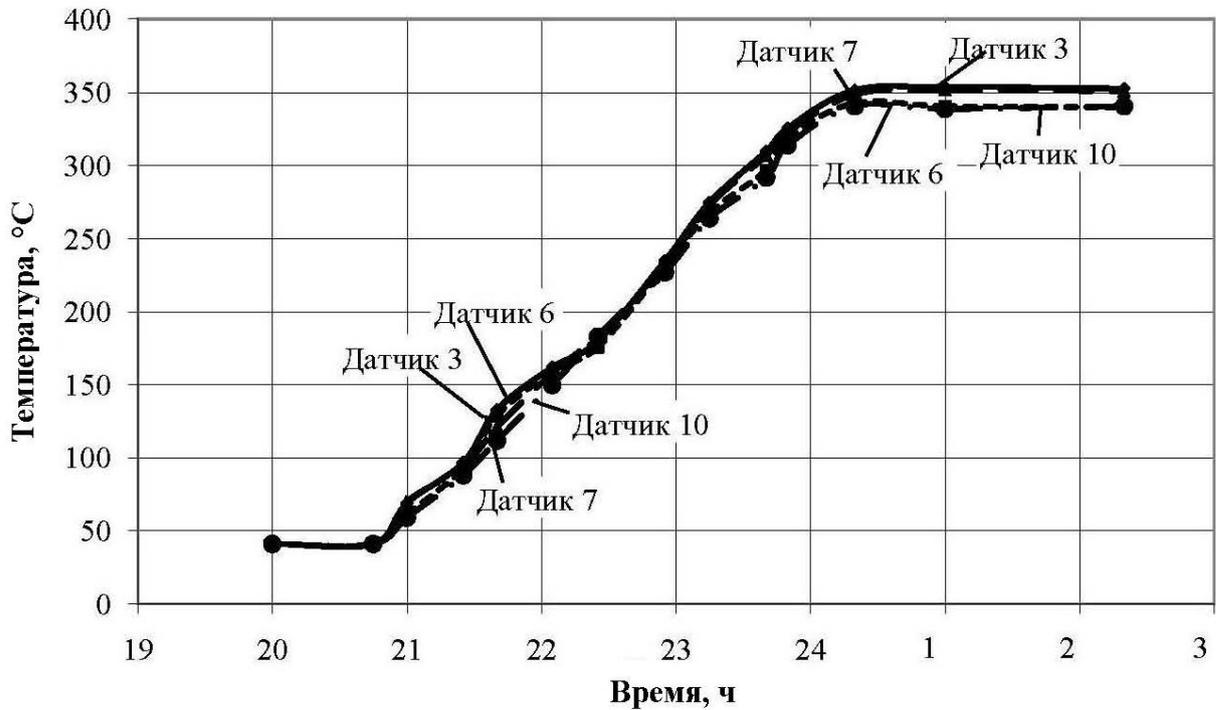


Рис. 3.30. Изменение температуры датчиков 3, 6, 7 и 10

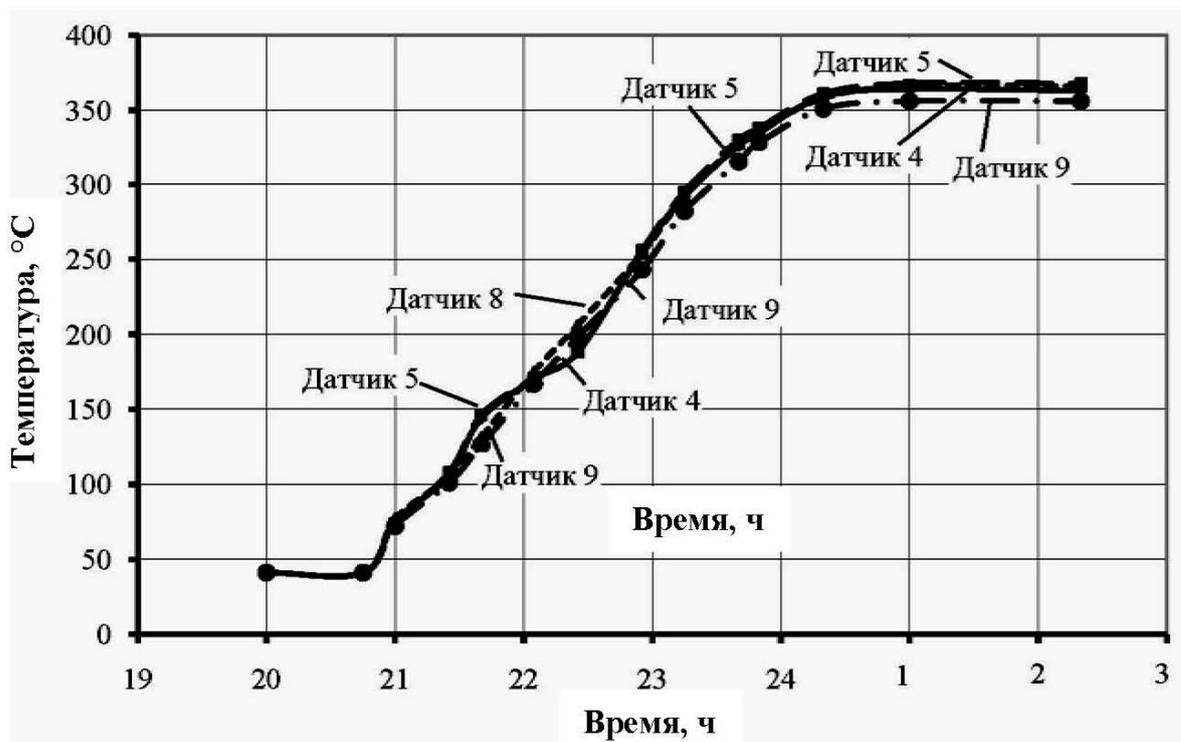


Рис. 3.31. Изменение температуры датчиков 4, 5, 8 и 9

На рис. 3.32 приведено сравнение средних температур датчиков, расположенных под открытой, закрытой кирпичом и под металлической защитой пода.

На этом же рисунке приведена и температура насыщения воды в трубах при текущем давлении. Из рисунка видно, что температура датчиков, установленных под кирпичом, после того, как давление в трубах становится больше атмосферного, практически равняется температуре насыщения. То есть эти трубы почти не воспринимают тепло от горящего факела в топке. Температура датчиков, установленных на открытых участках пода, при включении котла в работу оказалась в среднем на 10–11 °С выше температуры насыщения, т.е. тепловосприятие этого участка по сравнению с закрытым увеличилось.

Температура плавников на участке под металлической защитой оказалась выше, чем на открытой части топки. Это объясняется как тем, что открытая часть поверхности располагается на периферии топки, где падающие тепловые потоки существенно меньше, чем в центре, так и тем, что к плавникам обеспечивается интенсивный подвод тепла от защитного металла через вертикальные металлические проставки. Таким образом, тепловая эффективность защищенной центральной части пода значительно выше, чем открытой периферийной. Средняя температура плавников под защитой оказалась примерно на 23 °С выше температуры насыщения.

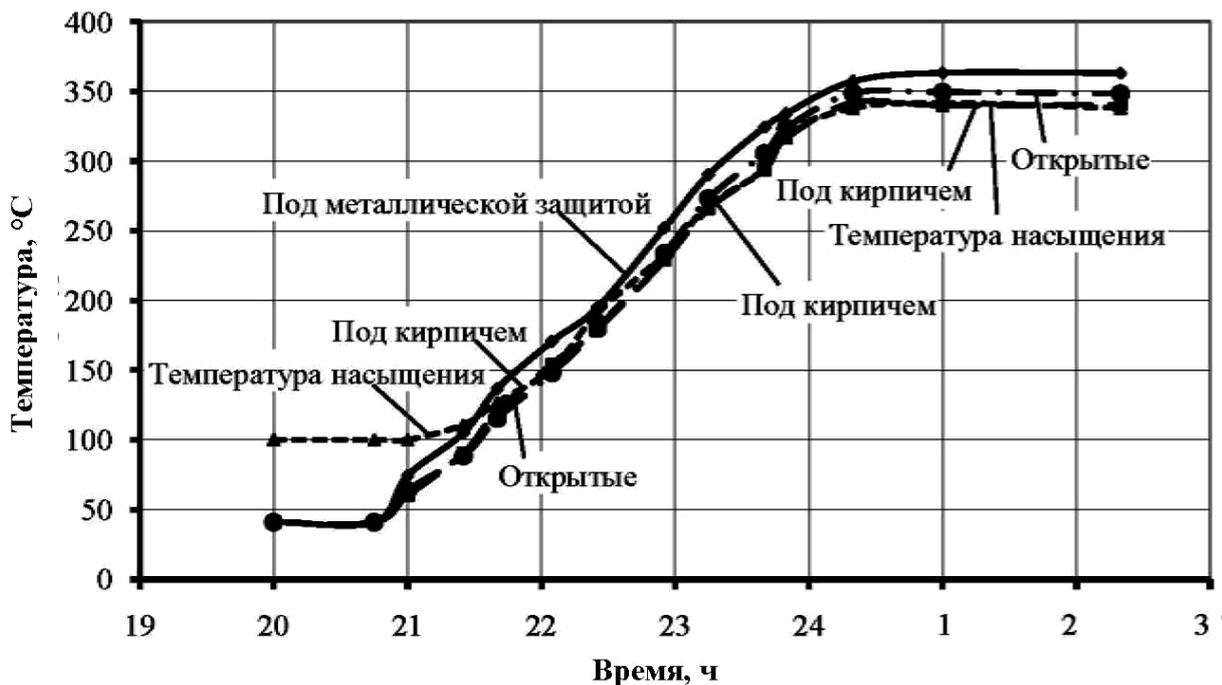


Рис. 3.32. Сравнение средних температур датчиков

На рис. 3.33 приведено сравнение средних температур датчиков, расположенных на открытой части пода у горелок и боковых. Как видно из рисунка, температура датчиков у горелок существенно, на 17–18 °С, пре-вышала температуру боковых датчиков в то время, когда работали только средние горелки нижнего яруса. Когда были зажжены все горелки нижнего яруса, температура датчиков выровнялась. После включения котла в работу средняя температура датчиков у горелок оказалась на 4–5 °С выше, чем боковых.

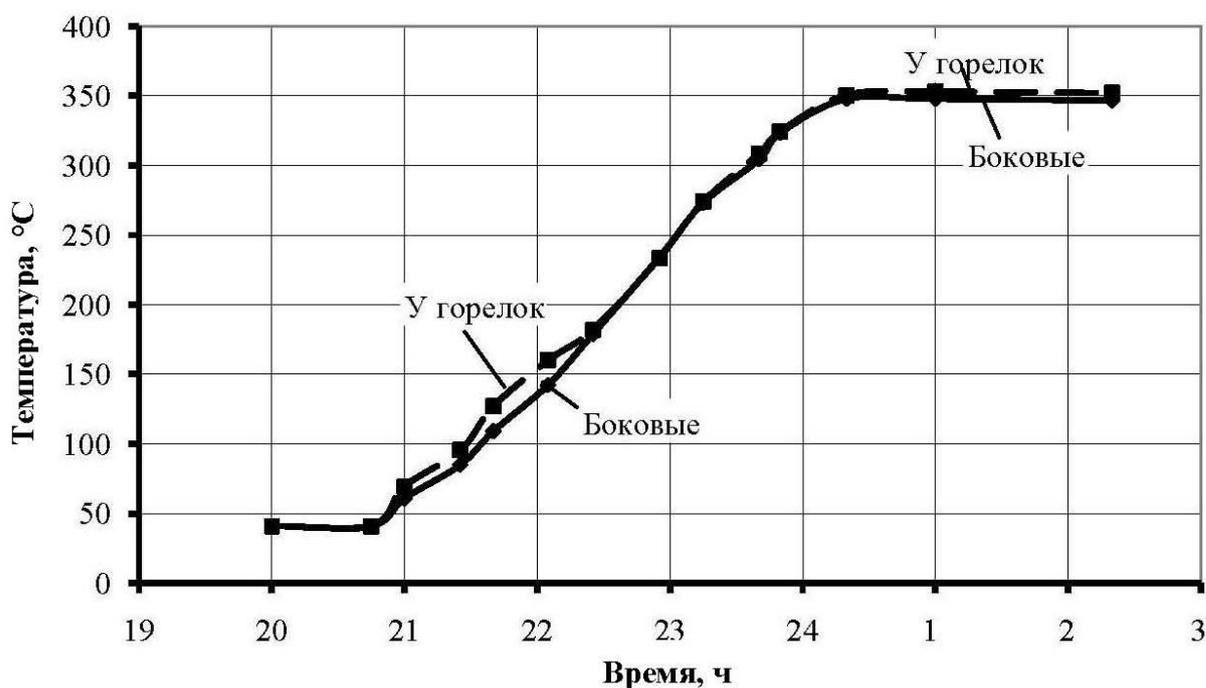


Рис. 3.33. Сравнение средних температур датчиков боковых и у горелок на открытой части пода

На рис. 3.34 приведено сравнение средних температур левых и правых датчиков, установленных на открытой части пода. Здесь хорошо виден процесс появления, регулирования и устранения температурного перекоса по сторонам топки.

Из приведенных рисунков также видно, что средняя скорость увеличения температуры подового экрана при пуске составляла примерно 1,5 °С/мин.

Важным было также определить, может ли котел обеспечить номинальную температуру пара при работе на минимальной нагрузке.

На нагрузке 260 т/ч, при работе всех горелок на газе, при отключенном ДРГ при закрытии всех впрысков и при пропуске конденсата через закрытые задвижки, равном 6,1 т/ч, температура пара была близка к предельно низкой и равной 552 °С.

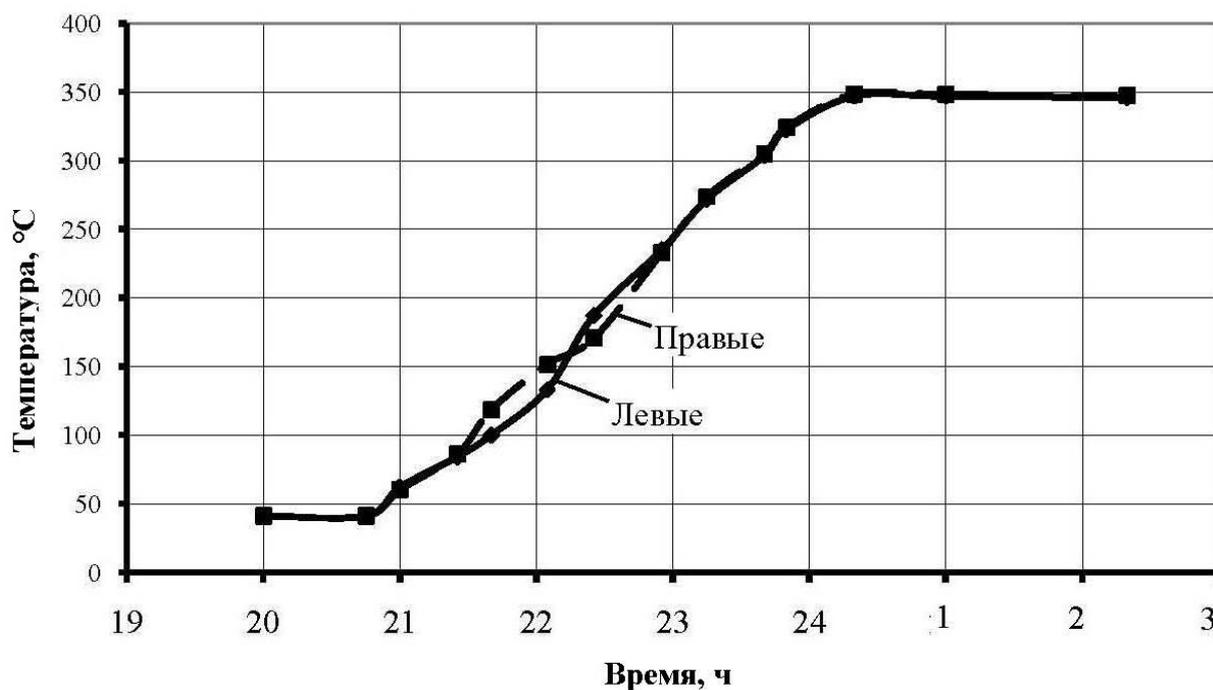


Рис. 3.34. Сравнение средних температур левых и правых датчиков на открытой части пода

Эффективным способом повышения температуры пара на низких нагрузках является подъем ядра факела за счет перераспределения расхода газа с нижнего на верхний ярус горелок. Так, например, погашение крайних горелок нижнего яруса (№ 1 и № 4) с равномерным распределением топлива по остальным на нагрузке 270 т/ч привело к увеличению впрысков на 30 т/ч.

На рис. 3.35 приведено изменение величины впрысков на других нагрузках при отключенном ДРГ.

На рис. 3.36 приведен вид окна компьютера с показаниями датчиков температуры пода.

Основные выводы по результатам внедрения новой системы защиты пода:

- при работающем ДРГ примерно на 30 % уменьшаются впрыски собственного конденсата, что повышает эффективность работы водяного экономайзера, приводит к снижению температуры уходящих газов и повышению КПД котла;

- более сильно (примерно на 40 %) впрыски снижаются при отключенном ДРГ;

- повышаются требования к плотности собственного конденсатора котла при его работе на малых нагрузках;

– на малых нагрузках (порядка 250 т/ч) и при неплотностях в трубной системе собственных конденсаторов могут возникнуть трудности с обеспечением необходимой температуры перегретого пара;

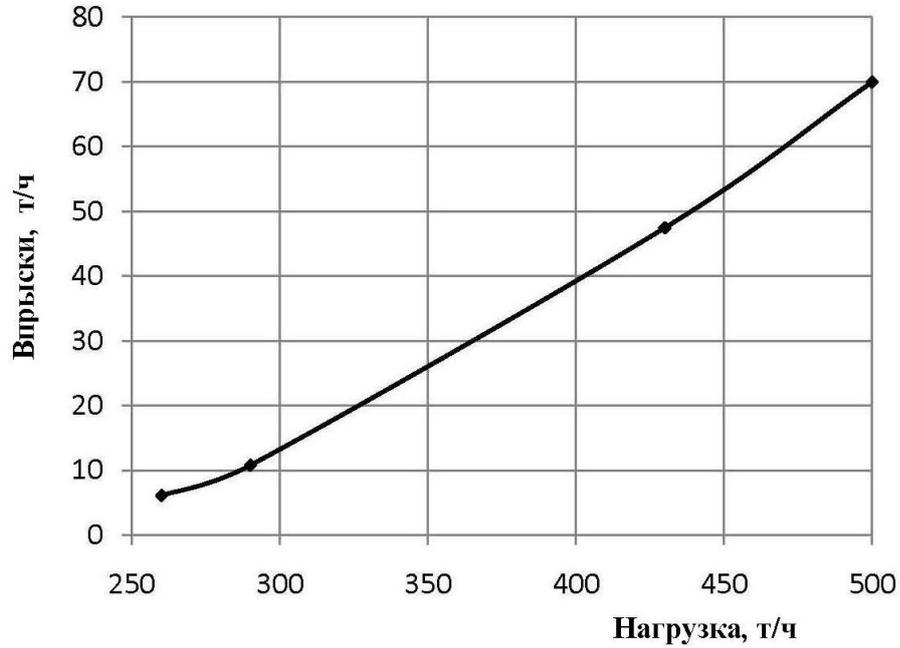


Рис. 3.35. Влияние нагрузки котла на величину впрысков при отключенном ДРГ



Рис. 3.36. Пример показаний датчиков температуры пода

– эффективным способом увеличения температуры пара на малых нагрузках является отключение по топливу двух средних горелок нижнего яруса и равномерная загрузка остающихся в работе горелок, что приводит к смещению зоны активного горения вверх и увеличению температуры газов на выходе из топки при одновременном уменьшении количества образующегося в топке пара в расчете на единицу сжигаемого топлива;

– при работе котла на мазуте впрыски уменьшаются более сильно, чем на газе;

– самыми тяжелыми для защиты пода являются максимальные нагрузки при работе котла на мазуте с отключенным ДРГ;

– при совместном сжигании газа и мазута при выборе горелок, в которых следует сжигать мазут, следует иметь в виду следующее:

мазутный факел имеет большую излучательную способность и приводит к увеличению температуры наиболее близко расположенных экранов;

сжигание мазута на горелках нижнего яруса приводит к увеличению доли объема топки, занятого светящимся пламенем, что приводит к снижению температуры перегретого пара;

– применение нестехиометрических режимов сжигания топлива с перераспределением топлива на горелки нижнего яруса приводит к снижению выбросов окислов азота, но и к более тяжелым условиям работы защиты пода;

– в процессе эксплуатации пода нужно иметь в виду, что появившийся на защите слой окалины является нормальным явлением;

– окалина имеет низкую теплопроводность и обеспечивает допустимую температуру металла под ней. Однако окалина имеет низкую механическую прочность, поэтому нужно следить, чтобы слой окалины не нарушался при производстве работ внутри топки;

– следует иметь в виду, что длительность работы защитного металлического листа зависит в первую очередь от эффективного отвода тепла от нее через плавник, т.е. от качества сварного шва;

– в местах недостаточно качественного сварного шва может иметь место перегрев защитного листа до 600 °С, появление отдулин и при дальнейшей эксплуатации прогара, что тоже не является критичным и не требует немедленных мероприятий. Однако при останове котла и при первой возможности такие места следует заварить новыми полосами с обеспечением более качественного сварного шва;

– установленные на плавниках пода датчики температуры позволяют контролировать температурные условия в различных участках пода;

– наиболее высокие показания имеют датчики, расположенные под защитой, что свидетельствует об эффективной передаче тепла через плавники;

– наименьшую температуру имеют датчики, расположенные под закрытой частью пода;

– температура всех датчиков пода со временем будет повышаться, что будет свидетельствовать об увеличении внутренних отложений в трубах подового экрана;

– при работе на газе следует вести периодический визуальный контроль за светимостью защиты через переориентированную гляделку на фронтном экране (раз в смену);

– примененная конструкция пода позволила при нагрузках более 400 т/ч при работе на газе уменьшить величину впрысков собственного конденсата не менее, чем на 30 т/ч, и не менее, чем на 50 т/ч, при работе на мазуте;

– примененная схема защиты позволяет увеличить тепловую эффективность защищаемой части подового экрана даже по сравнению с открытыми участками пода за счет более интенсивного подвода тепла через плавники (проставки) при одновременном снижении падающего теплового потока на верхнюю образующую защищаемых труб;

– более интенсивный подвод тепла через плавники создает условия для образования в поперечном сечении трубы парного вихря, с подъемным движением по бокам трубы и опускным по центру, что способствует забросу воды на верхнюю образующую аналогично трубам с внутренним винтовым оребрением;

– перевод котла с газа на мазут приводит к уменьшению величины впрысков;

– при нагрузках до 400 т/ч включительно более благоприятные температурные условия в районе пода имеют место при сжигании мазута, а при больших нагрузках – при сжигании газа;

– при нагрузках ниже 300 т/ч на мазуте и при нагрузках ниже 250 т/ч на газе котел работает с практически закрытыми впрысками;

– в случае, если на низких нагрузках не обеспечивается необходимая температура перегретого пара, следует гасить две средние горелки нижнего яруса, а топливо равномерно распределять через оставшиеся 6 горелок.

