

Р. И. ЭСТЕРКИН

ЭКСПЛУАТАЦИЯ, РЕМОНТ, НАЛАДКА И ИСПЫТАНИЯ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

**3-е издание,
переработанное и дополненное**

**Допущено Отделом учебных заведений Госкомитета ЖКХ
РСФСР в качестве учебника для учащихся техникумов
по специальности № 1007 «Эксплуатация тепловых сетей
и теплотехнического оборудования»**



**Санкт-Петербург
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ
Санкт-Петербургское отделение
1991**

ББК 31.38

387

УДК 621.100.1.001.1:061.5 (075.32)

Рецензент С. А. Цыганков

Эстеркин Р. И.

Э87 Эксплуатация, ремонт, наладка и испытания теплотехнического оборудования: Учебник для техникумов. — 3-е изд., перераб. и доп. СПб.: Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отделение, 1991. — 304 с.: ил.

ISBN 5-283-04419-X

Рассмотрены методы эксплуатации, наладки, испытания и ремонта теплотехнического оборудования промпредприятий (котельных агрегатов и их вспомогательного оборудования, теплоиспользующих установок и систем теплоснабжения). Второе издание вышло в 1984 г. Третье издание дополнено материалами, освещающими организацию ремонтных работ и охрану окружающей среды. Расширена глава «Практические упражнения и задачи по эксплуатации теплотехнического оборудования».

Для учащихся техникумов, обучающихся специальности «Теплотехническое оборудование промышленных предприятий», и специалистов-теплотехников.

Э 2203070000—136
051 (01)—91 169—91

ББК 31.38

Учебник

Эстеркин Рахмиель Иосифович

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ, РЕМОНТ, НАЛАДКА И ИСПЫТАНИЯ
ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Редактор Ю. В. Долгополова
Художественный редактор Б. М. Мартынов
Технический редактор Ю. А. Богданова
Корректор М. С. Мордашева

ИБ № 2457

Сдано в набор 07.05.91. Подписано в печать 11.10.91. Формат 60×90¹/₁₆.
Бумага офсетная № 2. Гарнитура литературная. Печать офсетная.
Усл. печ. л. 19,0. Усл. кр.-отт. 19,0. Уч.-изд. л. 22,94. Тираж 16 000 экз.
Заказ № 285. Цена 1 р. 20 к.

Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отделение.
191065, Санкт-Петербург, Д-65. Марсово поле, 1

Типография № 6 ордена Трудового Красного Знамени издательства
«Машиностроение» при Государственном комитете СССР по печати.
193144, Санкт-Петербург, ул. Мойсеенко, 10.

ISBN 5-283-04419-X

© Энергоатомиздат, 1984

© Р. И. Эстеркин, с изменениями, 1991

ПРЕДИСЛОВИЕ

Промышленные предприятия и жилищно-коммунальный сектор потребляют огромное количество теплоты на технологические нужды, отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. В связи с этим повышение надежности и экономичности работы теплотехнического оборудования, вырабатывающего и потребляющего тепловую энергию, является одной из важнейших народнохозяйственных задач. Надежность и экономичность работы этого оборудования в значительной мере зависит от качества его наладки, ремонта и культуры обслуживания. В связи с этим широкий круг техников-теплотехников должен владеть приемами и методами рациональной эксплуатации, наладки и испытания теплотехнического оборудования.

В учебнике использован опыт эксплуатации современных предприятий, результаты испытаний, выполненных специализированными наладочными предприятиями и исследовательскими институтами, а также личный практический опыт автора.

На базе материала, приведенного в учебнике, преподавателям рекомендуется разработать программированный опрос с использованием персональных ЭВМ, тренажеров, макетов и других средств технического обучения.

В учебнике после каждой главы приведены контрольные вопросы, что будет способствовать лучшему усвоению теоретического материала.

Отзывы о книге, замечания и пожелания просьба направлять по адресу: 191065, Санкт-Петербург, Марсово поле, д. 1, Санкт-Петербургское отделение Энергоатомиздата.

Автор

Глава первая

ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

1-1. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХОЗЯЙСТВА ПРЕДПРИЯТИЯ

Тепловое хозяйство промышленного предприятия представляет собой весьма разнообразный и сложный комплекс, состоящий из источников теплоты, тепловых сетей и систем потребления теплоты. Лицом, ответственным за общее состояние теплового хозяйства промышленного предприятия, является главный энергетик или главный механик. В зависимости от размеров и сложности теплового хозяйства кроме главного энергетика (или механика) в тепловых и технологических цехах имеется инженерно-технический персонал, ответственный за техническое состояние и безопасную эксплуатацию оборудования котельного цеха, тепловых сетей и теплоиспользующих установок. Инженерно-технический персонал указанных участков имеет в своем распоряжении необходимое количество обслуживающего и ремонтного персонала.

Эксплуатация теплового хозяйства должна осуществляться в соответствии с «Правилами Госгортехнадзора СССР», «Правилами технической эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей» Госэнергонадзора Министерства энергетики и электрификации СССР, Ведомственными и другими нормативно-техническими документами (стандартами, РТМ), которые обязательны для всех министерств, ведомств и организаций.

Жилищно-коммунальный сектор крупных городов получает теплоту в значительных количествах от центральных отопительных котельных. Обычно несколько котельных, расположенных в одном районе, объединены в хозрасчетное предприятие. Так, например, в г. Ленинграде теплоснабжение жилищно-коммунального сектора, кроме ТЭЦ, осуществляют хозрасчетные предприятия, объединяющие несколько котельных одного района. Все хозрасчетные предприятия входят в трест «Теплоэнерго», имеющий ремонтную и наладочную организацию, а также центр подготовки и повышения квалификации обслуживающего и ремонтного персонала.

Основными задачами организаций, эксплуатирующих системы теплоснабжения независимо от ведомственной принадлежности, являются: а) обеспечение надежного и бесперебойного теплоснабжения технологических и коммунально-бытовых потребителей; б) повышение надежности, безопасности и экономичности работы котельных установок, тепловых сетей и теплоиспользующих аппа-

ратов; в) организация эксплуатации всего оборудования в соответствии с действующими нормативно-техническими документами; г) снижение себестоимости производства и реализации тепловой энергии, повышение производительности труда эксплуатационного персонала.

Ответственный за тепловое хозяйство и лица, ответственные за техническое состояние и безопасную эксплуатацию котельных установок, тепловых сетей и теплоиспользующих аппаратов, обязаны обеспечить: а) надежную, экономичную и безопасную работу всего оборудования на своих участках; б) разработку и внедрение норм удельных расходов топлива, тепловой энергии и электроэнергии, расходуемой на собственные нужды; г) техническую приемку оборудования, вводимого в эксплуатацию на своих участках; д) организацию подготовки вновь принятого и периодическую проверку знаний работающего персонала, а также его систематический инструктаж на рабочих местах; е) ведение установленной технической документации, устранение неполадок, неисправностей или нарушений в режиме работы оборудования; ж) своевременное выполнение планово-предупредительного и капитального ремонта оборудования на своих участках; з) технический надзор за соблюдением правил безопасности и эксплуатационных инструкций; и) контроль над состоянием измерительных приборов и соответствием их показаний параметрам, предусмотренным режимными картами и инструкциями по обслуживанию оборудования; к) разработку производственных инструкций применительно к конкретным условиям содержания и эксплуатации установленного оборудования; л) необходимый запас средств индивидуальной защиты и противопожарного инвентаря; м) выполнение предписаний Госгортехнадзора и Госэнергонадзора в установленные сроки.

Ответственные за тепловое хозяйство и лица, ответственные за эксплуатацию отдельных участков, несут ответственность за организацию и выполнение противопожарных мероприятий. Они обязаны: а) разрабатывать и согласовывать с местной пожарной охраной противопожарные инструкции и организовать тренировки персонала по тушению пожара; б) создавать добровольную пожарную дружину согласно действующим положениям; в) назначать лиц, ответственных за противопожарное состояние отдельных участков, а также за исправное состояние пожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения, из числа руководящего персонала; г) утверждать график проверки средств пожаротушения, контролировать его выполнение и принимать решения по результатам проверки; д) контролировать проведение инструктажа работников, вновь принятых на работу, а также переведенных на другой участок работы.

Каждый случай пожара подлежит расследованию комиссией с обязательным участием работников пожарной охраны для установления причин пожара, убытков, виновников и для разработки противопожарных мероприятий.

1-2. ПОДГОТОВКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ПЕРСОНАЛА

Надежная и безопасная работа теплотехнического оборудования в значительной мере зависит от качества подготовки эксплуатационного персонала и систематической работы с ним. В соответствии с «Правилами» Госгортехнадзора и Госэнергонадзора инженерно-технический персонал и рабочие, занятые обслуживанием и ремонтом котельных установок, тепловых сетей и теплоиспользующего оборудования, должны иметь специальную подготовку и сдать экзамен по правилам технической эксплуатации и технике безопасности в объеме выполняемой работы.

При подготовке персонала должны применяться следующие формы обязательного обучения и повышения квалификации:

а) курсовое обучение по повышению квалификации эксплуатационного персонала, проводимое один раз в год, для изучения оборудования, оптимальных режимов и лучших приемов работы по разработанным программам;

б) индивидуальный производственный инструктаж по безопасным и рациональным методам работы на эксплуатируемом оборудовании, проводимый не реже одного раза в три месяца;

в) противоаварийные тренировки, проводимые для проверки умения оперативного персонала самостоятельно, быстро и правильно ориентироваться в различных ситуациях, возникающих при эксплуатации оборудования;

г) изучение правил Госгортехнадзора, правил техники безопасности, должностных и эксплуатационных инструкций, а также других руководящих документов, относящихся к работе основного и вспомогательного теплотехнического оборудования.

Проверка знаний персонала бывает первичная, периодическая и внеочередная. Первичной проверке подвергается обслуживающий и ремонтный персонал после производственного обучения перед дублированием на рабочем месте под наблюдением и руководством наиболее опытного работника. Допуск к дублированию и его срок (обычно дублирование продолжается от двух до четырех недель) оформляется распоряжением по цеху (или участку). Первичную проверку персонал проходит также при переходе на другую работу на том же или на новом предприятии. Инженерно-технические работники проходят первичную проверку после назначения на работу в сроки, установленные администрацией предприятия.

Периодической проверке знаний ежегодно подвергаются рабочие, непосредственно обслуживающие котельные установки, тепловые сети и теплоиспользующие аппараты или выполняющие на них наладочные, ремонтные и монтажные работы. Знания инженерно-технических работников, относящихся к оперативному персоналу, также подвергаются ежегодной проверке. Остальные инженерно-технические работники, связанные с эксплуатацией и ремонтом оборудования, сдают экзамен один раз в три года.

Внеочередной проверке знаний могут быть подвергнуты рабочие и инженерно-технические работники, допустившие нарушение правил технической эксплуатации, техники безопасности или производственных и должностных инструкций. Объем и сроки внеочередной проверки знаний устанавливаются администрацией предприятия (цеха).

Производственное обучение обслуживающего и ремонтного персонала производится в профессионально-технических училищах соответствующего профиля или на специальных курсах, по окончании которых учащиеся сдают экзамен квалификационной комиссии, присваивающей право на замещение соответствующей должности.

Для проверки знаний персонала (первичной, периодической и внеочередной) на предприятии создаются комиссии в составе не менее трех человек. Комиссию по проверке знаний рабочего персонала возглавляет начальник цеха (участка), а инженерно-технического персонала — главный инженер (главный энергетик) предприятия.

При допуске к работе на оборудовании, регистрируемом в органах Госгортехнадзора, в работе квалификационной комиссии обязательно участие представителя местного органа Госгортехнадзора. При повторной проверке знаний инженерно-технических работников и рабочих обязательно оповещение местных органов Госгортехнадзора (не менее чем за 5 дней), а участие их представителя в комиссии необязательно.

Результаты проверки знаний работников оформляются протоколом за подписью председателя комиссии и ее членов, а также заносятся в журнал с указанием даты и результатов проверки. Каждому работнику, прошедшему испытания, выдается удостоверение о проверке знаний, а работникам, обслуживающим электроустановки, контрольно-измерительные приборы и аппаратуру автоматического регулирования, в удостоверении отмечается также присвоение квалификационной группы по технике безопасности. Лица, получившие при проверке знаний неудовлетворительную оценку, к работе не допускаются и подвергаются повторным проверкам вплоть до положительной аттестации.

Инструктаж на рабочем месте производится с целью обучить каждого рабочего правильным и безопасным методам работы на эксплуатируемом им оборудовании. При инструктаже проверяется знание персоналом производственных инструкций, рациональных методов эксплуатации и ремонта оборудования, а также правил техники безопасности. Результаты инструктажа заносятся в специальный журнал и оформляются подписью инструктирующего и инструктируемого.

Противоаварийные тренировки следует проводить не реже одного раза в месяц. Во время противоаварийных тренировок персонал обучается принимать лучшие решения при ликвидации аварий и неполадок в работе оборудования. Противоаварийные тренировки проводятся с таким расчетом, чтобы каждый оперативный работник

участвовал в них не реже одного раза в квартал. Лучше всего проводить эти тренировки на специальных тренажерах, мнемонических схемах и т. д. Можно проводить тренировки на резервном или работающем оборудовании, используя для этого специальные плакаты, которые персонал вывешивает на оборудовании. Руководитель тренировки должен проинструктировать персонал, подчеркнув при этом, что на резервном или работающем оборудовании категорически запрещается изменять положение задвижек, вентилей, кнопок управления и т. д. По окончании тренировки руководитель должен лично убедиться, что все плакаты, применявшиеся для тренировки, убраны с оборудования.

Лица, принимаемые на работу, связанную с подготовкой тепло-технического оборудования к обслуживанию и ремонту, должны быть не моложе 18 лет и подвергаться предварительному медицинскому освидетельствованию для определения соответствия их состояния здоровья требованиям, предъявляемым правилами техники безопасности. Впоследствии медицинское переосвидетельствование производится периодически один раз в два года.

Лица, нарушающие правила технической эксплуатации оборудования, правила Госгортехнадзора и должностные инструкции, подвергаются взысканиям в зависимости от степеней и характера нарушений в административном или уголовном порядке. Каждый случай аварии, брака и нарушения в работе оборудования должен быть тщательно расследован и учтен администрацией предприятия в соответствии с «Правилами» Госгортехнадзора СССР и «Инструкцией о расследовании и учете несчастных случаев на подконтрольных Госгортехнадзору СССР предприятиях и объектах», а также «Инструкцией по расследованию аварий, не повлекших за собой несчастных случаев, на подконтрольных Госгортехнадзору СССР предприятиях и объектах». При этом должны быть установлены причины возникновения таких аварий и разработаны мероприятия по их предотвращению.

За аварии и брак в работе несут персональную ответственность:

а) работники, непосредственно обслуживающие оборудование котельных, тепловых сетей, теплоиспользующих аппаратов, — за каждую аварию и брак в работе, происшедшие по их вине, а также за неправильную ликвидацию любых аварий;

б) работники, ремонтирующие оборудование, — за каждую аварию и брак в работе, происшедшие из-за низкого качества ремонта, а эксплуатационный инженерно-технический персонал — за аварии и брак в работе, происшедшие вследствие несвоевременного ремонта по их вине и некачественной приемки оборудования после ремонта;

в) начальники смен, дежурный и оперативно-ремонтный персонал котельных, тепловых сетей, теплоиспользующих аппаратов — за аварии и брак в работе, происшедшие по их вине, а также по вине подчиненного им персонала;

г) начальник цеха, его заместитель, инженеры и мастера — за аварии и брак в работе, происшедшие по их вине, вине подчиненного им персонала, а также из-за неудовлетворительного и несвоевременного ремонта, испытаний и наладки оборудования, противоаварийных мероприятий.

1-3. ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ, КОНТРОЛЬ И ОТЧЕТНОСТЬ

На предприятии, эксплуатирующем теплотехническое оборудование, должна иметься техническая документация, характеризующая установленное оборудование.

В организациях, эксплуатирующих котельные установки, должна иметься следующая документация: акты отвода земельных участков в соответствии с существующим положением Госгортехнадзора; геологическая, гидрологическая документация, а также данные о территории с результатами испытаний грунтов; акты приемки скрытых сооружений и устройств (при реконструкции акты о заложении фундаментов с разрезами шурфов); генеральный план участка с нанесением всех зданий и сооружений, включая подземное хозяйство; утвержденный технический проект и проектное задание со всеми последующими их изменениями; технические паспорта зданий, сооружений и оборудования; исполнительные чертежи оборудования и сооружений, чертежи всего подземного хозяйства; инструкции по обслуживанию оборудования и сооружений, а также должностные инструкции по каждому рабочему месту; инструкции по технике безопасности и противопожарной безопасности; инструкции по защите котлов от коррозии; инструкции по грозовой защите.

На каждую теплоиспользующую установку необходимо иметь: паспорт установленной формы с протоколами и актами испытаний, осмотров и ремонтов; рабочие чертежи оборудования; исполнительные схемы всех трубопроводов с нумерацией арматуры и расстановкой средств измерения; инструкцию по эксплуатации и ремонту; положение о правах и обязанностях персонала.

На трубопроводы, подведомственные Госгортехнадзору, должна иметься следующая документация: паспорт; исполнительная схема трубопровода с указанием на ней диаметров труб и расположения продувочных, дренажных и других устройств; свидетельства о качестве изготовления и монтажа трубопроводов; акт приемки в эксплуатацию трубопровода от монтажной организации; паспорта и другая документация на сосуды, являющиеся неотъемлемой частью трубопровода (грязевики, водоотделители и т. д.).

В инструкциях по обслуживанию оборудования по каждой установке должны быть указаны: порядок пуска, останова и обслуживания оборудования во время нормальной эксплуатации и при аварийных режимах; порядок допуска персонала к ремонту оборудования; требования по технике безопасности и противопожар-

ные мероприятия; специфические особенности для данной установки.

В должностной инструкции по каждому рабочему месту должно быть указано: перечень инструкций по обслуживанию оборудования, схем и устройств оборудования, знание которых обязательно для данной должности; права и обязанности персонала; взаимоотношение с вышестоящим, подчиненным и другим связанным по работе персоналом.

В случае изменения состояния или условий эксплуатации оборудования в инструкции необходимо вносить соответствующие дополнения с доведением их до сведения работников, для которых обязательно знание этих инструкций. Инструкции следует пересматривать не реже одного раза в три года.

Качество обслуживания оборудования в значительной мере зависит от организации вахтенной службы и рабочего места оперативного персонала. Вахтенный персонал работает по графику, составленному начальником цеха или участка.

Вахтенный персонал является на работу за 30 мин до ее начала для приема смены. Прием смены производится на каждом рабочем месте с целью ознакомления персонала с режимом работы оборудования, распоряжениями руководства цеха, производственным заданием и записями предыдущей смены в вахтенном журнале. Вахтенный персонал начинает нести полную ответственность с момента росписи в вахтенном журнале.

У начальника смены (старшего машиниста) находятся: вахтенный журнал, журнал дефектов и неполадок в работе оборудования и книга распоряжений вышестоящего персонала. В вахтенном журнале отмечаются результаты проверки оборудования, время и порядок производимых в течение смены переключений, выполнение оперативных распоряжений, устранение мелких неполадок в работе оборудования, прием и сдача смены. В журнале дефектов и неполадок указываются дефекты, которые не удалось устранить вахтенному персоналу. В книгу распоряжений заносятся указания, имеющие срок действия более суток.

Вахтенный журнал и журнал дефектов и неполадок ежедневно просматривается и визируется инженерно-техническим или руководящим персоналом цеха. Прием смены при неисправном оборудовании производится только с разрешения начальника цеха или его заместителя. При аварийной ситуации прием и сдача смены не производятся. Явившийся на смену персонал выполняет распоряжения лица, руководящего ликвидацией аварии. После восстановления нормального режима работы оборудования производятся прием и сдача смены.

Руководящий и инженерно-технический персонал цеха систематически как в дневное, так и в ночное время проверяет работу вахтенного персонала. Результаты проверки заносятся в вахтенный журнал.

Вахтенный персонал должен быть обеспечен обтирочным материалом, необходимыми смазками и маслами, сальниковой набивкой, инструментом, переносными лампами напряжением 12 В и т. д. Начальник дневной смены обязан проверять и пополнять запасы необходимых инструментов и эксплуатационных материалов. Вахтенный персонал обязан поддерживать чистоту и порядок на своих рабочих местах. Для этого в специально отведенных местах должен храниться необходимый инвентарь: шланги, щетки, швабры и т. д.

В основу технико-экономических показателей работы теплотехнического оборудования должна быть положена статистическая и бухгалтерская документация, действующая на предприятии.

Основными технико-экономическими показателями работы теплотехнического оборудования предприятия являются: количество выработанной и отпущенной потребителям теплоты; себестоимость реализованной теплоты; удельный расход условного топлива (на единицу выработанной и отпущенной мощности); удельный расход теплоты (на единицу выпущенной продукции); потери теплоты в тепловодах и расход энергии на собственные нужды; удельная численность персонала (приходящаяся на единицу энергии).

Отдел главного энергетика (механика) должен разработать нормативные характеристики для установленного теплотехнического оборудования, которые ежегодно проверяются и при необходимости корректируются. При внесении существенных изменений в условия работы оборудования (реконструкция, переход на сжигание другого вида топлива и т. п.) нормативные характеристики следует в кратчайший срок корректировать в соответствии с результатами испытаний, проведенных после переоборудования.

Глава вторая

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТОПЛИВНОГО ХОЗЯЙСТВА ПРОМЫШЛЕННЫХ И ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ

1. ХРАНЕНИЕ ТВЕРДОГО И ЖИДКОГО ТОПЛИВА

Топливное хозяйство промышленных котельных установок состоит из устройств и сооружений для разгрузки, хранения, складирования и подачи топлива к котельным агрегатам. Снабжение предприятий твердым и жидким топливом осуществляется железнодорожным, водным или автомобильным транспортом. На предприятии обычно устраивается расходный склад твердого топлива и наличия собственного резервного склада. На резервном складе, как правило, необходим не менее чем двухнедельный запас топлива помимо специальных запасов, устанавливаемых особыми инструкциями. Если резервный склад удален от предприятия,

устраивают расходный склад с запасом не менее трехсуточного. Основную часть топлива, поступающего на предприятие, рационально направлять в бункера котлов, постоянно возобновляя запас топлива на расходном складе.

При эксплуатации складов серьезное внимание должно быть обращено на хранение топлива. При хранении на складе топливо увлажняется, выветривается, смешивается с грунтом, загрязняется, что снижает его теплоту сгорания. Топливо с большим выходом летучих при проникновении в него воздуха и влаги способно самовозгораться, что может привести к пожару и потере значительных количеств топлива. Во избежание самовозгорания топлива хранение его производят в штабелях. При этом все угли с большим выходом летучих и сланцы при штабелевании уплотняют путем укатки. Если хранение угля будет продолжаться более двух месяцев, следует производить послойную укатку при штабелевании. При хранении от 16 дней до двух месяцев производят укатку только поверхности штабелей.

При эксплуатации необходимо контролировать состояние штабелей путем внешнего осмотра и измерения температуры в контрольных трубках, устанавливаемых в штабелях. Признаками самовозгорания являются: повышение температуры, наличие пятен на увлажненной поверхности штабеля. Если появились признаки самовозгорания топлива, то необходимо в первую очередь начать подачу топлива из этого штабеля в бункера котлов, но без очагов огня во избежание пожара в котельном цехе. Не следует заливать очаги горения в штабеле водой, так как это интенсифицирует процесс самовозгорания. Для ликвидации очагов горения штабель вскрывают, переносят очаги горения на специальную площадку и на ней заливают водой. Запасы топлива на резервных складах необходимо все время обновлять, расходуя в первую очередь штабеля, в которых температура поднялась до 40—60 °С.

В зависимости от размеров топливных складов для погрузочно-разгрузочных работ применяют различные механизмы: грейферные краны, автопогрузчики, передвижные ленточные транспортеры и т. д.

Жидкое топливо в промышленных котельных установках может использоваться как основное, резервное и аварийное. Мазутное хозяйство промышленного предприятия обеспечивает прием и слив мазута из железнодорожных и автомобильных цистерн, хранение и обработку мазута и подачу его к форсункам. Слив мазута из цистерн должен быть произведен в короткие сроки, например, из автоцистерн при механизированном сливе за 1 ч, при немеханизированном сливе за 2 ч.

Для слива мазута его приходится разогревать специальными переносными подогревателями или острым паром. Чаще всего разогрев мазута на сливе производят острым паром, так как это наиболее простой способ, обеспечивающий быстрое опорожнение цистерн. В то же время происходит обводнение мазута, достигаю-

щее 6—10%. Разогрев острым паром производят, подавая его по трубам с отверстиями на конце: по одной прямой трубе (штанга) и двум боковым изогнутым. Такой подогреватель опускают в цистерну почти до соприкосновения с ее нижней образующей. Штанги соединяют с паропроводом шлангами через крестовину, что позволяет регулировать подачу пара в каждый шланг. Для разогрева применяют сухой насыщенный или немного перегретый пар с давлением не выше 0,6—0,8 МПа. Перед пуском пара в цистерну следует хорошо продуть паропровод, а затем постепенно подавать пар в штанги, не допуская выброса мазута через верхний люк цистерны. Во избежание перелива мазута через верхний люк цистерны часть мазута можно спустить через сливной прибор. Полный выпуск недостаточно прогретого мазута не рекомендуется, так как это затруднит размыв мазута в углах цистерны.

Хранение мазута производят в специальных резервуарах, которые могут быть наземными, полуподземными и подземными. Резервуары для хранения мазута выполняют железобетонными или стальными. Распространены стальные вертикальные резервуары с конусной кровлей. В настоящее время в соответствии со СНиП II-35—76 при проектировании мазутного хозяйства рекомендуется устанавливать железобетонные резервуары (подземные и наземные). Применение стальных резервуаров допускается только с разрешения Госстроя СССР. Для хранения основного и резервного топлива следует устанавливать не менее двух резервуаров, а для хранения аварийного топлива допускается установка одного резервуара.

В состав мазутного хозяйства входят также резервуары для жидких присадок. Для слива и хранения жидких присадок устанавливается не менее двух резервуаров общей емкостью не менее 0,5% емкости резервуаров для хранения мазута. При хранении мазута в подземных резервуарах промежуточная емкость не устанавливается и слив мазута из цистерн производится непосредственно в резервуары.

Эксплуатация резервуаров заключается в систематическом наблюдении за всеми узлами и своевременной ликвидации обнаруженных неисправностей. При эксплуатации резервуаров и их оборудования необходимо:

- а) проверять плотность всех соединений (фланцев, сальников арматуры, мест примыкания арматуры к корпусу резервуара);
- б) следить за состоянием окраски;
- в) следить за осадкой резервуара, принимая немедленные меры в случае неравномерной осадки;
- г) поддерживать чистоту на территории установки резервуаров, очищая ее в зимнее время от снега;
- д) наполнение и опорожнение резервуаров производить постепенно;
- е) не допускать вибрации трубопроводов, соединенных с резервуаром;

ж) перед пуском пара в подогреватели, установленные в резервуаре, производить их дренаж во избежание гидравлических ударов;

з) систематически контролировать качество конденсата подогревателей, установленных в резервуаре, чтобы своевременно выявить неплотность в подогревателях;

и) при переходе на новый резервуар сначала полностью открыть задвижку, установленную на трубопроводе от резервуара к насосу, и только после этого отключить действующий резервуар;

к) при наполнении или опорожнении резервуара производить измерение уровня топлива в нем не реже чем через два часа; при подходе к верхнему уровню снизить подачу мазута до минимальной, установив непрерывный контроль во избежание переполнения резервуара.

При эксплуатации резервуаров необходимо периодически производить их очистку от осадков, которые образуются при хранении мазута. Очистка резервуаров чаще всего производится вручную. Однако такая очистка очень трудоемка и опасна. В последнее время начал применяться механизированный способ очистки с применением препаратов МЛ. Моющие препараты значительно облегчают труд и позволяют обойтись без предварительной пропарки очищаемого резервуара.

Ремонт резервуаров бывает осмотровой, текущий и капитальный. Осмотровой ремонт производится без опорожнения резервуара не реже двух раз в год. Он заключается в проверке состояния корпуса, кровли, находящегося снаружи оборудования и в ликвидации выявленных дефектов.

Текущий ремонт производится не реже одного раза в 2 года и заключается в очистке внутренней поверхности, ремонте корпуса и днища, замене или ремонте оборудования, испытании на прочность и плотность отдельных узлов, окраске резервуара. Капитальный ремонт производится по мере необходимости в зависимости от состояния резервуара по данным осмотрового и текущего ремонтов.

2-2. ТОПЛИВОПОДАЧА ПРИ СЖИГАНИИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Современные промышленные котельные даже небольшой мощности имеют механизированные системы подачи топлива. В системе топливоподачи при поступлении несортированных углей независимо от способа сжигания твердого топлива (слоевой или камерный) всегда предусматривается его предварительное дробление. Топливо в котельные поступает по железной дороге, подвозится автомобильным или водным транспортом.

Система топливоподачи включает в себя приемные устройства для разгрузки топлива, механизмы, обеспечивающие его предварительное дробление, и устройства с магнитными сепараторами для подачи топлива в бункера котельных агрегатов.

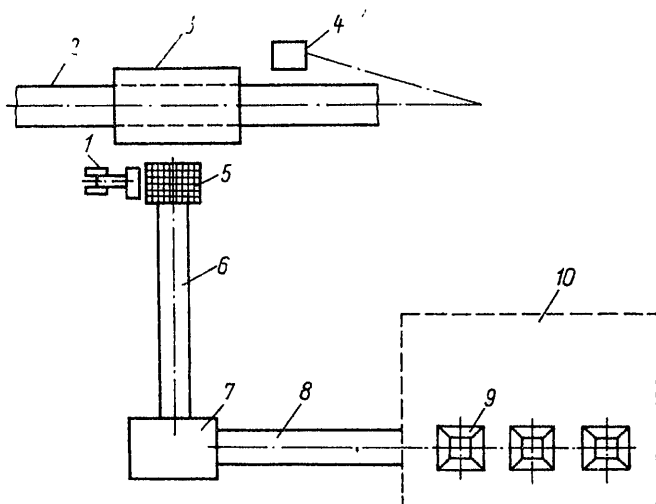


Рис. 2-1. Топливоподача с приемным бункерным устройством при доставке топлива железнодорожным транспортом

1 — погрузчик-бульдозер; 2 — железнодорожный путь; 3 — разгрузочный сарай; 4 — маневровое устройство; 5 — бункер с решеткой при подаче топлива погрузчиком-бульдозером; 6 — галерея ленточных транспортеров первого подъема; 7 — дробильное устройство; 8 — галерея ленточных транспортеров второго подъема; 9 — бункера котлов; 10 — здание котельной

На рис. 2-1 показана схема топливоподачи с приемным бункерным устройством при доставке топлива железнодорожным транспортом. Железнодорожные вагоны могут разгружаться над приемным бункером или на расходном складе топлива. Из приемного бункера топливо подается ленточными транспортерами первого и второго подъема через дробилки в бункера котлов. При необходимости топливо может подаваться погрузчиком-бульдозером с открытого расходного склада в приемный бункер. Разгрузка топлива из железнодорожных вагонов непосредственно в приемный бункер топливоподачи позволяет уменьшить его потери. При такой системе топливоподачи для размещения приемного бункера приходится под зданием разгрузки оборудовать подвал глубиной до 7 м.

При доставке топлива автомобильным транспортом применяют систему топливоподачи, схематично показанную на рис. 2-2. Прибывающие машины разгружают под приемным бункером топливоподачи или на расходном складе. С расходного склада так же, как и в предыдущей схеме, топливо погрузчиком-бульдозером может транспортироваться к приемному бункеру. Из приемного бункера, пройдя через дробилку, топливо ленточным транспортером подается в бункера котельных агрегатов.

При эксплуатации систем топливоподачи необходимо обеспечить систематическую проверку исправности всех механизмов: питателей топлива, дробилок, ленточных транспортеров и их приводных станций. В котельной должен быть составлен график текущих ремонтов и профилактических осмотров всех механизмов.

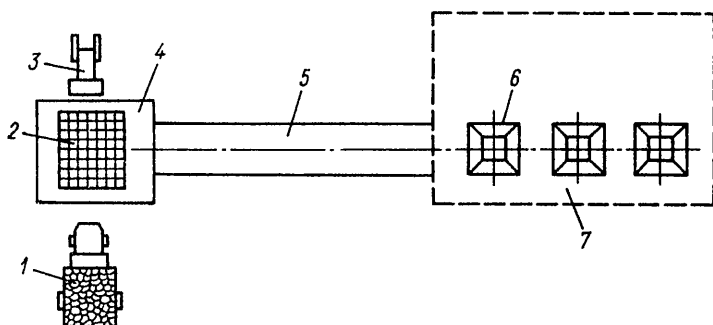


Рис. 2-2. Топливopодача при доставке топлива автомобильным транспортом
1 — самосвал с углем; 2 — приемный бункер; 3 — погрузчик-бульдозер; 4 — разгрузочный сарай с дробильным устройством; 5 — галерея ленточных транспортеров; 6 — бункера котлов; 7 — здание котельной

Текущий ремонт оборудования топливopодачи производят два-три раза в год, а капитальный ремонт один раз в год. Для повышения надежности и безопасности работы топливopодачи рабочие места оборудуются системой сигнализации и блокировки.

Значительные затруднения при эксплуатации топливopодачи возникают в зимнее время при поступлении смерзшегося топлива и в весенне-осенний период при повышенной влажности его. В помещении топливopодачи следует поддерживать положительную температуру. Во избежание застревания влажного топлива в бункерах и пересыпных течках их выполняют для угля и сланца с уклоном не менее 60° , а для торфа не менее 65° . Бункера должны быть гладкими не иметь острых углов, полок и сужений, способствующих застреванию топлива и образованию сводов.

При сжигании влажных топлив применяют бункера с коленчатыми рукавами (рис. 2-3). Такие рукава препятствуют спрессовыванию топлива, разгружая нижележащие слои от вышележащих.

Ленты транспортеров и барабаны рекомендуется оборудовать скребками и щетками для очистки от налипшего влажного топлива. Желательно соединять транспортные ленты склеиванием с последующей вулканизацией. В ходе эксплуатации тракта подачи топлива должны быть выявлены места его застревания и предусмотрены шуровочные лючки с удобными площадками для обслуживающего персонала.

При эксплуатации топливopодачи в летнее время возможно пыление в узлах пере-

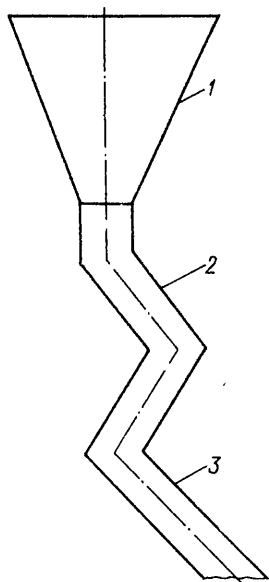


Рис. 2-3. Коленчатый рукав
1. — бункер; 2 — рукав от бункера; 3 — рукав к питателю топлива

сыпки. Для уменьшения пыления желательно места пересыпки герметизировать, уплотняя зазоры между течками и лентой транспортера с помощью брезентовых или резиновых фартуков. Опыт эксплуатации показал, что независимо от применяемых мер по уплотнению тракта в помещениях топливоподачи наблюдается осаждение пыли на строительных и других конструкциях. Поэтому помещения должны систематически убираться и промываться от осевшей пыли. Уборку помещения удобно производить, если имеется специальный отсосный высоконапорный вентилятор с циклоном для обеспыливания отсасываемого воздуха. Полы в помещениях топливоподачи следует выполнять гладкими с уклоном для стока воды. Окна и их переплеты следует систематически обмывать водой.

Пуск механизмов подачи топлива производится в такой последовательности. Сначала запускают транспортер, подающий топливо в бункера котлов, затем дробилку и после нее ленточный транспортер первого подъема. Включение питателя приемного бункера производится в последнюю очередь, после проверки работы всех механизмов по ходу топлива. При остановке, наоборот, в первую очередь останавливают питатель топлива приемного бункера, и только когда все механизмы будут очищены от угля, их останавливают в последовательности, соответствующей движению топлива. Блокировка электродвигателей механизмов подачи топлива должна действовать в указанном порядке, т. е. при остановке какого-либо механизма топливоподачи должны отключаться все механизмы, установленные перед ним по ходу топлива.