Две переориентированные гляделки позволяют вести визуальное наблюдение за состоянием пода даже при работе котла на мазуте.

Контрольные вопросы

1. Что такое температурные и радиометрические вставки?
2. На базе каких датчиков работает система диагностики температурных условий в районе топочных экранов?
3. Что такое термопара и для чего она применяется?
4. Для чего под газомазутных котлов закрывается теплоизоляционным слоем?
5. Где устанавливаются датчики температуры?
6. Какой режим работы котла наиболее опасен для топочных экранов?
7. Сколько горелок на котле ТГМЕ-464 и где они установлены?
8. Чему равны показания датчика температуры на котле с погашенной топкой?
9. Как влияет вентиляция топки на показания датчиков температуры?
10. Чем можно объяснить резкие изменения температуры датчиков?
11. О каких воздействиях на режим работы топки можно судить по показаниям датчиков температуры?
12. Чем отличаются показания термовставок и датчиков на основе термопар?
13. Как влияет нагрузка котла на показания датчиков температуры?
14. Что такое нестехиометрический режим сжигания топлива?
15. Как изменяется падающий на экраны тепловой поток при переходе на нестехиометрический режим сжигания топлива?
16. Как влияет включение ДРГ на температуры в топке?
17. Каковы особенности организации нестехиометрического сжигания мазута?
18. Как реагирует система температурного контроля на рост внутренних отложений в экранных трубах?
19. Как влияет открытие пода на температурный режим топки?
20. Как влияет открытие пода на величину впрысков собственного конденсата?
21. На чем основана температурная защита пода разработки КГЭУ?
22. Как можно влиять на температуру перегретого пара режимом сжигания топлива?
23. Как изменяется величина впрысков при переводе котла с газа на мазут и почему?
24. Как можно увеличить температуру перегретого пара на малых нагрузках при полностью закрытых впрысках?

4. СИСТЕМА ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОЗДУШНОГО БАСЕЙНА ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЕЙ

4.1. Состав системы диагностирования

На ТЭС обычно устанавливаются достаточно высокие дымовые трубы (150–320 м), а выбросы из них распространяются на десятки и даже сотни километров. В то же время дымовой факел подвержен влиянию атмосферных условий и в первую очередь его распространение зависит от направления ветра. И если бы мы захотели контролировать поле приземных концентраций с помощью стационарных наземных газоанализаторов, то их пришлось бы устанавливать по полной окружности на различных расстояниях. Чтобы получить достаточно информативные данные, нужно установить порядка тысячи таких точек замера, что при современном состоянии приборной, компьютерной и сетевой техники является еще практически недостижимой задачей.

Периодический контроль с помощью передвижной автоматической лаборатории экономически более реален, но то, что даже при небольших изменениях направления ветра, на больших расстояниях от трубы факел смещается на большие расстояния по радиусу, значительно усложняет задачу и требует специальной проработки методики измерений.

ТЭС являются крупнейшими локальными источниками выбросов вредных веществ в воздушный бассейн. Большим преимуществом ТЭС по сравнению с другими промышленными предприятиями является то, что выбросы ТЭС организованы, контролируются и ими можно в определенной степени управлять.

Наряду с такими параметрами, как нагрузка и качество отпускаемой энергии, следует знать также текущие экологические характеристики работы станции и в первую очередь такую, как создаваемое выбросами из дымовых труб поле загрязнения приземного слоя воздуха. Причем нужно знать не просто уровни загрязнений, но и их место расположения в любой заданный момент времени. Актуальность этой задачи растет с ростом промышленного производства и начавшегося в связи с этим увеличения вредных выбросов ТЭС. Знание реальных полей приземных концентраций позволит оптимизировать работу ТЭС с учетом ущерба народному хозяйству, более точно определять источники повышенных концентраций, более эффективно вкладывать средства для обеспечения комфортных условий проживания людей.

Такая задача может быть решена с помощью системы диагностики загрязнения приземного слоя воздуха, для чего нужен контроль за выбросами, за турбулентным состоянием пограничного слоя атмосферы и программный комплекс, позволяющий рассчитать поле приземных концентраций в режиме реального времени. Для контроля полученного расчетного поля должны периодически проводиться наземные замеры концентраций.

4.2. Определение состояния пограничного слоя атмосферы

В настоящее время можно достаточно точно определять выбросы вредных веществ в любой момент работы станции. Но между величиной выбросов и их приземной концентрацией не всегда имеется линейная зависимость, так как приземные концентрации сильно зависят от метеорологических условий. Критерием же экологической опасности является именно создаваемая приземная концентрация, а не величина выброса, так как основная часть выбросов ТЭС, попадая в верхние слои атмосферы, или распадается на безвредные составляющие (окислы азота под действием солнечной радиации распадаются на азот и кислород), или в принципе может влиять на глобальный состав воздуха Земли, а не на регион расположения источника. Глобального изменения состава воздуха, кроме небольшого роста концентрации CO_2 , не отмечается, так как земная атмосфера имеет способность к самоочищению. Однако выброс CO_2 в настоящее время к вредным выбросам не относится. Более того, CO_2 в ряде случаев используется для присадки в атмосферу теплиц, что приводит к увеличению урожайности растений.

Однако в процессе эксплуатации ТЭС могут иметь место и так называемые особо опасные или неблагоприятные метеоусловия (НМУ) по рассеиванию примесей в атмосфере, когда концентрации могут увеличиваться по сравнению с рассчитанными по [15] на порядок.

Для своевременного оповещения о наступлении НМУ большое значение имеет оперативное поступление и анализ аэрологической информации и данных наблюдений на метеорологических вышках и телевизионных мачтах. Однако такой информации иногда не хватает, в связи с чем прогноз условий рассеивания вредностей от выбросов через высокие трубы ТЭС имеет более низкую оправдываемость, чем для низких источников. Решением проблемы является установка датчиков температуры воздуха и скорости ветра на дымовых трубах ТЭС.

Методические вопросы установки датчиков ветра на дымовых трубах ТЭС рассмотрены в [16], где предложен метод определения истинной скорости и направления ветра, а именно: на площадке дымовой трубы необходимо установить четыре выносные рей относительной длиной $R/R_0 = 1,3-1,5$ под углом 90° друг к другу. Рабочими метеореями считаются две рей, расположенные в период измерения в секторе $\pm 90^\circ$ к направлению невозмущенного потока.

В связи с тем, что направление воздушного потока еще только предполагается определить, это требование удобнее сформулировать следующим образом: рабочими метеореями считаются две соседние рей, суммарные показания скорости ветра которых максимальны. По показаниям двух датчиков рассчитывается отношение скоростей, определяется направление ветра с учетом турбулентного состояния атмосферы.

Наиболее точно характеристики устойчивости пограничного слоя могут быть получены при установке приборов на высотных сооружениях на достаточно высоких уровнях от земли. Достаточно удобными для анализа являются 2–3 100-метровых слоя воздуха [17].

В 2010 г. по заданию Татэнерго КГЭУ разработал техзадание на автоматическую метеостанцию, размещенную на Набережночелнинской ТЭЦ (НЧ ТЭЦ), где существуют хорошие условия для создания такой системы. НЧ ТЭЦ расположена на достаточно ровной местности со слабо выраженными холмами, примерно в 10 км за городом. На станции установлено 14 энергетических (ТГМ-84Б и ТГМЕ-464) и 14 водогрейных котлов (ПТВМ-100 и ПТВМ-180). На станции имеются три дымовых трубы, две высотой по 250 м и одна – 265 м. Начиная с высоты 65 м через каждые 30 м на трубах имеются кольцевые площадки. Расстояние между дымовой трубой ст. № 1 и ст. № 2 по осям составляет 230 м, между ст. № 2 и ст. № 3 – 140 м. Кроме дымовых труб НЧ ТЭЦ других источников выбросов такой же высоты в городе нет.

Высотную часть системы в качестве субподрядчика КГЭУ проектировало общество с ограниченной ответственностью «Высотные Специальные Технологии – Реконструкция» (ООО ВСТ-Реконструкция), его же монтажное подразделение выполняло монтаж оборудования на дымовой трубе. Остальные электротехнические работы вплоть до вывода на верхний уровень программного обеспечения с автоматической архивацией метеоданных, в том числе и виде графиков, также в качестве субподрядчика обеспечивал совместно со службами станции филиала ООО «КЭР-Инжи-ниринг» «КЭР-Автоматика».

В качестве датчиков скорости ветра было принято решение использовать датчик на базе анемометра АСЦ-3, выпускаемый НПО «Техкранэнерго» и предназначенный для стационарной установки на высотных сооружениях. На рис. 4.1 показан уже смонтированный на площадке дымовой трубы датчик ветра. Аналоговый токовый выход 4–20 мА был спущен на нулевую отметку для подсоединения к контроллеру КР-500. Прибор имеет погрешность $\pm 0,5$ м/с в диапазоне скоростей от 1,8 до 32 м/с. Допустимые температуры при эксплуатации – от -60 до $+55$ °С.



Рис. 4.1. Датчик анемометра АСЦ-3

На рис. 4.2 показан датчик температуры воздуха КТД-50. Погрешность измерения составляет $\pm 0,5$ °С в диапазоне температур от -40 до $+50$ °С. Датчик, смонтированный на трубе, показан на рис. 4.3.



Рис. 4.2. Датчик температуры воздуха КТД-50



Рис. 4.3. Датчик температуры воздуха на дымовой трубе

Датчики температуры устанавливаются под датчиком скорости ветра. Так как один из 4 датчиков всегда находится в тени дымовой трубы и в хорошо обдуваемой зоне, то за действительную температуру воздуха принимается минимальное показание из 4, установленных на одном уровне датчиков. Схема установки датчиков одинакова по всем 4 площадкам, на которых установлены датчики (65, 95, 155 и 215 м). На разных площадках датчики установлены строго один под другим, что позволяет повысить точность определения температурного градиента.

Для восприятия, обработки и передачи по кабелю «витая пара» на ПК сигналов от датчиков температуры и ветра предусматривается установка контроллера КР-500. Контроллер установлен в монтажном шкафу (рис. 4.4).

Шлюзовой микроконтроллер ШМК опрашивает модули ввода аналоговых сигналов МДА-Д, связанные с ним цифровым интерфейсным каналом, и формирует информационное сообщение (32 значения сигналов) для передачи по шлюзовому каналу (витая пара) на удаленную компьютерную станцию (до 1200 м).

Каждый модуль МДА-Д опрашивает 8 аналоговых входов. Вид входного сигнала (4–20 мА, 0–5 мА или иной) настраивается программно. Модуль питания МП-Д формирует стабилизированное напряжение 24 В для питания модулей.

Блок питания БП-50 преобразует переменное напряжение 220 В в постоянное напряжение 24 В для питания всех устройств шкафа.

Программа КОНТРАСТ позволяет выполнить с компьютера настройку всех модулей, а также отобразить на экране компьютера значение каждого сигнала в технических единицах в реальном времени.



Рис. 4.4. Контроллер КР-500

Отличительные особенности варианта:

- индивидуальная гальваническая развязка каждого канала 4–20 мА в модуле МДА-Д повышает живучесть системы (например, при разрядах молний);
- в шлюзовом микроконтроллере ШМК предусмотрена возможность резервирования канала связи с компьютером (RS-485);
- блочно модульная структура системы обеспечивает удобство обслуживания и ремонта, а также расширения системы;
- период обновления значений аналоговых сигналов 40 мс.

Суммарная длина кабелей с учетом расположения контроллера в главном корпусе станции составила около 4 км.

Пример данных по скорости ветра приведен на рис. 4.5.

Приобретен резервный комплект датчиков, который ежегодно заменяет отработанный. Снятый комплект поверяется и устанавливается на следующий год. Система работает автоматически без сбоев с ноября 2010 г. по настоящее время.

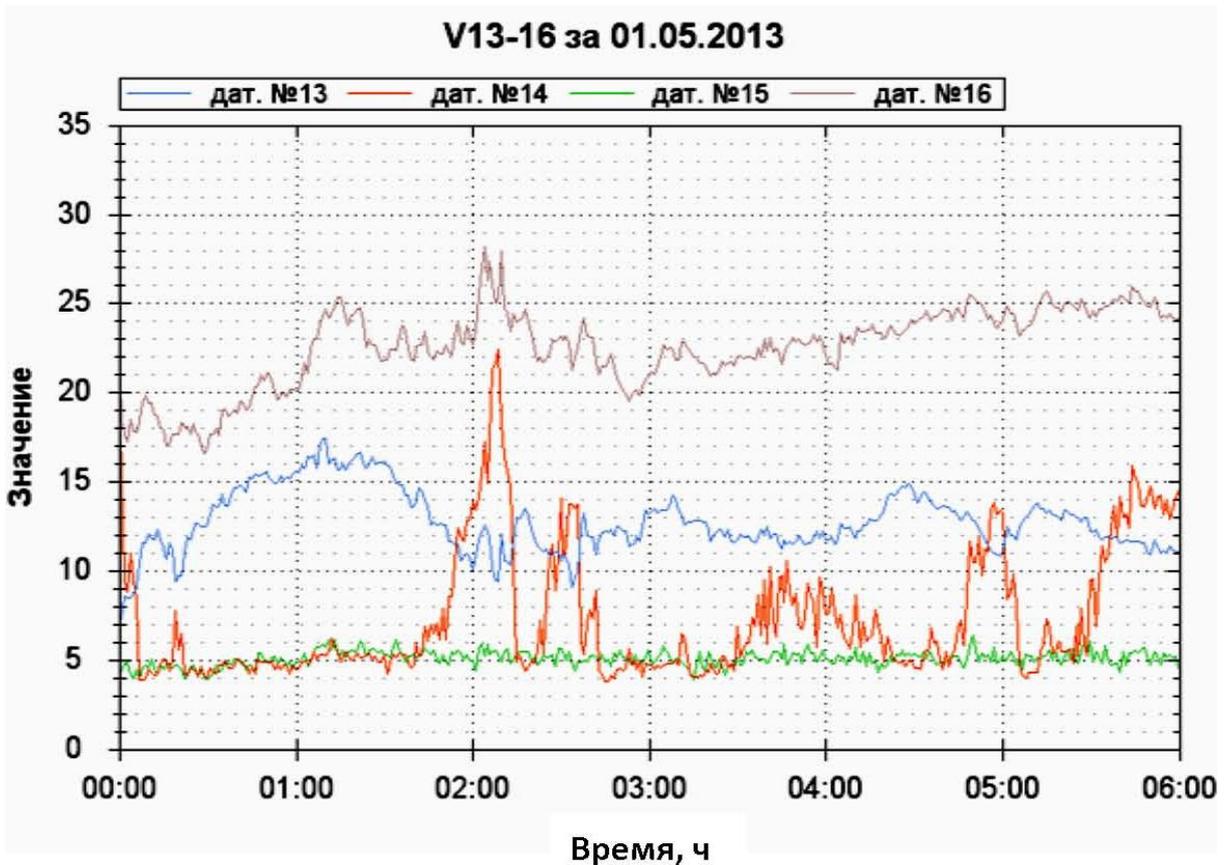


Рис. 4.5. Пример файла данных по скорости ветра от датчиков, установленных на одной площадке дымовой трубы

В осенне-весенний период имели место случаи обледенения датчиков и тогда они прекращали вращаться. Однако по мере оттаивания они автоматически включались в работу и не требовали вмешательства персонала. Для повышения живучести системы была разработана программа интерполяции показаний для временно неработающих датчиков, что обеспечило ее работоспособность путем последовательного восстановления показаний датчиков. Если в результате на одном из уровней все же оказывались не определенными показания 2 датчиков, то такой вариант для данного времени выделялся как недостоверный.

На рис. 4.6 приведен график температур датчиков, расположенных на уровне 215 м. Из графика видно, что после восхода солнца температура освещенных датчиков резко увеличивается. Однако для расчетов используются только показания датчика, имеющего минимальную температуру.

Для повышения точности данных был разработан и использовался метод текущей тарировки показаний датчиков температуры. Этот метод заключается в том, что в ночные часы при правильной работе всех датчиков температуры их показания будут отличаться только за счет эффективности обдува ветром. Зная скорость ветра у каждого датчика температуры, подбиралась функция, учитывающая влияние скорости ветра на показания датчиков температуры.

Затем по всем датчикам на каждом уровне находилось отклонение от средней температуры для этого уровня, что являлось в дальнейшем постоянной поправкой для каждого датчика на данные сутки.

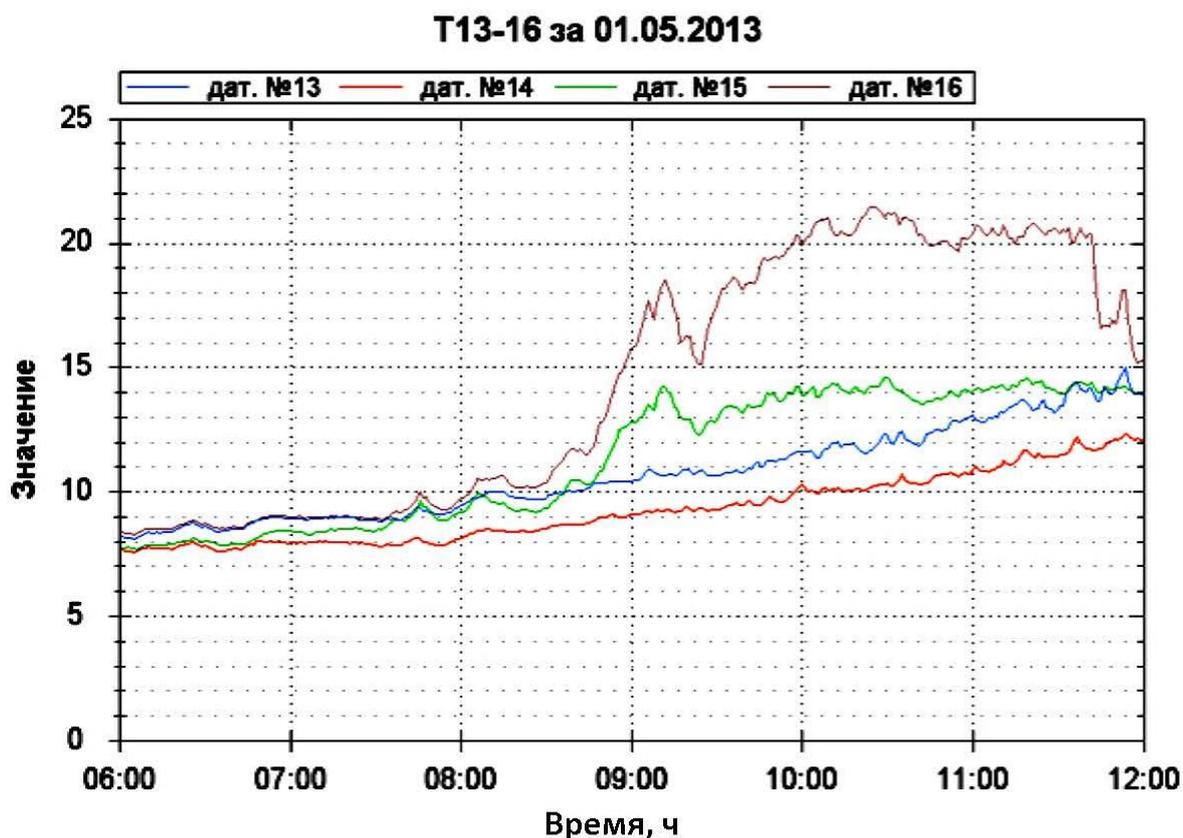


Рис. 4.6. График изменения температуры

В качестве исходных данных для расчета профиля скорости ветра и температуры воздуха используются осредненные за час данные вышеописанных графиков. В формате .xlsx сформирован банк таблиц осредненных метеоданных.

Вид файла данных таблиц приведен на рис. 4.7. В таблице указаны тип и номера датчиков, время, за которое проведено осреднение, и размерность. В столбце, в котором время указано, например, 1 ч, осреднение проведено за период с 0 до 1 ч.

Параметр	0 ч	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч
Скорость ветра пл. № 1 дат. № 1, м/с	2,90	2,60	2,46	2,38	2,11
Скорость ветра пл. № 1 дат. № 2, м/с	5,26	5,04	3,93	4,80	5,14
Скорость ветра пл. № 1 дат. № 3, м/с	3,37	3,14	2,78	3,45	3,44
Скорость ветра пл. № 1 дат. № 4, м/с	6,14	5,56	5,36	5,73	5,67
Скорость ветра пл. № 2 дат. № 1, м/с	2,74	2,74	2,57	2,51	2,18
Скорость ветра пл. № 2 дат. № 2, м/с	6,08	5,83	4,92	5,47	5,67
Скорость ветра пл. № 2 дат. № 3, м/с	2,85	2,82	2,34	2,56	2,57
Скорость ветра пл. № 2 дат. № 4, м/с	7,08	6,73	5,84	6,19	5,92
Скорость ветра пл. № 3 дат. № 1, м/с	2,25	2,44	2,48	2,49	2,34
Скорость ветра пл. № 3 дат. № 2, м/с	7,52	7,52	6,11	6,49	6,91
Скорость ветра пл. № 3 дат. № 3, м/с	1,34	1,41	1,28	1,18	1,29
Скорость ветра пл. № 3 дат. № 4, м/с	5,37	6,77	6,66	6,43	6,24
Скорость ветра пл. № 4 дат. № 1, м/с	2,73	2,60	2,23	2,26	2,38
Скорость ветра пл. № 4 дат. № 2, м/с	8,32	8,43	7,49	7,25	7,56
Скорость ветра пл. № 4 дат. № 3, м/с	2,04	2,23	2,19	2,03	2,09
Скорость ветра пл. № 4 дат. № 4, м/с	1,75	2,71	4,34	3,96	3,51
Температура воздуха пл. № 1 дат. № 1, °С	-1,41	-1,17	-1,11	-1,59	-1,73
Температура воздуха пл. № 1 дат. № 2, °С	-2,76	-2,58	-2,47	-3,07	-3,35
Температура воздуха пл. № 1 дат. № 3, °С	-2,21	-1,87	-1,67	-2,18	-2,40
Температура воздуха пл. № 1 дат. № 4, °С	-2,16	-1,92	-1,90	-2,40	-2,56
Температура воздуха пл. № 2 дат. № 1, °С	-1,88	-1,99	-2,26	-2,79	-2,89
Температура воздуха пл. № 2 дат. № 2, °С	-1,85	-1,93	-2,22	-2,82	-3,02
Температура воздуха пл. № 2 дат. № 3, °С	-2,58	-2,42	-2,41	-2,92	-3,11
Температура воздуха пл. № 2 дат. № 4, °С	-1,59	-1,68	-1,95	-2,52	-2,63
Температура воздуха пл. № 3 дат. № 1, °С	-1,46	-1,59	-2,19	-2,82	-3,01
Температура воздуха пл. № 3 дат. № 2, °С	-2,76	-2,87	-3,48	-4,14	-4,35
Температура воздуха пл. № 3 дат. № 3, °С	-1,72	-1,74	-2,12	-2,69	-2,93
Температура воздуха пл. № 3 дат. № 4, °С	-1,92	-2,07	-2,69	-3,35	-3,53
Температура воздуха пл. № 4 дат. № 1, °С	-1,77	-1,77	-2,38	-3,02	-3,30
Температура воздуха пл. № 4 дат. № 2, °С	-2,52	-2,60	-3,33	-3,97	-4,21
Температура воздуха пл. № 4 дат. № 3, °С	-2,30	-2,37	-3,01	-3,57	-3,84
Температура воздуха пл. № 4 дат. № 4, °С	-1,71	-1,72	-2,39	-2,93	-3,19

Рис. 4.7. Вид файла таблиц метеоданных

По разработанной программе, учитывающей особенности обтекания ветровым потоком железобетонной оболочки дымовой трубы, рассчитывается скорость невозмущенного потока. Разработанная методика проверена на натуре путем замера скорости движения клубов дыма.

В табл. 4.1 представлены осредненные часовые данные.

Обозначения в табл. 4.1: τ – время окончания часового отрезка, ч; u_{65} – скорость ветра на отметке 65 м и т.д.; ϵ_{65} – угол между направлением на север и направлением набегания ветрового потока, град. и т.д.; t_{65} – температура воздуха на отм. 65 м и т.д.; Δt_{1-2} – разность температур воздуха на соседних площадках.

Обработав данные по скорости ветра методом наименьших квадратов по степенной зависимости от высоты, получаем уравнение профилей скорости ветра в виде, например: $u = 2,81z^{0,16}$.

В файле данных это уравнение описывалось двумя параметрами: коэффициент пропорциональности (коэффициент ветра) и показатель степени (степень ветра).

Таблица 4.1

τ	ч	1	2	3	4	5	6	7	8	9
u_{65}	м/с	4,3	3,5	3,2	3,7	3,0	2,2	2,4	1,8	2,8
u_{95}	м/с	5,4	4,2	3,8	4,1	3,3	2,5	2,0	1,6	2,7
u_{155}	м/с	6,0	4,7	4,1	4,1	3,2	2,3	2,0	1,6	3,3
u_{215}	м/с	6,0	5,0	5,0	4,2	3,2	2,0	1,8	1,9	3,8
ϵ_{65}	град.	202	203	208	183	172	161	112	21	17
ϵ_{95}	град.	207	208	218	195	185	164	111	24	25
ϵ_{155}	град.	214	217	239	206	200	182	106	40	33
ϵ_{215}	град.	245	241	233	213	212	207	100	68	33
t_{65}	°С	3,25	3,00	2,47	1,66	1,99	2,51	3,22	2,2	0,14
t_{95}	°С	3,24	2,96	2,53	2,01	2,57	2,70	2,86	0,74	-0,26
t_{155}	°С	3,19	2,59	1,96	1,98	2,58	2,89	3,06	0,87	-0,32
t_{215}	°С	3,15	2,59	2,00	1,73	2,19	2,71	2,64	-0,02	-0,49
Δt_{1-2}	°С	-0,033	-0,133	0,2	1,17	1,93	0,63	-1,2	-4,87	-1,33
Δt_{2-3}	°С	-0,083	-0,617	-0,95	-0,05	0,017	0,32	0,33	0,21	-0,10
Δt_{3-4}	°С	-0,067	0	0,067	-0,4	-0,65	-0,3	-0,7	-1,48	-0,28

Таким образом, сооружена и уже в течение 3 лет в режиме реального времени успешно действует первая в России автоматическая метеосистема, установленная на светофорных площадках дымовой трубы № 1 НЧ ТЭЦ (65, 95, 155 и 215 м). Дымовая труба имеет высоту 250 м.

Метеосистема позволяет:

- 1) определить профиль скорости ветра;
- 2) определить профиль температуры воздуха;
- 3) определить профиль направления ветра;
- 4) определить профиль интенсивности турбулентности пограничного слоя атмосферы и выбрать необходимые параметры для расчета наземного поля концентраций.

Метеосистема показала, что почти постоянно имеет место правый поворот ветра с высотой, достигающий иногда $60\text{--}70^\circ$. Это уже позволило разработать методику выявления источника загрязнения воздуха в Набережных Челнах, где имеются крупные предприятия с низкими выбросами (рис. 4.8).



Рис. 4.8. Выброс литейного завода

Метеосистема позволяет также определить направление распространения выбросов даже в том случае, если дымовой факел невидим (при работе на газе летом).

4.3. Контроль выбросов

4.3.1. Контроль выбросов на дымовых трубах

Контроль выбросов может проводиться как непосредственно на дымовой трубе, так и путем суммации выбросов, определенных по всем котлам. Каждый из этих способов имеет свои преимущества и недостатки.

На Казанской ТЭЦ-1 на трубе № 2 на высоте 82 м установлена автоматизированная система контроля выбросов, поставленная немецкой фирмой SICK и смонтированная в 1997 г. при участии ВТИ. 28 января 1998 г. на ТЭЦ-1 состоялась презентация этой системы.

В состав системы контроля входят 4 газоанализатора GM 31, измеритель концентрации CO GM 910 и измеритель скорости и расхода газового потока VELOS 500, а также система сбора, обработки и передачи данных MEVAS-PC.

В систему сбора, обработки и передачи данных входят:

- регистратор DATAC800 (сбор измерительных сигналов и сигналов состояния, преобразование и передача информации в цифровом виде);
- стандартный персональный компьютер;
- программное обеспечение для оценки и обработки информации по выбросам;
- принтер.

Два газоанализатора GM 31 установлены на внешних газоходах котла № 10 за дымососами 10А и 10Б. Третий газоанализатор установлен на объединенном внешнем газоходе котла № 9, а 4-й – на дымовой трубе № 2 на светофорной площадке, на отметке 80 м.

На трубе на той же площадке установлены также измеритель концентрации CO GM 910 и измеритель скорости и расхода газового потока VELOS 500.

Персональный компьютер и принтер установлены на блочном щите котлов № 9–11. Регистратор DATAC800 и блоки управления и контроля газоанализаторов установлены в комнате за щитовыми сборками штатных контрольно-измерительных приборов (КИП) и автоматики этих же котлов.

В данном случае кроме приборов, установленных на дымовой трубе, газоанализаторы были установлены также на трех из шести газоходах котлов.

Контроль выбросов на дымовой трубе позволяет определить выбросы с помощью минимального количества приборов. Однако приборы, установленные на высоте после участка стабилизации потока (около 100 м), обслуживать труднее, чем наземные. К тому же при таком способе не всегда удастся определить источник повышенных выбросов.

4.3.2. Контроль выбросов на котлах

Учитывая тот факт, что выбросы от станции могут быть получены суммированием выбросов отдельных котлов, а также то, что газоанализаторы котлов в первую очередь необходимы для оптимизации

режимов их работы, при создании системы контроля атмосферы и газов (СКАГ) на Набережночелнинской ТЭЦ было принято решение оборудовать все котлы автоматическими, непрерывно действующими газоанализаторами, а выбросы получать суммированием их показаний без установки газоанализаторов на дымовых трубах.

Использование газового анализа на СО позволяет внедрить режимы работы котлов с предельно низкими избытками воздуха, что приводит к экономии топлива на сумму более миллиона руб./год в расчете на один котел паропроизводительностью $D_0 = 420$ т/ч по сравнению с заводскими режимами. Экономический эффект получается за счет снижения потерь тепла с уходящими газами и уменьшения затрат электроэнергии на собственные нужды котла. При этом также уменьшаются выбросы NO_x на 15–20 %.

Использование газового анализа на NO_x позволило внедрить нестехиометрические режимы сжигания топлива на газомазутных котлах, позволяющие уменьшить выбросы NO_x в 2–3 раза [18]. Пример снижения концентрации окислов азота по нитке А приведен на рис. 4.9. Эти режимы используются при НМУ по рассеиванию выбросов.

Для непрерывного контроля отходящих газов на котлах НЧ ТЭЦ установлено следующее газоаналитическое оборудование:

– котел № 1 (ТГМ-84) – газоанализатор ГАММА-100 (СО) 0–500 ppm – 2 шт. Показания выведены на КСУ2-026-01;

– котел № 2 (ТГМ-84) – газоанализатор АДГ-304 (СО, O_2 , NO, SO_2). O_2 : 0–21 об. %; СО: 0–5000 ppm; NO: 0–1000 ppm; SO_2 : 0–2000 ppm. – 2 шт. Показания выведены на компьютер котла;

– котел № 3 (ТГМ-84) – газоанализатор АДГ-305 (СО) 0–1000 ppm – 2 шт. Показания выведены на КСУ2-026-01;

– котел № 4 (ТГМ-84) – газоанализатор АДГ-304 (СО, O_2 , NO, SO_2). O_2 : 0–21 об. %; СО: 0–5000 ppm; NO: 0–1000 ppm; SO_2 : 0–2000 ppm. – 2 шт. Показания выведены на компьютер котла;

– котел № 6 (ТГМ-84) – газоанализатор АДГ-304 (СО, O_2 , NO, SO_2). O_2 : 0–21 об. %; СО: 0–5000 ppm; NO: 0–1000 ppm; SO_2 : 0–2000 ppm. – 2 шт. Показания выведены на компьютер котла;

– котел № 7 (ТГМ-84) – газоанализатор АДГ-305 (СО) 0–1000 ppm – 2 шт. Показания выведены на КСУ2-026-01;

– котел № 11 (ТГМЕ-464) – газоанализатор АДГ-304 (СО, O_2 , NO, SO_2). O_2 : 0–21 об. %; СО: 0–5000 ppm; NO: 0–1000 ppm; SO_2 : 0–2000 ppm. – 2 шт. Показания выведены на компьютер котла;

– котел № 12 (ТГМЕ-464) – газоанализатор ГАММА-100 (CO) 0–500 ppm – 2 шт. Показания выведены на компьютер котла;

– котел № 13 (ТГМЕ-464) – газоанализатор АДГ-304 (CO, O₂, NO, SO₂). O₂: 0–21 об. %; CO: 0–5000 ppm; NO: 0–1000 ppm; SO₂: 0–2000 ppm. – 2 шт. Показания выведены на компьютер котла.

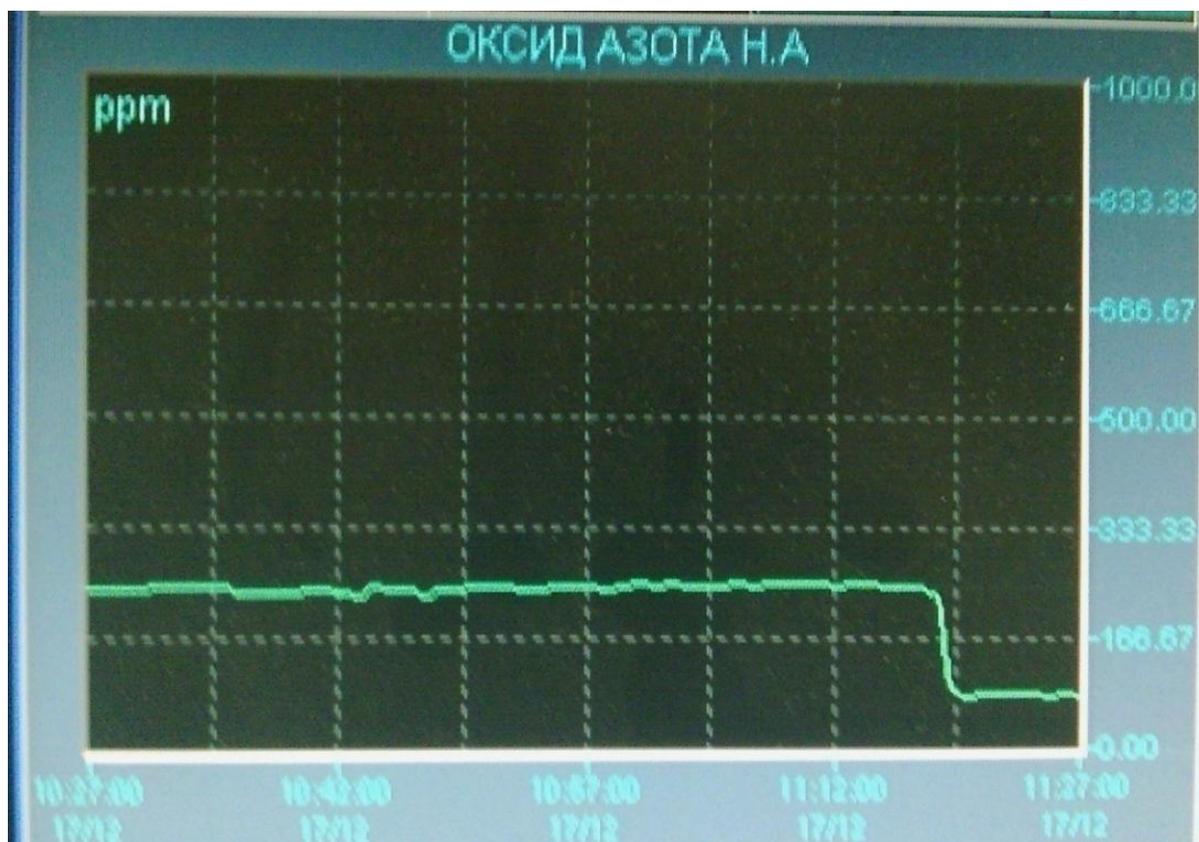


Рис. 4.9. Снижение концентрации NO при переводе котла ТГМ-84 Б на нестехиометрическое сжигание газа

Для всех котлов также разработаны и утверждены в Ростехнадзоре двухпараметрические (по нагрузке и избытку воздуха) экологические характеристики по окислам азота для газа и мазута, для обычного и для нестехиометрического сжигания топлива. Эти характеристики сделаны с запасом по выбросам на 10 % в сторону завышения и используются для расчета выбросов от котлов, на которых газоанализаторов еще нет или в случае, когда газоанализатор не работает.

Из всех отечественных газоанализаторов, установленных на ТЭС, в Татарстане наиболее полно потребностям системы контроля выбросов отвечает газоанализатор АДГ-304. Внешний вид газоанализатора АДГ-304 приведен на рис. 4.10. Его показания на компьютере котла показаны на рис. 4.11.

Газоанализатор АДГ-304 предназначен для автоматического измерения объемной концентрации оксида углерода, оксида азота, диоксида азота, диоксида серы и кислорода в отходящих газах топливосжигающих установок и предназначен для эксплуатации во взрывобезопасных помещениях.

Газоанализатор представляет собой стационарный автоматический показывающий прибор непрерывного действия, конструктивно выполненный в двух блоках: измерительный блок и блок пробоподготовки – и соответствует требованиям ГОСТ Р50759-95, ГОСТ 13320-81.

Принцип действия газоанализатора – электрохимический.

Способ пробоподготовки – удаление влаги из пробы вымораживанием.



Рис. 4.10. Два газоанализатора АДГ-304 с устройствами пробоподготовки в монтажном шкафу

Наименование	Тек/зн.	Позиция
Т ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА - Н.А	557.14	4NF01T101 Т ВОЗДУХА
Т ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА - Н.Б	560.27	4NF02T101 Т ВОЗДУХА
Т ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ	216.47	4NH01T101 Т ВОЗДУХА
Т КОНД. КАЛОРИФЕРОВ - СЛЕВА	РЕЗЕРВ	4NH02T101 Т ВОЗДУХА
Т КОНД. КАЛОРИФЕРОВ - СПРАВА	РЕЗЕРВ	4NH01T102 Т ВОЗДУХА
Р ПАРА ЗА КОТЛОМ	139.56	4NH02T102 Т ВОЗДУХА
Р ПАРА В БАРАБАНЕ	149.06	4NR01T101 Т УХОДЯЩИ
Р ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ ЗА РПК	РЕЗЕРВ	4NR02T101 Т УХОДЯЩИ
Р ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ ДО РПК	157.37	4NR01T102 Т ДЫМ ГАЗО
Q ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА - Н.А	134.17	4NR02T102 Т ДЫМ ГАЗО
Q ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА - Н.Б	132.24	4NP01P101 ДАВЛЕНИЕ
Q ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ	266.51	4NM01P10 Р МАЗУТА
Q КОТЛ ВОДЫ НА НЕПР ПРОДУВКУ	2.57	4NH01P101 Р ВОЗДУХА
РАЗНОСТЬ Т РВП Н.А	71.18	4NH02P101 Р ВОЗДУХА
РАЗНОСТЬ Т РВП Н.Б	66.13	4NR01P101 РАЗРЕЖЕНИ
CO нитка А	4.77	4NR02P101 РАЗРЕЖЕНИ
NO нитка А	85.32	4NP01F101 Q ГАЗА
SO2 нитка А	2.89	4NM01F101 Q МАЗУТА
O2 нитка А	2.09	4NR01Q101 СОДЕРЖАНИ
CO нитка Б	8.58	4NR02Q101 СОДЕРЖАНИ
NO нитка Б	83.40	4NR01Q102 ПРОЗРАЧНОС

Рис. 4.11. Показания газоанализаторов на компьютере котла

Условия эксплуатации: температура окружающего воздуха от 5 до 40 °С; температура анализируемой газовой пробы до 600 °С; относительная влажность окружающего воздуха до 95 % (без конденсации влаги).

Состав анализируемой газовой среды (кроме измеряемых компонентов): N₂ до 100 об.%; пыль до 40 мг/м³. Расход анализируемой газовой смеси 1,0 ± 0,2 дм³/мин.

Погрешность измерения: по CO – 10 %, но не менее 20 ppm, по NO – 15 %, но не менее 15 ppm, по SO₂ – 15 %, но не менее 30 ppm, по O₂ – 10 %, но не менее 0,4 об.%. Время прогрева газоанализатора не более 2 ч. Время установления показаний не более 3 мин.

Газоанализатор питается от электрической сети переменного тока напряжением (220+22–33) В и частотой (50±1) Гц. Газоанализатор оснащен токовыми выходами 4–20 мА по каждому каналу измерения для подключения вторичных контрольных приборов.

Габаритные размеры блока пробоподготовки газоанализатора не превышают 265 × 130 × 310 мм, масса не превышает 5 кг. Габаритные размеры измерительного блока газоанализатора не превышают 410 × 132 × 482 мм, масса не превышает 8 кг.

Газоанализатор выдерживает перегрузку, вызванную превышением содержания измеряемого компонента на 100 % от верхнего предела измерений в течение 5 мин. Время восстановления работоспособности газоанализатора после снятия перегрузки не более 20 мин. Мощность, потребляемая газоанализатором, не превышает 35 Вт для измерительного блока и 60 Вт для блока пробоподготовки.

Газоанализатор относится к восстанавливаемым и ремонтируемым изделиям. Вероятность безотказной работы за 1000 ч не менее 0,95. Закон распределения безотказной работы – экспоненциальный. Параметром, по которому определяется отказ газоанализатора, является определение концентрации компонентов анализируемой пробы с погрешностью, превышающей указанную. Средний ресурс работы газоанализатора до ремонта не менее 8000 ч (без учета времени работы электрохимических датчиков). Средний срок службы электрохимического датчика – 1 год. Средний срок службы газоанализатора до списания не менее 8 лет.

Опыт эксплуатации показал, что газоанализатор имеет хорошую повторяемость результатов, а реальные погрешности замеров концентраций в два раза меньше заявленных.

Для анализа работы станции одновременно с файлами метеорологических характеристик формируется файл режимов работающих котлов, рис. 4.12.

1	Параметр	0 ч.	1 ч.	2 ч.	3 ч.	4 ч.	5 ч.	6 ч.
2	K1 T УХОДЯЩИХ ГАЗОВ - Н.А, °С	115,35	116,94	116,53	118,31	118,25	118,11	118,12
3	K1 T УХОДЯЩИХ ГАЗОВ - Н.Б, °С	113,09	115,22	114,19	116,58	116,08	115,15	115,62
4	K1 T ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ, °С	230,23	231,34	232,11	231,71	231,68	231,71	231,54
5	K1 Q ГАЗА, тыс.м3/ч.	24,33	25,10	25,32	26,81	26,81	26,91	26,93
6	K1 Q МАЗУТА, тн/ч.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	K1 Q ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА - Н.А, тн/ч.	146,39	152,21	152,82	161,41	161,15	161,66	161,60
8	K1 Q ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА - Н.Б, тн/ч.	155,96	162,35	162,75	172,22	171,94	172,56	172,49
9	K1 Q ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ, тн/ч.	298,98	312,07	312,32	331,74	331,59	332,26	332,02
10	K3 T УХОДЯЩИХ ГАЗОВ - Н.А, °С	115,61	120,03	131,38	133,35	133,07	132,97	133,47
11	K3 T УХОДЯЩИХ ГАЗОВ - Н.Б, °С	113,40	122,82	129,48	131,48	131,16	131,31	131,63
12	K3 T ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ, °С	213,66	219,28	222,06	225,22	225,38	225,60	225,66
13	K3 Q ГАЗА, тыс.м3/ч.	23,34	27,17	31,36	31,61	31,62	31,57	31,59
14	K3 Q МАЗУТА, тн/ч.	10,75	10,77	10,73	10,72	10,73	10,71	10,69
15	K3 Q ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА - Н.А, тн/ч.	152,44	177,88	204,13	207,26	207,63	207,19	207,16
16	K3 Q ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА - Н.Б, тн/ч.	147,25	171,33	196,73	199,56	199,93	199,47	199,43
17	K3 Q ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ, тн/ч.	296,40	345,55	400,21	407,09	408,71	407,16	407,24
18	K4 T УХОДЯЩИХ ГАЗОВ - Н.А, °С	128,48	137,54	138,16	138,33	138,08	137,41	137,51
19	K4 T УХОДЯЩИХ ГАЗОВ - Н.Б, °С	132,03	143,60	144,49	144,42	144,15	143,65	143,77
20	K4 T ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ, °С	213,09	220,65	223,91	224,09	224,15	224,31	224,35
21	K4 Q ГАЗА, тыс.м3/ч.	31,89	36,12	36,25	36,24	36,24	36,21	36,20
22	K4 Q МАЗУТА, тн/ч.	3,94	3,92	3,93	3,90	3,89	3,91	3,90
23	K4 Q ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА - Н.А, тн/ч.	184,88	212,90	214,71	214,84	215,12	214,65	214,60
24	K4 Q ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА - Н.Б, тн/ч.	187,29	215,62	217,30	217,95	218,16	217,63	217,78
25	K4 Q ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ, тн/ч.	375,27	432,68	437,06	438,16	438,94	437,40	437,89

Рис. 4.12. Пример файла данных режимов работы котлов

Пробоотбор осуществляется с помощью выполненного из нержавеющей стали распределенного устройства между пакетами водяного экономайзера (рис. 4.13).