Персонал, обслуживающий системы подачи топлива, является оперативным, и поэтому так же, как и персонал, обслуживающий непосредственно котлы, сдает экзамены по эксплуатации и технике безопасности в объеме выполняемой работы.

Для снижения потерь топлива при разгрузках и погрузках стремятся работать «с колес», т. е. так, чтобы поступающее в котельную топливо, минуя расходный склад, разгружалось в приемный бункер и направлялось из него в бункера котельных агрегатов. При таком режиме работы уменьшаются транспортные расходы и не происходит озолонения и увеличения влажности топлива при его хранении. Работу «с колес» удастся осуществить при наличии базисного склада или при непрерывном поступлении топлива с места его добычи, например с торфопредприятия. Опыт эксплуатации показал, что каждая разгрузка или погрузка топлива грейферным краном приводит к размельчению примерно 1,4% перегружаемого топлива.

2-3. ТОПЛИВОПОДАЧА ПРИ СЖИГАНИИ ЖИДКОГО ТОПЛИВА

Подача мазута из резервуаров к форсункам осуществляется специальными мазутными насосами через систему трубопроводов, фильтры и подогреватели. Для поддержания необходимой темпе-

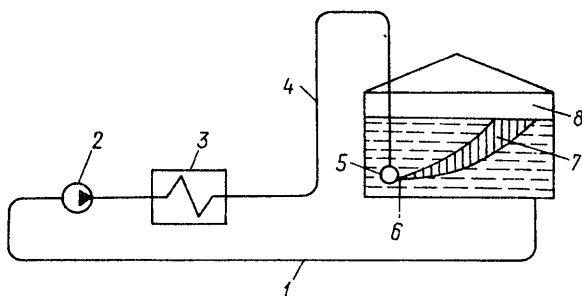


Рис. 2-4. Схема циркуляционного подогрева мазута

1 — всасывающий трубопровод; 2 — насос; 3 — подогреватель мазута; 4 — напорный трубопровод; 5 — распределительный коллектор; 6 — насадка; 7 — струя, вытекающая из насадки; 8 — резервуар для хранения мазута

ратуры мазута в мазутохранилище применяется метод циркуляционного разогрева, который считается наиболее эффективным и принят в настоящее время за типовой.

Принципиальная схема циркуляционного подогрева мазута показана на рис. 2-4. При этом методе разогрева мазут забирается из нижней части резервуара 8 и по всасывающему трубопроводу 1 поступает в насос 2, который направляет его в подогреватель 3. Подогретый мазут по трубопроводу 4 подается в распределительный коллектор 5 и через насадки 6 сбрасывается в мазутохранилище. Разогрев мазута путем его непрерывной циркуляции не только эффективен вследствие интенсивной передачи теплоты, но обеспечивает также равномерное распределение и мелкое диспергирование содержащейся в мазуте влаги и препятствует осаждению карбонидов на дно резервуара.

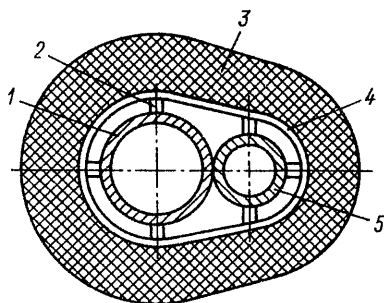
В местах отбора мазута из резервуаров мазутохранилища должна поддерживаться температура мазута марки 40 не менее 60 °С, мазута марки 100 — не менее 80 °С. При этом змеевиковые подогреватели устанавливаются в резервуарах только в месте отбора мазута. При указанных температурах обеспечивается надежная и экономичная работа мазутных насосов.

Число резервуаров, через которые одновременно осуществляется циркуляция, зависит от суточного расхода мазута. При этом следует учитывать, что разогрев резервуаров, в которых осуществляется «холодное» хранение мазута, должен производиться за двое суток до ввода его в эксплуатацию. Холодное хранение мазута в резервуарах производится при температуре мазута не ниже 10 °С.

Подача топлива из мазутохранилища к форсункам осуществляется роторными, поршневыми или центробежными насосами. Из роторных насосов наиболее часто применяются винтовые и шестеренчатые насосы. Для нормальной работы насосов, предотвращения засорения форсунок и подогревателей устанавливаются фильтры грубой и тонкой очистки жидкого топлива от механиче-

Рис. 2-5. Тепловая изоляция при совместной прокладке паропровода и мазутопровода

1 — мазутопровод; 2 — подкладка; 3 — теплоизоляция; 4 — листовая сталь; 5 — паропровод



ских примесей. Для подогрева мазута, поступающего к форсункам, применяются закрытые подогреватели различных конструкций. Таганрогского завода, подогреватель горизонтального типа предприятия «Оргэнергонефть» и др.

При эксплуатации системы мазутоснабжения промышленной котельной необходимо систематически следить за работой насосов, мазутопроводов и подогревателей. Для обеспечения надежной работы мазутных насосов необходимо производить опробование резервных насосов по графику. Трубопроводы мазута, пара, конденсата и установленная на них арматура должны своевременно ремонтироваться во избежание появления неплотностей. Капитальный ремонт мазутных насосов производится один раз в год, а текущий два-три раза в год.

Давление мазута после насосов должно поддерживаться постоянным в соответствии с режимной картой. Необходимо следить за плотностью всасывающих трубопроводов, чистотой сеток заборных труб, фильтров, плотностью подогревателей, правильностью работы указателей уровня мазута в мазутохранилище.

Падение производительности мазутных насосов указывает на их износ. У поршневых насосов изнашиваются поршневые кольца, плунжеры, цилиндры. У роторных насосов изнашивается ротор. Износ насосов зависит от загрязненности мазута, его подогрева и состояния фильтров.

Для нормальной работы форсунок очень важно, чтобы выдерживалась заданная температура мазута. В эксплуатации часто наблюдается снижение температуры мазута. Это может происходить вследствие снижения коэффициента теплопередачи в подогревателях из-за загрязнения поверхности нагрева, нарушения изоляции мазутопроводов и мазутохранилищ, низкой наружной температуры, уменьшения расхода пара на подогреватели при неисправности конденсатоотводчиков.

Подача мазута к форсункам должна производиться по обоим ниткам мазутопровода, так как вязкие мазуты способны при понижении температуры образовывать пробки. Во избежание закупорки мазутопроводов прекращение циркуляции на отдельных участках крайне нежелательно. При необходимости отключения отдельных участков мазутопровода следует спускать из него горячий мазут, очищая арматуру.

Опыт эксплуатации показал, что неправильная изоляция мазутопроводов, проложенных совместно с паропроводами, при-

водит к преждевременному разрушению изоляции. На рис. 2-5 показана рациональная изоляция мазутопроводов при совместной прокладке их с греющим паропроводом.

При сжигании сернистых мазутов в эксплуатации применяются различные присадки, добавляемые к мазуту. В настоящее время пользуются жидкими присадками, разработанными Всесоюзным научно-исследовательским институтом нефтяной промышленности (ВНИИ НП). Наиболее дешевой и достаточно эффективной является присадка ВНИИ НП-104.

Обычно жидкая присадка поступает на предприятие в бочках, из которых сливается в приемную емкость для мазута, а затем насосом подается в мазутохранилище. Для эффективного использования жидких присадок необходимо следить за чистотой емкостей, в которые сливается присадка. Емкости должны быть освобождены от отложений и воды. Следует учитывать, что присадки растворяют имеющиеся в мазутохранилище отложения, в которых содержится до 5% золы. Это в начальный момент может привести к ухудшению качества мазута, поступающего к форсункам.

При эксплуатации мазутного хозяйства серьезное внимание должно быть обращено на исправность и постоянную готовность средств противопожарной защиты, а также на обучение персонала методам тушения пожара. Каждый отдельно стоящий резервуар оборудуется химическим огнетушителем, ящиком с песком емкостью 0,5 м³ и лопатой. Для тушения пожара мазутонасосная оборудуется устройствами для подачи в помещение насыщенного пара. Эти устройства представляют собой трубы с отверстиями, расположенные по периметру помещения на высоте 300—500 мм от пола. Вентиль для подачи насыщенного пара располагается за пределами помещения насосной в специальном шкафчике со стеклянной дверцей. Необходимо систематически следить за исправностью вентиля и за наличием в паропроводе перед ним заданного давления пара. Категорически запрещается тушить горящий мазут из брандспойта или заливать его водой, так как мазут всплывает и, разливаясь, увеличивает площадь, охваченную огнем. Очаги горящего мазута забрасывают песком от края к центру. Возможно применение специальных распыляющих брандспойтов, которые создают вокруг пламени завесу из мельчайших капелек воды.

Особую осторожность следует проявлять, удаляя из резервуара грязь, пухлу и другие остатки, содержащие сернистый мазут, так как при соприкосновении с воздухом они способны воспламениться. Во избежание воспламенения все удаляемые остатки при очистке резервуаров необходимо поддерживать во влажном состоянии, транспортируя их с территории предприятия в безопасное место для сжигания.

В инструкции по эксплуатации мазутного хозяйства должны быть разделы, в которых указываются меры безопасности при разогреве и сливе мазута, при работе внутри резервуаров, применении моющих средств, переносного электрического оборудования и освещения.

2-4. ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ И ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ

Подача газа в промышленные котельные производится от распределительных сетей среднего давления. Система газоснабжения промышленной котельной должна быть выполнена в соответствии с «Правилами безопасности в газовом хозяйстве» и СНиП (Строительные нормы и правила) Госстроя СССР. Система газоснабжения предприятия включает в себя: ввод распределительных газопроводов на территорию предприятия, междоцеховые газопроводы, газорегуляторный пункт (ГРП) или газорегуляторную установку (ГРУ), цеховые газопроводы и газопроводы в пределах котлоагре-

гата (обвязочные газопроводы). К наружным газопроводам относятся вводы и междоуличные газопроводы, к внутренним — цеховые газопроводы и газопроводы в пределах котлоагрегатов.

Предприятием обслуживаются газопроводы от отключающего устройства на вводе распределительного газопровода до газовых горелок. Отключающее устройство на вводе распределительного газопровода обслуживается предприятием газового хозяйства.

Обслуживание наружных газопроводов заключается в надзоре за их состоянием, а также состоянием окружающей газопровод среды путем обхода трасс. Обход совершается бригадой из двух слесарей-обходчиков, один из которых является старшим. Все работы по техническому обслуживанию подземных и надземных газопроводов должны выполняться в соответствии с утвержденными инструкциями в сроки, предусмотренные графиками, составленными газовой службой предприятия (ответственным за газовое хозяйство) и утвержденными руководством предприятия. Сроки обхода трасс газопроводов должны ежегодно пересматриваться с учетом изменения условий эксплуатации и накопленного опыта.

Обход трасс подземных газопроводов должен производиться не реже одного раза в два дня, а надземных газопроводов — ежедневно.

При обходе трассы подземных газопроводов слесари-обходчики обязаны проверить на загазованность колодцы и контрольные трубки, установленные на газопроводе; проверить на загазованность другие сооружения, расположенные на расстоянии до 15 м по обеим сторонам от оси газопровода: колодцы прочих подземных коммуникаций (телефонные, водопроводные, теплофикационные и т. п.), коллекторы, подвалы зданий и т. д.; вести наблюдение за сохранностью и состоянием коверов и настенных указателей, очищать их от снега, льда, грязи; выявлять утечки газа по внешним признакам (пожелтение растительности на трассе газопровода, бурые пятна на снегу, выделение пузырьков газа); вести наблюдение за дорожными и другими строительными работами, проводимыми вблизи трассы газопровода, с целью предотвращать его повреждения, а также загрязнение и застройку трассы.

При обходе трассы надземных газопроводов слесари-обходчики обязаны проверять работу конденсатоотводчиков, дренажных труб, компенсаторов, арматуры, измерительных приборов и других устройств. Особое внимание необходимо обращать на плотность соединений, правильность положения задвижек и кранов, наличие смазки в резьбовых соединениях арматуры, плотность сальников задвижек и кранов, состояние тепловой изоляции и окраски газопровода, исправность лестниц, площадок, ограждений.

При обходе трасс подземных и надземных газопроводов необходимо соблюдать следующие меры предосторожности:

- а) проверять наличие газа в колодцах по запаху или отбором проб воздуха только через специально предусмотренные отверстия;
- б) при открытии люка колодца для его проветривания откры-

вать крышку с подветренной стороны, пользуясь специальным крюком; при расположении колодца на проезжей части дороги перед подъемом крышки люка необходимо установить предупредительный дорожный знак;

в) ни при каких условиях не спускаться в колодцы;

г) осмотр надземных газопроводов производить только с поверхности земли или при помощи переносной лестницы, если газопровод расположен не выше первого этажа;

д) проверять плотность соединений надземных газопроводов только путем обмыливания мыльной эмульсией;

е) при проверке наличия газа в колодце газоанализатором не во взрывозащищенном исполнении шланг после отбора пробы перед проведением анализа должен быть удален из колодца;

ж) анализ воздуха в подвалах зданий может производиться только газоанализаторами взрывозащищенного типа, а при их отсутствии путем отбора пробы и анализа ее вне здания;

з) при нахождении в подвале, а также у колодцев, шахт, коллекторов и других сооружений запрещается курить и пользоваться открытым огнем.

Проверка плотности подземных газопроводов всех давлений должна производиться не реже одного раза в пять лет. Проверка плотности производится при помощи сверхчувствительных газоиндикаторов без вскрытия грунта. Допускается также производить проверку плотности методом бурового контроля, который выполняется преимущественно в летний период. При буровом контроле на расстоянии 0,3—0,5 м от стенки газопровода в грунте пробивают скважину диаметром 25—30 мм на глубину, соответствующую глубине укладки газопровода, считая от верха газопровода. На межцеховых газопроводах бурение скважин производится через 2 м. При использовании высокочувствительных приборов для определения утечки газа (не ниже 0,01 % по объему) расстояние между скважинами может быть увеличено до 5 м. Наличие газа в скважинах проверяется газоиндикатором. Допускается также проверять наличие газа в скважинах огнем, если они расположены на расстоянии более 3 м от зданий, колодцев, тоннелей, коллекторов и других подобных сооружений.

Проверка состояния защитных покрытий и наружной поверхности труб производится путем открытия шурфов один раз в пять лет после ввода газопровода в эксплуатацию. Шурфовой осмотр производится в местах, определяемых прибором, а при его отсутствии на каждые 200 м межцехового газопровода открывается один шурф. Для осмотра следует выбирать участки, наиболее приближенные к трамвайным путям или проложенные в грунтах наиболее высокой коррозионной активности.

При включении системы газоснабжения предприятия в работу необходимо соблюдать следующие общие правила:

а) газопроводы и газовое оборудование должны быть освобождены от воздуха путем продувки их газом;

б) продувка протяженных газопроводов производится по отдельным участкам при давлении газа, не превышающем 5000 Па;

в) окончание продувки контролируется огневым методом или газовым анализом;

г) при включении газового оборудования всегда открывается задвижка после него, а затем перед ним; при отключении, наоборот, сначала закрывается задвижка перед оборудованием, а затем после него;

д) при последовательной продувке отдельных участков газопровода всегда сначала открывается кран на продувочном газопроводе включаемого участка, а затем закрывается кран на продувочном газопроводе предыдущего участка.

Для контроля окончания продувки огневым методом набирают пробу в опрокинутый вверх дном металлический стакан. Затем выходят в соседнее помещение и поджигают взятую пробу. Если проба не загорится, в газопроводе чистый воздух, если загорится с хлопком — смесь газа с воздухом. Спокойное воспламенение пробы при вялом коптящем пламени означает, что в газопроводе газ и продувка его может быть окончена. При контроле газовым анализом продувка считается оконченной, если содержание кислорода в пробе менее 1%.

Эксплуатация газорегуляторных пунктов (ГРП) и газорегуляторных установок (ГРУ) заключается в систематическом обслуживании установленного оборудования, периодических предупредительных проверках исправности оборудования и плановом ремонте.

При приеме смены необходимо произвести осмотр оборудования ГРП (ГРУ) и проверить: отсутствие запаха газа, температуру в помещении ГРП и работу вентиляционных устройств; состояние и положение запорных устройств; состояние и работу предохранительного запорного клапана (ПЗК), регулятора давления, сбросного клапана, манометров, расходомера или газового счетчика, определить по манометру сопротивление газового фильтра.

Техническое обслуживание оборудования ГРП (ГРУ) должно производиться ежедневно путем обхода и проверки оборудования. При этом выполняются следующие работы: смена диаграмм регистрирующих приборов; заливка чернил в самописцы и завод часовых механизмов измерительных приборов; проверка показаний манометров; внешний осмотр оборудования; проверка настройки регулятора давления, плотности всех соединений (мальной эмульсией), температуры в помещении, работы вентиляции, освещения, телефона; очистка помещения от пыли и грязи.

Текущий ремонт оборудования ГРП (ГРУ) производится в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером предприятия. Обычно текущий ремонт производится не реже четырех раз в год. При текущем ремонте выполняются следующие работы: осмотр и промывка фильтра (промывка фильтра должна производиться чаще в случае превышения его сопротивлением допустимого значения); разборка регулятора давления с заменой или ремонтом

изношенных деталей; проверка плотности прилегания клапана регулятора давления и клапана пилота к седлу; определение плотности и чувствительности мембраны регулятора давления и мембраны пилота; разборка предохранительного запорного и сбросного клапанов с заменой или ремонтом изношенных деталей; проверка работы и настройки предохранительного запорного и сбросного клапанов должна производиться один раз в два месяца (в том числе один раз при текущем ремонте); продувка импульсных трубок; проверка хода и плотности задвижек, предохранительных запорных и сбросных клапанов; смазка трущихся частей и перебивка сальников; проверка и устранение неплотности всех соединений и арматуры.

Капитальный ремонт оборудования ГРП (ГРУ) производится в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером предприятия, но не реже одного раза в год. При капитальном ремонте оборудования ГРП (ГРУ) выполняются следующие работы: разборка задвижек, замена износившихся деталей, шабровка или замена уплотнительных колец; замена устаревших или износившихся регуляторов давления, предохранительных запорных и сбросных клапанов; ремонт здания ГРП; государственная поверка всех манометров и других приборов в соответствии с инструкциями Комитета стандартов Совета Министров СССР.

Аварийно-восстановительные работы в ГРП (ГРУ) должны производиться, если обнаружены следующие неисправности: трещина сварного шва; повреждение корпуса задвижки, регулятора давления, предохранительного запорного и сбросного клапанов, фильтра, компенсатора; разрушение опор, строительной части ГРП с повреждением оборудования, средств измерения.

Основной задачей при эксплуатации внутрицеховых газопроводов является наблюдение за их герметичностью и своевременное устранение утечек газа. Внутрицеховые газопроводы и установленная на них арматура должны подвергаться профилактическим осмотрам и планово-предупредительным ремонтам. Профилактические осмотры состоят из наружного осмотра газопровода и проверки плотности соединений с помощью мыльной эмульсии.

Наружный осмотр внутрицеховых газопроводов производится ежедневно дежурным персоналом дневной смены. При этом проверяется отсутствие запаха в местах прохождения трассы газопровода, легкость перемещения задвижек и состояние приводов для дистанционного закрытия задвижек, производится внешний осмотр опор газопровода.

Проверка плотности соединений газопровода и арматуры с помощью мыльной эмульсии производится не реже одного раза в месяц, а также при подозрении на утечку газа. После проверки и ликвидации выявленных дефектов производится лабораторный анализ воздушной среды не менее чем в трех точках помещения цеха. Одновременно следует проверять плотность закрытия задвижек по изменению давления газа на участке газопровода между

двумя задвижками: первой и второй по ходу газа. Для этого в газопроводе за второй по ходу газа задвижкой создается атмосферное давление, затем обе задвижки плотно закрываются. Падение давления по манометру указывает на неплотность второй задвижки, повышение давления указывает на неплотность первой задвижки, постоянство давления указывает на плотность обеих задвижек (если, конечно, неплотность в задвижках такова, что расходы газа строго одинаковы, то описанный способ непригоден, однако это маловероятно).

Планово-предупредительный ремонт внутрицеховых газопроводов с установленной на них арматурой следует производить один раз в год. При планово-предупредительном ремонте проверяется плотность всех соединений газопровода с заменой дефектных прокладок и уплотнением резьбовых соединений, производится полная проверка опор и их ремонт, разбирается вся установленная арматура, производится ее очистка, притирка и перенабивка сальников. Производится также ревизия диафрагм для измерения расхода газа, регулирующих заслонок и отсекающих клапанов системы автоматического регулирования.

Участки газопровода, на которых производится планово-предупредительный ремонт, должны быть предварительно продуты воздухом или лучше инертным газом. Ремонтируемый участок отсоединяется металлической заглушкой от действующих газопроводов. Планово-предупредительный ремонт газопроводов в пределах котлоагрегата следует производить одновременно с ремонтом газогорелочных устройств и всего агрегата.

Контрольные вопросы

1. Каковы основные правила хранения твердого топлива?
2. Как производится слив жидкого топлива из железнодорожных и автомобильных цистерн?
3. Каковы основные правила эксплуатации резервуаров для хранения мазута?
4. Каковы сроки ремонта резервуаров для хранения мазута?
5. Какие схемы топливоподачи применяются при сжигании твердого топлива?
6. Какие механизмы топливоподачи должны систематически проверяться?
7. Какие мероприятия проводятся для борьбы с застреванием топлива?
8. В какой последовательности производится пуск механизмов топливоподачи для твердого топлива?
9. Что необходимо контролировать при эксплуатации системы мазутоснабжения?
10. Какие средства пожаротушения применяются при эксплуатации мазутного хозяйства?
11. Что проверяется при обходе трасс подземных газопроводов?
12. Какие работы выполняются при плановых ревизиях внутризаводских газопроводов?
13. Как производится проверка герметичности подземного внутризаводского газопровода?
14. Что такое шурфовый осмотр и для чего он проводится?
15. Какие работы должны выполняться ежедневно при обслуживании оборудования ГРП или ГРУ?

16. Каковы основные правила эксплуатации внутрицеповых газопроводов?
17. Какие работы должны быть выполнены для вывода внутрицепового газопровода в ремонт?

Глава третья

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТОПОЧНЫХ УСТРОЙСТВ

3-1. КОНТРОЛЬ НАД ПРОЦЕССОМ ГОРЕНИЯ

Процесс горения в значительной мере определяет надежность и экономичность работы всего котельного агрегата. Одной из важнейших задач при эксплуатации топки является регулирование процесса горения, обеспечивающего поддержание заданной мощности и экономичность работы агрегата.

Изменение форсировки топки связано с изменением расхода пара и достигается регулированием количества подаваемого в топку топлива и воздуха при поддержании постоянным разрежения в верхней части топочной камеры. Регулирование количества поступающего топлива осуществляется изменением производительности питателя топлива, скорости движения цепной решетки, давления мазута или газа перед горелками, числа работающих горелок. Подачу воздуха во всех случаях целесообразно регулировать изменением положения лопаток направляющего аппарата, устанавливаемого перед дутьевым вентилятором. Изменение форсировки топки следует производить постепенно, визуально контролируя процесс горения.

Одной из важнейших характеристик, определяющих экономичность процесса горения при сжигании любых топлив в различных топочных устройствах, является коэффициент избытка воздуха.

Потеря теплоты с уходящими газами зависит от вида сжигаемого топлива, нагрузки котлоагрегата, коэффициента избытка воздуха, температуры уходящих газов, температуры воздуха, забираемого дутьевым вентилятором. Потеря теплоты от химической неполноты горения зависит от вида топлива и содержания в нем летучих, способа сжигания топлива и конструкции топки, коэффициента избытка воздуха в топке, уровня и распределения температуры в топочной камере, организации смесеобразовательных процессов в топке (горелке и топочной камере). Потеря теплоты от механической неполноты горения зависит от вида сжигаемого топлива и его фракционного состава, форсировки колосниковой решетки и топочного объема, способа сжигания топлива и конструкции топки, коэффициента избытка воздуха. При слоевом сжигании топлива потеря q_4 зависит также от зольности топлива, а при факельном сжигании — не зависит.

Таким образом, потери теплоты с уходящими газами, от химической и механической неполноты горения зависят от коэффициен-

та избытка воздуха. При этом потеря q_2 с ростом коэффициента избытка воздуха увеличивается, а потери q_3 от химической и q_4 механической неполноты горения (в определенном интервале изменения коэффициента избытка воздуха) снижаются. Следовательно, существует такой коэффициент избытка воздуха, при котором сумма потерь теплоты с уходящими газами, от химической и механической неполноты горения минимальна. Этот коэффициент избытка воздуха называют оптимальным, т. е. наиболее выгодным.

Воздух, подаваемый в топку для организации процесса горения, регулируется обслуживающим персоналом, а поступающий через неплотности (лючки, гляделки, шлаковые затворы и т. д.) неуправляем. Очевидно, что воздух, поступающий в топку неорганизованно, используется неэффективно.

В процессе эксплуатации коэффициент избытка воздуха следует определять возможно ближе к топочной камере. Однако из-за высоких температур коэффициент избытка воздуха обычно определяют после конвективных поверхностей нагрева, т. е. за котлом. В этих условиях на его абсолютное значение оказывают влияние бесполезные присосы воздуха. Кроме того, следует учитывать, что в газоходе за котлом определяется средний коэффициент избытка воздуха, а это означает, что одни горелки могут работать с $\alpha < 1$, а другие с $\alpha > 1$. Поэтому правильно регулировать и контролировать коэффициент избытка воздуха можно, только ликвидировав присосы воздуха в системе пылеприготовления, топке, предыдущих газоходах, а также правильно распределив расход воздуха по горелкам (по зонам решетки при слоевом сжигании).

Обычно для каждой топки, работающей на определенном топливе, оптимальный коэффициент избытка воздуха выявляется специальными испытаниями. Это значение α , полученное в результате испытаний, указывается в режимной карте для различных форсировок топки (нагрузок котла).

В процессе эксплуатации следует не только поддерживать оптимальным коэффициент избытка воздуха, но и периодически проверять его. Определение коэффициента избытка воздуха наиболее просто и точно производится по составу продуктов сгорания.

Для точного определения коэффициента избытка воздуха необходим полный анализ продуктов сгорания с определением содержания в них RO_2 , (суммарное содержание CO_2 и SO_2) O_2 , CO , CH_4 и H_2 . При небольшом содержании азота в топливе ($\text{N}_3 3\%$) коэффициент избытка воздуха подсчитывается по азотной формуле

$$\alpha = \frac{\text{N}_2}{\text{N}_2 - 3,76(\text{O}_2 - 0,5\text{CO} - 0,5\text{H}_2 - 2\text{CH}_4)}, \quad (3-1)$$

где N_2 , O_2 , CO_2 , H_2 , CH_4 — содержание азота, кислорода, оксида углерода, водорода и метана в сухих продуктах сгорания, % объема.

Полный анализ продуктов сгорания ввиду его сложности выполняется только при испытании котлоагрегатов. Для оперативного

контроля над качеством процесса горения применяется упрощенный анализ. При упрощенном анализе продуктов сгорания для подсчета коэффициента избытка воздуха пользуются приближенными формулами: углекислотной

$$\alpha \approx \frac{RO_2^{\text{макс}}}{RO_2} \quad (3-2)$$

или кислородной

$$\alpha \approx \frac{21}{21 - O_2}, \quad (3-3)$$

где $RO_2^{\text{макс}}$ — характеристика горючей массы топлива, представляющая собой максимальное содержание RO_2 при полном сгорании топлива в теоретических условиях, т. е. при $\alpha = 1$; RO_2 — объемное содержание трехатомных газов CO_2 и SO_2 в сухих продуктах сгорания, %; O_2 — объемное содержание кислорода в сухих продуктах сгорания, %.

Углекислотная и кислородная формулы могут быть использованы без существенной погрешности только при отсутствии потерь или при незначительных потерях теплоты от химической неполноты горения (не более 1%). Кроме того, углекислотная формула имеет еще одно ограничение: она пригодна при неизменном известном составе сжигаемого топлива. Это обусловлено тем, что изменение состава топлива заметно влияет на значение $RO_2^{\text{макс}}$. Поэтому при контроле над коэффициентом избытка воздуха рекомендуется пользоваться кислородной формулой с анализом продуктов сгорания на содержание O_2 .

Однако во всех случаях следует периодически проверять отсутствие химической неполноты горения и значение $RO_2^{\text{макс}}$. В условиях эксплуатации, например при сжигании газа или мазута, такая проверка производится в следующем порядке: 1) устанавливается номинальное давление газа или мазута перед всеми горелками котла; 2) устанавливается одинаковое максимальное давление воздуха перед всеми горелками с таким расчетом, чтобы процесс горения был устойчив; 3) при постоянном разрежении в верхней части топочной камеры (не менее 10 и не более 30 Па) производится анализ продуктов сгорания с определением содержания RO_2 и O_2 ; 4) снижается давление воздуха перед всеми горелками примерно на 10—15% по сравнению с установленным сначала и производится (возможно ближе к выходному сечению топочной камеры) анализ продуктов сгорания на RO_2 и O_2 ; содержание O_2 в продуктах сгорания доводится до 1—2%.

Результаты измерений во всех режимах (а всего следует проверить 6—10 режимов) сводятся в табл. 3-1. По данным таблицы строится зависимость содержания O_2 от содержания RO_2 , показанная на рис. 3-1. Все точки, характеризующие режимы, в которых отсутствует химическая неполнота горения, должны лежать на одной прямой. Нарушение однозначной зависимости содержания

Результаты анализа продуктов сгорания за котлом
при постоянном давлении газа (мазута) перед горелками
и различным расходе воздуха в них

Режим при сжигании		Давление воздуха (Па) при сжигании		Содержание RO_2 и O_2 (%) в продуктах сгорания			
				газа		мазута	
газа	мазута	газа	мазута	RO_2	O_2	RO_2	O_2
<i>a</i>	<i>1</i>	1000	1200	6,2	10,0	9,0	9,7
<i>б</i>	<i>2</i>	870	950	7,4	7,8	10,0	8,5
<i>в</i>	<i>3</i>	750	800	8,4	6,1	11,1	7,0
<i>г</i>	<i>4</i>	660	690	9,0	5,0	12,0	5,7
<i>д</i>	<i>5</i>	540	610	10,0	3,2	12,8	4,8
<i>е</i>	<i>6</i>	450	550	10,2	2,8	13,5	3,8
<i>ж</i>	<i>7</i>	400	500	10,0	2,3	13,0	3,0
<i>з</i>	<i>8</i>	370	470	9,5	2,0	12,7	2,7

O_2 от содержания RO_2 указывает на появление химической неполноты горения (точки *ж*, *з* на прямой *I* и точки 7, 8 на прямой *II*). Для определения $RO_2^{\text{макс}}$ следует прямые *I* и *II* продолжить до пересечения с осью абсцисс и прочитать на ней значения $RO_2^{\text{макс}}$. В рассматриваемом примере для газа $RO_2^{\text{макс}} = 11,8\%$, а для мазута $RO_2^{\text{макс}} = 16,5\%$.

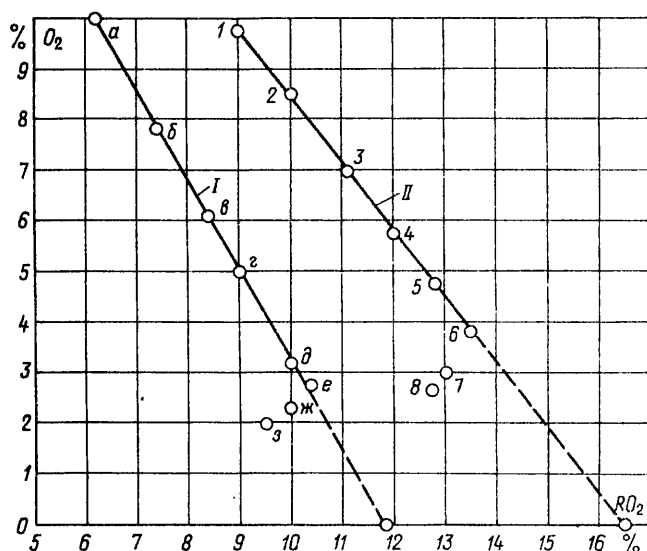


Рис. 3-1. Зависимость содержания O_2 в продуктах горения от содержания в них RO_2 (по данным табл. 3-1)

При сжигании газа и мазута, как показали многочисленные испытания, оптимальный коэффициент избытка воздуха соответствует его минимальному значению, при котором отсутствует потеря теплоты от химической неполноты горения. Следовательно, для рассматриваемого примера оптимальный коэффициент избытка воздуха при сжигании газа $\alpha = 1,16$ (точка е), а при сжигании мазута $\alpha = 1,22$ (точка б).

При работе котлоагрегата с пониженными нагрузками оптимальный коэффициент избытка воздуха увеличивается. В связи с этим необходимо определять оптимальный коэффициент избытка воздуха для характерных нагрузок агрегата. Рекомендуется определять его для четырех нагрузок котлоагрегата: номинальной, 75% и 50% номинальной, а также минимальной при которой топка еще работает устойчиво и происходит надежная циркуляция воды в котле.

При сжигании твердого топлива в слоевых топках следует не реже одного раза в смену проверять содержание горючих в шлаке и уносе, отобранном из золоуловителя, а при сжигании в пылеугольных топках — содержание горючих только в уносе. Для этого каждый час в течение смены отбирают определенные порции шлака и уноса и в конце смены производят их обработку с последующим отбором пробы для лабораторного анализа (методика обработки и отбора проб описана в § 13-4).

3-2. ТОПКИ ДЛЯ СЛОЕВОГО СЖИГАНИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Котельные агрегаты производительностью до 35 т/ч для сжигания грохоченых (сортированных) и рядовых углей (содержащих не более 60% фракций 0—6 мм), сортированных антрацитов и полуантрацитов, кускового торфа, сланца и древесных отходов оборудуются топками для слоевого сжигания. До последнего времени в топках котлов производительностью до 10 т/ч для сжигания каменных и бурых углей, а также сортированных антрацитов применялись полумеханические топки типа ПМЗ-РПК. Однако прогресс отечественной энергетики предъявляет сейчас более высокие требования к слоевым топочным устройствам в отношении механизации и автоматизации топочного процесса. Для полной механизации топочного процесса ЦКТИ имени И. И. Ползунова совместно с Бийским котельным и Кусинским машиностроительным заводами разработали топки, механизующие не только заброс топлива, но и удаление шлака. Полумеханические топки ПМЗ-РПК сняты с серийного производства.

Для сжигания сортированных антрацитов марок АС и АМ применяется топка с чешуйчатой цепной решеткой прямого хода, показанная на рис. 3-2. Регулирование форсировки топки производится изменением скорости цепной решетки, подачи воздуха в зоны горения и поддержанием заданного разрежения в верхней

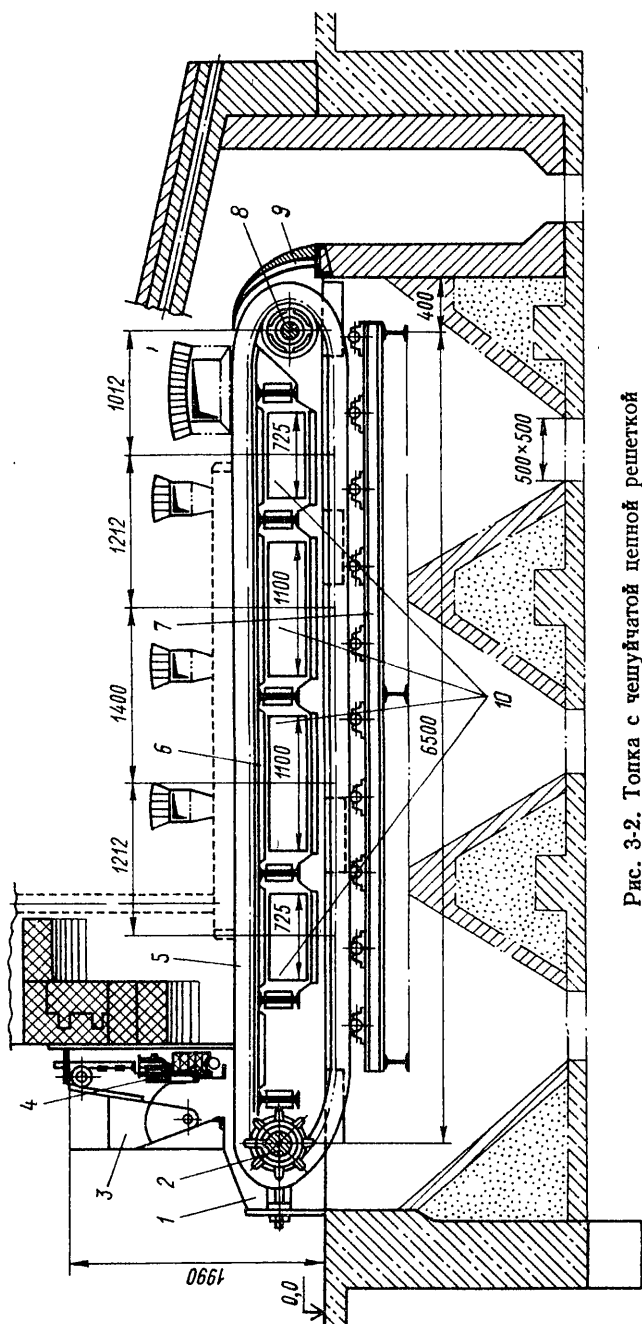


Рис. 3-2. Топка с чешуйчатой цепной решеткой

1 — фронтальная решетка; 2 — передний вал; 3 — угольный ящик; 4 — угольный ящик; 5 — колосниковое полотно; 6 — рама решетки; 7 — задний вал; 8 — задний вал; 9 — шлакооснователь; 10 — зоны подачи воздуха

части топки. Толщина слоя топлива устанавливается регулятором слоя в зависимости от качества сжигаемого топлива. С повышением влажности топлива толщину слоя увеличивают.