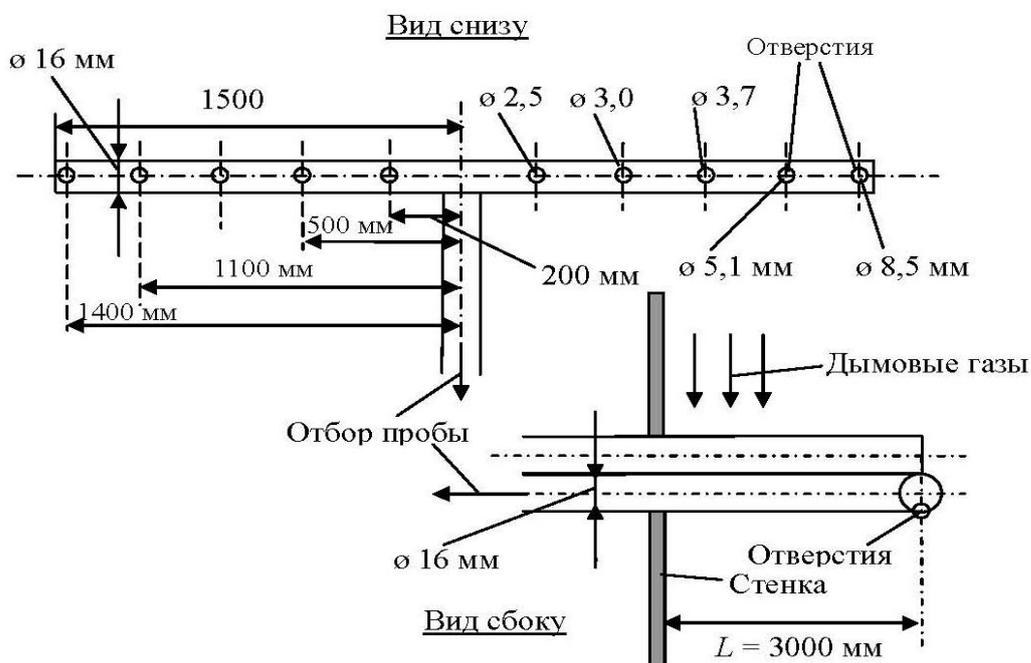


Рис. 4.13. Схема организации отбора пробы из газохода

Отсос дымовых газов применен с противоположной стороны от набегания газов, что требует более мощного насоса, который был поставлен заводом-изготовителем, но предотвращает занос пробоотборных отверстий мазутной сажей.

4.4. Программное обеспечение

Единственным утвержденным документом в РФ, по которому можно рассчитать поле приземных концентраций, является общесоюзный нормативный документ ОНД-86 [15]. Однако этот документ предназначен в первую очередь для определения высоты дымовых труб. По этой методике можно также рассчитать поле приземных концентраций для развитой турбулентности атмосферы при произвольной скорости ветра.

За рубежом между тепловой электростанцией и государством, как правило, находится независимая экологическая компания, которая обеспечивает мониторинг выбросов и эксплуатацию газоаналитического оборудования. Работники станции к этому оборудованию доступа не имеют. Анализ экологической ситуации проводится работниками этой

независимой экологической компании на базе математического моделирования рассеивания выбросов по разработанным пакетам прикладных программ, основанных на [19] и учитывающих как режим работы станции, так и метеоусловия и особенности рельефа данного региона. Таких пакетов, утвержденных на государственном уровне, для отдельных промышленных районов, например, в США на настоящее время существует более 90.

В России в последнее время работы в данном направлении почти не проводились, хотя в свое время был создан задел, который может быть использован для разработки аналогичного регионального пакета программ. Так, например, в ФГБОУ КГЭУ разработан подобный программный пакет для НЧ ТЭЦ.

В качестве основы для расчета приземных концентраций при заданных конкретных метеорологических условиях принята работа [20].

В основу этой методики положена формула Лайхтмана [21]

$$q(x, y) = \frac{e^{-\frac{y^2}{2\sigma^2(x)}}}{\sqrt{2\pi}\sigma(x)} q'(x), \quad (4.1)$$

где $q(x, y)$ – концентрация примеси на уровне земли в точке с координатами x, y . Начало координат расположено в точке проекции источника на поверхность земли. Ось x направлена вдоль среднего направления ветра, ось y – нормально к среднему ветру. Величина $q'(x)$ определяется на основании решений полуэмпирического уравнения диффузии невесомой примеси из линейного источника бесконечной длины, направленного вдоль оси y для стационарного случая. При этом используются степенные аппроксимации профиля коэффициента турбулентной диффузии и скорости ветра.

Величина $\sigma(x)$ – рассеяние в поперечном направлении ветра; зависит от времени осреднения.

Предполагается, что поверхность не поглощает примеси и не взаимодействует с ней.

Для учета метеорологических параметров в явном виде формула (4.1) преобразована в виде

$$q(x, y) = \frac{Qe^{-\frac{R}{x} - \frac{y^2}{2\sigma^2(x)}}}{\Gamma(1+\rho)\sqrt{2\pi}\sigma(x)UH} \left(\frac{R}{x}\right)^\rho, \quad (4.2)$$

где Q – массовый выброс газообразной примеси; H – эффективная высота дымовой трубы; параметр $R = CH/B$, где C берется по табл. 4.2, параметр B – по табл. 4.3; параметр поперечной диффузии $\sigma(x) = b \cdot x$, где $b = b_0 (T/20)^{0,2}$. Здесь T – время осреднения, мин, b_0 определяется по табл. 4.4; ρ – параметр, берется по табл. 4.2; $\Gamma(1 + \rho)$ – гамма-функция, берется по табл. 4.2, U – средняя в слое от 0 до H скорость ветра.

Таблица 4.2

Класс устойчивости n	H	C	ρ	$\Gamma(1 + \rho)$	A	D
1, 2	Все	0,45	1	1,000	0,24	0,48
3	100	0,44	1	1,000	0,24	0,48
	200	0,38	0,9	0,962	0,22	0,54
4	100	0,43	1	1,000	0,22	0,49
	200	0,30	0,73	0,919	0,18	0,62
	300	0,25	0,53	0,888	0,16	0,73
5	25	0,43	1	1,000	0,21	0,51
	25–100	0,28	0,71	0,911	0,16	0,72
	100	0,24	0,55	0,889	0,14	0,73
6	25	0,40	1	1,000	0,20	0,54
	100	0,25	0,57	0,890	0,16	0,75
7	25	0,27	0,73	0,913	0,15	0,74
	100	0,24	0,60	0,893	0,15	0,78

Таблица 4.3

H	Параметр B для разных классов устойчивости n					
	1	2	3	4	5	6, 7
25–70	0,050	0,030	0,020	0,012	0,005	0,0020
100–200	0,050	0,030	0,019	0,011	0,003	0,0015
200–300	0,050	0,028	0,015	0,010	0,003	0,0010
500	0,050	0,010	0,010	0,008	0,003	0,0010
1000	0,005	0,005	0,005	0,004	–	–

Таблица 4.4

H	Параметр b_0 для разных классов устойчивости n					
	1	2	3	4	5	6,7
20–100	0,21	0,17	0,15	0,13	0,08	0,06
100–300	0,15	0,13	0,12	0,08	0,06	0,05

Формула (4.2) применима при отсутствии у выбросов начальной тепловой и гидродинамической составляющих подъема дымового факела. Поэтому геометрическую высоту дымовой трубы следует пересчитать на эффективную (рис. 4.14).

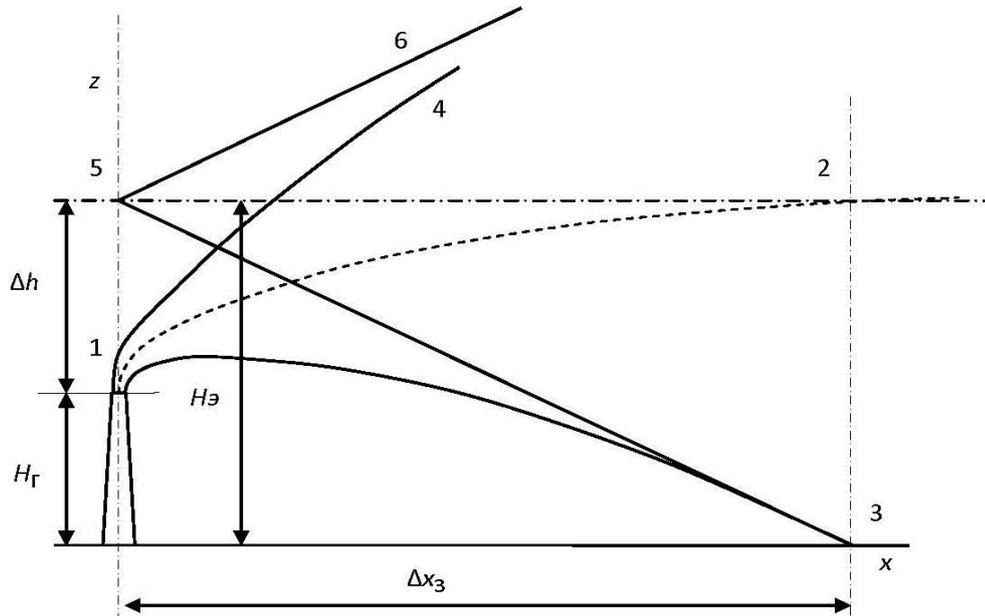


Рис. 4.14. Схема распространения дымового факела

В формуле (4.2)

$$U = \int_0^H u(z) dz . \quad (4.3)$$

Профиль скорости ветра принимается как

$$u(z) = u_1 \left(\frac{z}{z_1} \right)^m , \quad (4.4)$$

где u_1 и z_1 – скорость ветра на известной высоте z_1 . Параметр m определяется по табл. 4.5.

Расстояние от трубы до максимальных концентраций находится по уравнению

$$x_0 = A \frac{H}{B} , \quad (4.5)$$

где A определяется по табл. 4.2.

Величина максимальной концентрации примеси находится по уравнению

$$q_0 = D \frac{QB}{bUH^2}, \quad (4.6)$$

где D определяется по табл. 4.2.

Таблица 4.5

H	Параметр m для разных классов устойчивости n				
	1, 2	3	4	5	6, 7
25	0,10	0,12	0,15	0,16	0,25–0,32
25–100	0,10	0,13	0,15	0,19	0,32–0,40
100–300	0,11	0,13	0,13	0,23	0,36–0,50
300–500	0,11	0,13	0,13	0,25	–

Вместо дискретного номера класса устойчивости атмосферы будем использовать непрерывную характеристику устойчивости атмосферы для 100-метрового слоя параметр $B = \Delta t / (u^2)$ (табл. 4.6).

Здесь Δt – разность температур на границах 100-метрового слоя воздуха; u – средняя скорость ветра в этом слое.

Таблица 4.6

Параметр B	Тип атмосферы	Класс устойчивости n
Менее $-0,1$	Сильная неустойчивость	Первый
От $-0,1$ до $-0,035$	Умеренная неустойчивость	Второй
От $-0,035$ до $-0,005$	Слабая неустойчивость	Третий
От $-0,005$ до $0,01$	Безразличное состояние	Четвертый
От $0,01$ до $0,060$	Слабая устойчивость	Пятый
От $0,06$ до $0,17$	Умеренная устойчивость	Шестой
Более $0,17$	Сильная устойчивость	Седьмой

Из дымовой трубы геометрической высотой H_T (рис. 4.14), вертикально вверх, в направлении оси z выбрасываются с начальной скоростью w , м/с, нагретые до температуры t_T , °С, уходящие дымовые газы. В том случае, если при этом имеет место ветер, скорость которого направлена вдоль поверхности земли (ось x), то дымовой факел приобретает изогнутую форму. Средняя линия факела, обозначенная на рис. 4.14 пунктиром и ограниченная точками 1 и 2, на начальном участке продолжает подниматься, что является результатом начальной скорости выхода дымовых газов и начального его перегрева относительно окружающего воздуха.

Одновременно с подъемом средней линии дымового факела происходит раскрытие его границ. Верхняя граница дымового факела обозначена цифрами 1–4, нижняя цифрами 1–3.

В том случае, если турбулентные характеристики атмосферы во всем слое рассеяния дымового факела одинаковы, то скорость раскрытия границ тоже будет одинаковой. Принимая, что дымовой факел состоит из неоседающей примеси, а достигает земли исключительно за счет перемешивания с окружающим воздухом, верхняя граница факела может неограниченно подниматься вверх. Нижняя граница с такой же скоростью будет отходить от средней линии траектории вниз и двигаться в направлении земной поверхности.

Видимость границ траектории зависит от концентрации газов и их состава вблизи этой границы. Длина видимой части границы в основном зависит от количества водяных паров в дымовом факеле и интенсивности турбулентного перемешивания в атмосфере. Чем больше паров воды и чем меньше интенсивность турбулентности атмосферы, тем более длинными становятся видимые границы дымового факела. Видимая часть траектории дымового факела может меняться в широких пределах, от десятков метров до десятков километров. На рисунке нижняя граница факела показана условно видимой до достижения ее земной поверхностью.

Так как скорость перемещения частиц дыма к земле за счет турбулентных пульсаций в атмосфере имеет конечную величину, то непосредственно рядом с дымовой трубой образуется чистая зона, или зона переброса дымового факела, Δx_3 (дельта икс земли, рис. 4.14). Величина зоны переброса может составлять от сотен метров до нескольких, а иногда и до десятков километров.

Для упрощения расчетов описанную реальную схему распространения выбросов обычно заменяют условной. Реальная дымовая труба при этом заменяется на условный точечный источник пассивной примеси.

Основным условием такой замены является обеспечение правильных результатов расчета в зоне наиболее высоких приземных концентраций, создаваемых дымовой трубой.

При переходе к условному источнику принимается: температура дымовых газов равна температуре окружающего воздуха, вертикальная составляющая скорости дымовых газов отсутствует (дымовые газы выходят горизонтально в направлении скорости ветра и со скоростью, равной скорости ветра). Это приводит к тому, что подъем факела над условной трубой отсутствует и при движении дымового факела имеет место только его рассеивание за счет атмосферных пульсаций. Количество газов и количество содержащихся в них примесей остается прежним.

Для того, чтобы при этих условиях были получены правильные величины приземных концентраций, высота дымовой трубы должна быть увеличена до эффективной высоты дымовой трубы H_3 (рис. 4.14).

Эта высота может быть получена из следующих соображений. Принимаем, что для высоких дымовых труб нижняя граница дымового факела при приближении к земле уже практически не связана с его средней линией и движется только под действием скорости ветра и атмосферной турбулентности. Если, как мы уже предположили, интенсивность турбулентности во всем слое рассеивания дымового факела постоянна, то и траектория нижней границы дымового факела у земли будет представлять собой прямую линию. Если продолжить эту линию от земли до пересечения ее с осью z , то получим траекторию нижней границы при отсутствии воздействия на факел начальных импульсов скорости выхода и температуры, т.е. как раз для тех условий, которым удовлетворяет условный источник.

Таким образом, если поместить в полученную точку пересечения данной прямой и вертикали z (точка 5, рис. 4.14) условный источник, то в зоне приближения дымовых газов к земле мы получим примерно такие же условия, как для реального источника.

Разность между эффективной и геометрической высотой называется подъемом факела над устьем дымовой трубы Δh , м. Величина Δh может составлять заметную величину по сравнению с высотой дымовой трубы и даже превосходить ее и зависит не только от метеоусловий, но и от режима работы станции.

Отсюда можно сформулировать геометрическое условие определения подъема дымового факела над устьем трубы как разность между высотой средней линии траектории дымового факела над точкой касания земли нижней границей дымового факела и геометрической высотой дымовой трубы.

При отсутствии ветра дымовые газы, выходя из трубы, движутся вертикально вверх. Начальная кинетическая энергия (или сила инерции) дымового факела действует в основном на начальном участке дымового факела, а основной подъем при этом будет обеспечиваться всплытием более теплых относительно окружающего воздуха объемов дымового факела. Величина, на которую эти объемы поднимутся, зависит от разницы температур между ними и температурой воздуха.

В пограничном слое атмосферы могут иметь место различные профили температуры воздуха, от сверхадиабатических (падение температуры воздуха с высотой более чем на $1\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ м}$) до инверсионных (рост температуры с увеличением высоты). В результате могут иметь

место случаи, когда разность между температурой окружающего воздуха и средней температурой в дымовом факеле при его подъеме может оставаться постоянной или даже нарастать. В этом случае дымовой факел поднимается на многие километры, попадает в итоге в верхние слои атмосферы, где под действием жесткого солнечного излучения происходит распад вредных газообразных примесей. Дымовые газы при этом земли не достигают и дымовая труба экологической опасности не представляет.

Однако могут быть и другие ситуации, когда, например, температура воздуха с высотой заметно увеличивается. В результате температура дымовых газов и окружающего воздуха на какой-то высоте сравниваются, что в итоге приводит к прекращению подъема дымовых газов. А если ветер при этом отсутствует, то происходит накопление выбросов, которые под действием турбулентности атмосферы начинают распространяться во все стороны, в том числе и к земле.

В случае достаточной продолжительности таких условий (несколько суток) у земли появятся значительно (в несколько раз) большие, чем обычно (рассчитанные по ОНД-86), концентрации вредных веществ. Такие условия называются особо опасными и на настоящее время они еще мало изучены.

Нами предложено решение, которое позволяет учесть при произвольном профиле скорости ветра, вплоть до его отсутствия, реальный (произвольный) температурный профиль в пограничном слое атмосферы.

При решении задач о турбулентной струе считается, что длина пути перемешивания пропорциональна ширине струи, а приращение ширины зоны перемешивания пропорционально поперечной пульсации скорости. В результате получается, что ширина зоны перемешивания пропорциональна расстоянию от точки соприкосновения потоков до рассматриваемого сечения.

Эта зона перемешивания представляет собой пограничный слой, профиль которого в масштабе половины ширины струи на половине глубины профиля скоростей является универсальным. В результате линейного нарастания толщины пограничного слоя поле постоянных (начальных) скоростей в поперечном сечении свободной струи уменьшается, а в переходном сечении сходит на нет. Пограничный слой занимает все поперечное сечение, после которого осевая скорость в струе начинает уменьшаться, а отношение средней скорости по площади к осевой на основном участке струи становится постоянной величиной.

Если известно, как изменяется площадь поперечного сечения струи и профиль скорости в этом сечении, то скорость на оси струи можно найти из условия сохранения количества движения массы газов, проходящей в единицу времени через поперечное сечение (секундной массы) [22]:

$$J = \rho \int_0^F u^2 dF = \text{const}, \quad (4.7)$$

где ρ – плотность газов, кг/м^3 ; u – текущее значение скорости, м/с ; F – площадь поперечного сечения, м^2 . Количество движения в струе J при этом будет иметь размерность силы, Н.

Выражения для расчета свободных струй приведены в [23]. На основании этого с использованием конечно-разностного метода и с учетом [24] была разработана программа расчета траектории распространения дымового факела при углах наклона к горизонту более 45° , которые характерны для траекторий при малых скоростях ветра и начальных участках траектории при повышенных скоростях ветра. Пример расчета по этой программе приведен на рис. 4.15. Во всех приведенных вариантах исходные данные отличаются только скоростью ветра. Скорости ветра приняты: для траектории 1–0,1 м/с; для траектории 2–0,3 м/с; для траектории 3–0,5 м/с; для траектории 4–0,7 м/с; для траектории 5–1,0 м/с; для траектории 6–1,5 м/с; для траектории 7–2,0 м/с; для траектории 8–3,0 м/с.

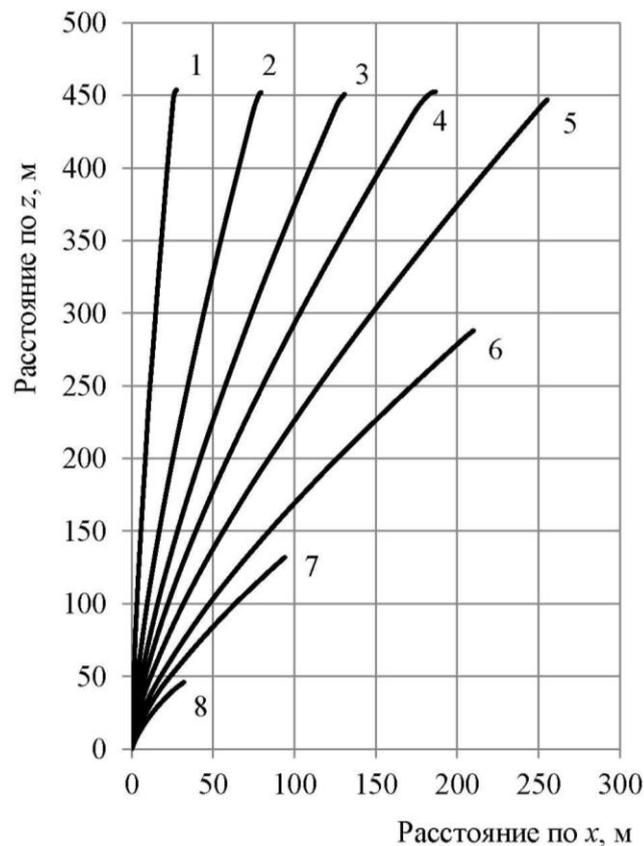


Рис. 4.15. Изменение траектории дымового факела при увеличении скорости ветра от 0,1 до 3 м/с

При повышенных скоростях ветра траектория имеет угол наклона средней линии к горизонту 45° и менее. Для этих условий рассматривается схема распространения, приведенная на рис. 4.16.

Гидродинамический участок подъема Δh_{Γ} определяется по схеме для вертикального подъема струи. Размеры поперечного сечения факела в конце участка гидродинамического подъема, а также средняя температура дымовых газов и окружающего воздуха берутся на основании расчета по вертикальной схеме при угле наклона $\alpha \geq 45^\circ$.

Далее рассматривается условие равновесия для элементарного диска, который в общем случае имеет эллиптическую форму с полуосями s (горизонтальная полуось) и b (вертикальная полуось) и толщиной Δx . При этом учитываются силы: Архимеда (F_a), инерции ($F_{\text{и}}$), давления ($F_{\text{д}}$) и трения ($F_{\text{тр}}$). Учитывается также охлаждение дымового факела при его подъеме за счет уменьшения атмосферного давления. В результате решения системы уравнений материального и теплового балансов находится скорость всплытия каждого последующего элементарного участка дымового факела. Зная скорость всплытия и скорость ветра, рассчитываем траекторию границ дымового факела.

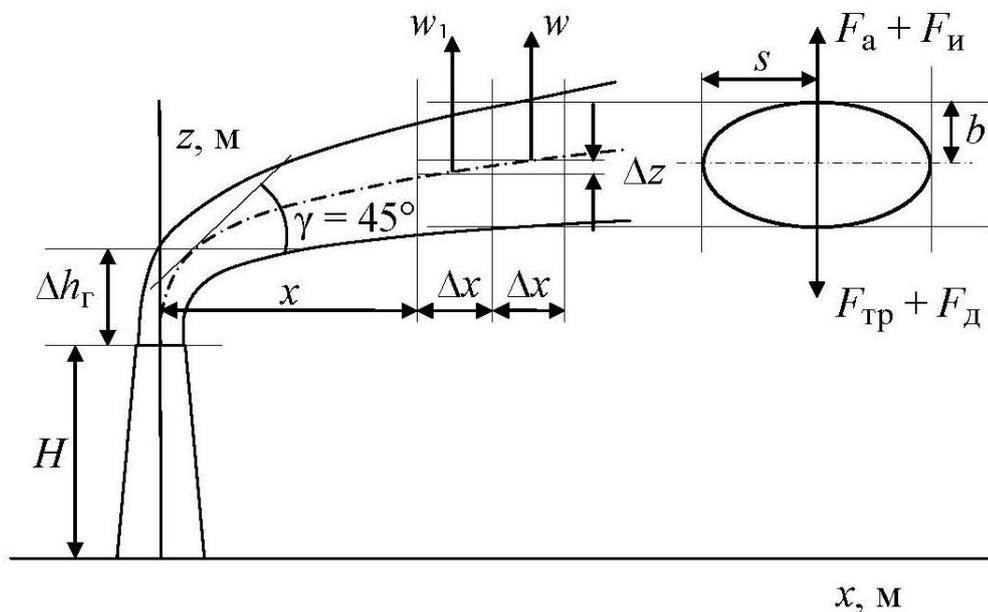


Рис. 4.16. Схема расчета траектории на основном участке

На рис. 4.17 приведен пример расчета траектории для устойчивого состояния пограничного слоя атмосферы, а на рис. 4.18 – для условий умеренной неустойчивости при одной и той же скорости ветра.

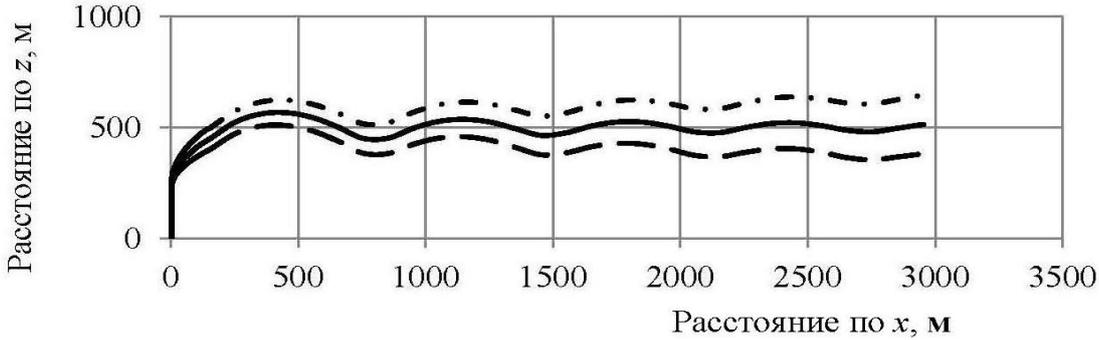


Рис. 4.17. Траектория распространения дымового факела при $\gamma = 2 \text{ K}/100 \text{ м}$

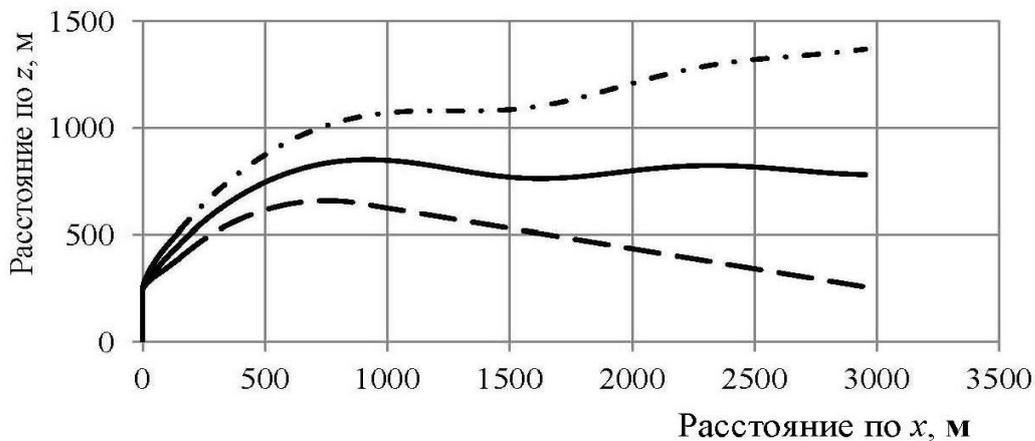


Рис. 4.18. Траектория распространения дымового факела при $\gamma = -0,5 \text{ K}/100 \text{ м}$

На начальном участке дымового факела нижняя граница связана с перемещением средней линии дымового факела за счет поля вертикальных скоростей, создающих разрежение в нижней части факела, которое и приподнимает нижнюю границу. Со снижением скорости всплытия дымовых газов и удаления нижней границы от центра факела этот эффект снижается. Дальнейшее перемещение нижней границы обуславливается за счет вертикальных атмосферных пульсаций, которые можно оценить величиной интенсивности турбулентности атмосферы ε_z .

Так как дымовые газы всегда выбрасываются под углом к горизонту $\alpha = 90^\circ$, т.е. больше 45° , то расчет сначала ведется по схеме для $\alpha \geq 45^\circ$ до тех пор, пока угол не уменьшится до 45° . Затем расчет автоматически переходит на схему для $\alpha < 45^\circ$. При этом конечные результаты расчета по схеме для $\alpha \geq 45^\circ$ служат начальными условиями для схемы при $\alpha < 45^\circ$.

В результате определяются средняя линия и нижняя граница дымового факела, по которой определяется эффективная высота дымовой трубы.

4.5. Сравнение результатов расчета с ОНД-86

По описанной схеме по осредненным за час метеоданным и по данным выбросов рассчитывается текущее среднечасовое поле концентраций. Для условий развитой турбулентности при параметрах выбросов, характерных для НЧ ТЭЦ, по величине максимальных концентраций оно оказывается близким к полю, получаемому по ОНД-86, по распространению по оси x примерно на 20 % больше, а по оси y больше примерно в 1,5 раза.

При других состояниях атмосферы разница получается более заметной (рис. 4.19, 4.20).

На рис. 4.19, 4.20 приведено поле концентраций, рассчитанное по ОНД-86, в сравнении с программой КГЭУ для нейтральной стратификации атмосферы. Следует отметить, что развитая турбулентность пограничного слоя атмосферы имеет место всего 5–10 % от времени работы станции. Примерно 50–60 % от времени работы имеет место нейтральное состояние, а остальное время – устойчивое. При нейтральном и устойчивом состояниях приземные концентрации оказываются заметно меньше, чем рассчитанные по ОНД-86.

В данном случае в результате поле загрязнения оказалось довольно сильно отличающимся от поля, построенного по ОНД-86. Оно имеет примерно на 30 % меньшую максимальную концентрацию и примерно в полтора раза более вытянуто по направлению ветра. Разница для устойчивых состояний еще более заметна.

На рис. 4.21 приведено сравнение максимальных концентраций, рассчитанных по ОНД-86 (пунктирная кривая) с концентрациями, рассчитанными с учетом турбулентного состояния атмосферы (сплошная линия).

Как видно из рис. 4.21, при существовавших в этот день метеоусловиях в дневные часы действительная концентрация, создаваемая НЧ ТЭЦ, примерно на 20–30 % ниже, чем рассчитываемая по ОНД-86, а в ночные часы эта разница увеличивается до 40–50 %.

Опыт эксплуатации системы экологической диагностики показал следующее:

1. Для эффективного экологического контроля за деятельностью крупных промышленных предприятий необходимо устанавливать системы текущей экологической диагностики. Такие системы позволят находить источники повышенных концентраций, обоснованно вкладывать средства для их снижения.

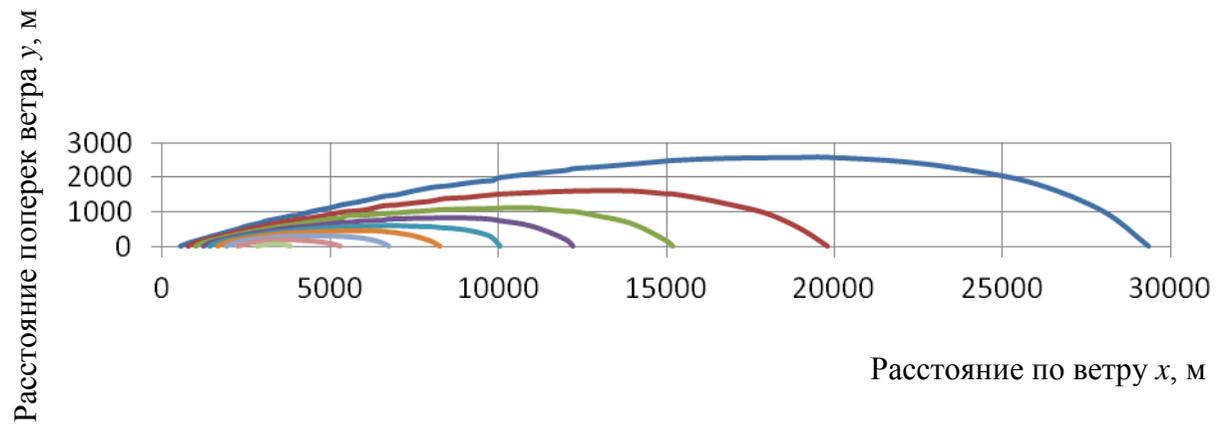


Рис. 4.19. Поле концентраций по ОНД-86

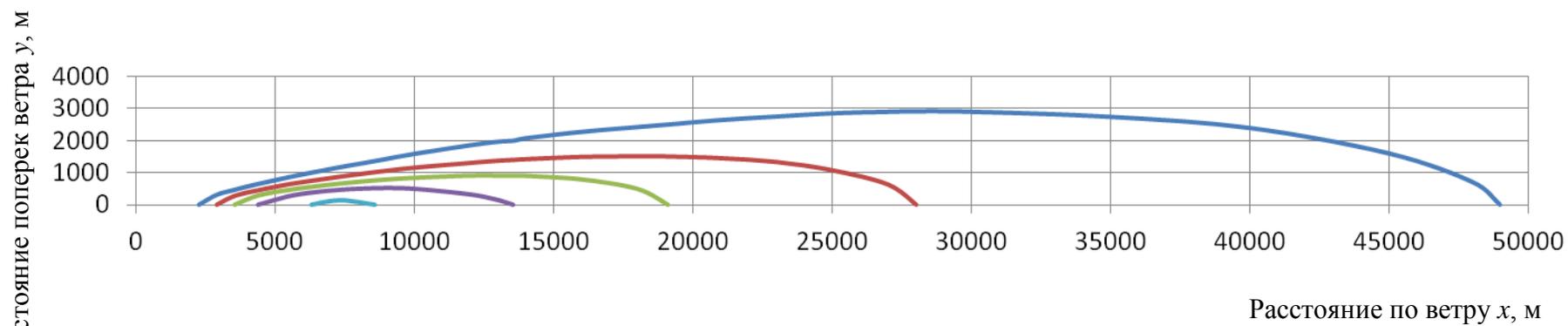


Рис. 4.20. Поле концентраций по программе КГЭУ при нейтральной стратификации атмосферы

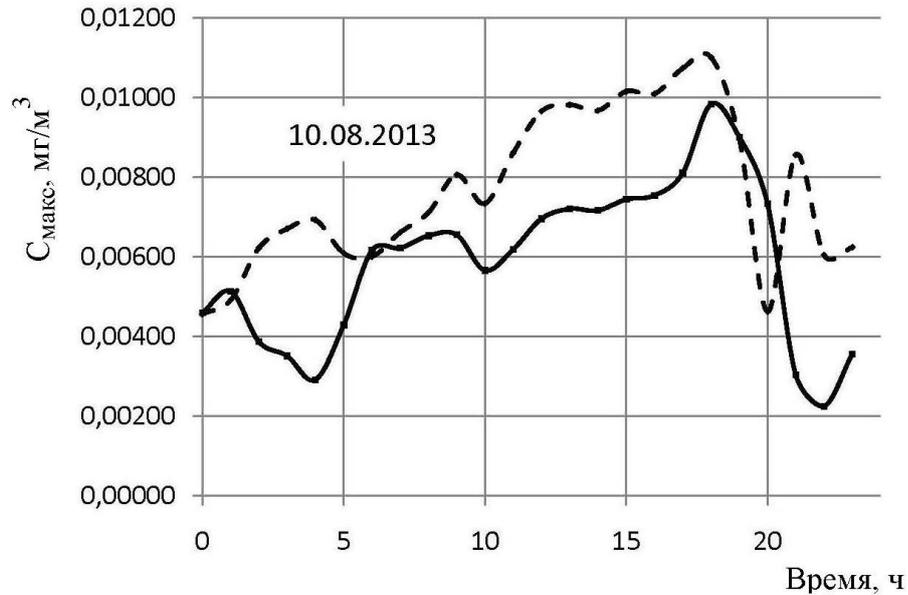


Рис. 4.21. Сравнение максимальных концентраций по системе диагностики НЧ ТЭЦ с концентрациями по ОНД-86 за 10.08.2013

2. Наиболее подготовленными для внедрения таких систем являются крупные ТЭС, где налажен автоматический контроль выбросов и где имеется квалифицированный персонал.

3. Для получения информации о турбулентном состоянии пограничного слоя атмосферы могут применяться автоматические метеосистемы, устанавливаемые на площадках дымовой трубы, которые могут дополняться приборами лазерного зондирования с их наземным расположением.

4. Существующая система экологического контроля ТЭС на основе ПДВ малоэффективна, так как зачастую приводит к работе с повышенными приземными концентрациями при допустимых выбросах и к повышенным затратам при фактически низких приземных концентрациях.

Контрольные вопросы

1. Что входит в состав системы диагностирования воздушного бассейна ТЭС?
2. Как влияет состояние пограничного слоя атмосферы на рассеивание примесей?
3. Как изменяется средний состав воздуха со временем?
4. Какие замеры необходимо организовать для определения турбулентности пограничного слоя атмосферы?

5. Что такое градиентные замеры и в чем их преимущество по сравнению с наземными?

6. Какие приборы использовались для градиентных замеров на дымовой трубе НЧ ТЭЦ?

7. Каким образом следует устанавливать датчики температуры и скорости ветра на площадках дымовой трубы?

8. Какие характеристики позволяет определить автоматическая метеосистема, установленная на дымовой трубе № 1 НЧ ТЭЦ?

9. Что такое поворот направления ветра с высотой и на что он влияет?

10. Что входит в систему контроля выбросов на Казанской ТЭЦ-1?

11. В чем преимущество контроля выбросов на котлах по сравнению с контролем выбросов на дымовой трубе?

12. Какие приборы используются для непрерывного контроля выбросов на котлах?

13. Какие датчики используются в приборе АДГ-304?

14. Как правильно организовать отбор пробы газов из газохода?

15. Что такое эффективная высота дымовой трубы?

16. Что такое зона переброса дымового факела?

17. Что называется подъемом дымового факела над устьем дымовой трубы?

18. В каких случаях подъем дымовых газов над трубой может быть ограниченным при отсутствии скорости ветра?

5. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ДЫМОВЫХ ТРУБ

5.1. Диагностический комплекс «Сканлайнер»

От надежности дымовой трубы зависит надежность работы станции, так как при отключении дымовой трубы отключаются все котлы, работающие на эту дымовую трубу. Расчетная длительность эксплуатации дымовой трубы должна быть такой же, как для основного оборудования станции – 40 лет.

Дымовые трубы работают в более благоприятных условиях, чем котлы, повреждения в них накапливаются медленнее. Поэтому в настоящее время применяется их периодическое диагностирование с применением ручного труда. Дымовые трубы отличаются от другого стационарного оборудования тем, что их диагностирование, как правило, связано с высотными работами.

К наиболее распространенным типам промышленных труб относятся железобетонные дымовые трубы:

- с футеровкой из глиняного кирпича, с частичной теплоизоляцией и воздушным неветилируемым зазором;
- с футеровкой из глиняного кирпича, теплоизоляцией из минераловатных матов или полужестких плит, прижимной стенкой;
- с футеровкой из кислотоупорного кирпича, минераловатной теплоизоляцией, прижимной стенкой и неветилируемым зазором;
- с монолитной футеровкой из полимерцементного и полимерсиликатного бетона;
- с вентилируемым зазором между стволом и футеровкой;
- с внутренними металлическими газоотводящими стволами (МГС) и теплоизоляцией наружной поверхности МГС;
- с внутренним стволом из композитных материалов (стеклопластик, стеклоуглепластик, стеклофаолит);
- дымовые и вентиляционные сборные железобетонные трубы из специального бетона.

Для обеспечения надежности дымовых труб проводятся их обследования. Обследования труб с целью определения технического состояния и остаточного ресурса труб разделяются на плановые и внеплановые. Плановые обследования труб проводятся через год после пуска в эксплуатацию и далее через 5 лет для всех типов труб [25].

Внеплановые обследования труб выполняются в случаях:

- при появлении сквозных разрушений внутренних газоотводящих стволов и их намокании со стороны межтрубного пространства;
- при разрушении кладки ствола на глубину более 15 % сечения стенки на участке более 1/8 периметра ствола;
- при выколах и отслоении защитного слоя бетона ствола с выгибом стержней вертикальной арматуры более 30 мм на участках более 1 м по окружности;
- при появлении сетки трещин с раскрытием более 5 мм и отслоении защитного слоя бетона на площади более 10 % отдельной секции бетонирования;
- при отклонении оси ствола железобетонной или кирпичной трубы от вертикали выше допустимого (для железобетонных труб высотой 150 м и более предельное отклонение составляет 700 мм);
- после технологических аварий, связанных с воздействием импульсных нагрузок большой мощности (газовый «хлопок», значительное увеличение температуры отводимых газов и т.п.);
- после стихийных бедствий (ураганов, землетрясений, пожаров и т.п.);
- при разрушении кирпичных оголовков;
- при частичном разрушении стен кирпичного или железобетонного ствола площадью более 1 м² и при падении разделительных стенок;
- в случае разрушения (расслоения) кирпича кладки ствола на глубину более 20 мм, раствора – более 40 мм;
- в случае разрушения влагопароизоляции ствола трубы или пароизоляции футеровки;
- при обвалах участков футеровок;
- при систематическом намокании или обледенении наружной поверхности железобетонного ствола;
- при возникновении прогаров в стволах металлических труб;
- для определения необходимости капитального ремонта или реконструкции;
- при решении о консервации;
- при пуске трубы после расконсервации;
- при необходимости наличия заключения о состоянии сооружения для получения предприятием лицензии на эксплуатацию производств и объектов;
- по предписанию органов надзора.

Срок проведения обследования не должен превышать одного месяца со времени обнаружения дефекта или повреждения категории «А» и одного года со времени обнаружения дефекта или повреждения категории «Б» [26].

К категории «А» относятся: дефекты и повреждения основных несущих конструкций труб, представляющие непосредственную опасность их разрушения (недопустимые по нормам крены и искривления стволов, выкол и отслоение защитного слоя бетона с выгибом стержней вертикальной арматуры на участках более 1 м по окружности, разрушения (расслоения) кирпича кладки ствола на глубину более 20 мм, раствора – более 40 мм, обрушения участков футеровки более 1 м², местные прогибы металлических труб, выходящие за пределы нормативов, срез болтов в местах соединения царг и др.).

К категории «Б» относятся: дефекты и повреждения труб, не представляющие при их обнаружении непосредственной опасности разрушения их несущих конструкций, но способных в дальнейшем вызвать повреждение других элементов и узлов или при развитии повреждения перейти в категорию «А».

К категории «В» относятся: дефекты и повреждения локального характера, которые при последующем развитии не могут оказать влияния на основные несущие конструкции труб (повреждения ходовых лестниц, светофорных площадок, ограждений и др.).

В ООО «Центр исследований экстремальных ситуаций» (ЦИЭКС) создан диагностический комплекс «Сканлайнер» [27], позволяющий проводить внутренний мониторинг функционирующей дымовой трубы. Автономный аппарат диагностического комплекса содержит энергетическую установку, излучатели лазерного и видимого спектров, приемники лазерного и видимого сигналов и компьютер (рис. 5.1).

Автономный аппарат спускается в дымовую трубу на тросе с помощью специального крана, монтируемого на внешней стороне трубы (рис. 5.2).

Диагностический комплекс «Сканлайнер» предназначен для выявления дефектов футеровки дымовых труб, влияющих на их работоспособность или угрожающих обрушением конструкции трубы, без остановки технологических процессов на предприятии. Суть технологии заключается в опускании внутрь трубы при помощи специального краноманипулятора сканирующего аппарата, способного работать в условиях закрученного турбулентного потока восходящих (скорость потока до 22 м/с) высокотемпературных кислотосодержащих дымовых газов.

Конструктивно «Сканлайнер» состоит из опускаемого сканирующего аппарата и подъемно-транспортного механизма. Соединение между подъемно-транспортным механизмом и сканирующим аппаратом осуществляется посредством малокрутящихся стальных тросов. Подъем и опускание сканирующего аппарата производится с помощью электронно-управляемой лебедки. Это позволяет получать линейную скорость перемещения аппарата внутри трубы, равную 1,5–50 м/мин. При работе в режиме обследования – записи результатов сканирования скорость перемещения не выше 10 м/мин. Скорость вращения относительно вертикальной оси не более 6 об/мин.

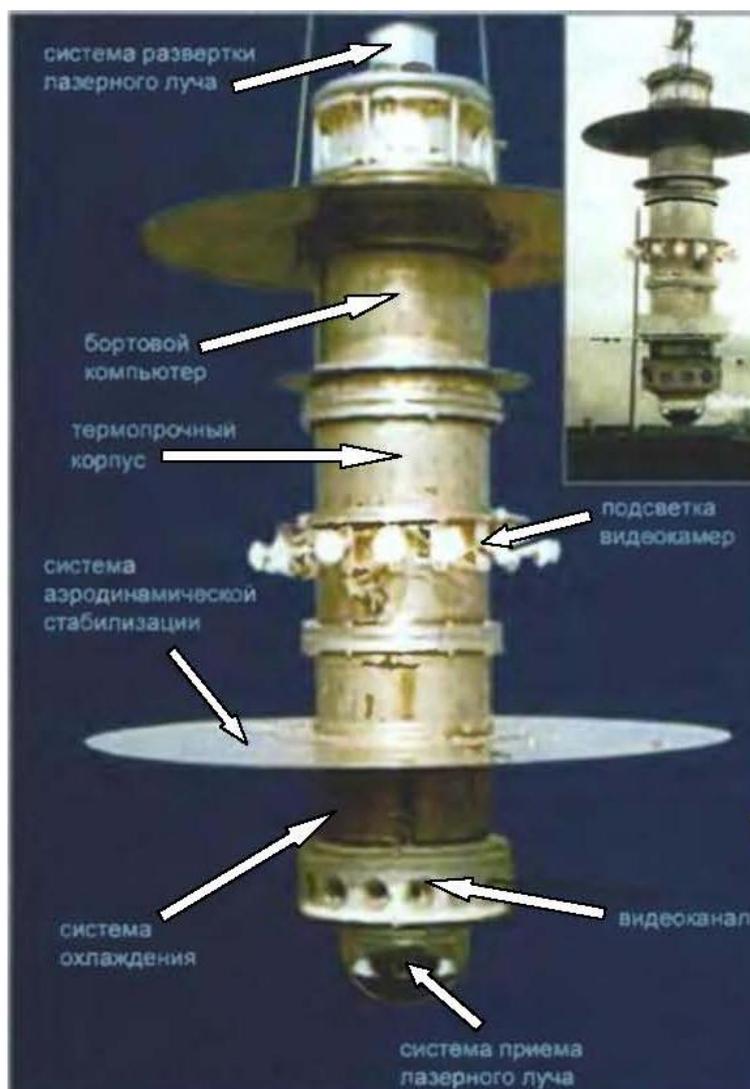


Рис. 5.1. Автономный спускаемый аппарат

Запатентованная аэродинамическая компоновка спускаемого аппарата позволяет осуществлять его стабилизацию и проводить обследование в закрученном турбулентном потоке дымовых газов, а система термостатирования защищает оборудование от воздействия высоких (до 300 °С) температур.