В процессе эксплуатации необходимо следить за равномерным поступлением топлива по всей ширине решетки, отсутствием завалов и прогаров по всей ее длине. Исследования показали, что основная масса летучих выделяется и сгорает до начала горения кокса. Процесс горения кокса протекает на задней половине решетки и заканчивается превращением кокса в шлак на некотором расстоянии от шлакоснимателя. Однако из-за неоднородности даже сортированных топлив зоны горения могут накладываться одна на другую и около шлакоснимателя может продолжаться выгорание горючих из кокса. В соответствии с описанным развитием процесса горения необходимо регулировать количество воздуха, поступающего в каждую зону, в зависимости от фракционного состава и качества топлива (зольность, влажность, температура плавления золы), а также форсировки топки. В первую зону (по направлению движения решетки) воздух подается в небольшом количестве (около 10%) или совсем не подается. В последнюю зону при пониженных форсировках топки подается 5—10% воздуха, а при повышенных — до 20%. Основное количество воздуха (70—80%) подается (см. 3-2) в зоны активного горения (2-я и 3-я зоны).

Скорость движения полотна решетки следует выбирать с таким расчетом, чтобы активное горение заканчивалось в начале последней шлаковой зоны. Скорость движения решетки и распределение воздуха по зонам устанавливаются на основании наладочных испытаний и указываются в режимной карте. Разрежение в верхней части топки поддерживается постоянным, равным 20—30 Па, давление воздуха под решеткой — около 1000 Па.

В процессе эксплуатации цепных решеток встречаются следующие неполадки: задевание подвижной частью решетки неподвижных частей, перегрев колосников, повреждение нижних коллекторов экранов, являющихся панелями решетки, повреждение подшипников и шеек валов решетки, обгорание контактных уплотнений и боковых держателей, коробление передней части решетки.

Для сжигания топлив с большим содержанием мелочи (до 60% частиц размером 0—6 мм) применяются цепные решетки прямого (решетка движется от фронтальной к задней стене топки) или обратного (решетка движется от задней к фронтальной стене топки) хода с пневмомеханическими забрасывателями. При этом лучшие результаты получены в топках с пневмомеханическими забрасывателями и ленточными цепными решетками обратного хода.

На рис. 3-3 показана компоновка котла Е-4-14 (заводское обозначение КЕ-4-14С) с топкой ТЛЗМ (топка с ленточной цепной решеткой обратного хода и пневмомеханическим забрасывателем). Для обеспечения надежной работы пневмомеханического забрасывателя и цепной решетки необходимо один раз в смену заполнять

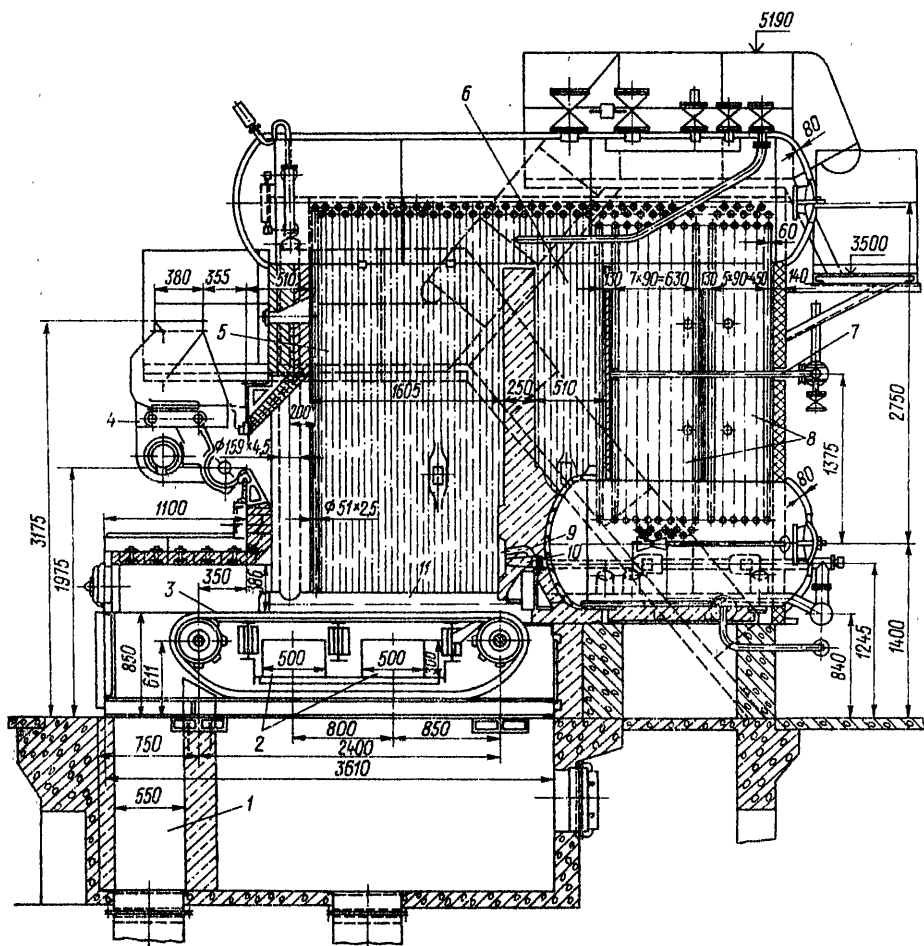


Рис. 3-3. Компонировка котла КЕ-4-14С с топкой ТЛЗМ

1 — шлаковый бункер; 2 — зоны подачи воздуха под решетку; 3 — цепная решетка обратного хода; 4 — пневмомеханический забрасыватель; 6 — топочная камера; 6 — камера догорания; 7 — обдувочное устройство; 8 — конвективные пучки; 9 — сопла острого дутья; 10 — сопла возврата уноса; 11 — нижний коллектор бокового скрана

консистентной смазкой колпачковые масленки, добавлять (при остановленном забрасывателе и решетке) машинное масло в редукторы, периодически производить его полную замену и проверять зазор между лопастями ротора забрасывателя и корпусом (зазор не должен превышать 3—4 мм). Во время работы топки необходимо проверять нагрев электродвигателей забрасывателя и решетки, нагрев подшипников приводного вала забрасывателей. При остановке топки у забрасывателя проверяется крепление лопастей ротора и производится очистка воздушных каналов от отложений пыли. Если при работе забрасывателя происходит срез предохра-

нительного штифта, то перед пуском электродвигателя следует прокрутить ротор вручную и убедиться в свободном его вращении.

Привод решетки осуществляется четырехскоростным электродвигателем через редуктор с двумя скоростями. Это позволяет иметь восемь скоростей в пределах от 2 до 14 м/ч.

Совмещение пневмомеханического заброса с движением слоя вместе с цепной решеткой обеспечивает полную поточность процесса горения, улучшает условия воспламенения топлива, позволяет удовлетворительно сжигать спекающиеся каменные и бурые несортированные угли без ручного вмешательства обслуживающего персонала.

На начальном участке (вблизи задней стены топки) происходит верхнее зажигание топлива. Однако на заднюю часть решетки подается только небольшая часть всего забрасываемого топлива, и тем облегчается его подготовка для горения. Основная часть топлива забрасывается на всю решетку, где протекает активный процесс горения. При этом чем меньше скорость движения решетки, тем меньше начальный участок на котором происходит верхнее зажигание.

Опыт показывает, что при нормальных скоростях решетки в пределах 2—7 м/ч зажигание топлива в большинстве случаев достаточно надежное. Толщина активного слоя на начальном участке решетки около 50 мм, а в части интенсивного горения — около 25 мм. При этом повышение влажности топлива, как правило, приводит к утолщению слоя и ухудшению выжигания шлака, что особенно заметно при влажности рабочей массы угля более 30%.

Топка котла перед пуском должна быть очищена, а работа цепной решетки проверена на холостом ходу. Необходимо также произвести внутренний осмотр обмуровки топки, колосникового полотна, проверить легкость хода всех шиберов, наличие масла в редукторах забрасывателя и решетки, заправку масленок консистентной смазкой.

Топку растапливают дровами при естественной тяге, если удается создать разрежение в верхней части топки 10—20 Па. При недостаточной тяге пускается дымосос и устанавливается указанное разрежение в верхней части топки. Затем пускаются забрасыватели и решетка покрывается слоем угля толщиной 30—40 мм. На слой угля забрасываются расколотые дрова и масляные концы, которые затем поджигаются. Как только дрова прогорят, их следует расшуровать и затем при полностью закрытом направляющем аппарате включить дутьевой вентилятор. После разгорания угля на решетке следует включить в работу разбрасыватели с минимальной подачей топлива. Для этого при работающих забрасывателях постепенно отвинчивают винты накидных собачек, устанавливая необходимую подачу топлива. Одновременно с забросом топлива открывается подача воздуха на пневмозаброс. Для действия пневмозаброса давление в общем воздушном коробе поддерживается равным 500—600 Па. Регулирование дальности заброса произво-

дят изменением положения разгонной передвижной плиты. Давление воздуха под решеткой в период растопки поддерживается равным 70—100 Па. Периодически следует контролировать дальность заброса топлива. По мере разгорания угля на решетке следует включить электродвигатель редуктора, и установить минимальную скорость движения колосникового полотна. По мере повышения форсировки топки постепенно увеличивают скорость движения цепной решетки с таким расчетом, чтобы топливо на решетке успевало прогорать и не сбрасывалось в шлаковый бункер.

При нормальной работе обслуживание топки заключается в регулировании подачи топлива, правильном распределении воздуха по зонам и поддержании разрежения в верхней части топки в пределах 20—30 Па. Скорость движения колосникового полотна решетки следует установить с таким расчетом, чтобы толщина слоя сбрасываемого шлака составляла 80—120 мм. Меньшая толщина слоя шлака рекомендуется при работе на углях спекающихся или с легкоплавкой золой, большая — при сжигании бурых углей.

Для ликвидации потери теплоты от химической неполноты сгорания и уменьшения потери с уносом топки с пневмомеханическими забрасывателями оборудуются устройствами острого дутья. Острым дутьем называют поток (воздуха, продуктов сгорания или пара), подаваемый в топочную камеру с большой скоростью через систему сопел.

Большое содержание горючих в уносе из слоевых топок (40—90% в крупных фракциях уноса) делает целесообразным возврат в топку частиц уноса, оседающих в газоходах котлоагрегата, а также улавливаемых в золоуловителе первой ступени. Топки ТЛЗ оборудуются устройством для возврата уноса, оседающего в золовых бункерах котла. Наибольшие трудности при эксплуатации вызывает устройство возврата уноса, установленное под низкопосаженными котлоагрегатами, так как эжекторы здесь находятся внутри закрытых зольников, где за ними трудно наблюдать.

На рис. 3-4 показано устройство возврата уноса для низкопосаженного котла ДКВР-6,5-14. Оно состоит из высоконапорного вентилятора, раздающего воздушного коллектора и четырех ветвей трубопровода с эжекторами. Нагнетательные трубы от эжекторов направляют унос к соплам, которые расположены в задней стене топки на высоте 500 мм над решеткой. Сопла направлены вниз и расположены под углом 10° для того, чтобы исключить попадание в них крупных кусков топлива, вылетающих из забрасывателей.

Возврат уноса на серийных котлах горизонтальной ориентации обычно совмещают с острым дутьем. В качестве примера на рис. 3-5 показано устройство возврата уноса и острого дутья для котла ДКВР-10-14. Всего установлено 10 сопел (из них 6 острого дутья). Сопла установлены на высоте примерно 800 мм от решетки и наклонены относительно полотна решетки на 20° . Сопла острого дутья установлены попеременно с четырьмя соплами возврата

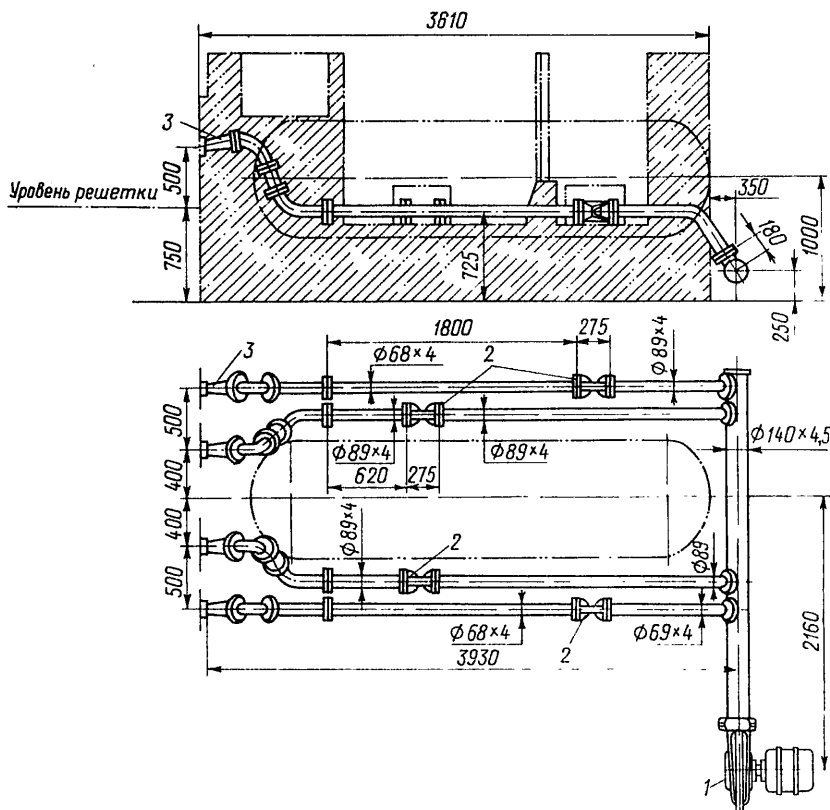


Рис. 3-4. Устройство возврата уноса для котла ДКВР-6,5-14

1 — вентилятор возврата уноса; 2 — эжекторы возврата уноса; 3 — сопла возврата уноса

уноса. Давление в коллекторе раздачи воздуха по соплам 2000 Па, что обеспечивает скорость на выходе из сопел около 46 м/с.

Опыт эксплуатации и испытаний острого дутья показал, что оно необходимо для снижения химической неполноты горения и количества уноса. Для снижения потери теплоты от механической неполноты горения с уносом необходимо сочетать острое дутье с возвратом уноса. В качестве примера эффективности применения острого дутья и устройства возврата уноса на рис. 3-6 показаны результаты испытания топки ПМЗ-РПК, выполненные ЦКТИ.

При эксплуатации устройств возврата уноса необходимо следить за тем, чтобы не забивались осевшей золой эжекторы и смешительные трубы. Причинами этого являются: образование шлаков в зольниках вследствие слипания и горения отложившегося уноса; засорение эжекторов осколками рассыпавшейся обмуровки; перекрытие сопел кусками топлива при слишком большой дальности

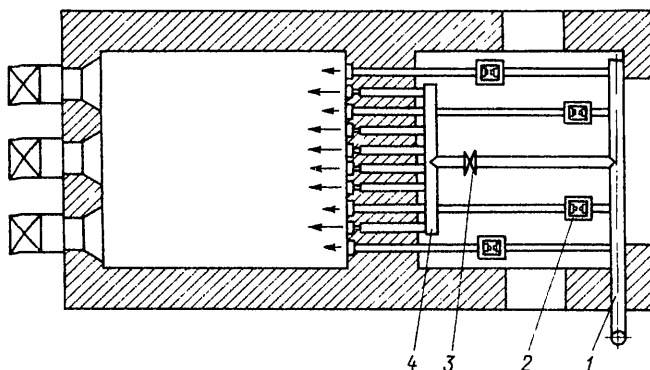
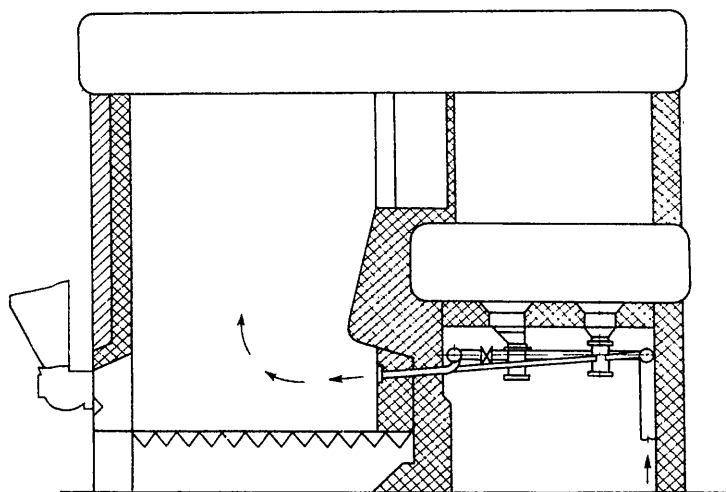


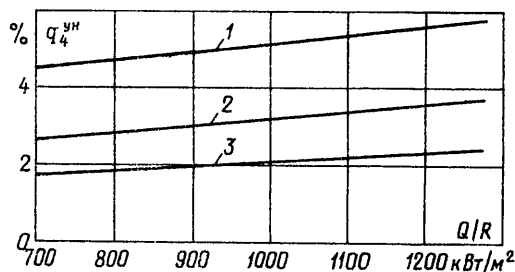
Рис. 3-5. Устройство возврата уноса и острого дутья для котла ДКВР-10-14
1 — раздающий коллектор после вентилятора; 2 — эжектор возврата уноса; 3 — шибер;
4 — раздающий коллектор острого дутья

заброса; несоответствие размеров эжектора и его производительности количеству выпадающего уноса.

Устройство возврата уноса при работе котла должно находиться в непрерывном действии. Установка шиберов в воздушном тракте

Рис. 3-6. Потери теплоты от механической неполноты горения с уносом в топке ПМЗ-РПК

1 — без возврата уноса и острого дутья; 2 — с возвратом уноса без острого дутья; 3 — с возвратом уноса и острым дутьем



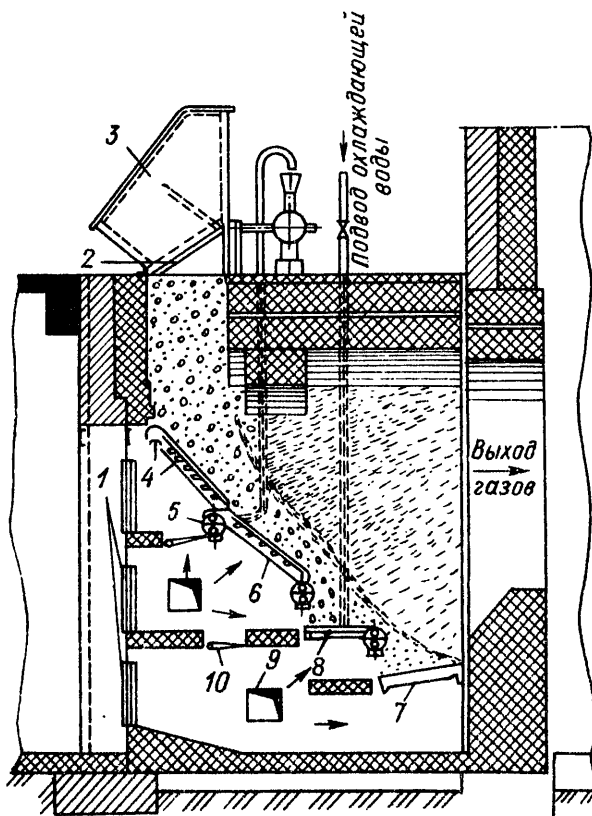


Рис. 3-7. Шахтная топка для кускового торфа

1 — дверцы для удаления шлака и золы; 2 — самозакрывающийся загрузочный шибер; 3 — воронка для загрузки топлива; 4 — верхний наклонный колосник; 5 — опорные балки, охлаждаемые водой; 6 — нижний наклонный колосник; 7 — горизонтальный нижний колосник; 8 — горизонтальный верхний колосник; 9 — подвод воздуха; 10 — заслонка между зонами

возврата уноса или регулирование воздуха, подаваемого вентилятором, недопустимы. Зольники следует оборудовать удобными дверцами для доступа к эжекторам, чтобы не реже одного раза в сутки проверять их работу. Следует учитывать, что эжектор не отсасывает полностью уноса из зольника с горизонтальным подом, выполняемого у котлов с низкой компоновкой. Отсос в этом случае начинается только после некоторого накопления уноса и образования вокруг эжектора естественной воронки. Поэтому не следует считать, что эжектор не работает, если зольник заполняется по краям уносом. Важно, чтобы образовывалась всасывающая воронка.

Для сжигания кускового торфа, дров или древесных отходов применяются шахтные топки и более современные топки скорост-

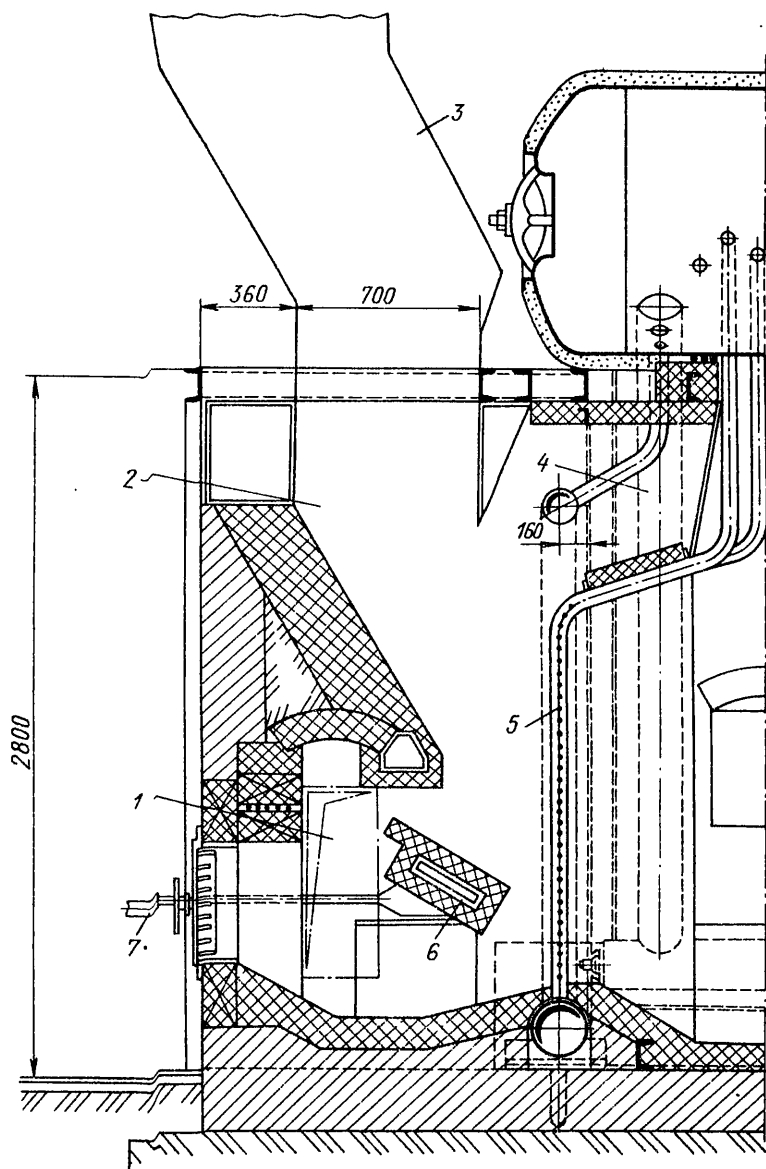


Рис. 3-8. Топка скоростного горения ЦКТИ системы В. В. Померанцева
 1 — ввод первичного воздуха; 2 — предтопок; 3 — топливный рукав; 4 — окно для
 отсасывания газов; 5 — зажимающая решетка; 6 — колосники передвижного пережима;
 7 — управление подвижным пережимом

ного горения ЦКТИ имени В. В. Померанцева. На рис. 3-7 показана шахтная топка для кускового торфа. При эксплуатации топки необходимо следить за тем, чтобы горловина шахты всегда была заполнена топливом при плотно закрытом шибере загрузочной воронки. Прогорание топлива в горловине или неплотное закрытие шибера может привести к возгоранию топлива в шахте или выбросу продуктов горения через загрузочную воронку. В верхней части топки обычно поддерживается повышенное разрежение (40—60 Па). Давление воздуха под решеткой при сжигании кускового торфа составляет примерно 600 Па, а при сжигании дров поступление воздуха осуществляется за счет тяги, создаваемой дымовой трубой. Обслуживание топки, связанное с шуровкой слоя и удалением шлака, требует осторожности из-за возможного выброса пламени и должно производиться при закрытом дутье и повышенном разрежении в топке.

При сжигании древесных отходов (опилки, кора, щепа) хорошо зарекомендовала себя топка скоростного горения ЦКТИ системы В. В. Померанцева, показанная на рис. 3-8. Особенностью топки является наличие зажимающей решетки, которая, препятствуя выносу мелких фракций топлива, обеспечивает высокую форсировку процесса горения. Зажимающая решетка выполнена из таких же труб, что и экранные поверхности котла. К трубам приварены щипы. При эксплуатации топки весьма важно правильно распределять воздух. Около 70% воздуха, необходимого для горения, должно подаваться в качестве первичного в нижнюю часть шахты; остальной воздух является вторичным и подается в топочную камеру через нижние и верхние сопла. Во избежание выброса продуктов горения через топливный рукав необходимо следить, чтобы он всегда был заполнен достаточным количеством топлива.

3-3. ПЫЛЕУГОЛЬНЫЕ ТОПКИ

Пылеугольные топки применяются для паровых и водогрейных котлоагрегатов мощностью более 20 МВт при сжигании фрезерного торфа, бурых и каменных углей, а также антрацита. В промышленных и отопительных котельных чаще всего сжигаются бурые и каменные угли с выходом летучих $V_f \geq 28\%$ (на горючую массу). Для сжигания этих углей и фрезерного торфа, как правило, устанавливаются пылеугольные топки с молотковыми мельницами. Молотковые мельницы тоже широко используются для установки в пылеугольных топках энергетических котлоагрегатов. Почти половина топлива, используемого в настоящее время на электростанциях, размалывается молотковыми мельницами в схемах прямого вдувания.

Отделение крупных частиц пыли от мелких, готовых для сжигания, производится в сепараторах, являющихся неотъемлемой частью системы пылеприготовления. С молотковыми мельницами в

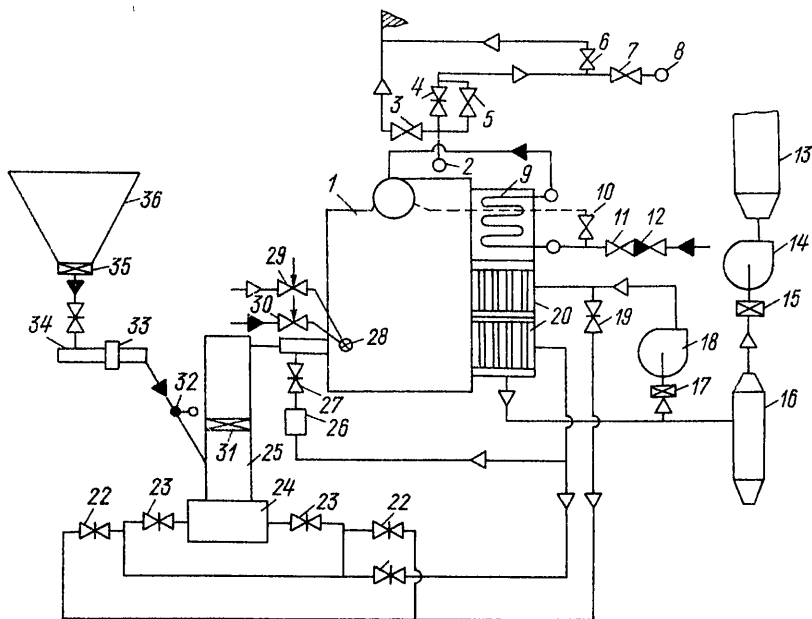


Рис. 3-9. Схема пылеугольной топки с молотковыми мельницами

1 — котельный агрегат; 2 — коллектор перегретого пара; 3 — вентиль продувки пароперегревателя; 4 — главная задвижка котла; 5 — вентиль байпаса; 6 — вентиль продувки паропровода котла; 7 — вентиль на паропроводе котла перед сборным коллектором; 8 — сборный коллектор котельной; 9 — водяной экономайзер кипящего типа; 10 — вентиль на линии рециркуляции водяного экономайзера; 11 — вентиль на питательной линии перед водяным экономайзером; 12 — обратный клапан; 13 — дымовая труба; 14 — дымосос; 15 — направляющий аппарат дымососа; 16 — золоуловитель; 17 — направляющий аппарат вентилятора; 18 — вентилятор; 19 — общий шибер на воздухопроводе присадки холодного воздуха; 20 — воздухоподогреватель; 21 — общий шибер на воздухопроводе горячего воздуха; 22 — шибер, регулирующий подачу холодного воздуха на мельницу; 23 — шибер, регулирующий подачу горячего воздуха на мельницу; 24 — мельница; 25 — гравитационный сепаратор (шахта); 26 — общий короб вторичного воздуха; 27 — шибер, регулирующий подачу вторичного воздуха; 28 — растопочная мазутная форсунка; 29 — вентиль, регулирующий подачу пара; 30 — вентиль, регулирующий подачу мазута; 31 — шибер, отключающий мельницу от топки; 32 — мигалка; 33 — автоматические весы; 34 — питатель угля; 35 — отсекающий шибер; 36 — бункер угля

зависимости от свойств сжигаемого топлива применяются гравитационные, инерционные или центробежные сепараторы.

Наиболее распространенным типом питателей сырого топлива является скребковый питатель различного конструктивного исполнения. Питатель прост в изготовлении и обслуживании, может работать в системах под давлением как большим, так и меньшим атмосферного, обладает необходимой герметичностью. Корпус питателя в соответствии с правилами взрывобезопасности рассчитан на повышение внутреннего давления до 0,04 МПа.

Схема пылеугольной топки с молотковыми мельницами показана на рис. 3-9. При эксплуатации этих топок основное внимание должно быть обращено на устойчивость процесса горения, предотвращение выхода температуры аэросмеси в сепараторе за допусти-

мые пределы, загрузку молотковых мельниц топливом, регулирование работы питателей топлива и тонкости помола пыли, правильное распределение первичного и вторичного воздуха, своевременную замену бил и билодержателей мельниц.

Производительность мельницы определенного типоразмера при постоянной скорости вращения ротора зависит от коэффициента размолоспособности топлива, тонкости помола, крупности исходного топлива и его влажности, расхода сушильного агента и его температуры. Наибольшее влияние на работу молотковой мельницы оказывает тонкость помола и коэффициент размолоспособности топлива.

Под коэффициентом размолоспособности понимают отношение удельных расходов электроэнергии при размоле (в стандартной лабораторной мельнице) эталонного и исследуемого топлива.

Под оптимальной производительностью мельницы понимают такую производительность, при которой расход электроэнергии на размол минимален. Увеличение или уменьшение производительности мельницы по сравнению с оптимальной вызывает повышение удельного расхода электроэнергии на размол. Оптимальная производительность обуславливается большим числом конструктивных и технологических факторов. Паспортная производительность мельницы принимается обычно за оптимальную.

Под максимальной производительностью мельницы понимают такую производительность, при которой еще сохраняется баланс между подачей на мельницу топлива и выдачей готовой пыли, т. е. мельница может устойчиво работать достаточно долгое время.

Коэффициент размолоспособности характеризует сопротивление углей размолу. По мере увеличения твердости топлива коэффициент размолоспособности уменьшается; для большинства топлив он больше единицы. Однако встречаются отдельные топлива (например, артемовские и тавричанские бурые угли), имеющие коэффициент размолоспособности меньше единицы.

Одним из важнейших показателей, характеризующих экономичность работы молотковых мельниц и их пригодность для помола различных углей, является абразивный износ мелющих органов — бил. Износ бил зависит от многих факторов, главными из которых являются: абразивность размалываемого топлива, износостойкость металла бил, удельная производительность мельницы, тонкость помола пыли, конструкция бил.

Износ бил мельницы заметно влияет на ее производительность. Так, по данным ЦКТИ износ бил на 40 мм при испытании мельницы на канском буром угле снизил ее производительность на 10—15% по сравнению с производительностью при новых билах. В молотковых мельницах, выпускаемых в СССР, радиальный зазор равен 25—30 мм, причем считается, что этот зазор оптимален с точки зрения экономичности работы мельницы.

На рис. 3-10 показаны распространенные типы бил, устанавливаемых на молотковых мельницах. Основным недостатком П-образ-

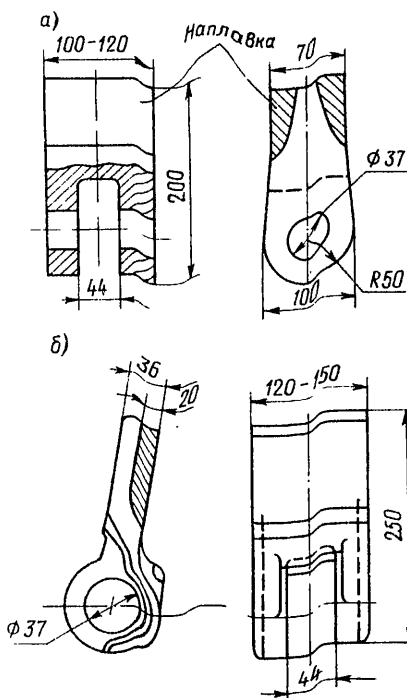


Рис. 3-10. Распространенные типы бил молотковых мельниц: а — П-образное било; б — С-образное било; в — радиальное било треста ОРГРЭС

ных бил (рис. 3-10, а) является небольшая степень использования металла (0,25—0,30) и значительное снижение производительности мельницы по мере износа бил. Под степенью использования металла бил понимают отношение массы изношенного металла к массе нового бил.

Отличительной особенностью С-образных бил является тонкая (толщиной 20—40 мм) длинная лопасть (рис. 3-10, б). Степень использования металла у С-образных бил составляет 0,40—0,45, что объясняется большой допустимой высотой износа бил. Основным недостатком этих бил, как показал опыт их эксплуатации, является более низкая прочность. При попадании металла в мельницу вместе с углем происходят частые поломки бил, что снижает надежность работы мельниц. Для увеличения прочности С-образных бил трестом ОРГРЭС предложена конструкция с двумя ребрами жесткости, расположенными с задней стороны бил (рис. 3-10, в). Установка ребер жесткости заметно повысила прочность бил, но при этом несколько увеличился их износ.

В настоящее время наиболее распространенным методом повышения износостойкости металла бил является наплавка их сплавом Т-620 или сормайтотом. В зависимости от способа и толщины наплавки износостойкость наплавленных бил по сравнению с износостойкостью бил, выполненных из стали Ст. 3, увеличивается в 1,5—4,5 раза. Била следует направлять с лобовой плоскости.