Рис. 5.2. Спуск сканирующего устройства

В качестве методов дистанционного сканирования используются: рентгеновский, ультразвуковой, оптический и метод акустической эмиссии. Это позволяет обнаруживать дефекты труб размерами от 0,5 до 3 мм, в зависимости от диаметра трубы. Вся информация в процессе сканирования сохраняется бортовой ЭВМ «Сканлайнера» и может быть выведена на печать в виде фотографий и/или списка дефектов с их детальными характеристиками (ширина, высота, глубина) и указанием координат.

При движении в трубе он способен записать в электронном виде информацию о дефектах слоев футеровки высотой 1200–1500 мм. Такая информация записывается по двум каналам: в лазерном диапазоне – сплошная кольцевая развертка изображения внутренней поверхности трубы – и в видимом спектре – «сшитые» фотографии. На таком изображении заметны трещины шириной более 0,5 мм.

Результаты мониторинга футеровок дымовых труб позволяют выявить места, в которых нарушена герметичность футеровки и через которые на материал ствола (бетон) осуществляется воздействие высокой температуры и агрессивных дымовых газов. Вследствие таких воздействий изменяется химический состав бетона, металла арматуры внутри бетона, в результате увеличивается объем, занимаемый арматурой, и разрушается защитное покрытие бетона, а впоследствии ускоряются негативные процессы.

Наружное обследование ствола трубы проводится с поверхности земли, светофорных площадок, балконов и ходовой лестницы. Координатная привязка дефектов осуществляется двумя параметрами – высотной отметкой и углом. За 0° принята ось ходовой лестницы.

Съемка температурного поля на внешней поверхности трубы производится в ночное время из точек, находящихся на разных расстояниях и с разных сторон трубы. Распределение температуры на внешней поверхности дымовой трубы позволяет судить о состоянии футеровки и ствола, местах сосредоточения дефектов.

Основными эксплуатационными параметрами конструкций обследуемых сооружений являются прочностные характеристики материалов, из которых они изготовлены. Кроме того, при обследовании строительных элементов, выполненных из композитных материалов (типа железобетона), возникает необходимость в определении количественных и качественных характеристик составляющих таких материалов (число стержней арматуры и ее диаметр, расстояние между стержнями, металл, толщина защитного слоя бетона и др.)

Принцип определения прочности бетона ультразвуковым методом основан на наличии функциональной связи между скоростью распространения ультразвуковых колебаний и прочностью бетона. Ультразвуковой метод применяют для определения прочности бетона на сжатие.

Поверхностную прочность железобетонного ствола дымовой трубы определяют методом упругого отскока с использованием склерометра ОМШ-1. Метод упругого отскока основан на использовании зависимости величины (высоты) отскока условно упругого тела при ударе его о поверхность бетона от прочности этого бетона.

Склерометр ОМШ-1 предназначен для определения прочности бетона на сжатие в диапазоне 5–50 МПа в бетонных и железобетонных конструкциях и изделиях методом упругого отскока. Принцип действия склерометра ОМШ-1 основан на ударе с нормированной энергией бойка о поверхность бетона и измерении высоты его отскока в условных единицах шкалы прибора, являющейся косвенной характеристикой прочности бетона на сжатие. Прочность бетона определяют по градуировочным зависимостям между высотой отскока и прочностью бетона на сжатие заранее установленным путем параллельных испытаний контрольных кубов бетона склерометром.

Для определения толщины защитного слоя бетона и расположения арматуры в железобетонной конструкции при обследованиях труб применяют магнитные и электромагнитные методы.

Магнитный метод основан на взаимодействии магнитного или электромагнитного поля прибора со стальной арматурой железобетонной конструкции.

Толщину защитного слоя бетона и расположение арматуры в железобетонной конструкции определяют на основе экспериментально установленной зависимости между показаниями прибора и указанными контролируемыми параметрами конструкций.

5.2. Диагностический комплекс «Стрела-2»

Динамические испытания дымовой трубы проводятся с использованием беспроводного диагностического комплекса «Стрела-2», также созданного в ООО «ЦИЭКС» (рис. 5.3).

Комплекс «Стрела-2» представляет собой новое поколение аппаратуры для динамического анализа устойчивости высотных сооружений.

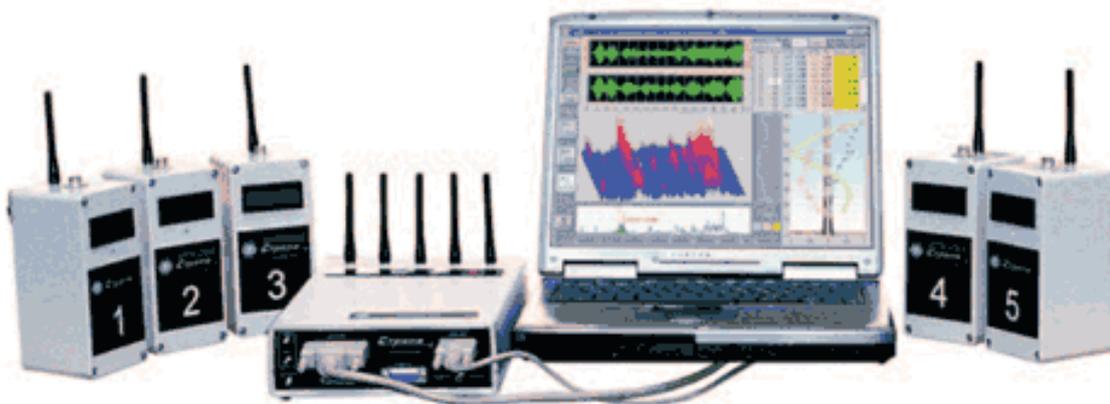


Рис. 5.3. Мобильный беспроводной диагностический комплекс «Стрела-2»

Вся аппаратура для мониторинга и динамических испытаний дымовой трубы, а также другие приборы неразрушающего контроля и монтажная оснастка размещены в контейнерах и транспортируются к месту работы на специально оборудованном автомобиле. Функционирование комплекса для динамических испытаний основано на автоматической компьютерной операции анализа изменений спектральных характеристик диагностируемого сооружения сопоставлением экспериментально измеряемых и расчетных жесткостей опасных сечений конструкций по отношению квадратов соответствующих частот собственных колебаний.

Портативный программно-аппаратный комплекс является многоканальной аппаратурой. Высокочувствительные сейсмовибрационные датчики (акселерометры) с диапазоном неискаженной регистрации процессов от 0,1 до 300 Гц позволяют исследовать как протяженные высотные объекты, имеющие большие периоды собственных колебаний, так и сооружения с жесткой конструктивной схемой. Связь датчиков с компьютером осуществляется посредством радиосвязи на расстоянии до 1 км. Для получения наиболее полной информации датчики устанавливаются с учетом расчетной схемы сооружения.

В комплексе можно выделить оконечные узлы (до 10) и центральный узел. Каждый оконечный узел содержит трехкоординатный аналоговый

сейсмовибродатчик. Сигналы с датчика по трем каналам поступают через усилитель и контроллер на трехканальный блок модуляции, который осуществляет частотную модуляцию сигнала радиопередатчика данного оконечного узла для последующей передачи на центральный узел. Радиосигнал, принятый на центральном узле радиоприемником, настроенным на несущую частоту радиопередатчика соответствующего оконечного узла, подвергается детектированию в блоке детектирования.

После этого получаются три аналоговых сигнала, повторяющие по форме сигналы на выходе датчика вибрации оконечного узла. Сигналы поступают в компьютер, где подвергаются обработке и анализу с помощью программного обеспечения.

Центральный узел содержит два пульта управления: пульт управления радиотрактом и командный. Все радиостанции комплекса являются приемопередающими станциями, работающими в диапазоне 433–434 МГц, позволяющими поддерживать постоянный контакт между собой на расстоянии до 1 км.

Для определения физического состояния дымовых труб в условиях их обтекания ветровым потоком проводятся следующие основные операции:

- регистрация осциллограмм вибраций в различных точках сооружения в местах возможных амплитуд первых трех форм собственных колебаний и синхронная запись изменения со временем скоростного напора ветра. Продолжительность процесса регистрации устанавливается автоматически;

- обработка информации о зарегистрированных вибрациях с получением амплитудных частотных спектров вибраций сооружения и ветровой нагрузки; построение по полученным спектрам передаточной функции с фиксацией ее экстремумов как экспериментальных частот собственных колебаний конструкции, логарифмических декрементов собственных колебаний, распределения амплитуд поперечных и продольных колебаний по высоте сооружения;

- расчет частот собственных колебаний сооружения по исходным проектным данным;

- определение прочности, устойчивости, износа и остаточного ресурса сооружения с помощью программных средств. Для сооружений в сейсмически опасных районах – расчетное определение остаточного ресурса по сейсмостойкости.

Процедура оценки физического состояния сооружения в целом устанавливается циклом анализа по основным несущим конструктивным элементам. Несущую способность можно охарактеризовать изгибной

жесткостью опасных сечений несущих конструктивных элементов $B = EJ$, т.е. произведением модуля упругости E на момент инерции нормального сечения J . Указанные предпосылки дают возможность оценивать несущую способность сооружения по спектру частот собственных колебаний.

Далее полагается, что начальное состояние конструкции соответствует некоторым исходным (проектным) данным, т.е. если сооружение запроектировано на несущую способность от конкретной нагрузки, то процент уменьшения жесткости будет соответствовать снижению данной (проектной) несущей способности.

В ходе измерений производится регистрация акселерограмм, т.е. изменений со временем ускорений различных точек объекта, а также (при возможности) синхронно-скоростного напора ветра.

Число точек измерения зависит от числа анализируемых форм колебаний, требуемой детальности построения эпюр и предварительной информации о поврежденности конструкции.

Благодаря использованию радиосвязи для передачи сигналов измерительной информации минимизировано время развертывания и свертывания комплекса.

Результаты обследования состояния дымовых труб, полученных с применением мобильного диагностического комплекса «Стрела-2», хорошо согласуются с результатами, полученными с применением других методов диагностики, и позволяют выявить причины повреждений отдельных частей и конструкций, прогнозировать скорость их износа и остаточный ресурс.

Результаты обследования и оценки технического состояния являются основой для принятия решения о возможности дальнейшей эксплуатации технических устройств, зданий и сооружений. Такое решение может быть оформлено в виде заключения экспертизы промышленной безопасности трубы. В заключении также указывается срок следующей экспертизы промышленной безопасности.

Контрольные вопросы

1. Почему требуется высокая надежность работы дымовой трубы?
2. Какие типы дымовых труб вы знаете?
3. Когда выполняются плановые и внеплановые обследования дымовых труб?
4. Какие дефекты и повреждения дымовой трубы относятся к категории «А»?

5. Какие дефекты и повреждения дымовой трубы относятся к категории «Б»?

6. Какие дефекты и повреждения дымовой трубы относятся к категории «В»?

7. Из чего состоит диагностический комплекс «Сканлайнер»?

8. Из чего состоит спускаемый автономный аппарат диагностического комплекса «Сканлайнер»?

9. Может ли диагностический комплекс «Сканлайнер» провести диагностику дымовой трубы без ее отключения?

10. При каких окружающих условиях может работать спускаемый автономный аппарат?

11. Какие дефекты дымовой трубы могут быть выявлены с помощью диагностического комплекса «Сканлайнер»?

12. В чем заключается наружное обследование дымовой трубы в рамках диагностического комплекса «Сканлайнер»?

13. В каком виде представляется информация с диагностического комплекса «Сканлайнер»?

14. Для чего применяется прибор склерометр?

15. Из чего состоит диагностический комплекс «Стрела-2» в составе комплекса «Сканлайнер»?

16. Какие датчики используются в диагностическом комплексе «Стрела-2»?

17. Для чего нужно знать вибрационные характеристики дымовой трубы?

18. Можно ли определить остаточный ресурс дымовой трубы с помощью диагностического комплекса «Сканлайнер»?

6. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ТУРБИНЫ ПО ЕЕ МЕХАНИЧЕСКИМ И ВИБРАЦИОННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ

6.1. Источники и причины вибрации турбоустановок

Большинство механических дефектов, появляющихся на турбоустановке, прежде чем привести к серьезным негативным последствиям, оказывают влияние на вибрационные характеристики турбины. И если с помощью чувствительной аппаратуры следить за их изменением и с помощью программных средств в режиме реального времени полученные данные обрабатывать, можно вовремя принять меры для предотвращения аварийных ситуаций на турбине.

Источником вибрации является валопровод турбоагрегата, который через масляную пленку передает усилия на вкладыши подшипников и на их корпуса. В свою очередь вибрирующие корпуса подшипников и связанные с ними корпуса цилиндров возбуждают вибрацию фундаментных плит.

Вибрация турбоагрегата должна измеряться и регистрироваться с помощью стационарной аппаратуры непрерывного контроля вибрации подшипников опор. Эта аппаратура должна включать в себя систему защиты с сигнализацией и последующей остановкой турбоагрегата в случае возникновения недопустимой вибрации или ее резкого изменения.

Вибрация турбоагрегата происходит во всех трех направлениях. Поэтому ее измеряют на всех корпусах подшипников в вертикальном, горизонтально-поперечном и горизонтально-осевом направлениях по отношению к оси вала турбоагрегата.

Горизонтально-осевую и горизонтально-поперечную вибрацию измеряют на уровне оси вала турбоагрегата против середины ширины опорного вкладыша. Измерительные датчики прикрепляются к фланцу крышки подшипника. Вертикальную вибрацию измеряют на верхней части крышки подшипника над серединой ширины его вкладыша.

Анализ вибрации турбоагрегатов показывает, что она носит сложный характер, но ее можно представить как результат сложения бесконечного числа синусоид частоты и амплитуды. Поэтому мерой уровня вибрации является виброскорость, измеряемая непосредственно прибором. Если оказывается, что частота синусоиды с самой большой амплитудой совпадает с частотой вращения, такую вибрацию называют вибрацией обратной частоты.

Если преобладает синусоида с частотой, равной примерно половине частоты вращения, такая вибрация называется низкочастотной. Если преобладает синусоида с частотой, вдвое превосходящей частоту вращения, такую вибрацию называют высокочастотной [28].

Большую опасность представляет вибрация для электрического генератора, так как она может привести к смещениям электрических обмоток и коротким замыканиям. Повышенная вибрация приводит к задеваниям шеек вала о баббитовую заливку подшипника и ее износу.

При вибрации происходит ослабление связей отдельных деталей: половин вкладышей и их обойм, крышек подшипников и нижних половин их корпусов, корпусов подшипников и фундаментной плиты. Если фундамент недостаточно гасит передающиеся на него вибрации, то вибрация нижней фундаментной плиты приводит к неравномерной осадке фундамента, перекосам отдельных зон верхней фундаментной плиты, взаимному вертикальному смещению опор, к расцентровке валопровода и нарастанию вибрации.

Каждый турбоагрегат имеет предельную, так называемую пороговую, мощность, при достижении которой начинается интенсивная низкочастотная вибрация, исчезающая только после значительного уменьшения мощности.

Вибрация оборотной частоты возникает из-за несовпадения центров тяжести отдельных сечений валопровода с линией, вокруг которой происходит его вращение. Такое несовпадение обычно возникает по двум основным причинам:

- из-за несовпадения линии центров тяжести отдельных сечений с линией геометрических центров этих же сечений;
- из-за смещения отдельных, даже уравновешенных сечений относительно оси вращения (например, вследствие изгиба вала).

В свою очередь появление каждой из этих причин несовпадения центров тяжести отдельных сечений с осью вращения вызывается конкретными обстоятельствами.

Неуравновешенность ротора является одной из основных причин вибрации. Она может возникать на стадиях изготовления, монтажа и сборки, а также в процессе эксплуатации. Небаланс, получаемый на стадии изготовления, обычно связан с недостаточной балансировкой ротора. Аналогичный небаланс возникает и при ремонтах турбины, когда замена отдельных поврежденных лопаток, бандажей и других деталей приводит к нарушению уравновешенности. Особенно часты случаи появления вибрации при обрыве рабочих лопаток, бандажей и проволок.

Собственный вес вала вибрации не возбуждает.

Иная картина возникает при появлении небаланса. Если, например, на периферии диска отсутствует какая-то масса (например, вследствие отрыва лопатки), то возникает центробежная сила, вращающаяся вместе с ротором с текущей угловой скоростью. Если зафиксировать изменение этой силы во времени отдельно в вертикальной и горизонтальной плоскостях, то можно увидеть, что они изменяются по разным законам.

Под действием вращающейся силы R ротор при своем вращении уже не будет сохранять фиксированное положение по отношению к расточкам подшипника, как это было в случае идеально уравновешенного ротора. Ротор начинает совершать сложное движение: во-первых, он по-прежнему будет вращаться вокруг своего геометрического центра с угловой скоростью ω , во-вторых, валопровод получит стрелу прогиба, а плоскость изгиба валопровода будет вращаться с угловой скоростью Ω , отличной от частоты вращения самого ротора и даже переменной во времени. Последний вид движения ротора называют прецессионным, а его угловую скорость – скоростью прецессии. Именно прецессионное движение является причиной вибрации подшипников, фундаментной плиты и т.д.

Прецессионное движение приводит к переменному во времени действию шейки вала на масляную пленку, через которую передается усилие на корпус подшипника, возбуждая его вибрацию. В свою очередь колеблющийся корпус подшипника возбуждает вибрацию верхней фундаментной плиты и всего фундамента.

Появляющийся прогиб валопровода зависит, прежде всего, от частоты его вращения: при постепенном и медленном увеличении частоты вращения прогиб медленно увеличивается, затем резко возрастает, достигая максимума, и снова быстро убывает практически до нуля. Частота вращения, при которой наблюдается резкий всплеск динамического прогиба вала, называется критической, или резонансной.

Прогиб вала на критической частоте вращения зависит от неуравновешенности ротора и сил сопротивления колебательному движению. Абсолютно уравновешенный ротор даже на критической частоте не вибрирует, а прогиб неуравновешенного ротора прямо пропорционален смещению центра масс. Силы сопротивления в основном сосредоточены в масляной пленке, на которой вращается ротор.

У ротора, получившего, например, вследствие неправильного изготовления неуравновешенность, возникает коленчатость – смещение центров тяжести сечений. Даже небольшая коленчатость приводит к возникновению очень больших неуравновешенных сил, так как эти силы пропорциональны не только величине коленчатости, но и массе ротора и квадрату угловой частоты вращения.

Особенностью вибрации оборотной частоты, вызванной неуравновешенностью вала, является то, что она имеет синусоидальный характер и ее интенсивность растет с увеличением частоты вращения. Для ликвидации вибрации, вызванной неуравновешенностью роторов, необходима балансировка. В процессе изготовления ротор обязательно проходит статическую и динамическую балансировку.

Статической балансировке подвергают облопаченные диски. Диск надевают на оправку и устанавливают на призматические ножи из закаленной стали. Если диск не уравновешен, то он повернется так, что его центр масс окажется внизу.

Тогда с противоположной стороны устанавливают балансировочный груз или в зоне центра масс снимают ее избыток. Затем статически отбалансированные диски сажают на вал с натягом.

Статическая балансировка достаточна только для тонких дисков, насаженных на вал без перекосов. Для многодисковых роторов необходима динамическая балансировка. И если, например, при статической балансировке диск был отбалансирован, но уравновешивающий груз был установлен не на тот диск, то в плоскостях двух дисков (в том, на котором груз был установлен, и в том, на котором он должен был быть установлен) при вращении появятся неуравновешенные силы, которые будут изгибать вал ротора. Появится вибрация, которая будет передаваться на подшипники и на весь турбоагрегат. Таким образом, неуравновешенность статически уравновешенного ротора обнаруживается только при вращении и поэтому называется динамической неуравновешенностью.

Для ее ликвидации необходимо установить в любых двух поперечных плоскостях равные грузы, не нарушающие статической балансировки, но изгибающие вал в направлении, противоположном изгибу от динамической неуравновешенности. Правильный подбор этих грузов позволяет ликвидировать динамический прогиб вала.

Идеальную балансировку осуществить нельзя, и ротор всегда будет иметь некоторый остаточный небаланс. Уровень вибрации в сильной степени зависит от частоты возмущающих сил, их распределения вдоль оси валопровода и его вибрационных характеристик.

Характер распределения возмущающих сил вдоль оси ротора определяется распределением эксцентриситета (смещение текущего центра тяжести) вдоль оси. Распределение эксцентриситета можно рассчитать путем анализа вибрации подшипников и концов вала.

Под вибрационными характеристиками валопровода понимают критические частоты валопровода и соответствующие им главные формы.

Существуют вполне определенные формы начального изгиба, которые будут давать строго синусоидальные колебания во времени. Эти формы называются главными формами, а соответствующие им частоты – собственными частотами. Первая форма – это когда между опорами укладывается половина длины синусоиды, вторая – когда укладывается вся волна, третья – когда укладывается три полупериода синусоиды.

Совокупность собственной частоты и главной формы называются тоном колебаний. Тон колебаний, соответствующий самой низкой частоте, называется основным.

Вибрационные характеристики – это характеристики системы (в данном случае валопровода). Если в процессе выхода на рабочую частоту ротор турбоагрегата не проходит критических частот, то такой ротор называют жестким.

Если же рабочая частота вращения больше хотя бы одной из критических скоростей, то такой ротор называют гибким. Эти названия связаны с тем, что чем выше жесткость конструкции ротора (больше диаметр его вала и меньше длина), тем большую критическую частоту вращения он имеет.

Жесткий ротор всегда предпочтительнее, но в современных конструкциях длина ротора и его масса (с увеличением и того, и другого критическая частота уменьшается) столь велики, что жесткие роторы мощных турбин встречаются очень редко. При этом необходимо учитывать снижение критической частоты вращения из-за податливости масляной пленки.

Обычно интерес представляют несколько первых критических частот, наибольшие значения которых не превышают удвоенной рабочей частоты вращения.

При совпадении частоты вращения с критическими частотами вращения возникает резонанс. Причиной повышенной вибрации ротора при резонансе является совпадение направлений действия неуравновешенной силы и скорости прецессионного движения ротора. Рабочая частота вращения турбоагрегата должна отличаться от критической с достаточным запасом. Но рабочая частота может изменяться в зависимости от условий работы, например при неравномерном тепловом расширении корпусов подшипников.

Аналогичным образом может повлиять податливость масляной пленки, на которой вращаются шейки вала. Изменение формы и размеров расточки при ремонте и температуры масла также может приблизить критические скорости к опасному пределу. Наиболее опасной составляющей возмущающей силы является та, которая соответствует тону колебаний, ближе всего находящемуся к рабочей частоте вращения.

При нарушении контакта сопрягаемых поверхностей вала и насадной детали происходит смещение центра масс насаженной детали относительно оси вращения, что приводит к разбалансировке ротора. Нарушение посадки может происходить по разным причинам. Натяг посадки рабочих дисков составляет десятые доли миллиметра и при изготовлении должен выдерживаться с очень большой точностью, так как при увеличении натяга увеличивается напряженность диска и появляется опасность его разрыва, а при его уменьшении возникает опасность освобождения диска при частоте вращения, меньшей номинальной.

Характерными признаками вибрации, связанной с появлением зазора и смещением диска, являются ее возникновение на строго определенной частоте вращения (частоте освобождения), увеличение ее интенсивности при дальнейшем повышении частоты вращения и исчезновении вибрации при снижении частоты вращения из-за восстановления посадки.

При работе насаженной детали при высокой температуре происходит постепенное ослабление посадки, вызывающее постепенное снижение освобождающей частоты вращения и постепенное нарастание вибрации. Поэтому в области высоких температур стремятся избегать соединения деталей ротора путем насадки.