Наплавка сплавом Т-620 или сормайтотом дает наилучшие результаты при использовании бил, изготовленных из стали 20Л или 30ГЛ.

Наблюдения за характером износа бил показали, что форма изнашиваемой поверхности не зависит от сорта размалываемого топлива и металла бил. На форму изнашиваемой поверхности влияет конструкция била, линейная скорость и число бил по окружности.

При эксплуатации мельниц необходимо систематически следить за состоянием бил и билодержателей, заменяя изношенные. При замене бил противоположные била должны иметь одинаковую массу.

Отделение крупных частиц пыли от мелких, готовых для сжигания, производится в сепараторах, являющихся неотъемлемой частью системы пылеприготовления. С молотковыми мельницами в зависимости от свойств сжигаемого топлива применяются гравитационные, инерционные или центробежные сепараторы.

Гравитационные сепараторы применяются с молотковыми мельницами производительностью до 20 т/ч (по подмосковному углю) для получения грубой пыли ($R_{90} \geq 45\%$) при размоле бурых углей, сланцев и фрезерного торфа. Средняя скорость в шахте гравитационного сепаратора для бурых углей составляет 1,6—3,3 м/с, для сланцев 2,2—3,4 м/с и фрезерного торфа 3,5—4,5 м/с. Изменение тонкости помола в гравитационном сепараторе достигается регулированием количества воздуха, поступающего в мельницу. Увеличение количества воздуха, подаваемого в мельницу (первичный воздух), при неизменной подаче топлива приводит к возрастанию скорости в шахте и угрублению помола. Соответственно при уменьшении количества воздуха, подаваемого в мельницу, сепаратор выдает более мелкую пыль. Однако производительность мельницы при этом уменьшается.

Инерционные сепараторы применяются с молотковыми мельницами производительностью более 20 т/ч (по подмосковному углю) для грубого размола бурых углей, сланцев, фрезерного торфа. Регулирование тонкости пыли, выдаваемой сепаратором, в пределах 10—15% остатка на сите 90 мкм производится поворотным шибером, который может устанавливаться под различными углами.

В молотковых мельницах с центробежными сепараторами получается пыль с тонкостью помола, характеризующейся остатком 20—40% на сите 90 мкм, что позволяет удовлетворительно сжигать каменные угли с выходом летучих выше 28%.

При эксплуатации мельниц и сепараторов серьезное внимание должно быть обращено на обеспечение плотности всего пылевого тракта. Люки и дверцы уплотняют асбестовым шнуром, заменяя его при износе. Сепараторы мельниц должны быть плотно проварены, любые неплотности в них должны своевременно ликвидироваться. Надо следить за отсутствием повреждений воздушного уплотнения в месте прохода вала мельницы через корпус. Следует

помнить, что отложения пыли на строительных конструкциях и оборудовании создают опасность пожара и взрыва. Температура воспламенения пыли зависит от тонкости ее помола, количества летучих в топливе, влажности пыли, содержания свободного кислорода, зольности топлива и от других факторов. Так, по данным Всесоюзного теплотехнического института имени Ф. Э. Дзержинского (ВТИ), температура воспламенения бурых углей различных месторождений составляет 565—665 °С.

Взрыв пыли происходит только при определенных концентрациях ее в потоке. По данным лабораторных исследований ЦКТИ, при минимальной концентрации пыли украинского бурого угля в потоке, равной 0,124 кг/м³, кизилевского — 0,245 кг/м³, торфа — 0,150 кг/м³, взрыва не происходило. Также не происходило взрыва при максимальной концентрации пыли торфа, равной 13—16 кг/м³, и подмосковного угля — 5—6 кг/м³. Для разных топлив минимальная и максимальная концентрация в потоке, при которых происходит взрыв, различна. При содержании свободного кислорода в смеси 16% и менее взрыва не происходит.

Уборку пыли с оборудования следует производить только после заливки ее водой. При этом недопустимо взрыхление пыли, так как может произойти ее вспышка или взрыв. Эксплуатация шахтно-мельничных топок должна производиться в строгом соответствии с «Правилами взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлив в пылевидном состоянии».

При обслуживании топок необходимо внимательно следить за температурой аэросмеси в сепараторе во избежание загорания или взрыва пыли. В соответствии с «Правилами взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлив в пылевидном состоянии» температура аэросмеси на выходе из мельницы при сушке горячим воздухом и размоле каменных углей не должна превышать 130 °С, бурых углей — 100 °С и фрезерного торфа — 80 °С, а при сушке смесью дымовых газов с воздухом — соответственно 170, 140 и 120 °С. Если температура аэросмеси превысит указанные значения, обслуживающий персонал должен увеличить подачу топлива в мельницу или подать насыщенный пар. При появлении признаков горения аэросмеси и невозможности ликвидации его указанными средствами останавливают питатель топлива и мельницу. В мельницу и шахту (только при сжигании бурых углей и торфа) подают распыленную в форсунках воду.

Повышение температуры и загорание аэросмеси обычно происходит при неустойчивой работе топки вследствие пониженных нагрузок, пульсации факела, сжигания сухого топлива в летний период и других нарушений топочного режима.

При замене изношенных бил или в других случаях остановки мельницы, связанных с ее вскрытием, необходимо проявлять осторожность. Перед остановкой мельницы сначала останавливают питатель топлива и вентилируют мельницу воздухом до полной разгрузки электродвигателя (нагрузка электродвигателя по ам-

перметру должна соответствовать его холостому ходу). Вентиляцию мельницы производят воздухом пониженной температуры. Это достигается присадкой холодного воздуха к горячему. В период вентиляции мельницы температура аэросмеси не должна превышать допустимую. Затем мельницу останавливают и в нее подают насыщенный пар, отключая шахту от топки шибером. Открывают двери мельницы осторожно, приоткрыв одну из дверей и находясь в стороне, убеждаются в отсутствии тлеющих очагов пыли. Если обнаружены тлеющие очаги, двери мельницы снова закрывают и подают в нее насыщенный пар или распыленную воду. Излишнюю подачу пара или заливку мельницы водой производить не следует, так как это усложняет удаление из нее остатков пыли и работу ремонтного персонала. Допускать ремонтный персонал можно только после охлаждения мельницы и при устойчивой работе топki. При ремонте мельницы на работающем котле не следует производить удаление шлака, обдувку поверхностей нагрева и другие операции, которые могут нарушить устойчивость топочного процесса.

Экономичность работы пылеугольных топок зависит от потерь теплоты вследствие химической и механической неполноты сгорания, от наружного охлаждения и расхода электроэнергии на размол топлива. Потеря теплоты от химической неполноты сгорания при нормальных коэффициентах избытка воздуха и правильном его распределении практически отсутствует или невелика. Потеря теплоты от наружного охлаждения также незначительна, не превышает 0,6%. Основной потерей теплоты является потеря от механической неполноты сгорания, зависящая от коэффициента избытка воздуха, тонкости помола пыли и нагрузки объема топочной камеры. В то же время утонение пыли ведет к увеличению расхода электроэнергии на ее приготовление.

При повышенных или пониженных нагрузках объема топочной камеры наблюдается увеличение потери теплоты от механической неполноты сгорания. Увеличение этой потери теплоты с ростом нагрузки топочного объема обусловлено угрублением пыли вследствие повышения скорости аэросмеси в шахте. При пониженных нагрузках топочного объема рост потери от механической неполноты сгорания происходит из-за снижения температуры в топочной камере и увеличения времени, необходимого для сжигания пыли.

Как показали многочисленные испытания топок с молотковыми мельницами, при сжигании топлив с малым выходом летучих наблюдается заметное увеличение потери от механической неполноты сгорания при уменьшении коэффициента избытка воздуха от 1,25 до 1,05. Так, при сжигании карагандинского каменного угля эта потеря теплоты увеличилась от 6 до 9% при уменьшении коэффициента избытка воздуха от 1,30 до 1,05 при тонкости помола пыли, характеризуемой остатком на сите $R_{90} = 30\%$. Для топлив с большим выходом летучих (бурые угли, фрезерный торф) сни-

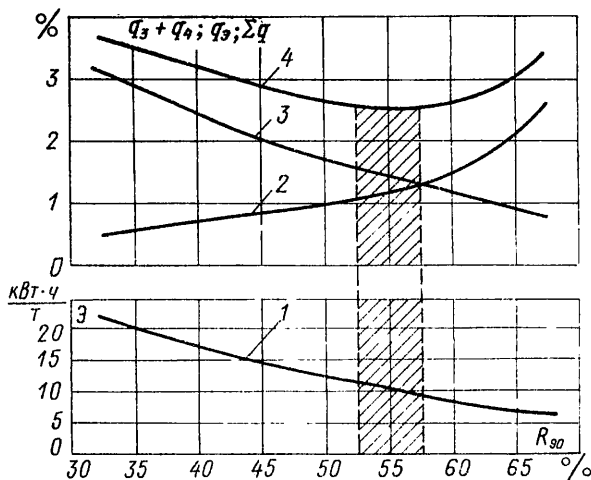


Рис. 3-11. Выбор оптимальной тонкости пыли

1 — расход электроэнергии на размол; 2 — потеря теплоты от химической и механической неполноты горения; 3 — расход электроэнергии на размол в процентах низшей теплоты сгорания топлива; 4 — сумма потери теплоты от химической и механической неполноты горения и расхода электроэнергии на размол в процентах низшей теплоты сгорания топлива

жение коэффициента избытка воздуха меньше сказывается на потере теплоты от механической неполноты сгорания.

В связи с тем что более тонкий помол топлива одновременно влияет на потерю теплоты от механической неполноты сгорания и на расход электроэнергии на привод мельниц, необходимо выбирать наивыгодную тонкость помола пыли. Под наивыгодной (оптимальной) тонкостью помола понимают такой остаток на сите с размерами ячейки 90 мкм, при котором сумма потерь теплоты от химической и механической неполноты сгорания и расхода электроэнергии на помол, выраженного в процентах низшей теплоты сгорания, минимальна. Расход электроэнергии в процентах низшей теплоты сгорания топлива может быть определен по формуле

$$q_a = \frac{2940 b \mathcal{E}}{Q_n^p}, \quad (3-4)$$

где b — удельный расход условного топлива, кг/(кВт·ч); $\mathcal{E}$ — удельный расход электроэнергии на размол топлива, кВт·ч/т; Q_n^p — низшая теплота сгорания рабочей массы топлива, кДж/кг.

Выбор оптимальной тонкости помола производится на основании испытаний котельного агрегата. На рис. 3-11 показан выбор оптимальной тонкости помола по данным испытаний при сжигании бурого угля. Из графика видно, что минимальная сумма затрат энергии на помол и покрытие потерь теплоты от химической и механической неполноты горения будет при остатке на сите $R_{90} =$

**Количество первичного и вторичного воздуха,
подаваемого в топку с молотковыми мельницами**

Топливо	Выход летучих в горючую массу, %	Количество воздуха, %	
		первичного	вторичного
Бурые угли	35—60	40—50	60—50
Каменные угли	30—50	30—45	70—55
Фрезерный торф	70	50—70	50—30
Сланцы	80—90	50—60	50—40

= 55%. Испытания показали, что чем больше в топливе летучих, тем грубее может быть помол пыли.

Для экономичной эксплуатации топок с молотковыми мельницами необходимо правильно распределять первичный воздух, подаваемый в мельницу, и вторичный воздух, подаваемый в топочную камеру. Опыт показывает, что количество первичного воздуха должно быть тем больше, чем выше содержание летучих в топливе. В табл. 3-2 приведены соотношения между количеством первичного и вторичного воздуха в зависимости от вида сжигаемого топлива. Эти данные в условиях эксплуатации уточняются при режимно-наладочных испытаниях. Воздушный режим топки влияет также на расположение факела в топочной камере. При открытых амбразурах вторичный воздух может подаваться через верхние и нижние шлицы (рис. 3-12, а). Подача воздуха только в верхние шлицы отжимает факел в холодную воронку, а только в нижние шлицы — поднимает факел выше оси амбразур;

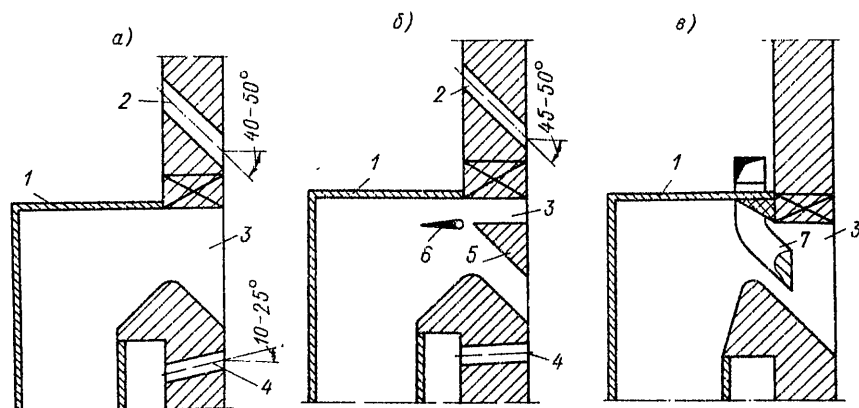


Рис. 3-12. Амбразуры топок с молотковыми мельницами: а — открытая амбразура; б — с горизонтальным рассекателем; в — эжекционная амбразура
1 — шахта; 2 — верхние шлицы (сопла); 3 — амбразура; 4 — нижние шлицы (сопла);
5 — горизонтальный рассекатель; 6 — шибер; 7 — эжекционные сопла

одновременно подача воздуха в верхние и нижние шлицы вытягивает факел и приближает его к заднему экрану. Практикуют подачу воздуха дополнительно в задние сопла. Подача воздуха в задние сопла способствует лучшему перемешиванию и догоранию топлива в пределах топочной камеры. Регулированием подачи воздуха в верхние, нижние и задние сопла выбирают такое расположение факела, при котором наиболее полно используется объем топочной камеры и не происходит местной тепловой перегрузки отдельных экранных поверхностей нагрева. Кроме того, регулированием подачи вторичного воздуха препятствуют сепарации крупных недогоревших частиц из факела в холодную воронку.

Для улучшения заполнения топки факелом иногда вместо открытых амбразур применяют амбразуры с горизонтальным рассекателем и поворотным шибером перед ними (рис. 3-12, б). Опыт эксплуатации рассекателей не выявил их особых преимуществ перед открытыми амбразами. В отдельных установках при сжигании каменных углей горизонтальные рассекатели способствовали шлакованию нижней части амбразур. Заметное улучшение в заполнении топочной камеры наблюдается при использовании инжекционных амбразур ЦКТИ (рис. 3.12, в). В этих амбразурах сопла вторичного воздуха непосредственно введены в амбразуру и имеют две пряди: одну, направленную вверх, и другую — вниз. Это обеспечивает больший угол разноса факела, меньшую длину его и лучшее перемешивание вторичного воздуха в пределах топочной камеры.

Регулирование положения факела при установке горизонтального рассекателя достигается изменением положения шибера. Для опускания факела в сторону холодной воронки шибер поворачивают вверх, уменьшая количество аэросмеси, проходящей через верхнюю часть амбразуры. Для подъема факела из холодной воронки шибер поворачивают немного вниз, увеличивая количество аэросмеси, проходящей через верхнюю часть амбразуры. В эжекционных амбразурах регулирование положения факела в топке производится поворотными лопатками, которые располагаются в нижней пряди сопл.

При сжигании каменных углей в топках с молотковыми мельницами применяются вихревые прямоточно-улиточные горелки (рис. 3-13). Пылевоздушная смесь подается по центральной трубе, на конце которой установлен диффузор и конический рассекатель, обеспечивающий большой угол раскрытия потока. Вторичный воздух получает закрутку в улиточном закручивателе и, выходя по кольцевому каналу в топку, перемешивается с потоком пылевоздушной смеси. Конус может перемещаться посредством вращения штурвала, что позволяет, изменяя площадь выходного сечения, регулировать скорость выхода пылевоздушной смеси в зависимости от вида сжигаемого топлива. Скорость выхода пылевоздушной смеси составляет 14—22 м/с, причем

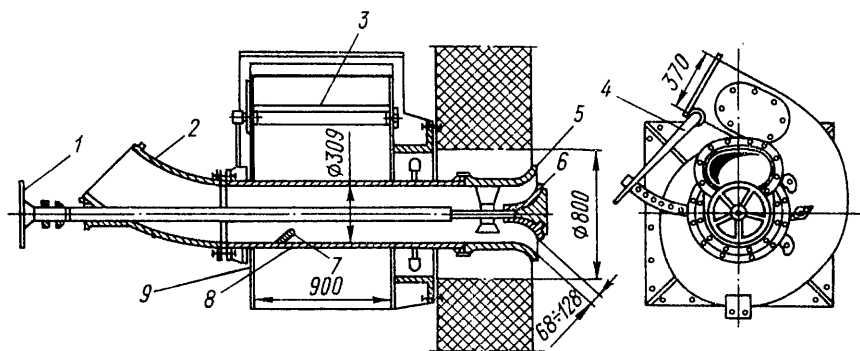


Рис. 3-13. Вихревая прямоточно-улиточная горелка

1 — штурвал для перемещения конуса; 2 — патрубок подвода пылевоздушной смеси; 3 — шибер языковый; 4 — рукоятка для привода языкового шибера; 5 — раструб чугунный; 6 — конус с приводной штангой; 7 — порожек для выравнивания потока после колена; 8 — труба пылевоздушной смеси; 9 — улитка

меньшее значение относится к антрациту, а большее — к каменному углю. Соответственно этому скорость вторичного воздуха составляет 18—22 м/с. Выбор скорости пылевоздушной смеси утончается на основе результатов режимно-наладочных испытаний.

Пуск топки с молотковыми мельницами и гравитационным сепаратором (см. рис. 3-9) выполняется в такой последовательности. Производится осмотр и опробование на холостом ходу питателя топлива, молотковых мельниц (проверяется износ бил и билодержателей, легкость хода шиберов и исправность их привода), проверяется состояние пылеугольных горелок, экранных поверхностей нагрева, мазутных растопочных форсунок. После подготовки котла к пуску и завершения вентиляции топки и газоходов (при работе дымососа и вентилятора) поочередно зажигают растопочные форсунки. Перед зажиганием форсунки с паровым распылением мазута необходимо закрыть полностью лючки и гляделки, подачу воздуха на форсунку, отрегулировать разрежение в верхней части топки, установив его равным 10—20 Па, и убедиться, что установилась требуемая температура мазута. Затем следует вставить в запальное отверстие мазутный растопочный факел. При устойчивом горении факела в форсунку сначала подается немного воздуха и пара, а затем и мазут путем постепенного открытия регулировочного вентиля. При воспламенении мазута необходимо отрегулировать горение, изменяя подачу мазута, пара и воздуха. При устойчивом горении удаляется растопочный факел. Все операции по изменению подачи пара, воздуха и мазута при регулировании работы форсунки следует производить постепенно, наблюдая за факелом и не допуская подтекания мазута. Факел должен быть устойчивым, ярким, без черных полос. Аналогично зажигается вторая растопочная мазутная форсунка. На растопочных мазутных форсунках производится постепенный прогрев топки и котла.

После включения котла в паровую магистраль полностью открывается шибер в шахте, отключающий одну из мельниц. Затем включается мельница и приоткрывается шибер, регулирующий подачу воздуха в мельницу. В течение 2—3 мин производится вентиляция мельницы и проверяется ее работа (направление вращения, загрузка электродвигателя по амперметру). После этого на минимальной скорости включается питатель угля и по амперметру контролируется загрузка электродвигателя мельницы (перегрузка электродвигателя не допускается). Если электродвигатель мельницы начнет перегружаться, надо немедленно отключить питатель топлива. Через гляделку, имеющуюся в топке, проверяют загорание пыли, выходящей из горелки, и следят за тем, чтобы разрежение в верхней части топки составляло 10—20 Па. Незначительно увеличив подачу воздуха и топлива в мельницу, добиваются устойчивого горения пыли и следят за повышением нагрузки котла.

При устойчивом горении пыли форсировка соответствующей мазутной форсунки должна быть уменьшена. Пуск второй молотковой мельницы производится аналогично описанному. При нагрузке котла около половины номинальной мазутные форсунки полностью отключаются.

Сжигание фрезерного торфа, имеющего $V_r = 70\%$, без его предварительного размола может с успехом производиться в модернизированных инженером Е. Д. Килионом топках ЦКТИ системы А. А. Шершнева. Принципиальная схема модернизированной топки показана на рис. 3-14. В пневматических топках системы А. А. Шершнева топочная камера имеет специальную конфигурацию, а основной воздух, необходимый для горения, поступает из сопл 1 в нижнюю часть топки, на передний скат. Топливо подается питателем 4 через щель навстречу потоку воздуха. Встречаясь с воздухом, топливо как бы сортируется по размерам фракций. Мелкие фракции сразу же подхватываются воздухом и, воспламенившись, сгорают в верхней части топки во взвешенном состоянии. Крупные фракции скатываются по передней стенке воронки, но, дойдя до охлаждаемых водой шиберов 2, подхватываются потоком воздуха и направляются к порогу 3. Подсушенные более легкие частицы выбрасываются в среднюю часть топочной камеры и сгорают во взвешенном состоянии. Влажные тяжелые частицы возвращаются к охлаждаемому водой шиберу 2 и снова подхватываются воздухом, выходящим из сопл 1. Таким образом крупные частицы многократно циркулируют вверх и вниз, размельчаясь и подсыхая. Циркуляция этих частиц будет происходить до тех пор, пока поток воздуха не выбросит их в среднюю часть топочной камеры, где они сгорят. Комочки, недробленные «корчи» и пеньки обдуваются мощной струей воздуха и горят сначала на шиберках, а затем подхватываются потоком воздуха и сгорают в вихре.

Барабанный питатель 4 после реконструкции имеет 14 мелких

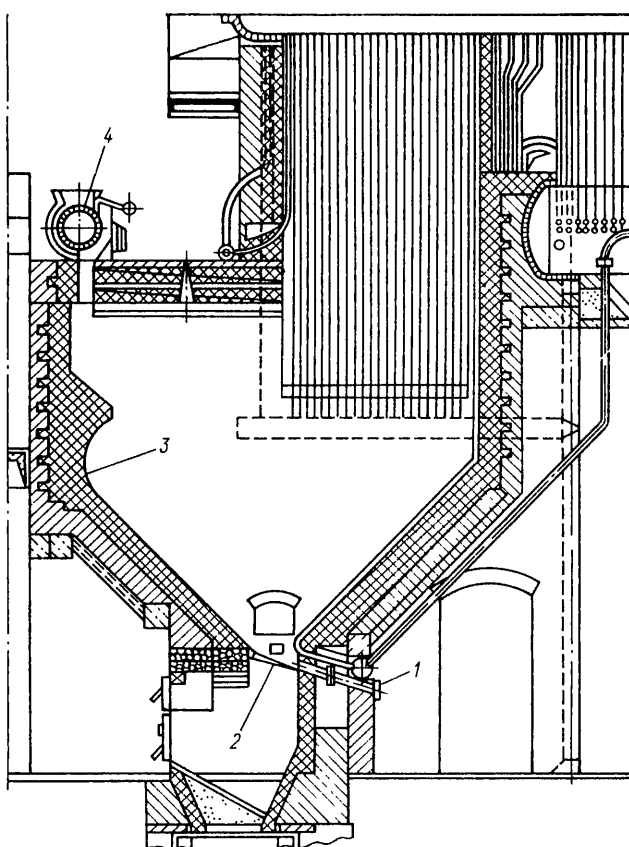


Рис. 3-14. Топка ЦКТИ системы А. А. Шершнева к котлу ДКВР-10-14 после реконструкции нижней части

1 — воздушные сопла; 2 — шибера, охлаждаемые водой; 3 — порог; 4 — барабанный питатель

ячеек, расположенных в шахматном порядке по обеим сторонам барабана.

Растопка котла производится на кусковом торфе или дровах, которые укладываются на шибера 2. Когда дрова или кусковой торф немного разгорятся, пускают дымосос и вентилятор, подавая небольшое количество воздуха через сопла 1. Затем, периодически пуская питатель 4 с минимальной производительностью, подают в топку фрезерный торф. После разогрева обмуровки и уменьшения толщины прогорающего на решетке топлива увеличивают подачу воздуха в сопла 1 и на минимальной подаче фрезерного торфа включают питатель 4, наблюдая за процессом горения. Отрегулировав подачу фрезерного торфа и воздуха, постепенно повышают форсировку топки.

При нормальной работе модернизированной топки рекомендуется 80—85% воздуха подавать через сопла 1 при скорости выхода воздуха из них около 35 м/с. Для поддержания оптимального режима горения питатель топлива 4 должен непрерывно работать. В модернизированной топке максимальная частота вращения питателя увеличена от 2 до 6 об/мин, а пределы регулирования скорости — до 1:10. В процессе обслуживания топки необходимо следить, чтобы не происходил завал топливом сопла 1. На шиберах 2 зола не скапливается, так как основная ее масса уносится продуктами сгорания, поэтому опрокидывать шибера приходится редко.

В результате модернизации топки значительно повышена надежность ее работы, увеличилась паропроизводительность котла, повысился его КПД за счет уменьшения потерь теплоты от механической и химической неполноты горения. При эксплуатации топки необходимо соблюдать следующее правило: при пуске топки сначала открывать подачу воздуха в сопла 1, а затем пускать питатель топлива. При остановке топки сначала надо останавливать питатель топлива и только после этого прекращать подачу воздуха в сопла.

3-4. ТОПКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ЖИДКОГО ТОПЛИВА

В топках промышленных парогенераторов и водогрейных котлов в основном сжигаются вязкие мазуты марок 40, 100 и реже 200. Топочные мазуты этих марок делятся на малосернистые, сернистые и высокосернистые с содержанием серы соответственно не более 0,5; 2,0 и 3,5%. Для сжигания мазута необходима его предварительная подготовка: уменьшение вязкости и распыление, при котором обеспечивается испарение мазута. Распыление и распределение жидкого топлива в потоке окислителя (воздуха) производится в одном из элементов горелки, называемом форсункой.

В настоящее время имеются разнообразные конструкции форсунок для сжигания мазута. Из различных типов форсунок с пневматическим распылением мазута наибольшее распространение в свое время получили разработанные ЦКТИ горелки двух типов: низконапорные типа НГМГ (в настоящее время сняты с производства, но находятся в эксплуатации во многих котельных) и паромеханические типа ГМГ. Обе эти конструкции выполнены как комбинированные для сжигания газа и мазута. В последнее время для сжигания мазута начинают применяться камеры двухступенчатого сжигания. Для водогрейных котлов применяются ротационные горелки, разработанные ЦКТИ совместно с БЗЭМ, Калужским машиностроительным заводом и заводом «Ильмарине».

Для стационарных паровых котлов форсунки паромеханические выпускаются в соответствии с ОСТ 108.836.03—80, механические по ОСТ 108.836.01—80 и паровые по ОСТ 108.836.04—80.

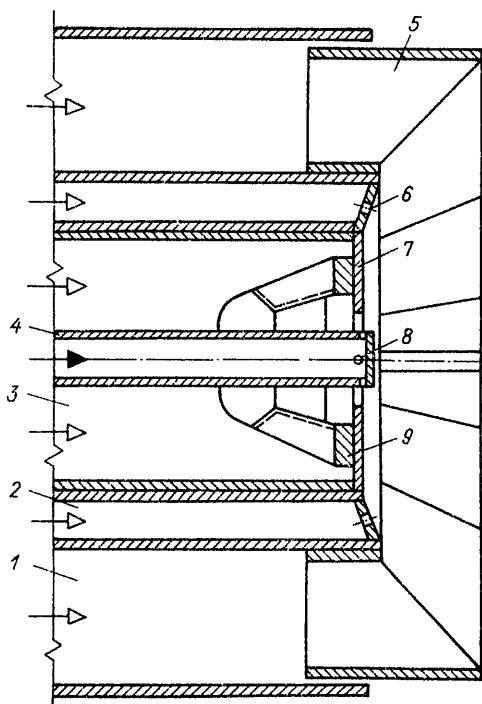


Рис. 3-15. Схема газомазутной горелки типа НГМГ

1 — канал для подачи вторичного воздуха; 2 — канал для подачи газа; 3 — канал для подачи первичного (распыляющего) воздуха; 4 — мазутный ствол; 5 — лопатки закручивателя вторичного воздуха; 6 — газовыпускные отверстия; 7 — пережимное кольцо; 8 — мазутовыпускные отверстия; 9 — завихритель первичного воздуха

Для сжигания вязкого мазута независимо от типа применяемых форсунок необходим его предварительный подогрев, от которого зависит качество распыления мазута. Температура подогрева мазута выбирается с таким расчетом, чтобы вязкость мазута перед горелками обеспечивала необходимое качество распыления. Для механических и паромеханических форсунок вязкость мазута рекомендуется под-

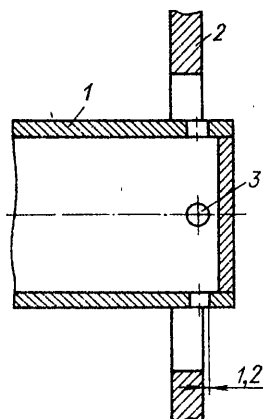
держивать $2,5^\circ \text{УВ}$ ($16,1 \text{ мм}^2/\text{с}$), для пневматических — не более 6°УВ ($44 \text{ мм}^2/\text{с}$) и ротационных не более 8°УВ ($59 \text{ мм}^2/\text{с}$). Для получения указанных значений вязкости мазута перед форсунками необходимо подогревать мазут марки 40 до 115°С , а марки 100 — до 130°С при сжигании в топках с механическими и паромеханическими форсунками; в топках с пневматическими форсунками — соответственно до 90 и 110°С ; в топках с ротационными форсунками — до 80 и 95°С .

На рис. 3-15 показана схема газомазутной горелки типа НГМГ с воздушным распылением мазута. В горелке НГМГ мазут поступает под давлением не более 30 кПа по мазутному стволу 4 и вытекает через мазутовыпускные отверстия 8. Распыляющий (первичный) воздух получает закрутку в завихрителе 9 и, выходя через пережимное кольцо 7, подхватывает и распыляет струйки мазута, вытекающие через отверстия 8. Давление первичного воздуха составляет $2500\text{—}3000 \text{ Па}$ при расходе $10\text{—}15 \%$ общего количества воздуха, необходимого для горения. При эксплуатации форсунки необходимо следить за правильной установкой мазутного ствола. Многочисленные испытания показали, что излишнее смещение мазутовыпускных отверстий относительно места пережима воздушной струи в сторону топки приводит к удлинению факела, затягиванию процесса горения в камеру догорания и даже в газоходы котла. Излишнее смещение мазутовыпускных отвер-

Рис. 3-16. Оптимальное положение мазутовыпускных отверстий для горелки НГМГ-4

1 — мазутный ствол; 2 — пережимное кольцо; 3 — мазутовыпускные отверстия

ствий в противоположную сторону относительно места пережима приводит к попаданию мазута на завихритель. Положение мазутовыпускных отверстий относительно места пережима уточняется при наладке горелки. На рис. 3-16 показано оптимальное положение мазутовыпускных отверстий для горелки НГМГ-4, установленной на котле ДКВР-6,5-14. При монтаже горелок нужно следить за тем, чтобы закрутка первичного (распыляющего) воздуха и вторичного воздуха, подаваемого для горения, производилась в одну и ту же сторону.



На рис. 3-17 показана одна из конструкций вихревых горелок с паромеханической форсункой, разработанная ЦКТИ и серийно выпускаемая заводом «Ильмарине». Горелка состоит из паромеханической форсунки, двухзонного направляющего аппарата и газовой камеры с газовыпускными отверстиями. Горелка предназначена для сжигания мазута и природного газа.

Один из вариантов форсунки с паромеханическим распылением, применяемым в вихревых горелках, показан на рис. 3-18. Прин-

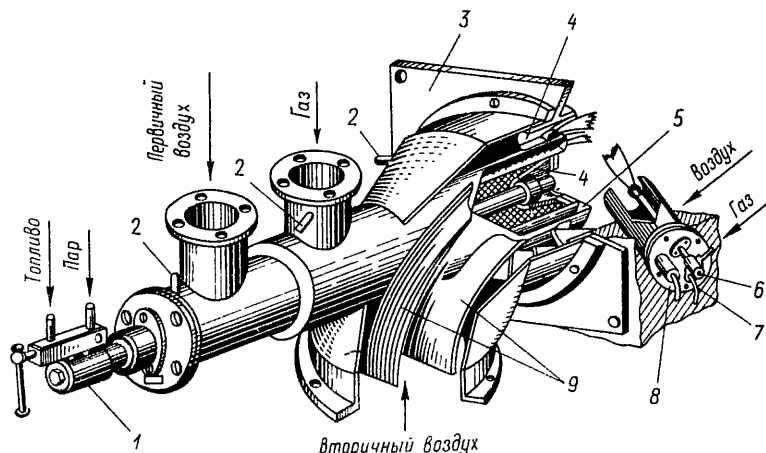


Рис. 3-17. Вихревая горелка с паромеханической форсункой

1 — паромеханическая форсунка; 2 — штуцер для измерения давления первичного воздуха, газа и вторичного воздуха; 3 — фронтальный лист; 4 — лопаточные завихрители первичного и вторичного воздуха; 5 — газосводный насадок; 6 — газовый запальник с электрическим зажиганием; 7 — фотоэлемент; 8 — стакан защитно-запального устройства; 9 — лопатки для выравнивания потока вторичного воздуха

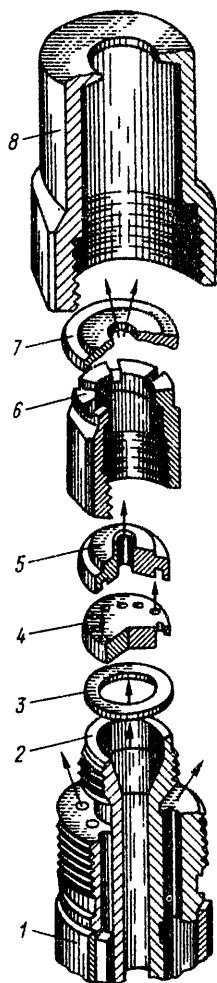
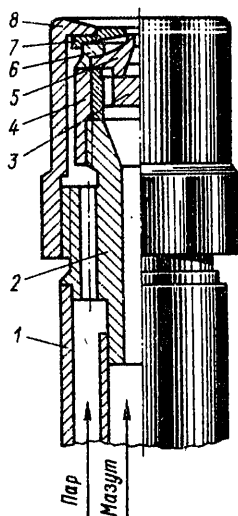


Рис. 3-18. Мазутная форсунка с паромеханическим распылением

1 — паровая труба (ствол); 2 — мазутная труба; 3 — прокладка; 4 — распределительная шайба; 5 — распылитель; 6 — паровой распылитель; 7 — контршайба; 8 — концевая гайка



цип действия форсунки заключается в следующем. Мазут по трубе 2 через распределительную шайбу 4 поступает в кольцевую камеру распылителя 5 и затем по тангенциальным каналам попадает в его завихрительную камеру. Закрученная струя мазута под действием центробежных сил прижимается к стенкам завихрительной камеры и, продолжая двигаться поступательно, срывается с кромки сопла распылителя 5, разбиваясь на множество мельчайших капель. Пар из трубы 1 поступает в полость между деталями, пропускающими мазут, и концевой гайкой 8. Из этой полости пар поступает через тангенциальные каналы в камеру парового завихрителя 6. Затем пар выходит под углом из цилиндрической щели и охватывает с внешней стороны распыленную струю мазута.

При расходах мазута, меньших 50 % номинального,

давление мазута перед форсункой становится недостаточным для хорошего распыления и в форсунку дополнительно подается пар. Однако, так как расход пара не превышает 0,03 кг/кг, подача его производится при всех нагрузках форсунки с давлением 70—200 кПа. В то же время испытания показали, что при расходах мазута 70 % и более подача пара практически не улучшает распыления. Давление мазута перед форсункой в зависимости от ее номинальной мощности выбирается от 1,3 до 3,5 МПа. Регулирование мощности форсунки производится изменением давления мазута перед ней.

Качество работы мазутных форсунок с механическим и паромеханическим распылением зависит от тщательности изготовления, точности сборки и установки. Очень важно обеспечить плот-

ность мазутного тракта во избежание попадания мазута в паровой канал, так как последнее приводит к закупорке канала из-за коксования мазута.

При обслуживании форсунки необходимо систематически ее прочищать и заменять распылитель, который чаще выходит из строя, чем остальные детали. Абразивный износ внутренних поверхностей, особенно стенок распылителя, приводит к изменению формы факела, увеличению расхода топлива и укрупнению размера капель. Скорость износа зависит от загрязненности мазута механическими примесями, его состава, а также от давления подачи. Опыт показывает, что несмотря на очистку мазута от механических примесей наблюдается загрязнение входных каналов и распределительной шайбы форсунки. Это приводит к смещению факела относительно оси форсунки и к ухудшению качества ее работы. При снижении производительности форсунки вследствие частичного закоксовывания или засорения температура стенок быстро растет, что приводит к ускоренному закоксовыванию. Во избежание этого надо систематически следить за температурой и чистотой распылителей, а также характером факела. При появлении около корня факела темных полос, скоплений капель и разрывов необходимо проверить состояние деталей форсунки.

На рис. 3-19 показана горелка РГМГ (ротационная газомазутная горелка) со встроенным вентилятором распыляющего воздуха, выпускаемая серийно мощностью до 8 МВт. Горелки большей мощности выпускаются с отдельно устанавливаемым вентилятором распыляющего воздуха.

Мазутная форсунка 11 горелки состоит из полого вала 17, на котором закреплены рабочее колесо 18 вентилятора распыляющего воздуха, распыляющий стакан 13 и гайка-питатель 14. Вал 17 через клиноременную передачу 19 получает вращение от электродвигателя 20. Мазут подводится к штуцеру 3. В центральном отверстии вала расположена консольная топливная трубка 15, по которой мазут поступает в кольцевую полость гайки-питателя 14. В гайке-питателе имеются четыре радиальных канала, по которым под действием центробежных сил мазут вытекает на внутреннюю стенку распыляющего стакана, образуя пленку. В стакане пленка перемещается в осевом направлении и затем срывается с кромки стакана, распадаясь на капли. При этом угол раскрытия образующегося конуса, если не подавать распыляющего воздуха, близок к 180°. Для получения нужного угла раскрытия конуса и лучшего распыления мазута через завихритель 12 подается распыляющий (первичный) воздух. Превихный воздух поступает также через четыре отверстия в гайке-питателе в полость распыляющего стакана 13, что предохраняет его от закоксовывания. Распыляющий стакан имеет конусообразную форму и отполирован.

Вторичный воздух поступает в улиточный короб 8 и из него направляется к завихрителю 16 и всасывающему патрубку пер-

A-A

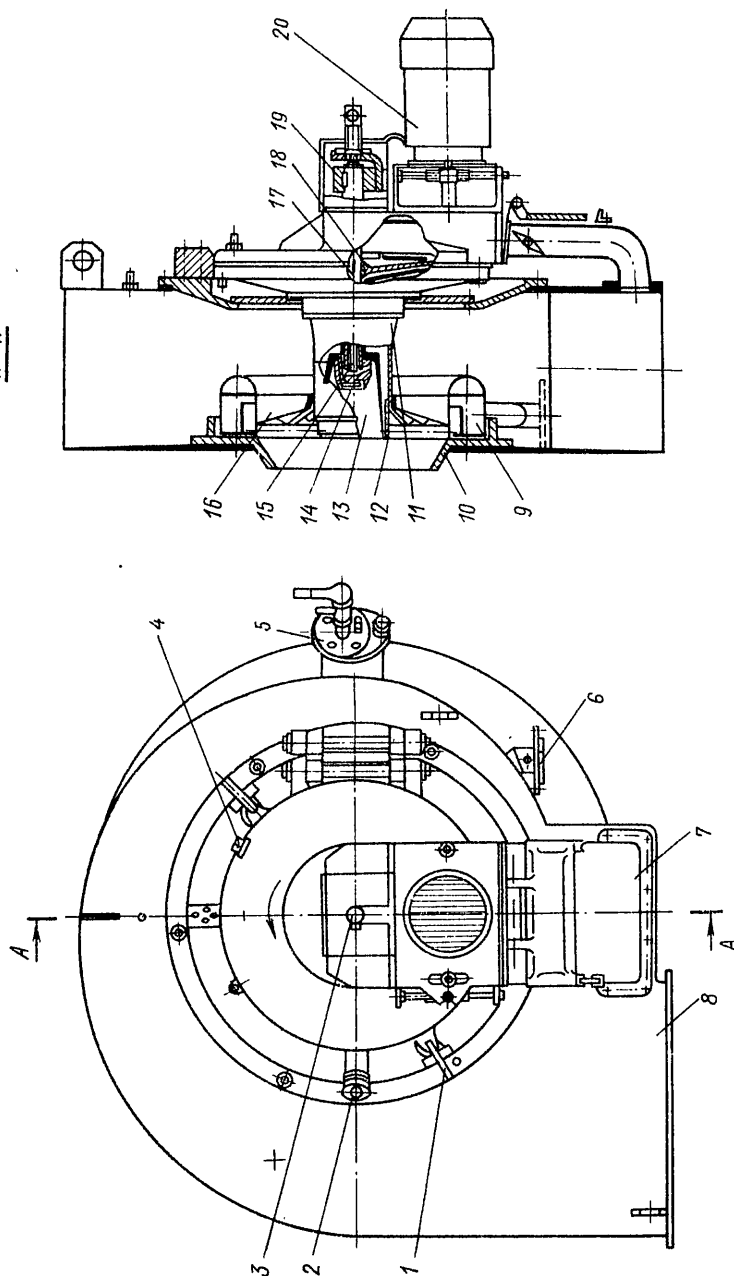


Рис. 3-19. Ротационная газомасляная горелка РГМГ

1 — прижимное устройство форсунки; 2 — гляделка; 3 — штуцер подвода масла; 4 — концевой выключатель; 5 — запальное устройство; 6 — штуцер подвода газа; 7 — всасывающий патрубков; 8 — улиточный воздушный короб; 9 — газораспределяющий коллектор; 10 — коническое кольцо устья горелки; 11 — ротационная форсунка; 12 — завынитель первичного воздуха; 13 — распределитель вторичного воздуха; 14 — гайка-питатель; 15 — консольная топливная трубка; 16 — завынитель вторичного воздуха; 17 — вал форсунки; 18 — колесо вентилятора; 19 — клиноремennая передача; 20 — электродвигатель

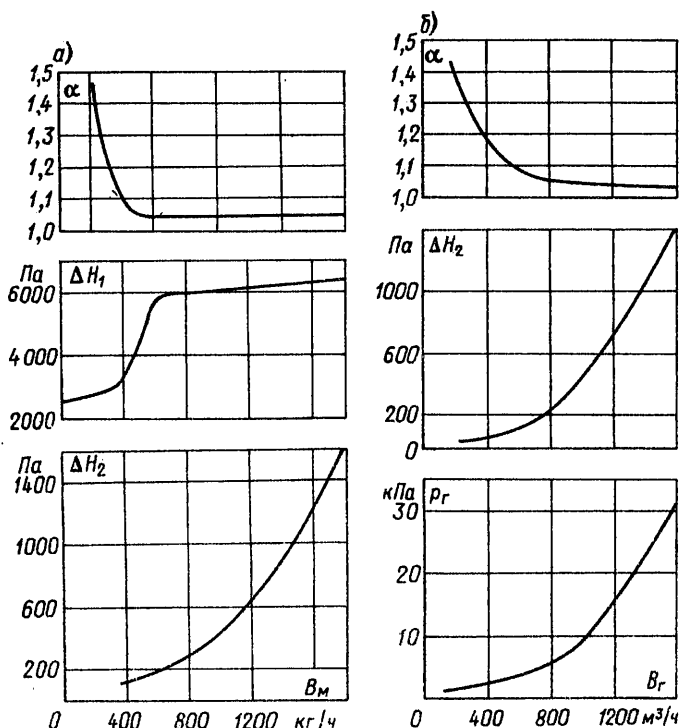


Рис. 3-20. Основные параметры горелки РГМГ-10: а — при работе на мазуте; б — при работе на газе

ΔH_1 , ΔH_2 — сопротивление горелки по каналу первичного и вторичного воздуха; p_r — давление природного газа перед горелкой; B_m , B_r — расход мазута и газа

вичного воздуха 7, в котором имеется шибер для регулирования количества воздуха, поступающего к распыляющему вентилятору. Распыляющий вентилятор создает напор около 5000 Па. Давление мазута не должно превышать 0,2 МПа.

Всесторонние промышленные испытания горелки РГМГ-10 выполнены ЦКТИ. Основные параметры горелки по данным этих испытаний показаны на рис. 3-20. В результате испытаний установлено, что диапазон регулирования мощности горелки — от 10 до 100%. Доля первичного (распыляющего) воздуха на номинальной нагрузке составляла примерно 10% общего расхода воздуха, поданного на горение. Давление первичного воздуха на нагрузках 100—30% номинальной поддерживалось равным 5000—6000 Па, а на нагрузках ниже 30% номинальной — в пределах от 2500 до 3500 Па. При испытании сжигался мазут марки 40 и природный газ Дашавского месторождения с низшей теплотой сгорания 36,12 МДж.

При эксплуатации ротационных форсунок необходимо следить за чистотой внутренней поверхности распыляющего стакана,

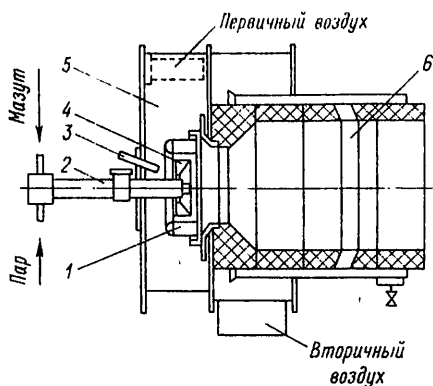


Рис. 3-21. Камера двухступенчатого сжигания мазута

1 — газовый коллектор; 2 — форсуночное устройство; 3 — запально-защитное устройство; 4 — завихритель первичного воздуха; 5 — короб улитки; 6 — завихритель вторичного воздуха

так как нагарообразование, смолистые и другие отложения резко ухудшают качество распыления. Об отложениях на стенках распыляющего стакана можно судить по появлению в топке крупных летящих капель —

«звездочек». В таких случаях форсунка должна быть отключена и выведена из воздушного короба. Для этого достаточно вывернуть барашки прижимного устройства и откатить мавутную часть горелки, которая имеет двойной шарнир. После этого следует очистить полость стакана деревянным, алюминиевым или красномедным ножом и промыть солярным маслом, либо другим легким топливом. Удалять нагар стальным инструментом нельзя, так как на стенке стакана останутся царапины, что резко ухудшит качество распыления мазута. Недопустимы также зазубрины, выбоины на кромке распыляющего стакана. Периодически следует проверять размах вибрации кромки стакана, который не должен превышать 0,06 мм.

Факел, выдаваемый горелкой, должен быть симметричным относительно геометрической оси горелки. Несимметрия факела и даже вибрационное горение могут возникать вследствие неправильного выполнения амбразуры или разрушения ее в процессе эксплуатации. Периодически следует добавлять смазку в подшипниковые узлы, производя подачу ее шприцем до тех пор, пока она не начнет устойчиво выжиматься из контрольных отверстий.

При задевании топливной трубки за вал форсунки появляется резкий звенящий шум. Устранение этого достигается центровкой топливной трубки относительно отверстия вала форсунки. Резкий шум также может быть вызван задеванием колеса вентилятора за его корпус вследствие смещения ротора форсунки. Ликвидация этого дефекта достигается регулировкой положения ротора с помощью прокладок, установленных в подшипниковых узлах. Правильность положения ротора проверяется через инспекционное отверстие в корпусе вентилятора. Несовпадение выходной кромки колеса вентилятора с выходной кромкой направляющего аппарата не должно превышать 0,5 мм.

На рис. 3-21 показана камера двухступенчатого сжигания топлива. Она состоит из паромеханической форсунки 2 с завихрителем первичного воздуха 4 и камеры горения, в которую по кольце-

вому каналу через завихритель 6 подается вторичный воздух. Основная часть воздуха (50—70%) подается через мазутную форсунку, а остальная — через завихритель в камеру горения. Вторичный воздух, проходя по кольцевому каналу, охлаждает камеру горения. Распыленный в паромеханической форсунке мазут, попадая в зону высоких температур камеры горения, газифицируется и, смешиваясь со вторичным воздухом, догорает в топке парогенератора.

Результаты испытания камер двухступенчатого сжигания показали их работоспособность и надежность при эксплуатации под наддувом (давление в топке парогенератора составляло 2500 Па). При высокой удельной нагрузке топочного объема ($1,2 \cdot 10^3$ МВт/м³) и коэффициенте избытка воздуха 1,05 потеря теплоты от химической неполноты горения отсутствовала.

При эксплуатации камер двухступенчатого сжигания необходимо следить за работой паромеханической форсунки, не допуская ее перегрева и закоксовывания. Следует также регулировать распределение первичного и вторичного воздуха, поддерживая распределение, заданное режимной картой, давление воздуха перед форсункой и завихрителем камеры горения.

При эксплуатации форсунок рассмотренных конструкций необходимо следить за сохранением производительности форсунки при неизменном давлении, за вязкостью мазута, отсутствием закоксовывания, поддержанием минимального коэффициента избытка воздуха. Нарушение производительности форсунки при неизменных давлении перед ней и вязкости мазута наблюдается при нарушении заданной точности изготовления и недостаточно тщательной сборке при ремонте. Погрешности изготовления оказывают тем большее влияние, чем меньше расчетная производительность форсунки. Небрежная сборка форсунок может привести к снижению производительности до уровня 40% номинальной, а также способствует закоксовыванию форсунок.

Качество распыления мазута существенно зависит от вязкости его перед форсункой. Кроме того, на распыление топлива оказывают влияние поверхностное натяжение, плотность мазута и механические примеси. Механические примеси, карбены и карбониды уменьшают внутреннее сопротивление мазута распылению. При этом в процессе нагревания и длительного хранения дисперсность карбенов и карбонидов изменяется, что приводит к изменению качества распыления мазута. Мазут, содержащий мелкодисперсные частицы, при прочих равных условиях распыляется на более мелкие капли по сравнению с мазутом, содержащим крупные частицы.

Нарушения нормального режима работы форсунок чаще всего происходят вследствие их закоксовывания. Многочисленные наблюдения за работой форсунок показали, что закоксовывание обусловлено термоокислительными процессами с образованием слоя кокса вследствие нагрева мазута стенками форсунки. Чем

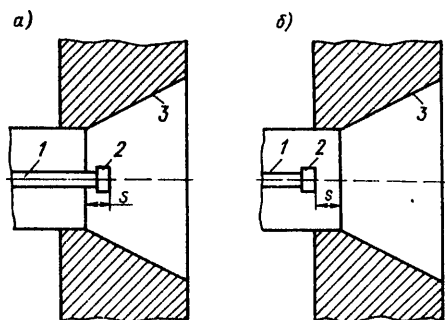


Рис. 3-22. Расположение головки форсунки в амбразуре: а — неправильное; б — правильное
1 — ствол форсунки; 2 — головка форсунки; 3 — амбразура; s — расстояние до среза амбразуры

выше температура стенок форсунки, тем интенсивнее происходит отложение смол и увеличивается слой кокса. Температура стенки головки форсунки в значительной мере зависит от расположения

ее относительно среза амбразуры. Часто при эксплуатации различных форсунок стремятся из-за коксовых отложений в амбразуре расположить головку форсунки на срезе амбразуры или даже несколько выдвинуть ее за пределы среза в сторону топки (рис. 3-22, а). Как показали испытания, такое положение головки форсунки не обеспечивает должного охлаждения ее. По данным испытаний ВТИ выдвижение головки за срез амбразуры приводит к резкому повышению температуры металла ее стенки. Так, например, расположение головки на расстоянии 100 мм от среза амбразуры в направлении топочной камеры приводит к повышению температуры металла стенки до 500 °С. Надежное охлаждение головки форсунки обеспечивается при перемещении ее на расстояние 100 мм от среза амбразуры вглубь горелки, как показано на рис. 3-22, б. При таком расположении головки температура металла стенки не превышает 200° С и никакого ухудшения экономических показателей работы топки не наблюдается. Таким образом, в случае коксования амбразуры следует прежде всего проверить качество изготовления и сборки форсунки, а не перемещать ее вглубь топочной камеры.

Коэффициент избытка воздуха при сжигании сернистых мазутов не только влияет на экономичность работы котельного агрегата, но и определяет надежность работы хвостовых поверхностей нагрева, а также загрязнение воздушного бассейна выбросами. Первые лабораторные опыты по сжиганию мазута с коэффициентом избытка воздуха, близким к единице, были выполнены в СССР и показали возможность работы топки без химической неполноты горения. Обычно принято считать коэффициенты избытка воздуха 1,00—1,02 предельно низкими; 1,02—1,05 низкими и более 1,15 высокими. В нормах теплового расчета котельных агрегатов рекомендуется принимать коэффициент избытка воздуха на выходе из топки 1,10.

Для оценки коррозионной активности продуктов горения при сжигании сернистых мазутов существенной характеристикой является также температура точки росы и содержание серного ангидрида.

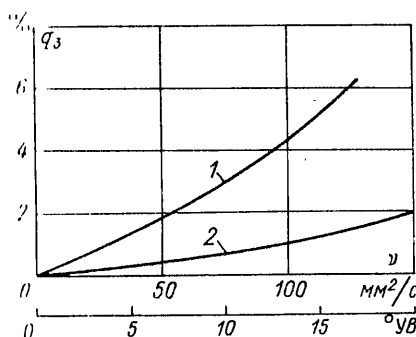


Рис. 3-23. Влияние вязкости мазута перед форсункой на потерю теплоты от химической неполноты горения

1 — $\alpha_T = 1,05 \div 1,09$; 2 — $\alpha_T > 1,1$

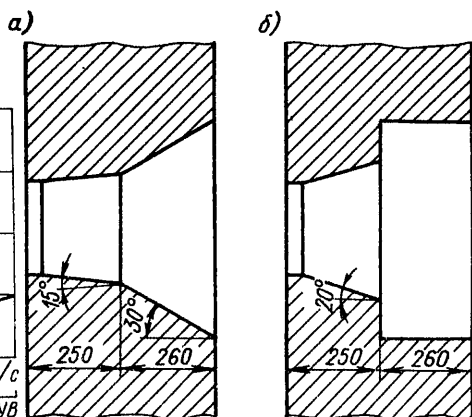


Рис. 3-24. Амбразуры горелок НГМГ и ГМГ: а — коническая; б — цилиндрическая

Опыт эксплуатации и испытания котельных агрегатов показал, что достижение низких и предельно низких коэффициентов избытка воздуха возможно только при точном порционировании топлива и воздуха по всем установленным горелкам. Уменьшение числа горелок облегчает равномерное распределение между ними топлива и воздуха. Вязкость мазута перед форсунками особенно заметно влияет на потери теплоты от химической неполноты горения при низких коэффициентах избытка воздуха. На рис. 3-23 в качестве примера показано влияние вязкости на потери теплоты от химической неполноты горения при различных избытках воздуха по результатам испытаний ВТИ на одном из котлов, оборудованных форсунками с паромеханическим распылением мазута.

Компоновка форсунок также оказывает влияние на работу топочной камеры. В литературе указывается, что при встречной компоновке горелок обеспечить работу топки с низким коэффициентом избытка воздуха проще, чем при однофронтовой компоновке. На котлах малой производительности применяется, как правило, однофронтная компоновка горелок, и это вызывает затруднения при организации процесса горения с низким коэффициентом избытка воздуха.

Устойчивость и качество работы мазутных форсунок различной конструкции в значительной мере зависят от воздухонаправляющих аппаратов. Для организации перемешивания распыленного мазута с воздухом современные мазутные форсунки оборудованы воздухонаправляющими аппаратами, производящими закрутку воздушного потока. Закрученная струя имеет ряд преимуществ по сравнению с прямоточной. Она обладает большой эжекционной способностью, провалом скорости в осевой области,

при известных условиях переходящим в осевой обратный ток. Наличие осевого обратного тока обеспечивает непрерывное поступление горячих топочных газов к корню факела и его стабилизацию.

Закрутка воздушного потока в воздухонаправляющих аппаратах мазутных форсунок чаще всего осуществляется установкой плоских или винтовых лопаток. Если воздух в форсунке для горения подается одним потоком, воздухонаправляющее устройство называют однопоточным; если двумя потоками — двухпоточным. В горелках типа ГМГ и НГМГ воздух подается двумя потоками и закрутка его производится плоскими лопатками.

При эксплуатации воздухонаправляющих аппаратов необходимо следить за состоянием лопаток, не допуская их загрязнения или закоксовывания. При ремонте воздухонаправляющих аппаратов и замене отдельных лопаток установка их должна проводиться по шаблону под одинаковым углом.

Существенное влияние на работу форсунок оказывает также качество и правильность выполнения амбразуры. Амбразуры должны быть выполнены по чертежу в соответствии с типом установленной форсунки. Ось амбразуры должна совпадать с осью форсунки. На рис. 3-24 в качестве примера показаны два типа амбразур (цилиндрическая и коническая), применяемые для форсунок с пневматическим и паромеханическим распылением.

Зольность мазута не превышает 0,3%, однако в эксплуатации наблюдаются загрязнения поверхностей нагрева плотными отложениями в зонах с температурой продуктов горения более 700 °С. Наиболее интенсивно загрязняются пароперегреватели и поверхности нагрева водогрейных котлов типа ПТВМ, имеющие небольшие площади поперечного сечения для прохода продуктов горения.

Обслуживание мазутных форсунок требует повышенного внимания. Необходимо следить за устойчивостью факела, не допуская пульсаций и неравномерного заполнения топочного объема. Пульсация факела может возникать вследствие поступления обводненного мазута, недостаточного его подогрева, загрязнения фильтров и сопел форсунок, шлакования амбразур, отложений на лопатках воздухонаправляющего аппарата или их коробления и ряда других нарушений режима горения. Неравномерное заполнение топочного объема факелом может привести к местному перегреву экранных труб или обмуровки топки. В связи с этим необходимо следить за дальностью факела и окончанием горения в пределах топочной камеры.

Особенно внимательно следует производить розжиг форсунок, не допуская образования сажи, уноса несгоревших капелек мазута, подтекания его из форсунки, плохого горения или погасания растопочного факела. В форсунках с паромеханическим распылением необходимо сначала открывать подачу пара и только после этого подачу мазута. В форсунках с воздушным распылением сначала подается распыляющий воздух, а затем мазут.

Отложение сажи и унос несгоревших капель мазута могут привести к хлопкам и взрывам, а также к горению в хвостовых поверхностях нагрева, которое обнаруживается по внезапному повышению температуры продуктов горения в соответствующем газоходе.

Формировка топки изменяется регулированием подачи мазута и воздуха одновременно ко всем форсункам или отключением отдельных форсунок. При установке двух-трех форсунок чаще всего одновременно регулируют расход мазута и воздуха на все форсунки: это качественное регулирование. На водогрейных котлах при установке большого числа форсунок применяют количественное регулирование, т. е. отключение отдельных форсунок для снижения форсировки топки. При установке форсунок ротационного типа, имеющих большой диапазон регулирования мощности (20—100%), применяют качественное регулирование, которое проще и надежнее.

3-5. ТОПКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ГАЗА

В топках промышленных котельных агрегатов широко используется природный газ различных месторождений.

Из многочисленных конструкций газовых горелок для промышленных котельных агрегатов в настоящее время применяются инжекционные горелки полного предварительного смешения, горизонтальные и вертикальные щелевые горелки с принудительной подачей воздуха, комбинированные газомазутные и пылегазовые горелки.

Из различных конструкций инжекционных горелок полного предварительного смешения достаточно эффективными являются блочные инжекционные горелки, разработанные производственно-техническим предприятием «Промэнергогаз» на базе исследований и конструктивных схем, выполненных ЛНИИАКХ (Ленинградский научно-исследовательский институт Академии коммунального хозяйства). На рис. 3-25 показана блочная инжекционная горелка.

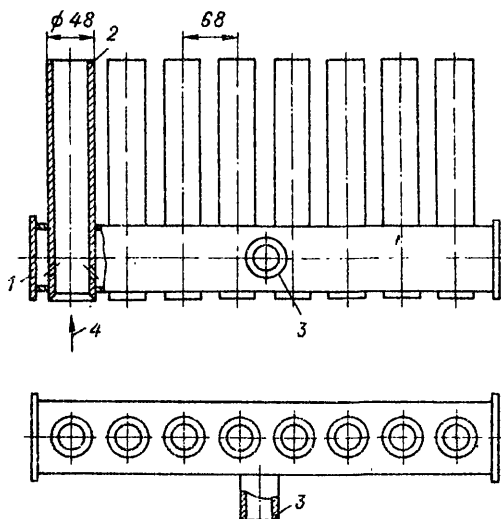


Рис. 3-25. Блочная инжекционная горелка

1 — газовый коллектор; 2 — смеситель; 3 — подвод газа; 4 — направление подсымаваемого воздуха

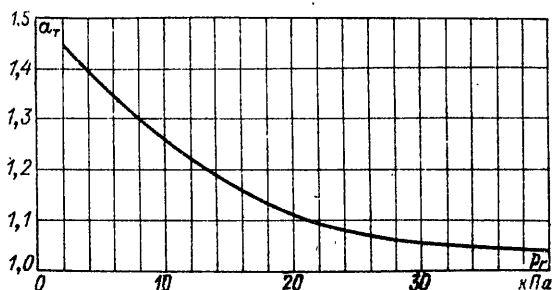


Рис. 3-26. Зависимость коэффициента избытка воздуха от давления газа перед блочной инжекционной горелкой

При необходимости сохранения твердого топлива в качестве резервного блочные инжекционные горелки рекомендуется устанавливать на боковых стенах топочной камеры. Горелки применяются для котлов производительностью до 10 т/ч. Колосниковая решетка топки при работе на газе во избежание перегрева и присоса воздуха закрывается листовым асбестом и засыпается битым шамотным кирпичом. Розжиг горелок производится горящим запальником с тыльной стороны в следующем порядке. После выполнения всех операций по подготовке котла и продувке газопровода подносят горящий запальник к тыльной стороне смесителя горелки и, приоткрыв рабочую задвижку, устанавливают давление газа перед горелкой 2000—3000 Па. Затем, быстро передвигая запальник, поджигают газ в каждом смесителе и сразу же увеличивают давление газа перед горелкой до 5000—6000 Па с таким расчетом, чтобы горящие струйки газа из смесителя переместились в туннель горелки. Розжиг горелки выполняют два человека. Все операции должны быть выполнены быстро и так, чтобы не произошел отрыв пламени от туннеля горелки. Если не удастся по каким-либо причинам быстро поджечь газ в каждом смесителе, пуск горелки прекращают и после тщательной вентиляции топки в течение 15—20 мин вторично производят зажигание горелки. Следует также немедленно прекратить подачу газа в горелку, если при увеличении давления газа произойдет погасание из-за отрыва пламени от туннеля.

Регулирование производительности горелки производится постепенным изменением давления газа перед ней. Горелки устойчиво работают при изменении давления газа в пределах от 5000 до 85 000 Па.

При эксплуатации топок, оборудованных блочными инжекционными горелками, необходимо следить за состоянием туннелей, своевременно производя их ремонт в случае разрушения. При переходе на резервное твердое топливо туннели всех горелок закладываются огнеупорным кирпичом, а с колосниковой решетки убирается битый шамотный кирпич. Для выполнения этих работ требуется расхолаживание топки.

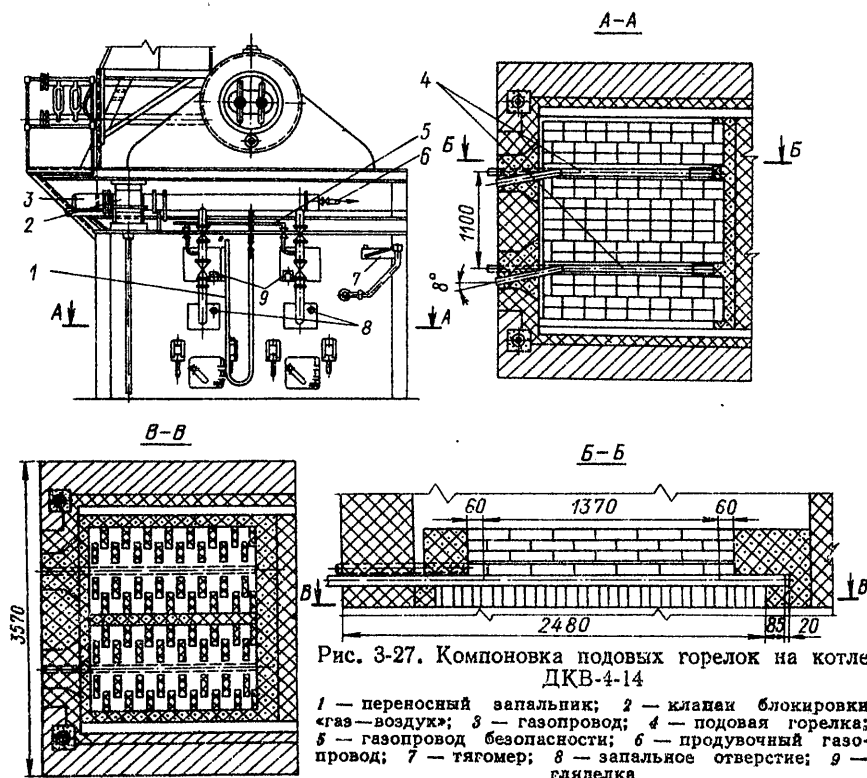


Рис. 3-27. Компонента подовых горелок на котле ДКВ-4-14

1 — переносный запальник; 2 — клапан блокировки «газ—воздух»; 3 — газопровод; 4 — подовая горелка; 5 — газопровод безопасности; 6 — продувочный газопровод; 7 — тягомер; 8 — запальное отверстие; 9 — гляделка

При работе блочных горелок, как показали испытания, процесс горения заканчивается на расстоянии 18—20 калибров от выходного среза смесителя (за характерный размер принята ширина огневой щели смесителя), т. е. при принятой в конструкции горелки ширине щели 60 мм длина факела не превышает 1200 мм. Следует учитывать, что горелки работают с низкими коэффициентами избытка воздуха при давлении газа перед горелкой не менее 20 000 Па. Зависимость коэффициента избытка воздуха на выходе из горелки от давления газа перед ней показана на рис. 3-26.

При устойчивом газоснабжении и резервном слоевом способе сжигания твердого топлива для котлоагрегатов производительностью до 20 т/ч применяются горизонтальные щелевые (подовые) горелки.

На рис. 3-27 показана установка горизонтальных щелевых горелок к топке переведенного на газ парового котла ДКВ-4-14, а на рис. 3-28 — в топке водогрейного котла ТВГ-8, предназначенного только для сжигания газа. Горизонтальные щелевые горелки просты по конструкции, однако при эксплуатации имеют ряд особенностей. Опыт эксплуатации показал, что при понижен-

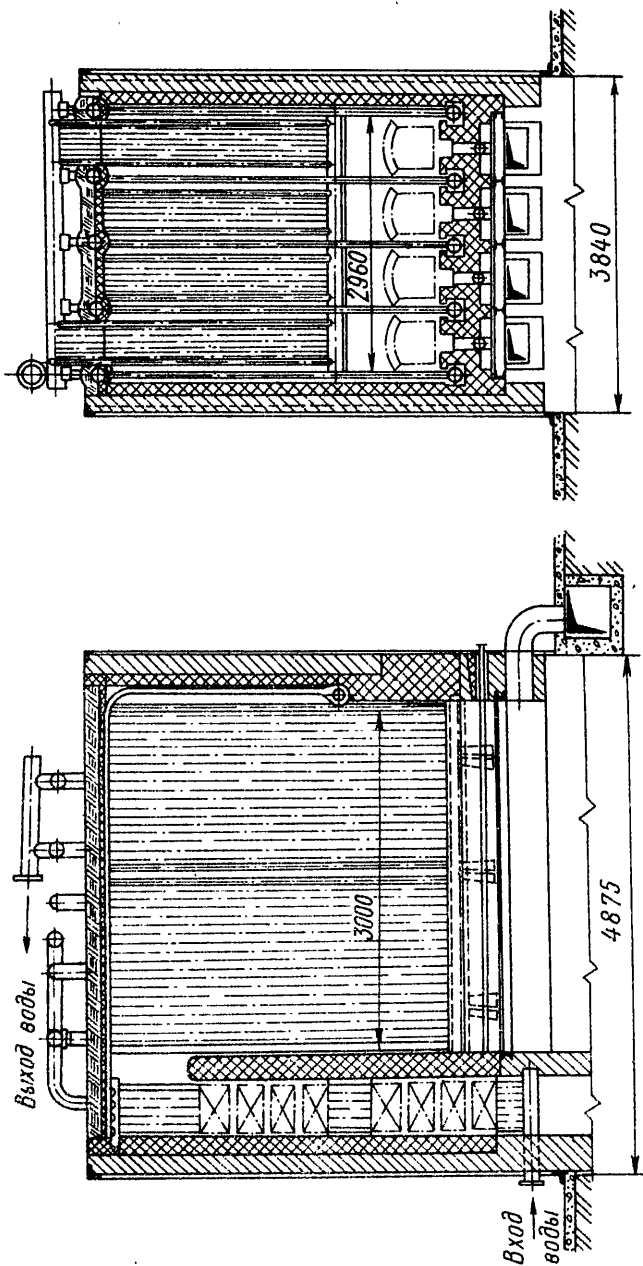


Рис. 3-28. Компоновка подовых горелок на котле ТВГ-8

ных нагрузках котла вследствие затягивания пламени в щель происходит перегрев металла газового коллектора и преждевременный выход его из строя. Исследованиями установлено, что температура металла газового коллектора зависит от скорости газа внутри него, скорости воздуха, омывающего коллектор, и излучения огнеупорного материала щели. Во избежание перегрева газового коллектора скорость газа в нем должна быть не менее 7—8 м/с при минимальной нагрузке котельного агрегата.

Диаметр газовыпускных отверстий горизонтальных щелевых горелок должен быть не менее 2 мм, так как при меньшем диаметре наблюдается закоксовывание отверстий плотными отложениями. Существенное влияние на качество работы горелок оказывает равномерность распределения воздуха по длине щели, которое зависит от состояния колосников решетки. Перед установкой горелок и выкладкой пода необходимо проверить состояние колосникового полотна решетки и заменить дефектные колосники.

При эксплуатации топок, оборудованных подовыми горелками, на отдельных установках возникали пульсации пламени и продуктов горения, сопровождающиеся однотонным гудением либо звуками, напоминающими сильную барабанную дробь. Описанные явления возникали вследствие вибрационного горения. В основе механизма вибрационного горения лежит взаимодействие зоны горения и потока. Механизм пульсационного горения изучен недостаточно, и в связи с этим ликвидация вибраций в основном осуществляется эмпирически.

Процесс горения при работе подовых горелок заканчивается на расстоянии 17—20 калибров от газовыпускных отверстий. При этом длина факела увеличивается с уменьшением коэффициента избытка воздуха.

На рис. 3-29 показана установка вертикальных щелевых горелок на котле ДКВР-10-14. Установка горелок на боковых стенах топочной камеры позволяет осуществить переход на резервное твердое топливо без демонтажа горелочных устройств. Однако переход на твердое топливо требует закладки щелей горелок, открытия амбразур забрасывателей, снятия защитного слоя битого шамотного кирпича с колосниковой решетки. Эти операции могут быть выполнены без расхолаживания котла, однако требуют не менее четырех часов при хорошей организации работ. Обратный переход на газообразное топливо возможен только при расхолаживании котла, так как необходимо выполнить закладку амбразур забрасывателей.

Опыт эксплуатации и испытания вертикальных щелевых горелок показали, что они устойчиво работают в диапазоне изменения давления газа от 2500 до 35 000 Па, выдавая факел длиной около 20 калибров от газовыпускных отверстий.