Ослабление посадки может быть временным, когда, например, из-за подачи пара с быстро повышающейся температурой деталь расширяется быстрее, чем вал. Такая ситуация, в частности, может возникнуть при подаче горячего пара на уплотнения, выполненные на насадных втулках. Характерными признаками возникновения вибрации по этой причине является ее постепенное ослабление по мере разогрева вала и восстановлении натяга.

Другой причиной вибрации является деформация вала, вследствие которой центры масс отдельных сечений, несмотря на то что они могут совпадать с геометрическими центрами, начинают вращаться вокруг некоторой оси, отличной от оси вала (прецессировать).

Если два вала соединены полумуфтами с радиальной расцентровкой, или с изломом, или с тем и другим одновременно, то это приводит к тому, что весь валопровод будет вращаться вокруг некоторой кривой, а отдельные его участки окажутся смещенными относительно нее, что и вызовет при чрезмерных расцентровках интенсивную вибрацию.

Центровка ротора должна быть обеспечена в рабочих условиях с учетом возможных тепловых расширений корпусов подшипников у разных цилиндров и их возможного проседания.

Особенностью вибрации, вызванной расцентровками, является ее местный характер: обычно наблюдается интенсивная вибрация того корпуса подшипника, в котором валы соединены с расцентровкой. При этом наиболее сильно изнашиваются баббитовые заливки вкладышей этих же подшипников.

Прогиб вала ротора по любым причинам, кроме собственного веса, вызывает вибрацию оборотной частоты.

Иногда вибрация оборотной частоты вызывается тепловой анизотропией ротора. Роторы и валы турбин изготавливают из поковок, которые в свою очередь получают ковкой отливок. Неравномерное затвердевание отливки в изложнице приводит к неравномерности по сечению отливки свойств материала, например к разным коэффициентам линейного расширения.

Поэтому при пуске турбины даже с абсолютно уравновешенным ротором появится изгиб вала и вибрация, зависящая от степени прогиба вала. Ротор, имеющий тепловую анизотропию, никакими методами исправить невозможно. Для исключения возможности нарушения симметрии свойств металла требуется, чтобы в процессе термообработки разность температур по сечению не превышала $6\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Неправильная сборка ротора, в частности недостаточные тепловые зазоры между дисками, также может быть причиной вибрации оборотной частоты. Торцы соседних дисков не могут быть выполнены строго параллельными. Поэтому при недостаточном зазоре между дисками при их тепловом расширении возникает односторонний контакт, ведущий к изгибу вала и появлению вибрации.

Наиболее частыми причинами прогиба вала являются его неравномерные по сечению прогрев или остывание. В этом случае волокна вала, имеющие бóльшую температуру, расширяются сильнее, меньшую – слабее. Вследствие этого ротор прогибается в сторону, где температура выше.

При легких задеваниях, особенно на малой частоте вращения, происходит слабый износ уплотнений без особых последствий. Однако сильные задевания крайне нежелательны. В таком, даже кратковременном, режиме работы происходит сильный износ уплотнений, и в дальнейшем весь межремонтный период турбина работает с повышенной утечкой пара в диафрагменных и концевых уплотнениях, что снижает ее экономичность.

При неудачной конструкции уплотнений или при очень значительной разности температур ротор может получить остаточный прогиб и потребуются его правка в заводских условиях. При сильных

задеваниях вследствие все увеличивающегося прогиба вала вибрация будет непрерывно возрастать.

Для исключения возможности неравномерного нагрева ротора турбина снабжена валоповоротным устройством, которое работает непрерывно вплоть до полного остывания турбины при остановке, а также при пуске турбины.

Для контроля теплового изгиба ротора турбину снабжают специальным электромагнитным устройством, позволяющим по перемещению консоли вала, расположенной в корпусе переднего подшипника, оценить стелу прогиба вала. Характерной особенностью вибрации оборотной частоты, вызванной тепловым изгибом вала, является ее исчезновение по мере прогрева ротора. Поэтому часто при ее появлении при пуске турбины путем снижения частоты вращения (уменьшения подачи пара) удается лучше прогреть ротор на сниженных оборотах с последующим увеличением частоты вращения уже без повышения уровня вибрации.

Тепловой прогиб ротора турбины носит временный характер. Но в роторе электрического генератора при несовершенной системе охлаждения могут возникнуть неравномерное стационарное температурное поле и стационарный прогиб, вызывающий вибрацию.

Задевания вращающихся деталей о неподвижные неизбежно приводят к сильной вибрации. При задеваниях вследствие трения в короткое время выделяется большое количество тепла, которое вызывает коробление деталей в зоне задеваний и нарушение балансировки или расцентровку.

Внезапное появление сильной вибрации всегда свидетельствует о серьезных нарушениях в проточной части турбины, и поэтому ее необходимо быстро остановить.

Низкочастотной вибрацией называют вибрацию турбоагрегата с частотой, близкой к половине частоты вращения. Низкочастотная вибрация возникает в случае потери устойчивости вращения вала на масляной пленке подшипника.

При низкочастотной вибрации случайно появившиеся отклонения вала от состояния устойчивого вращения вызывают появление сил, которые поддерживают эти отклонения и даже усиливают их несмотря на то, что случайная сила, вызвавшая отклонения от положения равновесия, исчезла. Такой вид колебаний в технике называется самоподдерживающимися колебаниями, или автоколебаниями.

Жесткие роторы практически не подвержены низкочастотной вибрации. Реальные роторы во многих случаях имеют первую критическую скорость, примерно равную половинной частоте вращения.

В этом случае возникающая низкочастотная вибрация обычно весьма интенсивна.

Одной из характерных особенностей автоколебаний является их «затягивание». Интенсивная вибрация возникает при некотором значении «пороговой» мощности, но она не прекращается немедленно после ее снижения. Необходимо значительно уменьшить мощность для прекращения вибрации.

По источникам возникновения низкочастотную вибрацию принято делить на два вида: масляную, источником которой является масляный слой опорного подшипника, и паровую, вызываемую силами, действующими в проточной части турбины.

Возникновение автоколебаний в масляном слое подшипника является следствием действия случайной вертикальной силы, при которой появляется не только соответствующее смещение шейки вала вниз, но и сила, действующая перпендикулярно смещению.

При этом ротор будет перемещаться непрерывно: из-за случайного сдвига ротора вниз появляется сила, которая приложена перпендикулярно смещению шейки и создает прецессию шейки вокруг центра расточки подшипника. Направление силы изменяется вместе с вращением шейки, поэтому ее называют циркуляционной. В результате появляется самоподдерживающаяся прецессия, т.е. вибрация. Масляные циркуляционные силы вызывают прецессию с частотой, равной половине частоты вращения.

Неуравновешенность вала отношения к низкочастотной вибрации не имеет, поэтому ее невозможно ликвидировать посредством более тщательной балансировки. Низкочастотная вибрация возникает при появлении любых случайных сил, которые всегда присутствуют.

Однако низкочастотная вибрация возникает далеко не всегда, а лишь при определенных условиях. Дело в том, что масляная пленка обладает не только упругими свойствами, которые способствуют возникновению низкочастотной вибрации, но и свойствами гашения вибрации за счет сил трения. Возникнет или не возникнет низкочастотная вибрация – зависит от конкретного сочетания упругих и демпфирующих свойств в конкретном подшипнике при конкретных условиях работы.

Определяющим в возможности возникновения масляной низкочастотной вибрации является положение шейки вала в расточке вкладыша. Теоретически, в зависимости от условий работы, центр шейки вала может занимать положение от самого нижнего, когда шейка не вращается, до самого верхнего (при бесконечно большой частоте вращения), совпадающего с центром расточки. Практика показывает, что для несегментных подшипников чем больше всплытие шейки,

тем больше вероятность возникновения низкочастотной вибрации. Как правило, при всплытии шейки вала на высоту более 30 % максимально возможной вращение ротора становится неустойчивым.

Всплытие шейки вала определяется значением критерия нагруженности подшипника. Этот комплекс тем больше, чем больше зазор между нижней половиной вкладыша и шейкой вала. Чем меньше значение критерия нагруженности, тем сильнее всплытие шейки вала, и тем больше вероятность потери устойчивости вращения.

С ростом частоты вращения значение критерия нагруженности уменьшается, а вероятность возникновения низкочастотной вибрации увеличивается. Поэтому возникновение низкочастотной вибрации в процессе разворота турбины или на холостом ходу является характерным признаком масляной вибрации.

Заметное влияние на возникновение масляной вибрации оказывает температура масла, которая определяет его вязкость. Чем ниже температура масла, тем больше его вязкость и больше всплытие шейки вала и тем вероятнее потеря устойчивости вращения.

Однако высокая температура масла приводит к снижению несущей способности масляной пленки и ее демпфирующих свойств, вызывает износ вкладыша и преждевременное старение масла. Поэтому для каждого турбоагрегата (и даже для каждого подшипника) устанавливается узкий диапазон изменения допустимых значений температуры масла на входе в подшипник.

С ростом удельного давления на нижнюю половину вкладыша опасность возникновения масляной вибрации снижается. Однако удельное давление не может быть чрезмерно большим, так как его значение определяет толщину масляной пленки и интенсивность износа, особенно при трогании машины и работе на валоповоротном устройстве. Если какой-либо из подшипников окажется чрезмерно разгруженным, он может стать источником низкочастотной вибрации.

При парциальном подводе пара нагрузка, действующая на подшипник, может изменяться по мере открытия клапанов, и при неправильном порядке их открытия возникает сила, разгружающая подшипник. Для проверки «виновности» порядка открытия клапанов при возникновении масляной вибрации следует провести разворот турбины при полностью открытых регулирующих клапанах, управляя подачей пара в турбину главной паровой задвижкой и ее байпасом.

Устойчивость вращения ротора может быть повышена в результате уменьшения ширины вкладыша (это повысит удельное давление), смещения подшипников для увеличения нагрузки на подшипник, а также

увеличения температуры смазки. Самым радикальным путем для борьбы с низкочастотной масляной вибрацией является использование сегментных виброустойчивых подшипников.

Применение сегментных самоустанавливающихся подшипников полностью снимает масляную вибрацию. Это связано с тем, что сегменты (колодки) при любом смещении ротора сами устанавливаются так, что сила реакции проходит через точку опоры и центр шейки вала (в противном случае колодка будет продолжать поворачиваться дальше). Таким образом, в сегментных подшипниках циркуляционной силы, вызывающей прецессию вала, не возникает.

Паровая вибрация низкой частоты возникает вследствие появления в проточной части турбины и ее уплотнениях газодинамических циркуляционных сил, вызывающих автоколебания ротора. По месту возникновения возмущающих газодинамических сил принято их делить на венцовые, бандажные и силы в уплотнениях.

Венцовые циркуляционные силы возникают на венце рабочих лопаток из-за неравномерной по окружности надбандажной утечки пара вследствие неодинакового радиального зазора. Неравномерность зазора может возникнуть вследствие случайного смещения ротора. Однажды возникнув, венцовая сила уже не исчезает, а продолжает вращаться вместе с ротором, что создает условия для возбуждения интенсивных колебаний. Частота вращения этой самоподдерживающейся циркуляционной силы равна примерно половине угловой частоты вращения ротора.

Эта сила тем выше, чем выше разница давлений до и после бандажа и плотность пара в ступени. Поэтому венцовые возмущающие силы возбуждают колебания роторов цилиндра высокого давления (ЦВД) преимущественно у турбин на сверхкритические параметры пара. С увеличением нагрузки и приближением начальных параметров пара к номинальным значениям венцовые силы растут.

Характерным признаком возникновения низкочастотной паровой вибрации является ее появление при определенной нагрузке турбины, когда интенсивность венцовых сил достигает достаточного значения. Поэтому устранение паровой вибрации путем установки виброустойчивых подшипников невозможно, хотя несколько ее уменьшает.

Наиболее эффективным способом борьбы с возникновением возмущающих венцовых сил является соответствующее конструктивное выполнение периферийных уплотнений ступени. Действительно, достаточно выполнить уплотнения так, чтобы при смещении ротора, например, вниз утечка через верхний зазор уменьшалась, а через нижний увеличивалась. В этом случае

также появится неуравновешенная венцовая сила, но она будет направлена навстречу прецессионному движению ротора и поэтому не вызовет вибрации.

Интенсивность венцовых сил в выполненной ступени существенно зависит от соотношения радиальных и осевых зазоров. С увеличением радиальных и уменьшением осевых зазоров венцовые силы уменьшаются. Это объясняется тем, что при больших радиальных зазорах их изменение вследствие прогиба ротора будет вызывать относительно небольшое изменение, при малых осевых зазорах утечка определяется их размерами, а изменение радиального зазора практически на нее не влияет.

Осевые зазоры с целью уменьшения венцовых сил нельзя выполнять чрезмерно малыми, поскольку при пуске турбины и во время стационарного режима работы возможны задевания вращающихся деталей о неподвижные.

Часто в процессе наладки или эксплуатации турбины происходит постепенное самопроизвольное уменьшение уровня низкочастотной вибрации. Как правило, это является следствием износа радиальных уплотнений из-за задеваний при повышенной вибрации.

Бандажные циркуляционные силы возникают вследствие появления неравномерности давления вдоль окружности бандажа из-за смещения ротора. При перемещении ротора по вертикали на бандаже рабочего колеса возникает такое перераспределение давлений, что возникает неуравновешенная сила, действующая перпендикулярно смещению.

В результате возникает самоподдерживающееся прецессионное движение ротора, которое совпадает с направлением вращения. Поэтому оно является источником интенсивной вибрации даже при относительно небольших значениях возмущающих сил.

Бандажные силы зависят от абсолютного давления в периферийном зазоре ступени: при малом давлении изменение давления по окружности бандажа будет малым. Поэтому так же, как и венцовые силы, бандажные силы играют серьезную роль для ЦВД турбин со сверхкритическими начальными параметрами пара.

С увеличением мощности турбин бандажные силы увеличиваются. При переходе к турбинам большей мощности главную роль стали играть бандажные силы. На венцовые и бандажные силы влияет также конструкция надбандажных уплотнений.

Возникновение циркуляционных самоподдерживающихся сил в уплотнениях принципиально не отличается от их появления в бандажной камере. Циркуляционная сила, возникающая в уплотнениях, в большой степени зависит от начальной закрутки. В диафрагменные уплотнения

промежуточных ступеней пар поступает из впереди стоящей рабочей решетки, за которой скорость выхода потока мала и имеет малую закрутку. Такая же картина наблюдается на входе в заднее концевое уплотнение. Во всех этих случаях циркуляционная сила в уплотнениях мала, а в тех случаях, когда окружная проекция направлена против вращения, она может быть даже стабилизирующей.

Иное положение возникает в тех уплотнениях, которые соседствуют с камерой, расположенной перед дисками первой ступени, особенно перед дисками регулирующей ступени. В этом случае закрутка велика. Поэтому большие циркуляционные силы могут возникать в промежуточном уплотнении цилиндров с петлевым движением пара.

Возникающая циркуляционная сила пропорциональна расходу пара через уплотнение, поэтому, как и в предыдущих случаях, она больше в уплотнениях ЦВД и в промежуточном уплотнении цилиндров с поворотом пара. С ростом зазоров и высоты камеры между гребешками уплотнения возмущающая сила уменьшается.

Высокочастотными вибрациями называются вибрации с частотой, вдвое превышающей частоту вращения ротора. Вибрация двойной оборотной частоты возникает под действием веса при изгибной анизотропии ротора, например при некоторой эллипсности сечения.

При повороте ротора на каждые 90° сопротивление сечения ротора изгибу будет изменяться и появится вибрация, частота которой будет в 2 раза больше частоты вращения ротора.

Такие колебания никак не связаны с неуравновешенностью ротора, и поэтому их невозможно устранить балансировкой. Возникающая при этом сила воздействует на ротор не статически, а динамически. Эффект от ее воздействия тем больше, чем ближе ее частота, которая зависит от частоты вращения ротора, к какой-либо из критических частот валопровода. Основным источником вибрации двойной оборотной частоты является электрический генератор.

Ротор такого генератора имеет два полюса, т.е. две обмотки, расположенные на противоположных сторонах ротора, и поэтому его сопротивление изгибу различно в разных плоскостях. Эта разница может достигать в современных мощных генераторах до 30–40 % и вызывать интенсивную вибрацию двойной оборотной частоты, которая создает определенную опасность для электрической части генератора, а также для корпусов подшипников, фундамента и т.д. Особенно интенсивные колебания возникают, если турбогенератор имеет какую-либо из критических частот вращения, примерно равную двойной оборотной. В этом случае возникает резонанс. Для уменьшения вибрации двойной

оборотной частоты применяются специальные конструктивные меры, направленные на уменьшение разножесткости сечения ротора генератора.

Источником высокочастотных возмущающих сил в собственно турбине могут быть шпоночные пазы дисков, колеса насосов и т.д., однако асимметрия, вносимая ими, как правило, невелика.

Работающий турбоагрегат всегда в какой-то степени вибрирует. Поэтому ПТЭ предусматривают нормы на допустимый уровень вибрации. Вибрационное состояние турбоагрегата оценивают по наибольшему значению виброскорости, действующему в вертикальном, горизонтально-поперечном и горизонтально-осевом направлениях.

В нормально работающем турбоагрегате основное значение имеет вибрация оборотной частоты. Так, например, длительная эксплуатация турбоагрегатов мощностью 200 МВт и более допускается при вибрации подшипниковых опор, не превышающей 2,8 мм/с.

Если по каким-либо техническим причинам такой уровень вибрации не может быть достигнут, то по согласованию между заводом-изготовителем турбины и электростанцией допускается эксплуатировать турбоагрегаты при вибрации, не превышающей 4,5 мм/с. Но при этом должны быть приняты меры по снижению вибрации в срок не более 30 дней.

Эксплуатация турбоагрегата запрещается при вибрации свыше 7,1 мм/с. Точно так же эксплуатация недопустима, если при установившемся режиме происходит внезапное увеличение виброскорости на 1 мм/с.

Однако следует иметь в виду, что вибрация измеряется на корпусе подшипника, а для турбоагрегата важна вибрация вала, которая и вызывает вибрацию корпуса подшипника. Подшипник обладает своими вибрационными характеристиками, и его вибрация зависит от близости частоты возмущающей силы, создаваемой ротором, к частоте его собственных колебаний. Поэтому реакция корпуса подшипника на воздействие на него со стороны ротора может быть самой различной. Иногда, если частоты собственных колебаний системы подшипник – фундамент далеки от частоты колебаний шейки ротора, корпус подшипника не отзывается даже на интенсивную вибрацию ротора.

Исследования показали, что вертикальное перемещение вала может в 4–10 раз превышать вертикальное перемещение подшипника, а горизонтальное перемещение вала может превосходить аналогичное перемещение корпуса подшипника в 8–15 раз. Значительное различие амплитуд вибрации вала и корпусов подшипников побудило к разработке аппаратуры, позволяющей измерять вибрацию вала.

6.2. Аппаратура для непрерывного контроля параметров механического состояния паровых турбин разработки научно-производственного предприятия «Вибробит»

6.2.1. Датчики механических величин

Основным продуктом научно-производственного предприятия (НПП) «Вибробит» является Автоматизированная система контроля вибрации (АСКВ), предназначенная для непрерывного стационарного измерения и контроля параметров механического состояния паровых и газовых турбин, турбокомпрессоров, центробежных насосов и других машин во время их эксплуатации [29].

В составе АСКВ устанавливаются датчики, позволяющие определить:

- частоту вращения ротора;
- осевой сдвиг ротора;
- относительное расширение ротора;
- абсолютное расширение цилиндров;
- наклон цилиндров;
- искривление (эксцентриситет) ротора;
- относительное виброперемещение ротора;
- абсолютную вибрацию опор подшипников;
- выход бойка автомата безопасности;
- положение регулирующих органов.

В основе датчиков измерения механических величин лежит бесконтактный вихретоковый принцип, основанный на том, что высокочастотное электромагнитное поле, генерируемое катушкой датчика, создает в металле вихревые токи. Ослабление электромагнитного поля датчика обратно пропорционально воздушному зазору между датчиком и объектом контроля.

Датчики выпускаются в разнообразных конструктивных исполнениях.

Цилиндрические датчики – «пальчиковые» датчики. Датчики имеют форму цилиндра с нарезанной метрической резьбой. Датчики применяются для измерения смещений небольшой амплитуды (до 4 мм).

T-образные датчики – катушка датчика закреплена на металлическом основании. Датчики предназначены для бесконтактного измерения смещений большой амплитуды.

Датчик-линейка – в состав датчиков входит градуированная линейка специальной конструкции. По положению линейки относительно катушки датчика определяется смещение контрольной поверхности. Датчики предназначены для измерения смещений большой амплитуды (до 320 мм).

Прямоугольные датчики – датчики имеют форму параллелепипеда с боковой контрольной поверхностью. Предназначены для измерения смещения контрольной поверхности в виде «гребня» или «пояска». Могут применяться, например, для измерения относительного расширения ротора.

Уклономеры – датчики маятникового типа, предназначенные для прецизионного измерения наклона поверхности.

Цилиндрический твердотельный датчик на основе эффекта Холла, со встроенным магнитом и электронной схемой, предназначен для измерения оборотов ротора при работе с контрольными поверхностями «паз», «шпонка» или «шестерня». Датчик является неремонтопригодным. Соединительный кабель датчика выполнен в маслостойкой оболочке (рис. 6.1).



Рис. 6.1. Датчик оборотов на основе эффекта Холла

Цилиндрический датчик ДВТ10 – бесконтактный вихретоковый датчик измерения смещений. Выпускается несколько вариантов исполнения датчика различной длины и с различной длиной соединительного кабеля. Датчик является неремонтопригодным. Соединительный кабель датчика выполнен в маслостойкой оболочке, защищающей радиочастотный кабель.

Датчик ДВТ10 может применяться для измерения следующих параметров: осевого сдвига ротора, относительного виброперемещения ротора, искривления (эксцентриситета) ротора, смещения деталей и узлов, частоты вращения ротора. Может использоваться также как бесконтактный переключатель.

Цилиндрический датчик ДВТ20 имеет тот же принцип работы, что и ДВТ10, является неремонтопригодным. Дополнительно может измерять: относительное расширение ротора, контроль вращения ротора, а также обеспечивать сигнализацию срабатывания бойков автомата безопасности и использоваться как бесконтактный выключатель.

Цилиндрический датчик ДВТ21 оборудован градуированной миллиметровой шкалой. Шкала позволяет без применения дополнительных приборов определить нулевой зазор установки датчика и оперативно проверить работоспособность канала измерения смещения.

Цилиндрический датчик ДВТ30 имеет катушку, защищенную от взаимного влияния корпусом датчика.

Датчики ДВТ40 – серия бесконтактных вихретоковых датчиков прямоугольной формы с боковой контрольной поверхностью. Предназначен для работы с контрольной поверхностью «гребень».

Датчик-линейка ДВТ50. В состав датчика входит шток специальной конструкции, который перемещается внутри датчика. Датчик является неремонтопригодным. На штоке градуирована миллиметровая линейка, позволяющая легко установить нулевое положение и проверить работу датчика. Для крепления штока к контрольной поверхности на штоке предусмотрен механизм, упрощающий монтаж датчика. Соединительный кабель датчика помещен в металлорукав, защищающей радиочастотный кабель от механических повреждений. Датчик может применяться для измерения абсолютного расширения цилиндра, положения исполнительных органов, смещения деталей и узлов (рис. 6.2).