При эксплуатации горелки необходимо следить за состоянием щелей, выполненных из огнеупорного кирпича, не допуская их

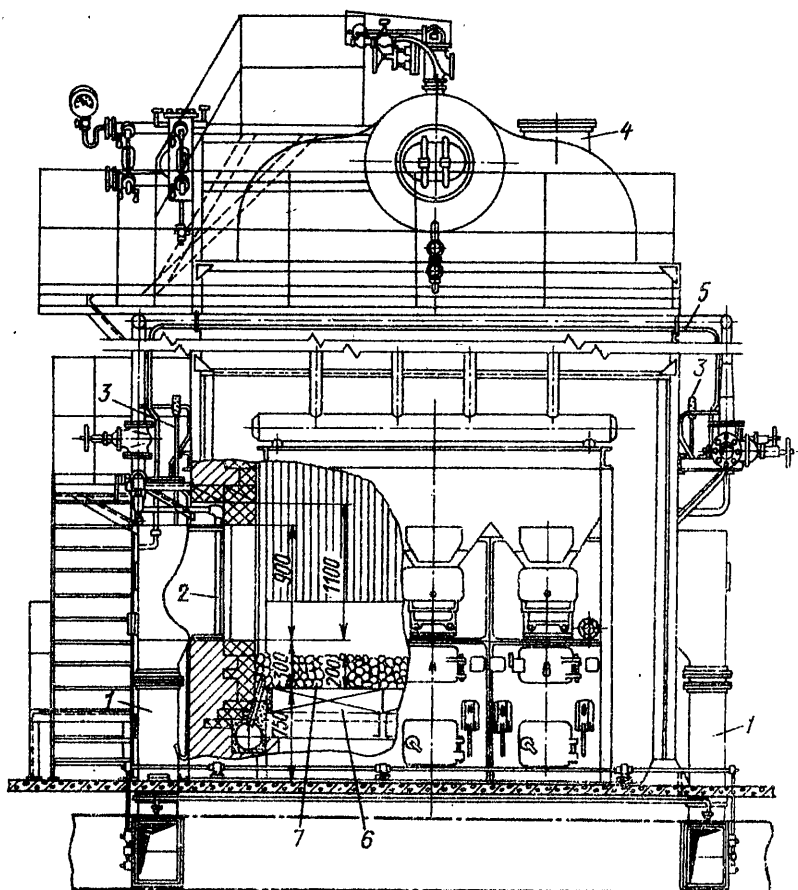


Рис. 3-29. Компоновка вертикальных щелевых горелок на котле ДКВР-10-14
 1 — воздухопроводы к горелкам; 2 — горелка; 3 — переносные запальники; 4 — предо-
 кранный взрывной клапан; 5 — газопровод безопасности; 6 — колосниковая ре-
 шетка; 7 — битый шамотный кирпич

разрушения. При пониженных нагрузках котла допустима ра-
 бота на двух противоположных горелках, расположенных ближе
 к фронту котла. Следует учитывать, что вертикальные щелевые
 горелки имеют небольшое сопротивление по воздушной стороне,
 поэтому для контроля над давлением воздуха необходимо уста-
 навливать перед ними наклонные тягонапоромеры. На рис. 3-36
 приведена зависимость расхода воздуха от его давления перед
 горелкой при различном коэффициенте избытка воздуха.

При резервном жидком топливе наиболее распространены
 комбинированные газомазутные горелки типов ГМГ, НГМГ
 (рис. 3-17, 3-15) и РГМГ (рис. 3-19). Газовая часть горелок ГМГ
 и НГМГ включает в себя газовыпускные отверстия, расположен-

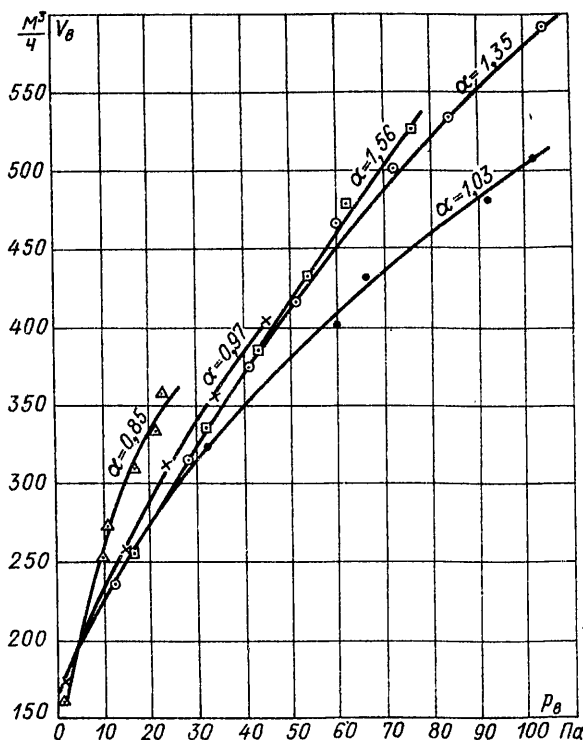


Рис. 3-30. Зависимость расхода воздуха от его давления перед вертикальной щелевой горелкой при различном коэффициенте избытка воздуха на выходе из горелки

ные на торцевой части газового ствола. У горелок РГМГ газораздающие отверстия расположены в газораздающем коллекторе, имеющем форму кольца.

При работе на газе вентилятор распыляющего (первичного) воздуха у горелок типа НГМГ отключается и в канал первичного воздуха подается воздух из основного воздухопровода для охлаждения мазутной форсунки. Опыт эксплуатации показал, что при работе на мазуте возможно закоксовывание газораздающих отверстий, особенно при неправильной установке мазутного ствола (см. рис. 3-16). Поэтому при наладочных испытаниях необходимо уточнять диаметр газораздающих отверстий в зависимости от теплоты сгорания газа. При подборе отверстий их диаметр рассчитывается на скорость выхода газа при номинальной нагрузке в пределах от 60 до 90 м/с. Температуру газа перед газораздающими отверстиями следует принимать около 50 °С. При плановых остановках котельного агрегата необходимо проверять диаметр газораздающих отверстий и в случае их закоксовывания производить прочистку.

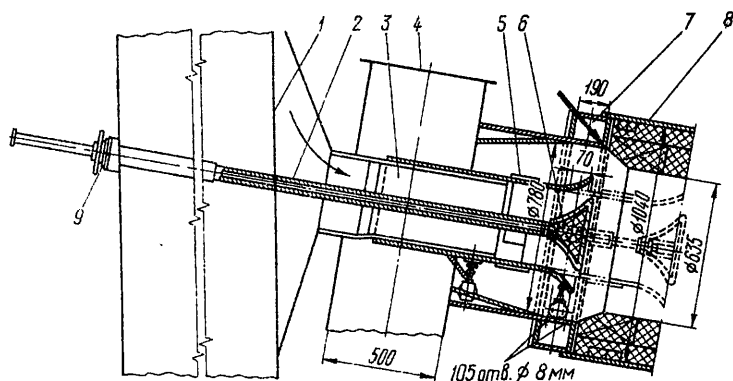


Рис. 3-31. Пылегазовая горелка конструкции Оргэнергогостроя

1 — пылепровод; 2 — труба для перемещения раздающего конуса; 3 — канал аэропыли; 4 — улиточный закручиватель; 5 — откатная часть; 6 — раздающий конус; 7 — газовая камера; 8 — уплотнение

У горелок ГМГ при работе на газе мазутная форсунка удаляется, и в горелку подается небольшое количество первичного воздуха во избежание перегрева его завихрителя. Все рассмотренные горелки предназначены для раздельного сжигания газа и мазута. Однако кратковременная работа горелок на газе и мазуте в период перехода с одного вида топлива на другое допускается. В горелках РГМГ для удобства удаления форсунки из воздушного короба она крепится к кольцу-раме двухосным кронштейном, позволяющим ей совершать поступательное и вращательное движения. При выводе форсунки из воздушного короба центральное отверстие закрывается специальными захлопками.

При переводе пылеугольных топок на сжигание газа обычно применяются комбинированные пылегазовые горелки. В качестве примера пылегазовых горелок на рис. 3-31 показана горелка конструкции Оргэнергогостроя с расходом природного газа 2000 м³/ч. При работе на газе подвижная часть телескопической трубы с чугунным насадком и конусом убирается внутрь горелки.

Опыт эксплуатации показал, что у горелки с периферийной выдачей газа в закрученный поток воздуха наблюдается нарушение плотности сочленения с обмуровкой топочной камеры. В результате воздействия газозвушного потока на стенки амбразуры он через неплотности швов кирпичной кладки проникает в обмуровку. Если газозвушная смесь попадает в топку и сгорает в ней, это неопасно, но возможно выбивание газозвушной смеси в помещение цеха и загазовывание его. Для ликвидации утечек газа рекомендуется применять уплотнение в виде металлического кольца, которое закладывается в обмуровку (8 на рис. 3-31).

При эксплуатации горелок наблюдается также повреждение газовых коллекторов и оплавление амбразур. На рис. 3-32 пока-

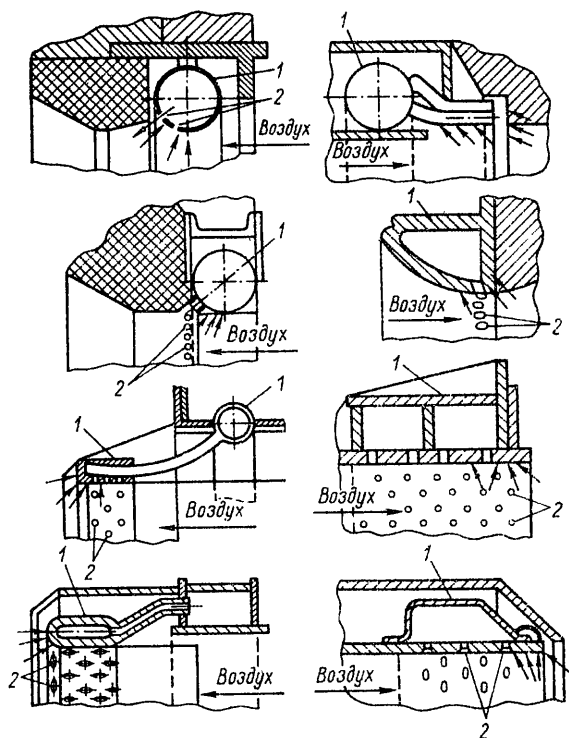


Рис. 3-32. Формы газовых коллекторов и места их повреждения
 1 — газовый коллектор (стрелками показаны места повреждения); 2 — газопускные отверстия

заны различные формы применяемых газовых коллекторов и наиболее характерные места их повреждений.

Надежность розжига газовых горелок с принудительной подачей воздуха зависит главным образом от положения запальника по отношению к амбразуре горелки и от плотности шиберов, регулирующих подачу воздуха в горелку. Розжиг каждой из установленных горелок должен производиться от индивидуального запальника, устанавливаемого в запальное отверстие. Устойчивость пламени запальника зависит от разрежения в топке и плотности шибера, регулирующего подачу воздуха в горелку. В связи с этим перед вводом запальника в топку необходимо плотно закрывать шибер, регулирующий подачу воздуха, и отрегулировать разрежение в верхней части топки, которое должно составлять 20—30 Па. При высокой топке разрежение в ее верхней части перед розжигом горелки следует снизить до 10 Па, так как при этом разрежение в зоне горелки достигает 70—90 Па. Пламя запальника должно располагаться в непосредственной близости от амбразуры и над ней, как показано на рис. 3-33, а.

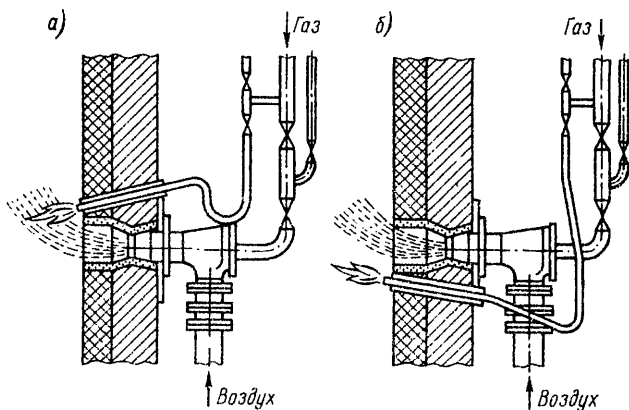


Рис. 3-33. Установка запальника: а — правильная; б — неправильная

При устойчивой работе запальника подача газа в горелку производится плавно, так, чтобы давление газа не превышало 10—15% номинального. Воспламенение газа, выходящего из горелки, должно происходить немедленно. Если газ, выходящий из горелки, сразу же не воспламенится, необходимо быстро закрыть подачу газа к горелке, удалить из топki запальник и провентилировать в течение 10—15 мин топочную камеру. Повторный розжиг горелки разрешается только после устранения причин, воспрепятствовавших ее нормальному пуску.

При внесении запальника в топку и розжиге горелки необходимо соблюдать осторожность, находясь в стороне от запального отверстия. После воспламенения газа, выходящего из горелки, производят подачу воздуха с таким расчетом, чтобы светимость пламени уменьшилась, но не произошло отрыва его от горелки. Для повышения производительности горелки сначала увеличивают на 10—15% давление газа, а затем соответственно давление воздуха, восстанавливая прежнее разрежение в топке. При устойчивой работе первой горелки приступают последовательно к розжигу остальных горелок.

Отключение горелок производится поочередно. Для этого постепенно ступенями сначала уменьшают расход воздуха, идущего к горелке, а затем—давление газа при соответствующем восстановлении разрежения в топке. После достижения минимального давления газа, при котором горелка работает устойчиво, сначала полностью закрывают подачу газа, а затем—подачу воздуха.

В настоящее время широко применяется запально-защитное устройство (ЗЗУ) с электрическим зажиганием, выпускаемое заводом «Ильмарине». Конструкция и эксплуатация ЗЗУ подробно описаны в книге М. И. Певзнера и Р. И. Эстеркина «Эксплуатация газового оборудования» (Л.: Недра, 1983).

При растопке очередность зажигания горелок выбирается с таким расчетом, чтобы обеспечить равномерное распределение температуры в объеме топочной камеры. Так, например, при установке четырех вертикальных щелевых горелок на боковых стенках топочной камеры после зажигания первой горелки следует разжечь горелку на противоположной стене. Прогрев топки вплоть до включения котла в паровую магистраль лучше производить на двух горелках во избежание ускоренной форсировки топки.

Регулирование форсировки топки производится изменением давления газа и воздуха перед всеми установленными горелками при поддержании постоянного разрежения в верхней части топочной камеры. При этом в топках с общей подачей воздуха ко всем горелкам (например, топки с подовыми горелками) необходимо следить, чтобы факелы, выходящие из каждой щели, были примерно одинаковыми.

Регулировать форсировку топки отключением отдельных горелок следует только при крайней необходимости и только в том случае, когда они имеют индивидуальную регулировку воздуха.

Контрольные вопросы

1. Как производится изменение форсировки топки?
2. Как контролируется воздушный режим топки?
3. Как устроен пневмомеханический забрасыватель топок ПМЗ-РПК, ПМЗ-ЧЦР и ПМЗ-ЛЦР?
4. В чем заключается подготовка топки ПМЗ-РПК к первичному пуску?
5. Как производится растопка топки ПМЗ-РПК?
6. В чем заключается обслуживание топок ПМЗ-РПК и ПМЗ-ЛЦР?
7. Каковы устройство и основные правила эксплуатации топок скоростного горения ЦКТИ системы В. В. Померанцева?
8. Какие факторы влияют на производительность шахтных мельниц?
9. Как определяется тонкость пыли?
10. Какие основные правила необходимо соблюдать при эксплуатации шахтно-мельничных топок?
11. Какие факторы влияют на экономичность работы шахтно-мельничных топок?
12. Какие конструкции амбразур применяются у шахтно-мельничных топок?
13. Каковы основные правила эксплуатации пневматических топок ЦКТИ системы А. А. Шершнева?
14. Как устроены мазутные форсунки горелок типа НГМГ и ГМГ?
15. Как устроена ротационная форсунка?
16. Каковы основные правила эксплуатации топок для сжигания жидкого топлива?
17. Каковы основные правила эксплуатации топок, оборудованных блоками инжекционными горелками?
18. Каковы основные правила эксплуатации газомазутных горелок типа ГМГ и НГМГ?

ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ ПРАВИЛАМИ ГОСГОРТЕХНАДЗОРА К ПАРОВЫМ И ВОДОГРЕЙНЫМ КОТЛАМ

4-1. КОНСТРУКЦИЯ, МАТЕРИАЛЫ, ИЗГОТОВЛЕНИЕ И МОНТАЖ КОТЛОВ

Изготовление, монтаж и эксплуатация паровых, водогрейных котлов и котлов-утилизаторов производится в строгом соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» Госгортехнадзора СССР. Котлы, пароперегреватели, экономайзеры и их элементы могут изготавливаться только на предприятиях, имеющих на то разрешение местного органа Госгортехнадзора. Все изменения проекта при изготовлении, монтаже, ремонте или эксплуатации котлов, пароперегревателей и экономайзеров должны быть согласованы с организацией, выполнявшей проект. Конструкция котла, пароперегревателя и водяного экономайзера должна быть надежной и безопасной в эксплуатации, а также должна обеспечивать возможность осмотра, очистки с применением средств механизации, продувки, промывки и ремонта всех элементов агрегата.

Конструкция и гидравлическая схема котла, пароперегревателя и водяного экономайзера должны обеспечивать надежное охлаждение стенок элементов, находящихся под давлением. Размещение неизолированных элементов барабанов и коллекторов в топочном пространстве и в газоходах допускается только при условии надежного охлаждения этих элементов изнутри жидкостью. При растопке и нормальном режиме работы все элементы котла должны равномерно прогреваться и иметь возможность свободного перемещения вследствие теплового расширения.

За правильность конструкции котла, пароперегревателя, экономайзера и его элементов, расчета на прочность и выбора материалов отвечает организация-разработчик, за качество изготовления — завод-изготовитель, монтажа и ремонта — организации, выполнявшие эти работы.

Каждый котел-утилизатор должен иметь запорное устройство, обеспечивающее возможность быстрого отключения подачи продуктов сгорания к котлу. Если запорное устройство расположено вне помещения котельной, то управление им должно быть дистанционным с рабочего места машиниста котла. Запорное устройство может не устанавливаться, если технологическая схема не допускает отключения котла-утилизатора и для остановки котла предусматривается прекращение работы агрегата, от которого подаются продукты сгорания.

Для изготовления и ремонта котлов, пароперегревателей, экономайзеров и их элементов, предназначенных для работы под

давлением, должны применяться материалы, указанные в «Правилах». Качество и свойства материалов и полуфабрикатов должны удовлетворять требованиям соответствующих ГОСТ и технических условий, что должно быть подтверждено сертификатами заводов-поставщиков. В сертификате должен быть указан также режим термообработки, которой был подвергнут полуфабрикат на заводе-поставщике.

В соответствии с «Правилами» изготовление, монтаж и ремонт котлов, пароперегревателей, экономайзеров и их элементов должны производиться (по технологии, разработанной заводом-изготовителем) монтажной или ремонтной организацией до начала соответствующих работ. Технология изготовления, монтажа и ремонта должна обеспечивать высокое качество работ.

При изготовлении, монтаже и ремонте котлов, пароперегревателей и их элементов допускаются все промышленные виды сварки при условии соблюдения требований «Правил». Клепанные соединения для вновь изготавливаемых котлов и их элементов не допускаются.

Соединение труб поверхностей нагрева с барабанами и камерами разрешается выполнять при помощи сварки или развальцовки. В настоящее время соединение труб с камерами, как правило, выполняют сваркой. При этом приварку труб к барабанам или камерам можно осуществлять непосредственно или с помощью промежуточных штуцеров. Трубы, соединяемые развальцовкой, должны иметь диаметр не более 102 мм и работать при температуре стенки не выше 400 °С.

К сварке элементов котлов, пароперегревателей и экономайзеров допускаются только дипломированные сварщики, имеющие удостоверение установленного «Правилами» образца. При этом сварщики допускаются только к тем видам работ, которые указаны в удостоверении. Завод-изготовитель, а также монтажные и ремонтные организации, осуществляющие сварку элементов котлов, пароперегревателей и экономайзеров, обязаны предусматривать такие виды и объемы контроля, которые гарантировали бы высокое качество и эксплуатационную надежность сварных соединений. При этом объем контроля не может быть менее предусмотренного «Правилами».

Котельный агрегат, пароперегреватель и водяной экономайзер после монтажа в собранном виде должны подвергаться гидравлическому испытанию. Гидравлическое испытание котлов, пароперегревателей, экономайзеров и их элементов должно производиться под давлением, приведенным в табл. 4-1. При гидравлическом испытании температура воды должна быть не ниже 5 °С. Измерение давления должно производиться по двум проверенным манометрам, один из которых должен быть контрольным. Повышение и снижение давления при гидравлическом испытании следует производить постепенно. Время выдержки котла, пароперегревателя и экономайзера под пробным давлением должно быть не

**Пробное давление при гидравлических испытаниях котлов,
пароперегревателей, экономайзеров и их элементов**

Наименование	Рабочее давление котла p	Пробное давление
Паровой котел То же	Не более 0,5 МПа Более 0,5 МПа	1,5 p , но не менее 0,2 МПа 1,25 p , но не менее $p + 0,3$ МПа
Пароперегреватель	Любое	Пробное давление для котла
Отключаемый экономайзер	То же	1,25 $p + 0,3$ МПа
Водогрейный котел	»	1,25 p , но не менее $p + 0,3$ МПа

менее 5 мин. Котел, пароперегреватель, водяной экономайзер и их элементы считаются выдержавшими гидравлическое испытание, если не обнаружено: признаков разрыва; течи, слезок и потения в сварных соединениях и на основном металле; остаточных деформаций.

4-2. ПРИБОРЫ БЕЗОПАСНОСТИ И АРМАТУРА

В соответствии с «Правилами» Госгортехнадзора паровые и водогрейные котлы оборудуются устройствами и приборами, обеспечивающими безопасную эксплуатацию. К таким устройствам относятся: предохранительные клапаны котла, предохранительные устройства газоходов, указатели уровня воды в котле, питательные насосы, измерительные приборы и приборы безопасности.

Паровые котлы производительностью более 100 кг/ч должны иметь не менее двух предохранительных клапанов: один контрольный и один рабочий. При двух предохранительных клапанах и неотключаемом пароперегревателе один клапан (контрольный) устанавливается на выходном коллекторе пароперегревателя. При эксплуатации паровых котлов регулировка предохранительных клапанов производится в соответствии с данными табл. 4-2. При этом во избежание вывода пароперегревателя из строя всегда должен первым открываться и последним закрываться предохранительный клапан, установленный на выходном коллекторе пароперегревателя.

На водогрейных котлах устанавливается также не менее двух предохранительных клапанов. При этом на прямоточных водогрейных котлах с камерными топками, оборудованных автоматикой безопасности, предохранительные клапаны могут не устанавливаться. Предохранительные клапаны водогрейных котлов регулируются в момент начала открытия при давлении, не большем 1,08 рабочего давления в котле.

Нормы регулировки предохранительных клапанов

Номинальное избыточное давление в котле, МПа	Давление в момент начала открытия предохранительных клапанов	
	контрольного клапана	рабочего клапана
До 1,27	$p_p + 0,02$ МПа	$p_p + 0,029$ МПа
От 1,27 до 5,9	$1,03p_p$	$1,05p_p$
От 5,9 до 13,7	$1,05p_p$	$1,08p_p$
От 13,7 до 22,05	$1,08p_p$	$1,08p_p$
Свыше 22,05	$1,10p_p$	$1,10p_p$

Примечание. p_p — рабочее давление в барабане котла.

Отключаемые по водяной стороне экономайзеры оборудуются одним предохранительным клапаном на входе воды и одним предохранительным клапаном на выходе из экономайзера. Установка клапана на входе воды в экономайзер производится после отключающего органа, а на выходе из экономайзера — до отключающего органа. Предохранительный клапан на входе воды в экономайзер должен открываться при превышении давления на 25%, а на выходе из экономайзера — на 10% рабочего давления в котле.

Предохранительные клапаны котла, пароперегревателя и водяного экономайзера должны систематически проверяться. Проверка исправности предохранительных клапанов производится продувкой («подрывом вручную»). Проверка производится при каждом пуске котла, пароперегревателя и экономайзера, а также во время их работы. У котлов, пароперегревателей и экономайзеров, работающих с давлением до 2,35 МПа включительно, проверка каждого клапана производится не реже одного раза в сутки, а с давлением от 2,35 до 3,82 МПа включительно — производится поочередно, но не менее одного клапана в сутки. Проверка предохранительных клапанов производится в присутствии начальника смены и фиксируется записью в вахтенном журнале.

Основными неполадками при эксплуатации предохранительных клапанов являются: пропуск пара, запаздывание при подъеме и частое срабатывание при резко колеблющейся нагрузке. Пропуск пара клапаном приводит к его преждевременному износу, поэтому после проверки или срабатывания клапана следует убедиться в плотности посадки его на седло. Пропуск пара может происходить из-за перекоса, попадания посторонних предметов под клапан, самопроизвольного передвижения груза и т. д. Запаздывание подъема клапана происходит при его прикипании, самопроизвольном перемещении груза, при увеличении нажатия на

пружину, при заедании направляющих ребер в гнезде и штока в месте прохода его сквозь крышку. Во избежание частого срабатывания клапана при колеблющейся нагрузке давление в котле поддерживают на 0,10—0,15 МПа меньше рабочего, на которое отрегулированы клапаны.

Для защиты обмуровки и газоходов от разрушения при взрывах котлы с камерными топками для сжигания палевидного жидкого, газообразного топлива, а также с шахтной топкой для сжигания торфа, опилок, стружек и других мелких производственных отходов оборудуются взрывными предохранительными клапанами. На рис. 4-1 показаны конструкции применяемых предохранительных клапанов. Клапаны устанавливаются в обмуровке топки, последнего газохода котла, экономайзера и золоуловителя.

Число взрывных предохранительных клапанов, их размещения и размеры проходного сечения определяются проектом котла.

Взрывные предохранительные клапаны разрешается не устанавливать в топках и газоходах котлов, если это обосновано расчетом; запись о таком расчете должна быть сделана в паспорте котла.

При эксплуатации взрывных предохранительных клапанов, выполненных из асбеста, необходимо следить за их целостностью. Опыт показывает, что вследствие пульсаций в топке возможен разрыв клапана, который приводит к повышенному присосу холодного воздуха. При выполнении взрывных клапанов в виде откидывающихся дверец необходимо проверять плотность прилегания клапана к рамке.

Водоуказательные приборы и так называемые сниженные указатели уровня, устанавливаемые на площадке обслуживания котла, должны систематически проверяться. Проверка водоуказательных приборов котлов, работающих при давлении до 2,35 МПа, производится каждую смену, а котлов при давлении более 2,35 МПа — один раз в сутки. Сопоставление показаний сниженных указателей уровня и водоуказательных приборов должно производиться не реже одного раза в смену с записью выполненной операции в вахтенный журнал.

При эксплуатации водоуказательных приборов наблюдаются следующие неполадки в их работе: засорение вентилей, пропуск пара через неплотности, хрупкость стекла. При пропуске пара через неплотности в вентиле верхней головки уровень воды в водоуказательном стекле будет выше действительного. При пропуске пара через неплотности в вентиле нижней головки уровень воды в водоуказательном стекле будет занижен. Для устранения хрупкости стекла его следует прокипятить в чистом смазочном масле в течение 20—30 мин и затем медленно остудить.

При эксплуатации оборудования котельного цеха систематически проверяется исправность всех установленных питательных насосов. У котлов с давлением до 2,35 МПа каждый из насосов кратковременно включается в работу не реже одного раза в смену,

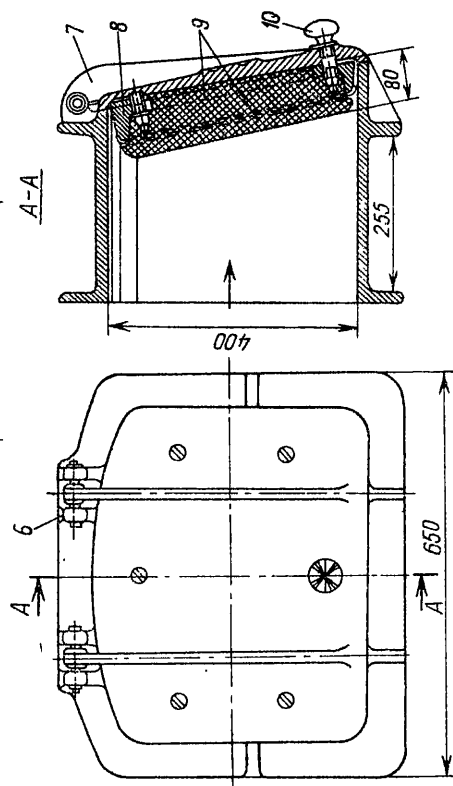
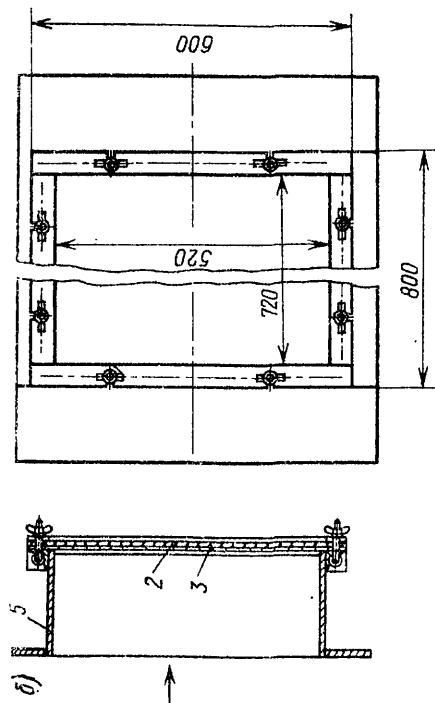
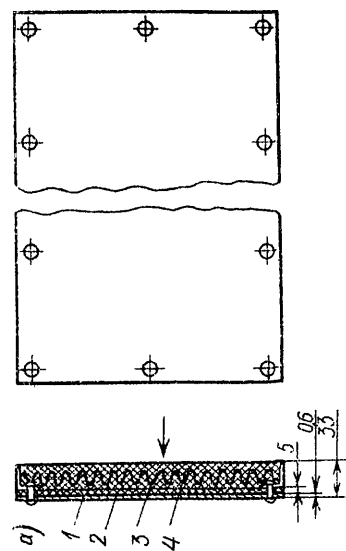


Рис. 4-1. Конструкция предохранительных взрывных клапанов (стрелкой показана сторона, обращенная к газоходу): а — клапан вмазного типа; б — асбестовый клапан; в — клапан откидного типа

1 — кровельная сталь; 2 — асбестовый картон; 3 — металлическая сетка; 4 — смесь шамотной глины с асбестом; 5 — металлический короб; 6 — валик; 7 — дверца; 8 — стемная пара; 9 — проволока; 10 — розетка

а у котлов с большим давлением — в сроки, предусмотренные производственной инструкцией, но не реже одного раза в 2—3 дня. При пробном пуске насосов проверяют создаваемое ими давление, отсутствие течи через неплотности, нагрев подшипников, амплитуду вибрации, исправность привода насоса (электродвигатель, турбина, паровая машина).

Для контроля над работой котла и для регулирования процесса горения устанавливается комплекс измерительных приборов. Объем теплового контроля над котлом выбирается в зависимости от производительности последнего, вида топлива и способа его сжигания, конструктивных особенностей котла и других факторов. Однако каждый котельный агрегат в соответствии с «Правилами» Госгортехнадзора должен иметь определенное минимальное число приборов, без которых не допускается его эксплуатация.

Паровой котел обязательно должен иметь приборы для измерения давления пара в барабане котла и после пароперегревателя, давления питательной воды перед органом, регулирующим ее подачу в котел, давления воды на входе и выходе из отключаемого по воде экономайзера, температуры перегретого пара до главной паровой задвижки котла, температуры пара до парохладителя и после него, температуры питательной воды до и после водяного экономайзера.

Водогрейный котел обязательно должен иметь приборы для измерения давления воды на входе и нагретой воды на выходе из котла, давления воды на всасывающей и нагнетательной линиях циркуляционного насоса, давления воды на линии питания котла или подпитки теплосети, температуры воды на входе и на выходе из котла.

На паровых котлах производительностью более 10 т/ч в водогрейных котлах мощностью более 5815 кВт обязательно установка регистрирующего манометра. На паровых котлах с естественной циркуляцией производительностью более 20 т/ч и прямоточных производительностью более 1 т/ч, а также на водогрейных котлах мощностью более 1163 кВт прибор для измерения температуры перегретого пара и нагретой воды должен быть регистрирующим. Давление и температура горячей воды у водогрейных котлов измеряются между котлом и запорным органом.

У котельных агрегатов, сжигающих топливо, перед форсунками измеряется его температура и давление. При работе на газообразном топливе должно измеряться давление газа и воздуха перед каждой горелкой после регулирующих органов, а также разрежение в верхней части топочной камеры.

Обслуживающий персонал обязан систематически следить за правильностью показаний контрольно-измерительных приборов. Машинисты котлов не реже одного раза в смену производят проверку манометров с помощью трехходовых кранов или заменяющих их вентилей. Инженерно-технический персонал котельного цеха производит не реже одного раза в шесть месяцев про-

верку рабочих манометров путем сравнения их показаний с контрольным манометром. Проверка фиксируется записью в журнале контрольных проверок.

Не разрешается применять манометры без пломбы, клейма или с просроченной датой проверки, с разбитым стеклом или другими повреждениями, отражающимися на точности показаний, со стрелкой, не возвращающейся в нулевое положение при отключении манометра (допускается отклонение от нулевого положения на величину, не большую половины погрешности манометра).

Котельные агрегаты в целях повышения надежности оборудуются приборами безопасности, прекращающими работу котла при возникновении аварийных ситуаций. Котлы паропроизводительностью 0,7 т/ч и выше должны иметь автоматически действующие звуковые сигнализаторы нижнего и верхнего предельных уровней воды в барабане котла. Если эти котлы имеют камерные топки, то дополнительно устанавливается автоматическое устройство, прекращающее подачу топлива к горелкам (пылевым, газовым, мазутным) в случае снижения уровня воды в барабане за допустимый предел, установленный заводом-изготовителем.

Прямоточные водогрейные котлы с камерными топками оборудуются автоматическими устройствами, прекращающими подачу топлива к горелкам, а котлы со слоевыми топками — устройствами, отключающими топливоподающие механизмы (питатели топлива, забрасыватели, цепные решетки) и тягодутьевые машины, в случаях:

а) повышения давления воды в выходном коллекторе котла до 1,05 давления, полученного при расчете на прочность трубопровода теплосети и котла;

б) понижения давления воды в выходном коллекторе котла до значения, соответствующего давлению насыщения при максимальной рабочей температуре воды на выходе из котла;

в) повышения температуры воды на выходе из котла до значения на 20 °С ниже температуры насыщения, которая соответствует рабочему давлению воды в выходном коллекторе котла;

г) такого уменьшения расхода воды через котел, при котором недогрев воды до кипения на выходе из котла при максимальной нагрузке и рабочем давлении в выходном коллекторе достигает 20 °С.

Предохранительные клапаны на прямоточном водогрейном котле с камерной топкой могут не устанавливаться, если имеется указанная защита. Превышение температурой нагретой воды указанного значения опасно, так как может вызвать гидравлические удары вследствие частичного парообразования. Во избежание локального закипания средняя скорость воды в отдельных обогреваемых трубах должна быть не менее 1 м/с. Температура нагретой воды может достигнуть предельного значения вследствие недостаточного рабочего давления, повышенной форсировки котла или заметного снижения расхода воды. В эксплуатации нельзя

допускать уменьшения расхода воды по сравнению с минимальным. Минимальный допустимый расход воды (в кг/с)

$$G_{\text{мин}} = \frac{Q_{\text{макс}}}{(t_s - 20 - t_{\text{вх}}) \cdot 4,2}, \quad (4-1)$$

где $Q_{\text{макс}}$ — максимальная мощность котла, кВт; t_s — температура насыщения при рабочем давлении на выходе из котла, °С; $t_{\text{вх}}$ — температура воды на входе в котел, °С.

При сжигании газообразного топлива кроме указанных приборов безопасности на паровых и водогрейных котлах должна устанавливаться автоматика, обеспечивающая прекращение подачи газа в случае:

- а) отклонения давления газа в недопустимых пределах;
- б) погасание пламени хотя бы на одной из основных горелок;
- в) нарушения тяги (повышение или понижение разрежения в верхней части топки в недопустимых пределах);
- г) прекращения подачи воздуха или снижения его давления перед горелками за установленный предел (для котлов, оборудованных горелками принудительной подачей воздуха).

В целях повышения безопасности при сжигании газообразного топлива шиберы газоходов должны иметь отверстия диаметром не менее 50 мм для непрерывного вентилирования топки и газоходов. Отвод продуктов горения от котлов, в которых сжигается газ, и котлов, в которых используются другие топлива, в общий боров разрешается только для уже существующих котельных, переводимых на газ. При этом пуск агрегатов на газообразном топливе должен производиться только при остановленных остальных агрегатах, работающих на других топливах. Если остановка этих агрегатов при пуске одного из котлов на газе невозможна, то разрабатываются специальные меры безопасности, согласованные с местным органом Госгортехнадзора.

Приборы безопасности котельного агрегата систематически проверяются на срабатываемость в сроки, указанные заводом-изготовителем, и обязательно — при каждой остановке котла. В котельном цехе обычно составляется график профилактического ремонта и проверки всех установленных контрольно-измерительных приборов и приборов безопасности, утверждаемый главным инженером предприятия.

4-3. РЕГИСТРАЦИЯ И ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ

В соответствии с «Правилами» котлы, самостоятельные пароперегреватели и групповые экономайзеры до пуска в работу подлежат регистрации в местных органах Госгортехнадзора. Регистрации не подлежат котлы, у которых

$$(t - 100) V \leq 5,$$

где t — температура насыщенного пара при рабочем давлении, °С; V — водяной объем котла, м³.

Для регистрации котла, пароперегревателя и экономайзера в местные органы Госгортехнадзора представляются следующие документы: паспорта установленной формы с приложением чертежей фактического исполнения топочного устройства; акт об исправности котла, если он прибыл с завода-изготовителя в собранном виде или переставлен с одного места на другое; удостоверение о качестве монтажа с указанием допущенных отклонений от проекта; чертежи помещения котельной (план, продольный и поперечный разрезы); справки о соответствии химической подготовки воды проекту; справки о наличии и характеристике питательных устройств.

«Правилами» предусмотрено техническое освидетельствование котла, пароперегревателя и экономайзера до пуска в работу и периодически в процессе эксплуатации. Техническое освидетельствование производится инспектором котлонадзора в присутствии начальника или заместителя начальника котельной. Техническое освидетельствование котла, пароперегревателя и водяного экономайзера состоит из внутреннего осмотра и гидравлического испытания.

Целью внутреннего осмотра является: удостовериться при первичном освидетельствовании, что котел, пароперегреватель и экономайзер построены, установлены и оборудованы в соответствии с «Правилами» и представленными при регистрации документами, а также что котел и его элементы находятся в исправном состоянии; установить при периодических и досрочных освидетельствованиях исправность котла и его элементов, а также надежность и безопасность дальнейшей его эксплуатации.

При внутреннем осмотре котла и его элементов необходимо проверить, нет ли трещин, надрывов, отдулин, выпучин и коррозии на внутренней и наружной поверхности стенок, нарушений плотности и прочности сварных, заклепочных и вальцовочных соединений, а также повреждений обмуровки, которые могут привести к перегреву металла элементов котла.

Целью гидравлического испытания является проверка плотности элементов котла, пароперегревателя, экономайзера и их соединений. Пробное гидравлическое давление приведено в табл. 4-1.

Периодическое техническое освидетельствование котлов, пароперегревателей и экономайзеров, находящихся в эксплуатации, производится инспектором котлонадзора в следующие сроки: внутренний осмотр — не реже одного раза в четыре года; гидравлическое испытание — не реже одного раза в восемь лет. Перед гидравлическим испытанием должен быть произведен внутренний осмотр.

Досрочное техническое освидетельствование котла, пароперегревателя или экономайзера производится инспектором котлонадзора в следующих случаях: а) если котел не работал более одного года; б) если котел был демонтирован и вновь установлен,

в) если произведена замена хотя бы части листа или применена сварка элементов котла, за исключением приварки единичных штуцеров, труб и заглушек; г) если производилось выправление выпучин и вмятин основных элементов котла; д) если заменено более 25% всего числа заклепок в каком-либо шве; е) если смениено более 15% связей любой стенки; ж) если заменена камера экрана, пароперегревателя или экономайзера; з) если сменено одновременно более 50% общего количества экранных и кипяточных труб или 100% перегревателей, экономайзерных дымогарных труб; и) если по состоянию котла администрация предприятия или инспектор котлонадзора считают необходимым такое освидетельствование.

Результаты освидетельствования и заключение о возможности работы котла, пароперегревателя и экономайзера с указанием разрешенного давления и сроков следующего освидетельствования записываются в паспорт котла.

Каждый вновь установленный котел, пароперегреватель и экономайзер может быть пущен в работу на основании письменного распоряжения администрации предприятия после приемки приемочной комиссией от монтажной организации и при наличии разрешения инспектора котлонадзора. Разрешение на эксплуатацию котла, пароперегревателя и экономайзера записывается в паспорт котла инспектором котлонадзора после первичного технического освидетельствования и осмотра во время парового опробования.

Глава пятая

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПАРОВЫХ И ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ

5-1. ПАРОВЫЕ КОТЛЫ

При эксплуатации вертикально-цилиндрических котлов особое внимание должно быть обращено на систематическое наблюдение за состоянием поверхности нагрева. Наиболее частыми повреждениями вертикально-цилиндрических котлов являются выпучины и трещины топочных листов. В связи с этим у котлов типа МЗК топочная камера покрыта защитной огнеупорной обмуровкой, за целостностью которой необходимо систематически следить. При наладке котла и настройке автоматики особенно тщательно должен быть выбран воздушный режим топки во избежание химической неполноты горения при эксплуатации, так как это приводит к отложению сажи на поверхностях нагрева, очистка которых крайне трудна. Периодически следует производить полный анализ продуктов горения и следить за изменением

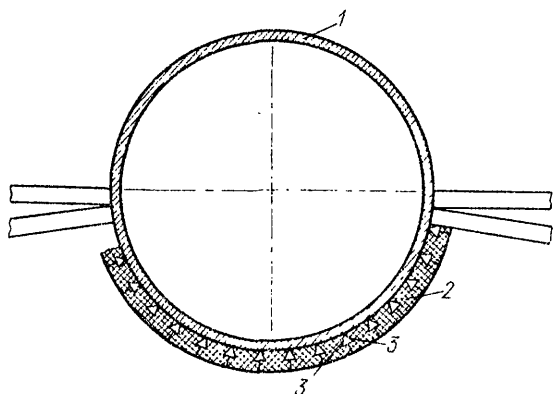


Рис. 5-1. Крепление огнеупорного кирпича для защиты верхнего барабана котлов ДКВ и ДКВР

1 — верхний барабан котла; 2 — фасонный огнеупорный кирпич; 3 — полосы, приваренные к верхнему барабану

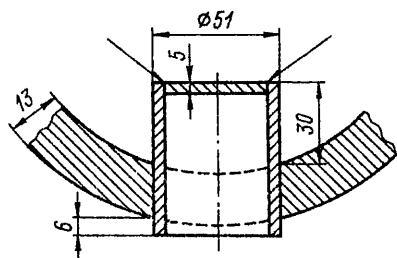
температуры уходящих газов. Повышение температуры уходящих газов после пуска котла указывает на загрязнение поверхности нагрева.

Вертикально-водотрубные котлы, выпускаемые в настоящее время промышленностью, имеют горизонтальную или вертикальную ориентацию поверхностей нагрева. Из старых типов котлов горизонтальной ориентации в большом количестве эксплуатируются котлы ДКВР Бийского котельного завода. Котлы ДКВР были разработаны для сжигания твердого топлива, но впоследствии были приспособлены для сжигания жидкого и газообразного топлив.

Опыт эксплуатации и обследование котлов ДКВР, произведенное ЦКТИ, показали, что основными недостатками в их работе являются: значительные присосы воздуха в газодход конвективных пучков (в тяжелой обмуровке $\Delta\alpha_k = 0,4 \div 0,9$; а в облегченной с металлической обшивкой $\Delta\alpha_k = 0,2 \div 0,5$) и особенно в газодход чугунных водяных экономайзеров; недостаточная степень заводской готовности; длительные сроки монтажа; более низкие эксплуатационные КПД по сравнению с расчетными. Перерасход топлива вследствие присосов воздуха оценивается величиной от 2 до 7%. Поэтому при эксплуатации котлов ДКВР необходимо систематически устранять неплотности, появляющиеся в месте изоляции верхнего барабана.

При работе на газе и мазуте котлов ДКВР часть верхнего барабана, расположенная в топочной камере, должна быть защищена от излучения. Опыт эксплуатации показал, что защита барабана посредством торкрета непрочна и в течение одного-двух месяцев разрушается. Более надежно защищать барабан фасонным огнеупорным кирпичом. Конструкция крепления огнеупорного кирпича показана на рис. 5-1.

Рис. 5-2. Заглушка для котлов ДКВР
на давление 1,27 МПа



В связи с указанными недостатками котлов типа ДКВР ЦКТИ совместно с БиКЗ для сжигания газа и мазута разработал газомазутные котлы типа ДЕ, а для сжигания твердого топлива на базе котлов ДКВР — котельные

агрегаты типа КЕ. Котлы типа ДЕ и КЕ поставляются в полной заводской готовности.

Котлы типа ДЕ имеют ряд конструктивных особенностей: верхний и нижний барабаны одинаковой длины; от конвективного пучка топочная камера отделяется газоплотной перегородкой; трубы перегородки и правого бокового экрана, покрывающего также пол и потолок топки, вводятся непосредственно в верхний и нижний барабаны; концы труб заднего и фронтального экрана привариваются к верхней и нижней ветвям С-образных коллекторов; все экраны топочной камеры и перегородка, отделяющая топку от конвективного газохода, выполнены из труб, между которыми вварены проставки, обеспечивающие необходимую плотность; обмуровка котла выполнена из плит, которые снаружи имеют обшивку толщиной около 1 мм.

При эксплуатации котлов горизонтальной ориентации, имеющих нижние раздающие и верхние собирающие коллекторы, следует осуществлять тщательный контроль над состоянием труб экранных поверхностей нагрева, так как в них циркуляция пароводяной эмульсии менее надежна. Для повышения надежности циркуляции в этих котлах предусмотрены рециркуляционные трубы (например, у котла ДКВР-20). Рециркуляционными называют опускные необогреваемые трубы, соединяющие верхний коллектор контура с нижним.

В ходе эксплуатации котельного агрегата возможен выход из строя отдельных труб поверхности нагрева. В этом случае временно, до замены труб, ставится заглушка. Для котлов, работающих при давлении до 1,27 МПа, рекомендуется применять заглушку, показанную на рис. 5-2. Заглушка состоит из двух частей: патрубка, вырезанного из трубы, и доньшка. Патрубок завальцовывается в отверстие, а затем со стороны внутренней поверхности барабана приваривается или устанавливается на резьбе доньшко. При приварке доньшка не допускается нагрев вальцовочного соединения во избежание нарушения его плотности.

При пуске и работе котлов ДКВР и КЕ необходимо следить за тепловым расширением передних концов камер боковых экранов и заднего днища нижнего барабана, на которых обычно устанавливаются реперы.

Надежность работы котлов горизонтальной ориентации в значительной мере зависит от режима растопки. Для сокращения времени растопки и уменьшения разности температуры воды в этих котлах следует пользоваться устройством для подогрева воды в нижнем барабане. Для этого от работающих котлов через подводящий паропровод в нижний барабан подают перед пуском топки пар. Рекомендуется производить подогрев воды в котле до температуры 90—100 °С. Паровой обогрев нижнего барабана прекращают при достижении давления в котле, равного 0,75 давления греющего пара, и после этого пускают топку, растапливая ее при огневом подогреве. Подъем давления на котлах горизонтальной ориентации, рассчитанных на давление 1,27 МПа, ведут так, чтобы через 1,5 ч после растопки давление в барабане составляло 0,1 МПа, еще через 2,5 ч составляло 0,4—0,5 МПа и через 3 ч — 1,27 МПа.

В настоящее время Белгородский завод энергетического машиностроения (БЗЭМ) выпускает много модификаций котельных агрегатов вертикальной ориентации производительностью до 75 т/ч с давлением 1,4—4,0 МПа. Все котлы вертикальной ориентации имеют П-образную компоновку поверхностей нагрева и сплошное экранирование топочной камеры. Котлоагрегаты достаточно надежны в эксплуатации и имеют высокую ремонтоспособность. Основным недостатком котлов в эксплуатации являются повышенные присосы холодного воздуха в газоходы от топки до последней поверхности нагрева ($\Delta\alpha = 0,25 \div 0,35$).

При сжигании твердого топлива с большим содержанием золы необходимо следить за износом поверхности нагрева котла. Золовой износ зависит от скорости продуктов горения и концентрации золы и уноса. Особенно опасны повышенные местные скорости и концентрации, которые наблюдаются в газовых коридорах между стенками газохода и трубами, а также в местах развертки отдельных труб и змеевиков (нарушение креплений и появление различных зазоров между трубами и змеевиками для прохода продуктов горения). Большому износу подвержены также трубы, расположенные вблизи неплотностей в газовых перегородках и в зоне поворота продуктов горения.

При эксплуатации любых котельных агрегатов инженерно-технический персонал должен уделять особое внимание своевременному выявлению повреждений труб поверхности нагрева. При образовании в трубах котла, и особенно пароперегревателя, свищей выходящие из них с большой скоростью пар и вода, перемешиваясь с золой, интенсивно разрушают соседние трубы. Свищи опасны и при сжигании мазута.

Неплотности в трубах поверхности нагрева котла, пароперегревателя и водяного экономайзера можно выявить по шуму в газоходах, снижению уровня воды в барабане котла, расхождению показаний паромера и водомера, появлению воды в шлаковых и золовых бункерах. В течение смены необходимо не менее двух

раз произвести обход котла, просматривая через гляделки состояние поверхности нагрева, прослушивая топку, газоход пароперегревателя, газоходы котла и водяного экономайзера. На неработающем котле неплотности в трубах могут быть обнаружены по солевым подтекам.

Выход из строя труб поверхности нагрева паровых котлов наблюдается также из-за нарушения циркуляции воды. Поэтому в эксплуатации для повышения надежности циркуляции необходимо следить за поддержанием правильного режима горения, обеспечивать равномерное питание котла водой, не допускать резких колебаний давления пара и уровня воды в барабане котла, не допускать зашлаковывания поверхности нагрева, следить за чистотой внутренней поверхности труб, контролировать плотность продувочной арматуры.

Под правильным режимом горения понимается отсутствие тепловых перекосов в работе топки и первых газоходов котла, а также удара факела в экраны и обмуровку, окончание процесса горения в пределах топочной камеры, поддержание оптимального избытка воздуха в топке, отсутствие шлакования, постепенное изменение форсировки в случае необходимости, поддержание оптимальной тонкости пыли и хорошее распыление жидкого топлива, равномерное распределение топлива по решетке при слоевом сжигании.

Повышать давление в котле следует постепенно, особенно при малой нагрузке котла, так как при интенсивной форсировке топки заметно увеличивается тепловосприятие экранных труб, а паросодержание возрастает значительно медленнее, ибо часть теплоты расходуется на подогрев воды до более высокой температуры насыщения, соответствующей возросшему давлению. Подъем давления следует производить так, чтобы при пониженных нагрузках оно росло примерно со скоростью 400 Па/с, а при номинальных — со скоростью 800 Па/с. При резком сбросе нагрузки следует немедленно уменьшить форсировку топки во избежание перегрева экранных труб из-за ухудшения циркуляции.

При эксплуатации арматуры, установленной на котле, необходимо следить за ее плотностью, отсутствием парения через фланцевые соединения или сальниковое уплотнение, за легкостью хода шпинделя при открывании и закрывании арматуры. Особенно быстро изнашиваются задвижки и вентили, которыми в эксплуатации пользуются для регулирования расхода воды или пара. Перед каждым пуском котельного агрегата вся установленная арматура должна проверяться на легкость хода путем открывания и закрывания ее. При работе котельного агрегата плотность арматуры проверяется ощупыванием трубопровода, который при закрытом положении арматуры должен быть холодным.

При внутреннем осмотре котла инженерно-технический персонал должен обращать внимание на состояние следующих элементов. В барабанах осматриваются внутренние поверхности, свар-

ные и заклепочные швы, концы завальцованных или приваренных труб и пуглеров. Повреждения в заклепочных швах вертикальных водотрубных котлов возникают главным образом в нижних барабанах, в местах сопряжения продольных и поперечных заклепочных швов. Межкристаллитные трещины могут появляться в трубных решетках барабанов, а также в местах ввода питательной воды, фосфатов. Внутренние поверхности котла могут иметь коррозионный износ, главным образом в местах поступления питательной воды, слабой циркуляции воды и в местах отложения шлама.

При осмотре труб проверяются угловые экранные трубы, горизонтальные и слабонаклонные участки кипяtilьных труб. Наиболее распространенными дефектами экранных и кипяtilьных труб являются кольцевые и продольные трещины, отдулины, свищи, местное утонение стенок труб и деформация труб из-за отложений накипи или нарушения циркуляции.

У обогреваемых продуктами горения барабанов осматриваются места обогрева, в которых могут образовываться выпучины. Проверяется состояние торкрета, защищающего барабан от перегрева. Образование трещин возможно в сварных швах барабанов и коллекторов.

Наружная поверхность труб осматривается из топки и газоходов. Разрывы, отдулины, прогибы, вырывание труб из трубных решеток чаще всего бывают в первых рядах труб, обращенных к топке. Кроме того, проверяется износ труб под действием золы. Износ труб выявляется с помощью специальных шаблонов.

Весьма важно для промышленных и догрейных котлоагрегатов осуществлять мероприятия, предотвращающие коррозию внутренних поверхностей нагрева, при остановках на короткий или длительный срок. При этом различают следующие случаи:

а) консервацию на срок менее трех суток (при остановке котла без вскрытия барабана) с использованием пара от сепаратора непрерывной продувки или от других котлов;

б) консервацию на срок более трех суток (при остановке котла без вскрытия барабана) путем подключения котла к трубопроводу с обескислороженным конденсатом или питательной водой с давлением 0,3—0,5 МПа;

в) консервацию на любой срок (при остановке котла со вскрытием барабана) с заполнением пароперегревателя конденсатом, содержащим аммиак (концентрация аммиака 500 мг/кг).

5.2. ВОДОГРЕЙНЫЕ И ПАРОВОДОГРЕЙНЫЕ КОТЛЫ

Эксплуатация стальных прямоточных водогрейных и комбинированных пароводогрейных котлов имеет свои особенности, обусловленные их конструкцией и режимом работы. Основной особенностью водогрейных котлов является работа их при постоянном расходе сетевой воды и включении непосредственно

в тепловую сеть. Основной особенностью комбинированных пароводогрейных котлов является необходимость регулирования паровой и водогрейной нагрузок, а также наличие двух различных циркуляционных контуров: одного для выработки перегретой воды, другого для выработки пара.

Надежность и долговечность работы водогрейных котлов зависит главным образом от условий циркуляции воды и стойкости поверхностей нагрева к коррозии.

В циркуляционном контуре водогрейного котла недопустимо закипание воды, так как это приводит к гидравлическим ударам и может вывести котел из строя. Однако опасно не только общее закипание воды в отдельных обогреваемых трубах, но и поверхностное кипение. Под поверхностным кипением понимают образование пузырьков пара на внутренней поверхности труб водогрейного котла при средней температуре воды, меньшей температуры кипения. Образование паровых пузырей на стенках трубы возможно только в случае достижения стенкой температур, превышающих температуру насыщения. Следовательно, во избежание поверхностного кипения необходим некоторый недогрев воды до температуры насыщения при давлении, равном давлению на выходе из котла.

Исследования и расчеты показали, что во избежание поверхностного кипения в трубах водогрейного котла необходимо поддержание определенных скоростей воды при недогреве ее до кипения на 30—35 °С в условиях максимальной нагрузки.

Опыт эксплуатации водогрейных котлов показал, что в трубах опускных панелей при определенных скоростях и тепловых нагрузках происходит поверхностное кипение. Это приводит к гидравлическим ударам и отложению накипи на внутренних стенках труб. Исследования и расчеты показали, что на процесс поверхностного кипения оказывает влияние удельная нагрузка поверхности нагрева, а также гидравлические и тепловые неравномерности. Увеличение удельной тепловой нагрузки труб и высоты экранной панели требует повышения минимальной допустимой скорости воды в трубах. Неравномерный обогрев труб продуктами сгорания способствует увеличению гидравлической неравномерности и вынуждает повышать минимальные допустимые скорости воды в трубах.

На рис. 5-3 приведено изменение минимальной допустимой скорости воды в трубах поверхностей нагрева водогрейных котлов в зависимости от удельной тепловой нагрузки при недогреве воды на входе 35—40 °С. Из графика ясно, что при движении воды в трубах снизу вверх скорость может быть значительно ниже, чем при движении сверху вниз.

Во избежание гидравлических ударов при эксплуатации водогрейных котлов недопустимы тепловые перекосы в топке. Отсутствие тепловых перекосов достигается при работе всех установленных горелок с одинаковой тепловой мощностью. Регулирование

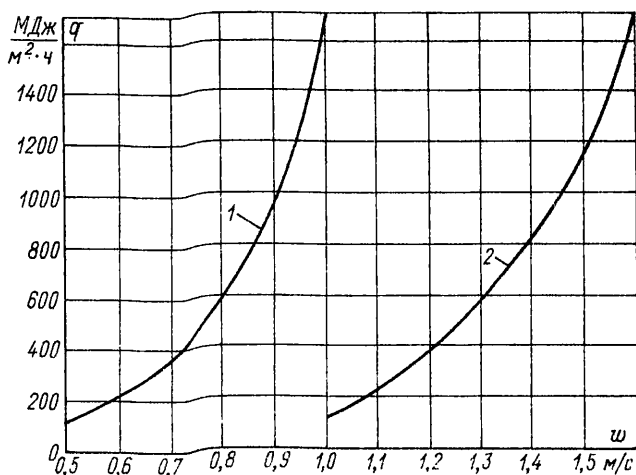


Рис. 5-3. График изменения минимальной допустимой скорости воды в трубах поверхностей нагрева подогрейных котлов
1 — подъемное движение воды; 2 — опускное движение воды

форсировки топки следует производить одинаковым изменением тепловой мощности всех работающих горелок.

Водогрейные котлы в течение большей части отопительного сезона эксплуатируются с низкими нагрузками при низких температурах обогреваемой среды и останавливаются на длительный срок в летнее время. Эти особенности работы котлов способствуют наружной и внутренней коррозии поверхностей нагрева. У водогрейных котлов наблюдаются следующие виды коррозии наружных поверхностей: низкотемпературная сернокислотная, местная под неудаляющимися золовыми отложениями, низкотемпературная кислородная, стояночная.

Сернокислотная низкотемпературная коррозия вызывает износ труб экранных и конвективных поверхностей нагрева. Как показал опыт эксплуатации, экранные трубы изнашиваются со стороны, обращенной в топку, а конвективные — со всех сторон. Толщина стенок труб уменьшается довольно равномерно. Определить износ по внешним признакам трудно. Трубы, подвергающиеся износу, имеют ровную, гладкую, как бы вороненую поверхность.

Опыт эксплуатации показал, что попытки снизить интенсивность низкотемпературной сернокислотной коррозии с помощью присадок, а также снижением коэффициента избытка воздуха оказались недостаточно эффективными. Наиболее эффективным способом борьбы с низкотемпературной сернокислотной и кислородной коррозией является повышение температуры стенки труб путем увеличения температуры воды на входе в водогрейный котел. При кратковременной работе на мазуте (в пределах 1100 ч в год) рекомендуется поддерживать температуру воды на входе

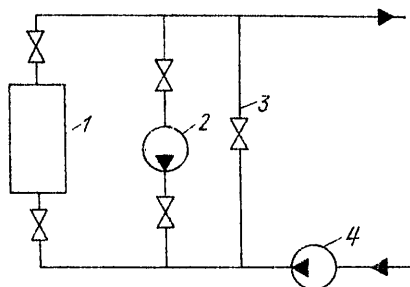


Рис. 5-4. Схема включения водогрейного котла в сеть

1 — водогрейный котел; 2 — рециркуляционный насос; 3 — перемычка; 4 — сетевой насос

в котел не менее 70°C , а при сжигании только сернистых мазутов — около 110°C . При сжигании природного газа или других топлив, не содержащих серы, температура воды на входе в котел должна быть выше точки

росы, т. е. не менее 60°C . Поддержание указанных температур на входе в котел достигается смешением выходящей из котла воды с обратной сетевой водой, т. е. рециркуляцией горячей воды.

Схема включения водогрейного котла и рециркуляционного насоса в сеть показана на рис. 5-4. Горячая вода из выходного коллектора котла рециркуляционным насосом 2 подается во входной коллектор и, смешиваясь с обратной сетевой водой, подогревает ее. Заданная температура воды в теплосети при этом достигается направлением в нее обратной воды по перемычке 3.

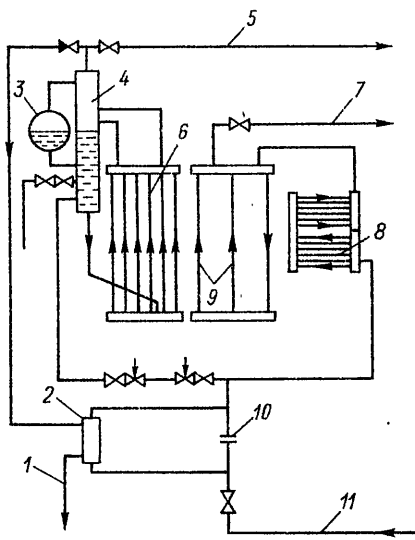
Опыт эксплуатации водогрейных котлов показал, что при сжигании сернистых мазутов весьма опасна местная коррозия труб под неудаляемыми золовыми отложениями. Наличие в золовых отложениях сернистых и других соединений вызывает местные язвы, выводящие из строя трубы конвективной поверхности нагрева. Защита от местной коррозии заключается в систематической тщательной очистке поверхностей нагрева от золовых отложений.

Низкотемпературная кислородная коррозия появляется при работе на природном газе и других топливах, не содержащих серы, вследствие конденсации водяных паров из продуктов сгорания.

Стояночной коррозии водогрейные котлы подвержены в летний период, особенно когда через них не пропускается горячая вода. Стояночная коррозия особенно заметно проявляется на котлах, в которых сжигаются сернистые мазуты, если поверхность нагрева при остановке была недостаточно хорошо очищена от золовых отложений. Для предотвращения стояночной коррозии производят консервацию наружной поверхности нагрева. Для этого перед остановкой котла на лето необходимо очистить наружные поверхности нагрева, обратив особое внимание на удаление золовых отложений в межтрубном пространстве экранных труб. После удаления отложений в отдельных местах котла обмывкой щелочной водой следует произвести сушку трубной системы и обмуровки котла. Сушка производится сетевой водой (с температурой не ниже 70°C), которая пропускается через котел. Высушенный котел отключают от тепловой сети и после остывания все наружные поверхности обогреваемых труб покрывают минеральным маслом. Наиболее рационально использовать отработанные масла: компрессорное, машинное, турбинное, трансфор-

Рис. 5-5. Принципиальная схема комбинированного пароводогрейного котла

1 — конденсатопровод от бойлера; 2 — бойлер; 3 — уравнивательная емкость; 4 — выносной циклон; 5 — паропровод к потребителям; 6 — паровой контур; 7 — трубопровод горячей сетевой воды; 8 — конвективная поверхность нагрева водогрейного контура; 9 — водогрейный контур; 10 — дроссельная шайба; 11 — трубопровод от сетевых насосов



маторное и т. д. В период «стоянки» котла следует периодически проверять наличие масляной пленки на трубах и при высыхании ее снова производить промасливание. Во избежание высыхания масла верхний ряд труб конвективной поверхности нагрева покрывают листами толя.

Коррозия внутренних поверхностей труб водогрейных котлов

происходит под действием кислорода и углекислоты. Деаэрация подпиточной воды вполне предохраняет внутренние поверхности нагрева от коррозии. Для предотвращения стояночной коррозии внутренних поверхностей производится их консервация мокрым или сухим способом.

В СССР комбинированные пароводогрейные котлы создаются на базе серийных прямоточных водогрейных котлов. Перевод серийного водогрейного котла на комбинированную выработку пара и горячей воды осуществляется путем выключения экранных панелей из гидравлического контура водогрейного котла и образования из них парообразующего контура с естественной циркуляцией. Для этого экранные панели включаются на выносные циклоны с уравнивательной емкостью. Принципиальная схема комбинированного пароводогрейного котла показана на рис. 5-5. Питание парового контура от сетевого насоса, как показано на рис. 5-5, возможно при давлении пара, меньшем 1 МПа. Для получения пара с давлением более 1 МПа необходим специальный питательный насос, подающий воду в парообразующий контур. При включении части экранов в испарительный контур комбинированные котлы выдают 10—15% теплоты в виде пара, а остальную теплоту в виде горячей воды. Использование всех топочных экранов как испарительных поверхностей нагрева серийных водогрейных котлов обеспечивает при номинальной нагрузке получение 40—45% теплоты в виде пара с давлением от 1 до 2,3 МПа и 60—55% теплоты в виде перегретой воды.

На рис. 5-6 показан комбинированный пароводогрейный котел КВ-ГМ-Ш с дополнительной конвективной шахтой, в которой размещены пароперегреватель, водяной экономайзер и воздухо-

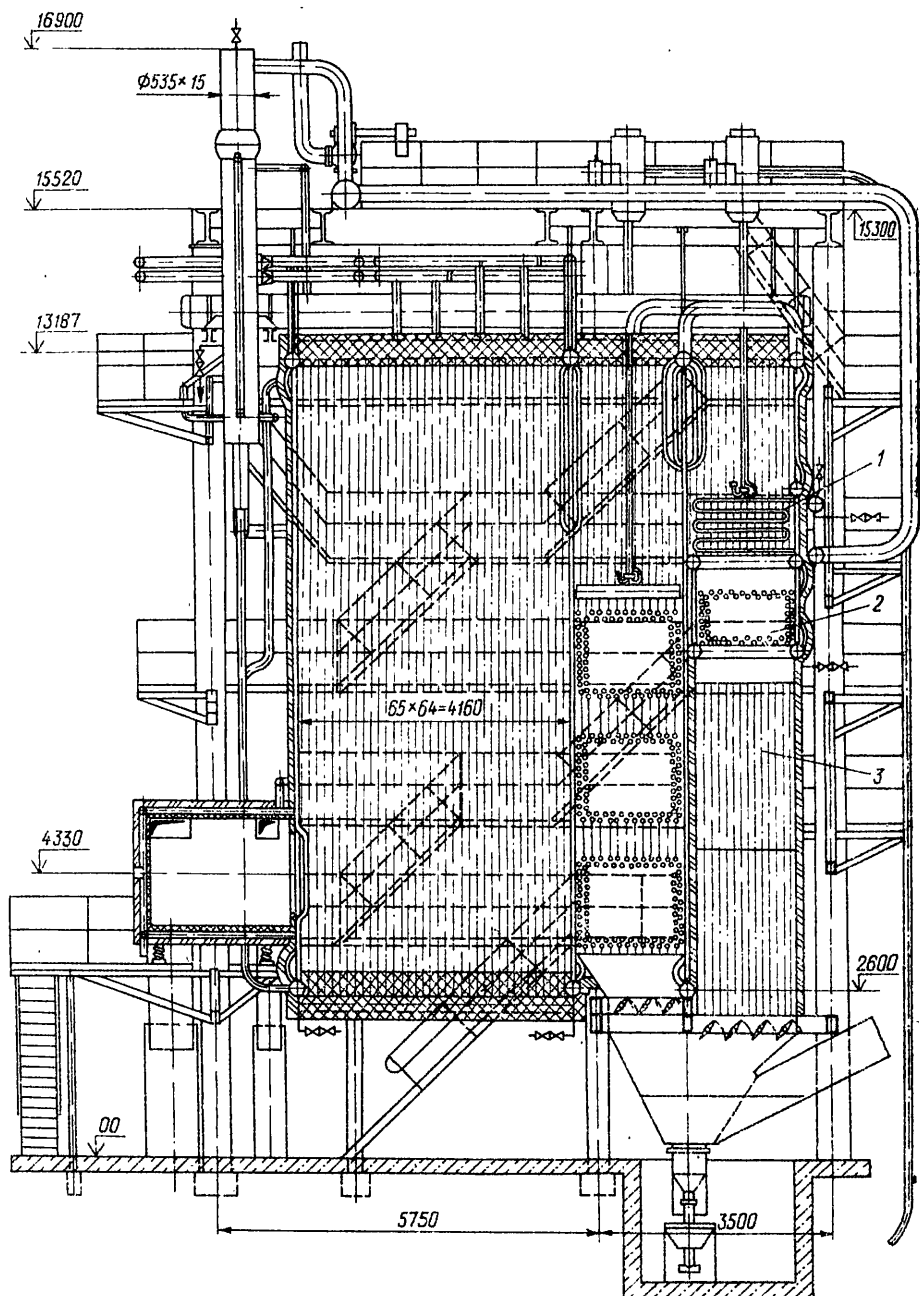


Рис. 5-6. Комбинированный пароводогрейный котел KB-ГМ-50 с дополнительной конвективной шахтой

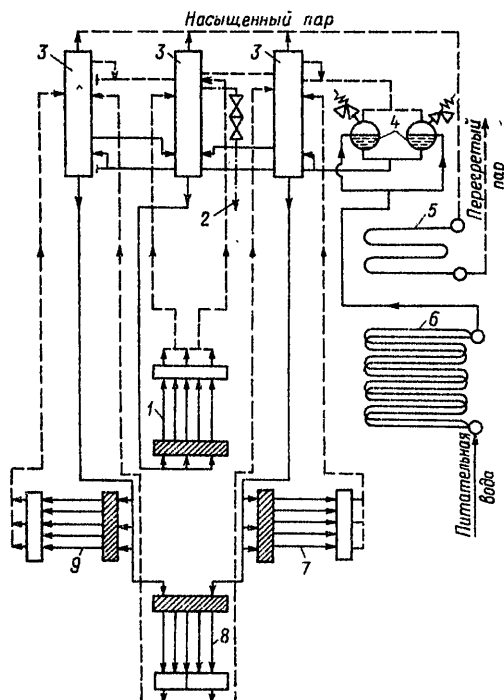


Рис. 5-7. Циркуляционная схема парообразующего контура комбинированного котла КВ-ГМ-50 с дополнительной конвективной шахтой

1 — фронтальный экран топки; 2 — трубопровод в расширитель непрерывной продувки; 3 — выносной циклон; 4 — уравнительная емкость; 5 — пароперегреватель; 6 — водяной экономайзер; 7 — правый боковой экран топки; 8 — задний экран топки; 9 — левый боковой экран топки

подогреватель. Это обеспечивает достаточно глубокое регулирование расхода пара и горячей воды.

На рис. 5-7 показана циркуляционная схема парообразующего контура комбинированного котла КВ-ГМ-50. Гидравлическая схема водогрейной части этого котла представлена на рис. 5-8. В парообразующий контур котла включены все экраны топочной камеры. При этом два циклона, на которые включены боковые и задний экраны, являются чистовым отсеком, а третий циклон с включенным на него фронтальным экраном является солевым отсеком. Непрерывная продувка производится из солевого циклона с использованием ее теплоты в расширителе непрерывной продувки.

Характеристики работы котла приведены на рис. 5-9. Из них ясно, что при номинальной нагрузке котла максимальная паропроизводительность составляет 57 т/ч (кривая 1), а мощность по горячей воде 16 кВт. При этом режиме 40% продуктов сгорания пропускается через первую конвективную шахту и 60% — через дополнительную. Регулирование количества вырабатываемого

В тепловую сеть

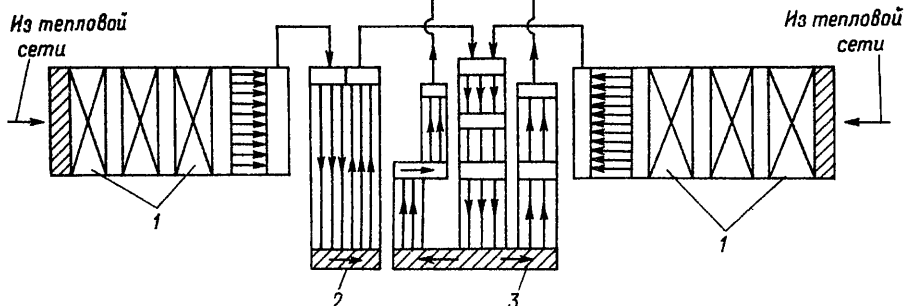


Рис. 5-8. Гидравлическая схема водогрейной части комбинированного котла КВ-ГМ-50

1 — конвективные поверхности нагрева; 2 — задний экран первой поворотной камеры; 3 — вторая поворотная камера

котлом пара и горячей воды производится изменением расхода продуктов сгорания через первую и дополнительную конвективные шахты посредством шиберов, имеющих в газовом тракте котлоагрегата. Увеличение мощности котла по горячей воде (при номинальной общей нагрузке котла) до 27 кВт (кривая 3) может быть достигнуто за счет снижения его паропроизводительности до 45 т/ч (кривая 2) путем полного отключения дополнительной конвективной шахты и пропуска всех продуктов сгорания только через первую конвективную шахту.