Рис. 6.2. Датчик-линейка ДВТ-50

6.2.2. Датчики вибрации

Датчики вибрации предназначены для непрерывного длительного неразрушающего контроля вибрационного состояния машин и механизмов при их промышленной эксплуатации (измерение абсолютной вибрации).

Датчики вибрации состоят из трех основных частей: вибропреобразователь, соединительный кабель, защищенный металлорукавом, усилительный блок, преобразующий заряд чувствительного элемента вибропреобразователя в пропорциональный токовый сигнал.

В датчиках вибрации ООО НПП «Вибробит» применяется два типа вибропреобразователей, имеющих практически одинаковые технические характеристики: АК 317-25 и МВ-43-25В. Чувствительный элемент вибропреобразователя расположен в прочном, герметичном из нержавеющей стали корпусе со стандартными установочными размерами (треугольное основание с креплением к контролируемой поверхности с помощью 3 винтов М4).

Жгут вибропреобразователя изготовлен из антивибрационного двухпроводного экранированного кабеля АВКТД, защищен металлорукавом.

Степень защиты вибропреобразователей допускает их эксплуатацию в условиях воздействия пыли и песка, специальных сред (масел, смазок на основе нефтепродуктов, топлива на основе нефтепродуктов, дезинфицирующих, дегазирующих, стерилизующих растворов), во взрывоопасных зонах.

Усилительный блок предназначен для усиления заряда на чувствительном элементе вибропреобразователя, обработки (интегрирование) и преобразования в токовый сигнал, пропорциональный мгновенной виброскорости или среднеквадратичному значению (СКЗ) виброскорости.

Датчик вибрации ДПЭ22МВ предназначен для преобразования абсолютной вибрации контрольной поверхности в токовый сигнал, пропорциональный мгновенной виброскорости. Он состоит из вибропреобразователя с соединительным кабелем и кабельным вводом и усилителя с размыкаемой клеммной колодкой. Датчик обеспечивает измерение мгновенной виброскорости в диапазонах 0,4–15 мм/с и 0,8–30 мм/с.

6.2.3. Преобразователи

Для возбуждения катушки датчика и преобразования сигнала датчика в унифицированный используется несколько типов измерительных преобразователей. Измерительные преобразователи формируют токовый сигнал стандартных диапазонов (1–5 мА, 4–20 мА), пропорциональный измеряемой физической величине. Питание измерительных преобразователей осуществляется от однополярного источника питания +24 В.

Измерительные преобразователи имеют прочный брызгозащищенный металлический корпус с унифицированными габаритными размерами. Назначение контактов выходного размыкаемого клеммного разъема также унифицировано.

Преобразователь ИП34 предназначен для возбуждения обмотки вихретоковых датчиков и преобразования зазора между датчиком и контрольной поверхностью в пропорциональный унифицированный токовый сигнал (1–5 мА, 4–20 мА). ИП34 является универсальным преобразователем и предназначен для большинства выпускаемых датчиков (рис. 6.3).

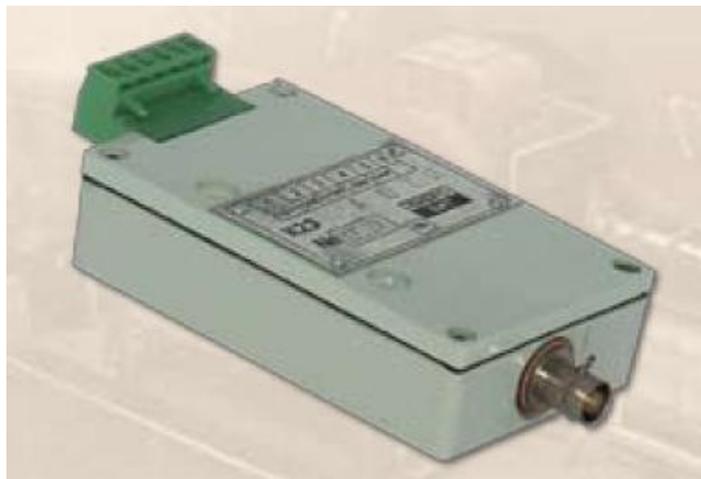


Рис. 6.3. Измерительный преобразователь ИП 34

Преобразователь ИП42 предназначен для возбуждения обмотки вихретоковых датчиков и преобразования перемещения «гребня» («пояска») контролируемой поверхности в пропорциональный унифицированный токовый сигнал.

Компаратор К22 предназначен для возбуждения обмотки вихретоковых датчиков и формирования тахометрических импульсов в виде унифицированного токового сигнала. Схема компаратора позволяет ему работать с контрольными поверхностями «паз», «шестерня», различными диапазонами измерения частоты вращения ротора. Для контроля зазора между датчиком и контрольной поверхностью в компараторе предусмотрен диагностический выход по напряжению (0–10 В), пропорциональный воздушному зазору.

6.2.4. Модули контроля (вторичные преобразователи)

Функциональные возможности механической части АСКВ (АСКВМ) во многом определяются характеристиками и принципами реализации вторичных преобразователей (модулей контроля). Применение современной элементной базы, методов цифровой обработки сигналов (ЦОС) позволило разработать серию надежных и многофункциональных модулей контроля «Вибробит 300», входящих в состав АСКВ «Вибробит».

Модули контроля являются вторичными преобразователями нижнего уровня системы АСКВМ «Вибробит 300» и выполняют следующие функции: обработка сигналов с датчиков в режиме реального времени по всем каналам измерения, мониторинг уровней измеряемых вибрационных параметров и в случае превышения предварительно заданных предельных значений формирование предупредительных и аварийных сигналов, непрерывная диагностика каждого канала измерения совместно с датчиком и соединительными кабелями, сигнализация о неисправностях.

При этом фиксируются следующие параметры: выход за заданные диапазоны величин напряжений питания первичной аппаратуры, величина рабочих зазоров датчиков виброперемещения и тахометрических датчиков, наличие коротких замыканий или обрыв в сигнальных цепях первичной аппаратуры или соединительном кабеле. Обеспечивается возможность просмотра измеренной информации в удобной для оператора форме на цифровых индикаторах модулей контроля, энергонезависимое хранения настроек модулей, исключающее потерю конфигурации, передача данных на верхний уровень АСКВМ по цифровым интерфейсам связи, удаленное отображение результатов измерений на выносных блоках индикации.

Модули контроля делятся по функциональному признаку на несколько групп. Измерительные модули выполняют обработку сигналов с датчиков, вычисляют значение измеряемых вибрационных параметров, формируют логические сигналы защитного отключения оборудования, а также поддерживают цифровые интерфейсы связи.

Логические модули объединяют логические сигналы от модулей контроля для формирования сигнала защитного отключения оборудования по опасному уровню вибрации или скачку вибрации согласно действующим руководящим документам.

Модули проверки позволяют провести проверку каналов измерения модулей контроля, а также работу логики сигнализации и защитного отключения.

Интерфейсные модули предоставляют возможность считывать результаты измерений вибрационного состояния оборудования и предоставляют сервис по просмотру результатов измерений с применением интернет технологий.

Модули АС/DC обеспечивают питание модулей аппаратуры, преобразователей датчиков постоянным напряжением +24 В.

6.2.5. Вспомогательные узлы и принадлежности

Серия вспомогательных узлов и принадлежностей предназначена для монтажа датчиков и преобразователей, конструкция которых согласована с ведущими изготовителями оборудования

Применение аксессуаров для датчиков и преобразователей, выпускаемых серийно, позволяет уменьшить время согласования установки датчиков и преобразователей, сократить расходы на изготовление необходимых приспособлений, качественно выполнить монтаж оборудования.

Механизм установки МУ10 – универсальный механизм установки вихретоковых датчиков; предназначен для установки датчиков при измерении осевого сдвига и относительного расширения ротора. С помощью шестерни устанавливается продольное положение рейки, нулевое положение закрепленных на МУ10 датчиков. Положение рейки фиксируется двумя винтами прижимной накладкой. Все винты в МУ10 окончательно фиксируются с помощью стопорных шайб.

Механизм установки МУ11 предназначен для монтажа датчиков при измерении искривления (эксцентриситета) ротора.

Кубы установочные предназначены для монтажа вибропреобразователей датчиков ДПЭ22МВ. На гранях кубов установочных предусмотрены отверстия с резьбой М4 для крепления вибропреобразователя. Отверстия для вибропреобразователя позволяют оптимально подобрать направления вывода соединительного кабеля. На куб установочный можно закрепить до трех вибропреобразователей (вертикальная, поперечная, осевая составляющие вибрации).

Каркасы с измерительными модулями устанавливаются в стойку контрольно-измерительную (СКИ) (рис. 6.4).

СКИ при поставке укомплектован всеми устройствами и арматурой для установки в нем изделий вторичной аппаратуры. В СКИ смонтированы соединительные элементы, кабели, жгуты для электрических соединений



Рис. 6.4. Контрольно-измерительная стойка

каркасов, смонтированных внутри шкафа, с приборами и с кабелями от первичной аппаратуры.

Для оперативной проверки и калибровки датчиков «на месте» ООО НПП «Вибробит» разработал проверочные стенды (рис. 6.5).

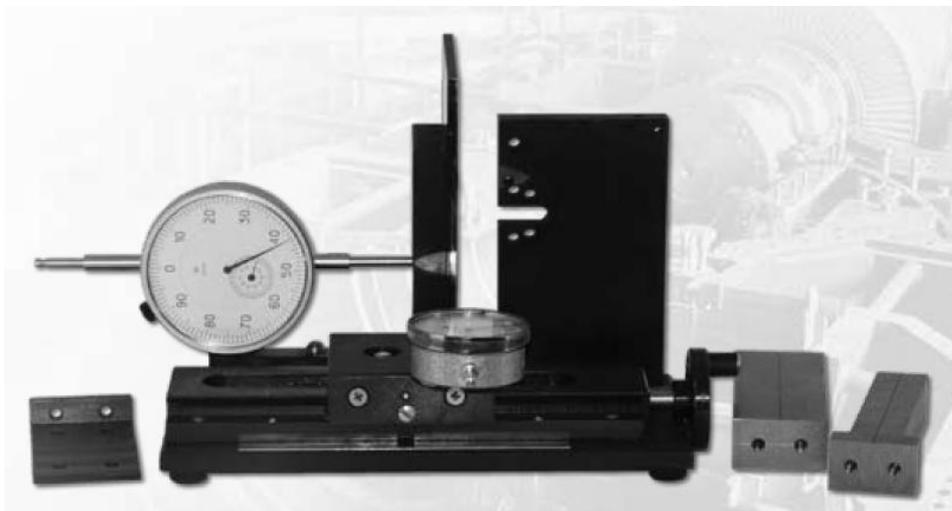


Рис. 6.5. Стенд для проверки и калибровки датчиков

6.2.6. Верхний уровень системы

Верхний уровень АСКВ «Вибробит» реализован как распределенная клиент-серверная система с возможностью гибкого наращивания и «горячего» резервирования компонентов системы.

Прикладное программное обеспечение (ПО) сервера и рабочей станции выполнено средствами CitectSCADA.

ПО системы верхнего уровня обеспечивает выполнение следующих основных функций: ведение базы данных измерений (архив); автономную обработку результатов измерений; представление результатов измерений и их обработки; контроль текущих параметров по уставкам во всех режимах эксплуатации согласно требованиям ГОСТ и сигнализацию при их превышении; «горячее» резервирование серверов верхнего уровня АСКВМ.

CitectSCADA позволяет обеспечить: визуализацию процесса в графическом режиме; расширенное управление тревогами; отслеживание трендов в реальном времени и доступ к архивным трендам; подготовку детализированных отчетов; статический контроль процесса; многопоточное выполнение подпрограмм, разработанных на CitectVBA и CiCode.

ПО системы обеспечивает мониторинг вибропараметров и механических величин в объеме: сводное состояние турбоагрегата; таблица основных вибрационных параметров турбоагрегата; механические величины турбоагрегата; положение шеек роторов валопровода в расточках подшипников; гармоники виброскорости опор подшипников; гармоники виброперемещения опор подшипников; гармоники относительного виброперемещения шеек роторов.

Система верхнего уровня обеспечивает: глубину хранения непрерывной архивной информации не менее чем три года; возможность просмотра/печати графиков истории и протоколов событий; автоматическую запись оперативной информации в архив непрерывно. Возможно сохранение выборки из архива в формате баз данных для Excel.

Система осуществляет синхронизацию системного времени на всех информационных узлах системы вибромониторинга по сигналам АСУ ТП или оператора с клавиатуры сервера Citect.

В системе имеется возможность сохранения образа жесткого диска на CD-R носителе, для быстрого восстановления (по требованию Заказчика).

Образ диска содержит файлы операционной системы, приложений и данных и позволяет полностью восстановить компьютер за считанные минуты. Из образа также можно восстановить отдельные файлы или папки.

Верхний уровень АСКВ «Вибробит» реализован в виде автоматического рабочего места (АРМ) оператора (рис. 6.6).



Рис. 6.6. АРМ оператора АСКВ

Контрольные вопросы

1. Что является источником вибрации на турбине?
2. В каком направлении происходит вибрация на паровой турбине?
3. Где измеряется вибрация на турбинах в заводском исполнении?
4. Что является мерой уровня вибрации?
5. Какая вибрация называется низкочастотной?
6. Какая вибрация называется вибрацией оборотной частоты?
7. Какая вибрация называется высокочастотной?
8. В чем опасность вибрации для электрического генератора?
9. В чем причина вибрации оборотной частоты?
10. Возбуждает ли вибрацию собственный вес вала?
11. Какой вид движения вала называется прецессионным?
12. Какая частота вращения вала называется критической или резонансной?
13. Вибрирует ли абсолютно уравновешенный ротор на критической частоте?
14. Что такое коленчатость ротора?
15. Что такое статическая и динамическая балансировка?
16. В каких случаях нужна динамическая балансировка ротора?
17. Что такое главные формы начального изгиба, соответствующие критическим частотам ротора?
18. Что называется тоном колебаний?
19. Какой тон колебаний называется основным?
20. Какой ротор называется жестким?
21. Какой ротор называется гибким?
22. Для чего необходимо валоповоротное устройство?
23. Какие виды низкочастотной вибрации вы знаете?
24. Что дает применение сегментных самоустанавливающихся подшипников?
25. Под действием каких сил возникает паровая вибрация низкой частоты?
26. В каких случаях возникает вибрация двойной оборотной частоты?
27. При какой виброскорости запрещается эксплуатация турбоагрегата мощностью 200 МВт и более?
28. Чем отличается вибрация подшипников от вибрации вала?
29. Какие дополнительные возможности имеет Автоматизированная система контроля вибрации (АСКВ) «Вибробит» по сравнению с заводской системой контроля вибрации?
30. Какие датчики дополнительно устанавливаются в составе АСКВ «Вибробит»?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РДПр 34-38-030-92. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. – М.: СПО ОРГРЭС, 1992.
2. Попов А.Б. Проблема продления ресурса теплоэнергетического оборудования / А.Б. Попов, Е.К. Первалова, А.Ю. Сверчков // Теплоэнергетика. – 2003. – № 4. – С. 29–36.
3. РД 10-262-98; РД 153-34.1-17.421-98. Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций. – М.: СПО ОРГРЭС, 1999.
4. РД 34-35.127-2002. Общие требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций. – М.: СПО ОРГРЭС, 2002.
5. АСУ ТП теплофикационного энергоблока на базе ПТК Квинт / Н.И. Давыдов, А.А. Назаров, Н.В. Смородов, Д.В. Тарасов, Е.А. Яхин // Теплоэнергетика. – 1996. – № 10. – С. 2–7.
6. Автоматизированные системы управления тепловыми процессами на базе программно-технического комплекса САРГОН / В.А. Менделевич, Е.Л. Спирина, Ю.Е. Зюзевич // Теплоэнергетика. – 2007. – № 10. – С. 31–40.
7. Патент № 2206024 РФ. МПК F22B037/38. Способ длительного непрерывного автоматического определения остаточного ресурса элементов котла, работающих под давлением / Чернов А.С., Надлер В.Б., Гарбуз А.М., Федулов А.А., Александрова В.А. / Патентообладатель ОАО ТКЗ «Красный котельщик» / заявлен 20 июля 2001; опубликован 10 июня 2003 г.
8. Перспективы внедрения и развития автоматизированной системы технической диагностики котлов / Г.И. Жуков, Ю.Ф. Лаптев, Ю.Ф. Лосев, В.Б. Надлер, С.В. Лаптев, М.Ю. Сербиновский // Известия вузов. Электромеханика. – 2013. – № 1. – С. 159–161.
9. Соколов В.В. Тепловые нагрузки в топке котла энергоблока 800 МВт при сжигании природного газа / В.В. Соколов, Л.А. Литвинова // Теплоэнергетика. – 1998. – № 5.
10. Литвинова Л.А. Тепловосприятие топки котла ТГМП-344 и температурный режим ее экранов / Л.А. Литвинова, В.В. Соколов, И.И. Беляков // Электрические станции. – 1984. – № 6.
11. Семеновкер И.Н. Радиометрическая вставка в экранные поверхности нагрева / И.Н. Семеновкер, В.Г. Генделев // Теплоэнергетика. – 1970. – № 4.

12. Щеткин В.С. Исследование работоспособности труб фронтального экрана котла БКЗ-420-140 НГМ Бобруйской ТЭЦ-2 / В.С. Щеткин // Теплоэнергетика. – 1985. – № 1.

13. Система непрерывного контроля температурного режима экранов топки газоплотного котла / А.М. Грибков, Ю.В. Щелоков, А.В. Тараторин, В.П. Тюклин, А.М. Насриев // Электрические станции. – 2001. – № 12.

14. Холщев В.В. О работе котла ТГМЕ-464 с обогреваемым слабонаклонным подовым экраном / В.В. Холщев, М.И. Жадзилко, А.А. Добряков // Теплоэнергетика. – 1990. – № 1. – С. 53–57.

15. РД 52.04.212-86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий ОНД-86. – Л.: Гидрометеиздат, 1987. – 94 с.

16. Волков Э.П. Контроль загазованности атмосферы выбросами ТЭС / Э.П. Волков. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 256 с.

17. Грибков А.М. Метеорологическое обеспечение для ТЭС / А.М. Грибков, Д.С. Тюклин // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. – 2008. – № 7–8. – С. 119–127.

18. Грибков А.М. Загрязнение приземного слоя воздуха тепловой электростанцией в процессе ее эксплуатации: учеб. пособие / А.М. Грибков, Д.С. Тюклин. – Казань: Казан. гос. энер. ун-т, 2011. – 120 с.

19. Turner V., Schulce R. Practical Guide to Atmospheric Dispersion Modeling. Trinity Consultants, Inc., and Air & Waste Management Assotiation. Printed in the United States of America, 2006. – 360 с.

20. Бызова Н.Л. Рассеяние примеси в пограничном слое атмосферы / Н.Л. Бызова. – М.: Гидрометеиздат, 1974. – 191 с.

21. Лайхтман Д.Л. Физика пограничного слоя атмосферы / Д.Л. Лайхтман. – Л.: Гидрометеиздат, 1970. – 342 с.

22. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя: Пер. с нем. / Г. Шлихтинг. – М.: Наука, 1974.

23. Талиев В.Н. Аэродинамика вентиляции / В.Н. Талиев. – М.: Стройиздат, 1979.

24. Грибков А.М. Подъем дымового факела при отсутствии ветра / А.М. Грибков, Д.С. Тюклин // Электрические станции. – № 10. – 2009. – С. 23–27.

25. РД 03-610-03. Методические указания по обследованию дымовых и вентиляционных промышленных труб. – М.: СПО ОРГРЭС, 2003.

26. ПБ 03-445-02. Правила безопасности при эксплуатации дымовых и вентиляционных промышленных труб. – М.: СПО ОРГРЭС, 2002.

27. Применение диагностических комплексов для оценки устойчивости и износа дымовых труб / В.А. Акатьев, Б.С. Сажин, С.П. Суцев, В.И. Ларионов // Электрические станции. – 2006. – № 11. – С. 24–29.

28. Трухний А.Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: учеб. пособие для вузов / А.Д. Трухний, Б.В. Ломакин – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 540 с.

29. Сайт – URL: <http://yandex.ru/yandsearch?text=vibrobit.ru&lr=43www.vibrobit.ru>.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ СИСТЕМ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ	5
1.1. Обеспечение надежной работы оборудования	5
1.2. Система планово-предупредительных ремонтов	5
1.3. Система ремонтов по фактическому состоянию оборудования	7
1.4. Основные требования к системам диагностики энергетического оборудования	10
2. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ КОТЛА РАЗРАБОТКИ ТАГАНРОГСКОГО КОТЛОСТРОИТЕЛЬНОГО ЗАВОДА «КРАСНЫЙ КОТЕЛЬЩИК»	12
3. СИСТЕМА ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТОПКИ КОТЛА РАЗРАБОТКИ КАЗАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА	19
3.1. Датчики температуры	19
3.2. Пускоостановочный режим	23
3.3. Влияние нагрузки и расположение факела	31
3.4. Нестехиометрическое сжигание газа	34
3.5. Отключение дымососа рециркуляции газов	42
3.6. Особенности нестехиометрического сжигания мазута	44
3.7. Эксплуатация и обслуживание системы температурного контроля экранов	47
3.8. Основные выводы по системе температурного контроля экранов	52
3.9. Контроль пода	53
4. СИСТЕМА ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОЗДУШНОГО БАСЕЙНА ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЕЙ	67
4.1. Состав системы диагностирования	67
4.2. Определение состояния пограничного слоя атмосферы	68
4.3. Контроль выбросов	77
4.3.1. Контроль выбросов на дымовых трубах	77
4.3.2. Контроль выбросов на котлах	78
4.4. Программное обеспечение	84
4.5. Сравнение результатов расчета с ОНД-86	95

5. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ДЫМОВЫХ ТРУБ	99
5.1. Диагностический комплекс «Сканлайнер»	99
5.2. Диагностический комплекс «Стрела-2»	105
6. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ТУРБИНЫ ПО ЕЕ МЕХАНИЧЕСКИМ И ВИБРАЦИОННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ	109
6.1. Источники и причины вибрации турбоустановок	109
6.2. Аппаратура для непрерывного контроля параметров механического состояния паровых турбин разработки научно- производственного предприятия «Вибробит»	123
6.2.1. Датчики механических величин	123
6.2.2. Датчики вибрации	125
6.2.3. Преобразователи	126
6.2.4. Модули контроля (вторичные преобразователи)	127
6.2.5. Вспомогательные узлы и принадлежности	129
6.2.6. Верхний уровень системы	130
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	133

Учебное издание

Грибков Александр Михайлович

СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ТЭС

Учебное пособие

Кафедра тепловых электрических станций КГЭУ

Редактор издательского отдела *Н.А. Артамонова*
Компьютерная верстка *Т.И. Лунченкова*

Подписано в печать 11.09.2017.

Формат 60×84/16. Бумага «Business». Гарнитура «Times». Вид печати РОМ.
Усл. печ. л. 8,0. Уч.-изд. л. 8,9. Тираж 500 экз. Заказ № 137/эл.

Редакционно-издательский отдел КГЭУ, 420066,
Казань, Красносельская, 51