При изменении общей нагрузки агрегата от 60 до 100% номинальной, паропроизводительность котла может поддерживаться постоянной 45 т/ч, а мощность по горячей воде регулироваться в пределах от 13 до 27 кВт путем изменения расхода продуктов сгорания через дополнительную конвективную шахту. В случае уменьшения общей нагрузки агрегата ниже 60% номинальной

приходится все продукты сгорания пропускать через дополнительную конвективную шахту, а паропроизводительность котла будет изменяться по кривой 1 в соответствии с изменением общей нагрузки агрегата. При

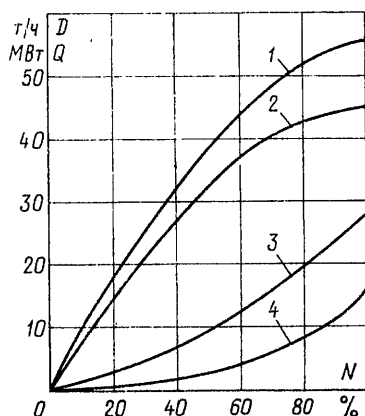


Рис. 5-9. Характеристики работы комбинированного котла КВ-ГМ-50 с дополнительной конвективной шахтой

1 — паропроизводительность $D = f(N)$ при включенной второй конвективной шахте; 2 — паропроизводительность $D = f(N)$ при отключенной второй конвективной шахте; 3 — теплопроизводительность по горячей воде $Q = f(N)$ при отключенной второй конвективной шахте; 4 — теплопроизводительность по горячей воде $Q = f(N)$ при включенной второй конвективной шахте

пропуске всех продуктов сгорания через первую конвективную шахту паропроизводительность котла будет изменяться в зависимости от общей нагрузки агрегата по кривой 2.

При эксплуатации комбинированных пароводогрейных котлов с экранными контурами, включенными в выносные циклоны, во избежание нарушения циркуляции в этих контурах надлежит не допускать резкого снижения уровня воды в выносных циклонах и непосредственного обогрева экранных труб факелом.

Резкое снижение уровня воды в циклонах происходит при периодической продувке нижних коллекторов экранов. Это обусловлено тем, что поступление воды из уравнительной емкости меньше, чем сброс воды через периодическую продувку. В связи с этим диаметр продувочных трубопроводов нижних коллекторов экранов должен быть не более 25 мм, а кроме того, на каждом продувочном штуцере между продувочными вентилями должна устанавливаться ограничительная шайба диаметром 8—10 мм. Время периодической продувки должно быть ограничено. При продувке следует продувочный клапан открыть и сразу же закрыть.

В экранных парообразующих контурах, включенных на выносные циклоны, естественная циркуляция заметно запаздывает по сравнению с остальными циркуляционными контурами. Поэтому при растопке котла недопустим непосредственный обогрев экранных труб факелом. В топках, имеющих ширину около 3 м, возможен непосредственный обогрев факелом боковых экранов, а в неглубоких топках — заднего экрана. В связи с этим необходима тщательная регулировка положения факела, выдаваемого газомазутными горелками. В узких топках не следует устанавливать горелки с большим углом раскрытия факела, а в неглубоких топках — горелки с дальнобойным факелом.

Непосредственное обогревание труб экранов, включенных на выносные циклоны, при нормальной работе котла приводит к интенсивному отложению на внутренних стенках труб «вторичных» накипей (железистых, железифосфатных и др.), вызывающих свищи и разрыв труб. Поэтому в процессе эксплуатации пароводогрейных котлов должен быть усилен контроль над водным режимом агрегата.

Существенное влияние на надежность циркуляции в парообразующих поверхностях нагрева, включенных на выносные циклоны, оказывает расхождение уровня воды в циклоне и в уравнительной емкости, причем уровень воды в циклоне всегда ниже. Однако в условиях эксплуатации действительная разница в уровнях воды в циклоне и в уравнительной емкости не должна превышать расчетную. Поэтому при пуске и наладке комбинированных пароводогрейных котлов необходим контроль над уровнем воды в циклонах при различных нагрузках парообразующего контура. Если в результате первичного пуска агрегата выявляется расхождение между действительной и расчетной разницей уровней в циклонах

и в уравнильной емкости, то коррекция осуществляется установкой дроссельных шайб на различные участки соединительных паропроводов (между циклонами и сборными коллекторами).

Посадка уровня воды в циклоне относительно уравнильной емкости при работе котла с различными нагрузками зависит от выбора схемы и размера соединительных трубопроводов по пару и воде. Значительное расхождение уровней воды в циклоне и в уравнильной емкости может привести к нарушению циркуляции в отдельных трубах, а также к кавитации в опускных трубах, что в конечном счете приведет к перегреву и выходу из строя отдельных экранных труб.

Комбинированные пароводогрейные котлы на базе серийных водогрейных котлов КВ-ГМ-100 и КВ-ГМ-180 предназначаются для работы в качестве пиковых котлов для ТЭЦ и крупных промышленно-отопительных котельных при значительных расходах пара на технологические нужды.

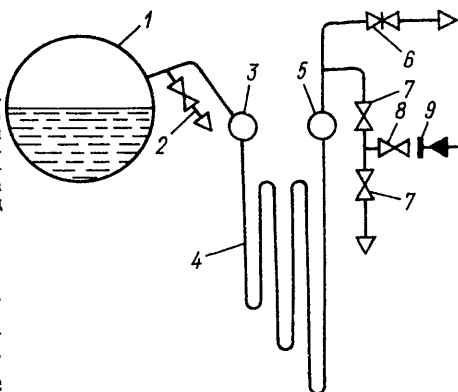
Комбинированные пароводогрейные котлы могут также изготавливаться на базе серийных водогрейных котлов, предназначенных для слоевого и камерного сжигания твердого топлива.

5-3. ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛИ

Пароперегреватели промышленных котельных агрегатов выдают перегретый пар относительно невысокой температуры, до 450 °С. В связи с этим они в основном выполняются конвективными и располагаются в зоне температур продуктов горения не более 1100—1000 °С. Надежность работы пароперегревателей в значительной мере зависит от равномерности обогрева змеевиков продуктами горения и равномерности распределения пара по отдельным змеевикам. Во избежание неравномерного обогрева продуктами горения следует избегать работы топочной камеры с тепловыми перекасами. Тепловой перекас, т. е. неравномерное распределение температур и скоростей продуктов горения по ширине газохода, может быть обусловлен рядом причин. Основными из них являются: неравномерная работа газовых, пылеугольных, мазутных горелок, отключение отдельных горелок при снижении производительности котла, односторонний занос части труб пароперегревателя, отложение шлака на одной стороне первых рядов труб котла, неудовлетворительная компоновка горелочных устройств и ряд других факторов. Равномерность распределения пара по отдельным змеевикам зависит от схемы подвода и отвода пара в пароперегревателе. При эксплуатации пароперегревателей необходимо следить за целостностью подвесных и опорных конструкций, а также дистанционных устройств, обеспечивающих правильное расположение змеевиков относительно друг друга. Наиболее неблагоприятные условия для работы змеевиков пароперегревателя создаются при растопке котла, нахождении его в горячем резерве и резких колебаниях нагрузки. Во избежание перегрева

Рис. 5-10. Схема промывки пароперегревателя

1 — барабан котла; 2 — отбор проб насыщенного пара (промывочной воды); 3 — коллектор насыщенного пара; 4 — змеевики пароперегревателя; 5 — коллектор перегретого пара; 6 — главная паровая задвижка; 7 — вентили продувки пароперегревателя; 8 — вентиль на трубопроводе промывочной воды; 9 — заглушка (устанавливается после промывки, перед пуском котла)



змеевиков пароперегревателя следует умело пользоваться имеющейся продувкой. Продувка пароперегревателя должна включаться при растопке и остановке котла, нахождении его в горячем резерве, а также при срабатывании предохранительного клапана пароперегревателя.

Для надежной работы пароперегревателя прежде всего необходимо не допускать отложения солей на внутренних поверхностях змеевиков. Это достигается строгим соблюдением норм содержания солей в котловой воде и в насыщенном паре. Непрерывный контроль над качеством насыщенного пара позволяет своевременно выявить неполадки в работе сепарирующих устройств и принять меры для их ликвидации. Независимо от качества насыщенного пара не реже одного раза в год производится индивидуальная или общая промывка каждого змеевика пароперегревателя. Индивидуальную промывку каждого змеевика можно производить только при наличии лючков в коллекторе пароперегревателя. В остальных случаях производится общая промывка пароперегревателя. Схема общей промывки показана на рис. 5-10. Общая промывка пароперегревателя производится в следующем порядке. Пароперегреватель заполняют конденсатом или питательной водой с температурой 80—90 °С и выдерживают в течение 2—2,5 ч. Затем в течение 15—20 мин прокачивают промывочную воду, открыв вентиль 8, в направлении коллектора перегретого пара — змеевики пароперегревателя — коллектор насыщенного пара — барабан котла со сбросом в дренаж по трубопроводу периодической продувки котла. Одновременно контролируют соле-содержание или щелочность промывочной воды, отбирая пробу через штуцер 2. Промывка считается законченной, после того как щелочность или солесодержание промывочной воды и воды, подаваемой на промывку, будут равны.

При изменении нагрузки котла температура перегрева пара, выдаваемого конвективными пароперегревателями, заметно изменяется. В связи с этим для поддержания заданной температуры применяются регуляторы температуры перегретого пара. Регуляторы температуры поверхностного типа позволяют снижать температуру пара на 40—50 °С, а регуляторы, изменяющие тем-

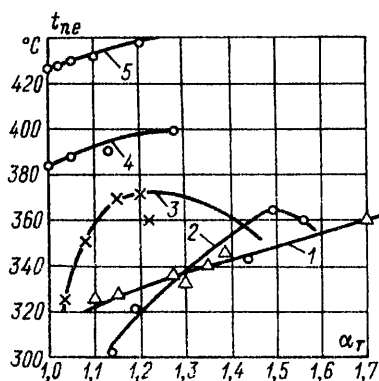


Рис. 5-11. Зависимость температуры перегрева пара от коэффициента избытка воздуха на выходе из топки

1 — котел системы «Джон-Томсон» производительностью 20 т/ч; 2 — котел ТС-30; 3 — котел системы «Гарбе-Наваль» производительностью 18 т/ч; 4 — котел фирмы «Штейнмюллер» производительностью 10 т/ч; 5 — котел ТП-35

температуру впрыскиванием конденсата или питательной воды, на 70—80 °C. Для изменения температуры перегрева пара в более широких пределах приходится использовать режимные методы,

которые чаще всего снижают экономичность работы котельного агрегата. К режимным методам, влияющим на экономичность работы котла, относится изменение коэффициента избытка воздуха в топке и температуры питательной воды, поступающей в водяной экономайзер. Увеличение коэффициента избытка воздуха в определенных границах приводит к росту температуры перегретого пара. В качестве примера на рис. 5-11 приведена зависимость температуры перегрева пара от коэффициента избытка воздуха в топке при номинальной нагрузке различных котлоагрегатов по данным испытаний на газообразном топливе.

Снижение температуры питательной воды приводит к росту температуры перегретого пара, а ее повышение — к падению температуры перегретого пара.

Уменьшение температуры питательной воды на 100 °C при неизменной нагрузке котла и коэффициенте избытка воздуха может привести к росту температуры перегретого пара примерно на 25—30 °C.

Регулирование перегрева пара изменением коэффициента избытка воздуха в топке и температуры питательной воды может применяться как временная мера.

Наибольшие затруднения при поддержании заданной температуры перегрева возникают при работе котельного агрегата в разные периоды времени на топливах с различной теплотой сгорания. Поддержание заданной температуры перегрева пара в этом случае за счет парохладителей различных типов осуществить не удастся. Поэтому прибегают к торкретированию части топочных экранов, перепуску продуктов горения из топки мимо котельного пучка в зону пароперегревателя, изменению угла наклона горелок, установке горелок на разной высоте, установке специальных горелок в верхней части топки, изменению аэродинамики или химической структуры факела, перепуску части воздуха, подаваемого для горения, изменению излучательной способности факела. Например, для сжигания таких различных по теплоте сгорания газов, как природный, коксовый и доменный, с успехом приме-

няются реверсивные газовые горелки с регулируемым факелом, разработанные в институте СредазНИИгаз.

Опыт эксплуатации пароперегревателей показал, что повышению надежности их работы способствуют следующие мероприятия:

1. Осуществляется систематический контроль над качеством котловой воды, насыщенного и перегретого пара, а также промывка пароперегревателя, обеспечивающая своевременное удаление отложений с внутренней поверхности труб.

2. Ликвидируются газовые коридоры, которые приводят к перегреву крайних змеевиков, расположенных в коридоре. Газовые коридоры образуются при удалении отдельных змеевиков, сокращения поверхности нагрева или выходе их из строя. Ликвидация газовых коридоров производится путем их закладки огнеупорным кирпичом или торкретом.

3. Систематически проверяется состояние подвесок и межтрубных гребенок при остановках котлоагрегатов. Своевременно ликвидируется разверка расстояния между отдельными змеевиками.

4. Проверяется состояние сепарирующих устройств в случае ухудшения качества насыщенного пара при удовлетворительном качестве котловой воды. Проверяется плотность поверхностных пароохладителей при снижении качества перегретого пара и удовлетворительном качестве насыщенного пара.

5. Проверяется наружный диаметр труб змеевиков пароперегревателя перед коллектором перегретого пара при профилактических осмотрах котла.

6. Устанавливается жесткий контроль над температурой перегретого пара, не допускается повышение ее выше расчетной. Повышение температуры перегрева при номинальной нагрузке котла указывает на увеличенную против необходимой поверхность нагрева пароперегревателя.

7. Производится выпарка воды из змеевиков пароперегревателя при остановке котла и отрицательных температурах в помещении цеха. Это достигается слабым огневым обогревом пароперегревателя.

8. Ликвидируется температурная разверка змеевиков по ширине газохода.

5-4. ХВОСТОВЫЕ ПОВЕРХНОСТИ НАГРЕВА

К хвостовым поверхностям нагрева котельного агрегата относятся водяной экономайзер и воздухоподогреватель. В промышленных котельных устанавливаются как стальные, так и чугунные водяные экономайзеры. Из различных конструкций воздухоподогревателей в основном применяются трубчатые.

Условия эксплуатации стальных и чугунных экономайзеров различны. Стальные экономайзеры, как правило, выполняются не отключаемыми по воде. В связи с этим закипание в них воды

не представляет опасности, так как экономайзер непосредственно соединен с котлом и является его неотъемлемой частью. При растопке котла, имеющего стальной экономайзер, включается линия рециркуляции. Эта линия соединяет входной коллектор экономайзера с барабаном котла и обеспечивает поступление воды в экономайзер при ее испарении во время растопки. На линии рециркуляции устанавливается вентиль, который открывается при растопке котла и закрывается при включении котла в паровую магистраль. Во избежание аварии, связанной с поступлением воды мимо экономайзера, необходимо следить, чтобы при нормальной работе котла линия рециркуляции была отключена. При температуре продуктов горения в области водяного экономайзера менее 450 °С можно обойтись без линии рециркуляции. В этом случае котел периодически подпитывают, спуская излишки воды в дренажную систему.

Чугунные водяные экономайзеры обязательно должны быть отключаемыми по воде (требования «Правил» Госгортехнадзора). Обводный газопровод для отключения индивидуального водяного экономайзера по тракту продуктов горения не обязателен при наличии сгонной линии, обеспечивающей возможности постоянного пропуска воды через экономайзер.

Опыт эксплуатации показал, что устройство обводных газопроводов приводит к систематическому пропуску части газов помимо экономайзера из-за неплотности отключающих шиберов. По данным ЦКТИ пропускание продуктов горения мимо экономайзера доходит до 20—40%, что увеличивает потерю теплоты с уходящими газами на 2,0—4,4%.

Во избежание кипения воды в чугунном экономайзере необходимо внимательно следить, чтобы температура воды на выходе из него была на 20 °С ниже температуры насыщенного пара в котле.

«Правила» Госгортехнадзора разрешают выполнять индивидуальные чугунные экономайзеры не отключаемыми по воде при условии обеспечения непрерывного питания котла водой с помощью автоматического регулятора, устанавливаемого на входе воды в экономайзер. Однако в условиях эксплуатации промышленных котлов с резкопеременными нагрузками обеспечить непрерывное питание котла водой весьма затруднительно. Групповой водяной экономайзер (общий для нескольких котлов) обязательно должен быть отключаемым по воде и иметь обводной газопровод помимо газопровода водяного экономайзера. Однако в настоящее время групповые экономайзеры не устанавливаются, и там, где можно, целесообразно заменять их индивидуальными.

При повышении температуры воды на выходе из водяного экономайзера до недопустимого уровня необходимо немедленно принять меры, обеспечивающие увеличение расхода воды через экономайзер. Для этого приоткрывают вентиль на сгонной линии или пропускают продукты горения мимо экономайзера, открывая шибер на обводном газопроводе.

Обслуживание экономайзера при нормальной работе котельного агрегата заключается в контроле над температурой воды и продуктов горения перед экономайзером и после него, периодическом прослушивании его газохода, обдувке поверхности нагрева, проверке плотности газохода. Прослушивание производится с целью выявления неплотностей в трубах и утечек воды. Увлажнение золы, удаляемой из-под газохода экономайзера, также указывает на неплотности в трубах.

Обслуживание воздухоподогревателя при нормальной работе котельного агрегата заключается в контроле над температурой воздуха и продуктов горения до воздухоподогревателя и после него, сопротивлениями по газовой и воздушной стороне, присосами воздуха, а также в обдувке поверхности нагрева.

При эксплуатации стальных водяных экономайзеров и воздухоподогревателей необходимо систематически следить за состоянием поверхности нагрева. Опыт показывает, что повреждения стальных экономайзеров чаще всего происходят вследствие внутренней и наружной коррозии труб, а воздухоподогревателей — из-за наружной коррозии. Внутренняя коррозия экономайзеров происходит при неудовлетворительной работе деаэраторов и наличии в питательной воде кислорода в недопустимом количестве. В соответствии с «Правилами» Госгортехнадзора для котлов с давлением до 3,82 МПа производительностью 2 т/ч и более, оборудованных стальными экономайзерами, содержание растворенного кислорода в питательной воде не должно превышать 30 мкг/кг. Интенсивность коррозии возрастает при пониженных нагрузках котла вследствие уменьшения скорости воды в трубах экономайзера. Коррозии подвергаются в первую очередь участки, на которых имеются местные сопротивления (повороты, прикипевший шлам, колечки сварочного грата).

Наружная коррозия труб хвостовых поверхностей нагрева, особенно воздухоподогревателей, происходит вследствие конденсации водяных паров из продуктов горения при низкой температуре стенки. При сжигании сернистых топлив и низкой температуре стенки труб пары серной кислоты конденсируются на поверхности нагрева. Это вызывает интенсивную коррозию хвостовых поверхностей нагрева. Поэтому температура стенки поверхностей нагрева водяного экономайзера и воздухоподогревателя при всех нагрузках должна быть выше точки росы. Однако исследования процесса коррозии низкотемпературных поверхностей нагрева показали, что концентрация SO_3 в продуктах горения и точка росы не определяют однозначно скорость коррозии, хотя и влияют на нее. Исследования, выполненные ВТИ, показали, что на скорость коррозии влияют также аэродинамические факторы.

Основными путями уменьшения низкотемпературной коррозии являются: повышение температуры стенки поверхности нагрева, применение присадок (жидких, минеральных или газообразных), ведение процесса горения с минимальным коэффициентом избытка

воздуха, систематическая очистка поверхностей нагрева от золowych отложений, ликвидация застойных зон и равномерное омывание поверхностей нагрева продуктами горения.

Повышение температуры стенки водяных экономайзеров осуществляется путем подачи деаэрированной воды с температурой 103—104 °С. При установке вакуумных деаэраторов температура воды, поступающей в экономайзер, не должна быть ниже 70 °С.

Повышение температуры стенки воздухоподогревателей достигается рециркуляцией горячего воздуха во всасывающий патрубок вентилятора или подогревом воздуха в калорифере перед его подачей в воздухоподогреватель. Температура воздуха, подаваемого в воздухоподогреватель, не должна быть ниже 60 °С.

При сжигании высокосернистых мазутов применяются жидкие, минеральные и газообразные присадки. Жидкие присадки разработаны Всесоюзным научно-исследовательским институтом нефтяной промышленности (ВНИИ НП) и выпускаются различных модификаций (ВНИИ НП-102, -103, -104, -105, -106). Испытания присадок на промышленных котлах производительностью 20 т/ч и ниже дали положительные результаты — уменьшение интенсивности коррозии и золowych отложений при подогреве воздуха перед воздухоподогревателем до 80—90 °С. В то же время испытания присадок ВНИИ НП-102, -103 на энергетических котлах электростанций производительностью от 100 до 500 т/ч показали, что присадки не повлияли на интенсивность коррозии. В отдельных случаях ввод присадок способствовал некоторому улучшению структуры золowych отложений на пароперегревателе и водяном экономайзере.

Минеральные присадки (магнезит, доломит и известь) вводятся в топку и газоходы котлоагрегатов в мелкодисперсном состоянии. Опыт применения минеральных присадок на энергетических котлах показал, что при сжигании высокосернистых мазутов снижается коррозионная активность продуктов горения вследствие нейтрализации их каустическим магнезитом. Эффект от применения каустического магнезита повышается при увеличении тонкости размолла. Исследования показали, что ввод каустического магнезита по своему действию равноценен снижению коэффициента избытка воздуха в топке примерно до 1,03.

В качестве газообразной присадки на Уфимской ТЭЦ на котлах производительностью 85—110 т/ч был опробован аммиак. В результате опробования установлено, что в определенных условиях присадка аммиака является эффективным средством защиты от коррозии при сжигании высокосернистых мазутов. Однако, как показали опыты, не все низкотемпературные поверхности защищаются от коррозии. Кроме того, из-за дефицита аммиака этот метод едва ли найдет широкое применение.

При сжигании высокосернистых мазутов в промышленных котельных из рассмотренных присадок пока применяются жидкие присадки. Для борьбы с коррозией низкотемпературных поверхностей нагрева в промышленных котельных установках рекомендуется снижение коэффициента избытка воздуха в топке до 1,03, подача в экономайзер питательной воды с температурой не ниже 70 °С, в воздухоподогреватель — воздуха с температурой не ниже 60 °С, а также систематическая очистка поверхностей нагрева от золowych отложений.

Повреждения хвостовых поверхностей нагрева наиболее часто происходят вследствие золowego износа, неравномерного поступления воды в стальные экономайзеры, загорания сажи и уноса в газоходах экономайзеров и воздухоподогревателей.

Золовой износ стальных экономайзеров и входных участков труб воздухоподогревателей особенно значителен в местах повышенных скоростей и концентраций уноса в продуктах горения. Для защиты от золowego износа стальных экономайзеров при сжи-

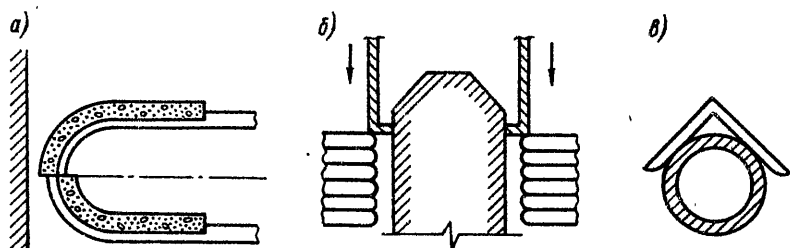


Рис. 5-12. Варианты установки устройств для защиты экономайзера от золосового износа: а — защитные манжеты на гibaх труб; б — групповая защита гибов змеевиков; в — защита прямых участков труб уголками

гании высокозольных топлив в местах, подверженных износу, устанавливают накладки или защитные манжеты. На рис. 5-12 показаны возможные варианты установки защитных устройств для предохранения стальных водяных экономайзеров от износа.

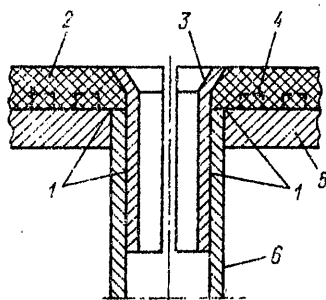
У воздухоподогревателей наблюдается износ входных участков труб на длине до 250 мм и даже трубных досок. На рис. 5-13 показан вариант защиты труб и трубной доски воздухоподогревателя от износа посредством разрезных втулок и торкретирования трубной доски.

Загорание сажи и уноса в газоходах водяного экономайзера или воздухоподогревателя может привести к выходу из строя стального воздухоподогревателя. Загорание сажи и уноса может произойти из-за неудовлетворительного топочного режима, при котором в газоходы уносятся несгоревшие частички твердого или жидкого топлива, а также сажи, образующейся даже при сжигании газообразного топлива. Отложившийся на поверхности нагрева унос или сажа начинает тлеть и затем загорается при каком-либо изменении нагрузки котла или тягодутьевого режима топки.

Для своевременного выявления загорания уноса или сажи обслуживающий персонал должен следить за температурой продуктов горения до и после хвостовых поверхностей нагрева. Повышение температуры продуктов горения после водяного экономайзера или воздухоподогревателя против обычной для данной нагрузки котла и разогрев обшивки газохода указывают на загорание сажи или уноса. В этом случае необходимо немедленно остановить топку, прекратить подачу воздуха и уменьшить тягу, одновременно подав насыщенный пар в газоход. Отложения уноса и сажи на

Рис. 5-13. Вариант защиты труб воздухоподогревателя от золосового износа

1 — места золосового износа; 2 — торкрет для защиты от износа трубной доски; 3 — защитная разрезная втулка; 4 — проволоочная сетка; 5 — трубная доска; 6 — труба воздухоподогревателя



хвостовых поверхностях нагрева могут быть обнаружены по увеличению сопротивления (разность разрежений после газохода и перед ним).

5-5. ВОДНЫЙ РЕЖИМ И СЕПАРАЦИЯ ПАРА

В соответствии с требованием «Правил» Госгортехнадзора водный режим должен обеспечивать работу котла и питательного тракта без повреждений их элементов вследствие отложений накипи и шлама, повышения относительной щелочности котловой воды до опасных пределов или в результате коррозии металла. Все котельные агрегаты производительностью 0,7 т/ч и более должны быть оборудованы установками для докотловой обработки воды. Котельный агрегат производительностью 0,7 т/ч и более в период временной эксплуатации должен пройти теплехимические испытания, целью которых является установление предельных норм качества котловой воды, режима продувок, а также объема и периодичности химических анализов. Поддержание заданного солесодержания котловой воды достигается непрерывной продувкой. Удаление шлама из нижних точек котла производится периодической продувкой.

С непрерывной продувкой теряется значительное количество теплоты. При давлении пара 1,0—1,3 МПа каждый процент продувки, теплота которой не используется, увеличивает расход топлива примерно на 0,3%. В отдельных котельных продувка доходит до 10%, следовательно, без утилизации теплоты продувочной воды перерасход топлива может достигать 3%. Однако следует учитывать, что использование теплоты продувочной воды не освобождает персонал от необходимости снижения продувки, так как котловая вода имеет более высокий тепловой потенциал по сравнению с водой, используемой в сепараторе продувки. Опыт эксплуатации показал, что иногда наблюдаются повышенные потери теплоты из-за самопродувки (неплотности продувочной арматуры) и отсутствия регулировки продувочной воды.

Использование теплоты непрерывной продувки возможно в системе отопления, в водяных тепловых сетях для подпитки или в специально устанавливаемых сепараторах для получения вторичного пара. На рис. 5-14 показаны схемы использования теплоты непрерывной продувки. Для регулирования непрерывной продувки устанавливаются специальные вентили (игольчатые или скальчатые — рис. 5-14, а) либо набор дроссельных шайб (рис. 5-14, б). Манометр 5 позволяет судить о расходе продувочной воды, если предварительно снята тарировочная кривая зависимости массового расхода от давления.

Периодическая продувка котла и камер кранов производится по указанию химической лаборатории, но не реже одного раза за смену, в присутствии начальника смены или старшего машиниста. Перед такой продувкой следует убедиться в исправной

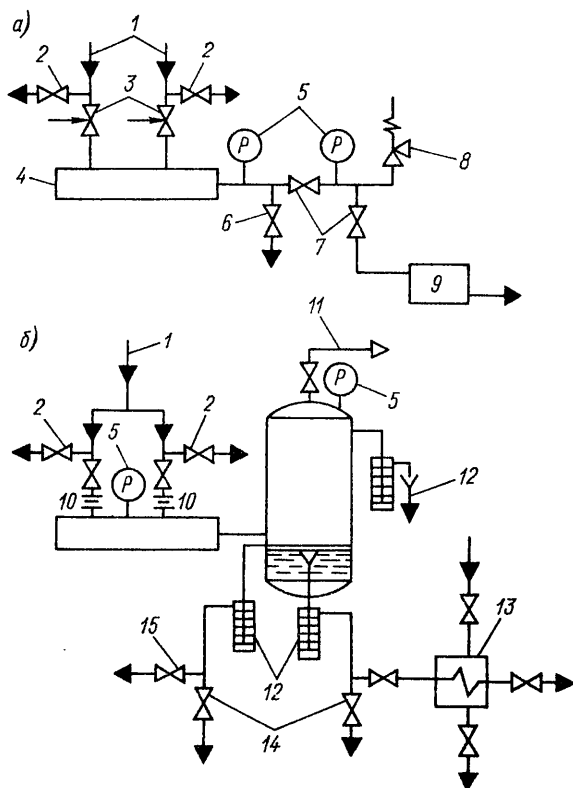


Рис. 5-14. Схемы использования теплоты непрерывной продувки: а — в системе отопления; б — для получения пара в расширителе

1 — линия непрерывной продувки от котлов; 2 — вентили на отборники проб котловой воды; 3 — игольчатые вентили; 4 — общий коллектор непрерывной продувки; 5 — манометры; 6 — вентиль на расширитель или барботер; 7 — запорные вентили; 8 — предохранительный клапан; 9 — отопительные приборы; 10 — дроссельные шайбы; 11 — линия подачи пара на деаэратор; 12 — гидрозатворы; 13 — теплообменник; 14 — линии, аварийного сброса продувочной воды в барботер; 15 — линия использования продувочной воды на технологические нужды

работе питательных насосов, в наличии воды в питательных баках, предупредить персонал, обслуживающий и ремонтирующий другие котлы, подпитать котел до верхнего уровня по водоуказательному стеклу, снизить нагрузку котла.

Продувка производится в следующем порядке:

а) открывается вентиль — второй от барабана или коллектора по ходу воды, а затем первый, и производится продувка;

б) во время продувки устанавливается непрерывный контроль по водоуказательному стеклу над уровнем воды в барабане котла;

в) при гидравлических ударах в продувочном трубопроводе немедленно прикрывается продувочный вентиль до прекращения стука в трубопроводе, затем вентиль снова постепенно открывается;

г) продувка немедленно прекращается при приближении воды в барабане к низшему уровню по водоуказательному стеклу;

д) прекращение продувки осуществляется путем закрытия вентиля первого от барабана или от коллектора, а затем второго;

е) проверка плотности продувочных вентилях производится ощупыванием продувочного трубопровода, который через некоторое время после продувки должен быть холодным;

ж) при обнаружении неплотностей в продувочных вентилях усиливают питание котла водой и повторно в указанном порядке открывают и закрывают вентили (при значительном пропуске воды продувочной арматурой котел останавливают);

з) открывание и закрывание продувочной арматуры производят в рукавицах, очках и плотной спецодежде (запрещается пользоваться рычагами для увеличения усилия на штурвал арматуры);

и) время начала и окончания продувки фиксируется в вахтенном журнале.

При аварийных ситуациях в котельном цехе продувка запрещена. Если во время продувки происходит авария, то продувку немедленно прекращают. Исключением является переполнение котла водой, при которой, наоборот, продувку следует увеличить.

Для предотвращения накипи на внутренних поверхностях непосредственно в барабан каждого котла вводят тринатрийфосфат, поддерживая в котловой воде избыток PO_4^{3-} от 5 до 15 мг/кг в котлах без ступенчатого испарения. Для котлов со ступенчатым испарением избыток PO_4^{3-} в чистовом отсеке тоже должен быть не менее 5 мг/кг. Химической лабораторией содержание PO_4^{3-} уточняется в каждом конкретном случае.

Перед переводом на фосфатный режим котел останавливают для очистки от накипи и производят его промывку во избежание засорения продувочной арматуры и коллекторов экранов. При вводе фосфатов устанавливают тщательный контроль над содержанием шлама в продувочной воде. По результатам этого контроля химическая лаборатория устанавливает режим периодических продувок. При недостаточной продувке имеется опасность накопления шлама в коллекторах и трубах, которое может привести к нарушению циркуляции и выводу из строя экранных и кипяточных труб. Избыток фосфатов может привести к вспениванию котловой воды, поэтому при ступенчатом испарении избыток PO_4^{3-} в солевом отсеке не должен превышать 75 мг/кг. При эксплуатации котлов имели место неполадки в их работе вследствие вспенивания при фосфатировании котловой воды и жесткости питательной воды более 0,035 мг/л.

Во избежание межкристаллитной коррозии для паровых котлов давлением до 4 МПа включительно, имеющих заклепочные соединения, относительная щелочность котловой воды не должна превышать 20%; для котлов со сварными барабанами и крепе-

нием труб методом вальцовки (или вальцовки с уплотнительной подваркой) относительная щелочность котловой воды допускается до 50% для котлов со сварными барабанами и приварными трубами относительная щелочность котловой воды не нормируется.

Потери с продувочной водой зависят от качества питательной воды. «Правилами» Госгортехнадзора установлены нормы качества (прозрачность, общая или карбонатная жесткость, содержание соединений железа, растворенного кислорода, нефтепродуктов, значение pH) питательной, сетевой и подпиточной воды.

Для поддержания норм содержания кислорода в питательной и подпиточной воде устанавливается строгий контроль над режимом работы деаэрационных установок. Опыт эксплуатации показал, что наиболее эффективная работа деаэраторов атмосферного типа обеспечивается при поддержании в них избыточного давления в пределах 0,020—0,025 МПа, что соответствует температуре 103—104 °С. Весьма существенно для эффективного удаления кислорода поддерживать соответствие между расходом пара и фактически требуемой тепловой и гидравлической нагрузкой деаэратора. Это может обеспечиваться только при условии равномерной подачи всех потоков воды. Так, например, конденсат из сборных баков следует перекачивать непрерывно, а не периодически. Питание котлов водой также следует производить при непрерывной работе питательных насосов, а не периодическом включении их в работу, как это часто практикуется в промышленных котельных. Значительное улучшение в работе деаэраторов достигается при смешивании потоков воды с различной температурой перед входом в колонку деаэратора.

Для снижения влажности насыщенного пара (отделения от него капелек и пленок котловой воды), применяются сепарационные устройства. Солеосодержание пара, выдаваемого котлом, зависит от количества и состава сухого остатка котловой воды, режима эксплуатации, конструкции и качества монтажа паросепарационных устройств. Существенное влияние на качество пара оказывает резкое увеличение паропроизводительности котла и снижение давления, а также фактический уровень воды в барабане и его постоянство. Увеличение паровой нагрузки и снижение давления приводят к повышению удельного напряжения парового объема барабанов, выдающих пар, вследствие увеличения паросодержания в толще котловой воды и уменьшения высоты парового объема барабанов. Повышение уровня воды в барабане, даже кратковременное, непосредственно влияет на увеличение парового напряжения барабанов, выдающих пар. Практика эксплуатации показала, что при удельных напряжениях парового объема барабанов более 1000 м³/(м · ч) и высоте парового объема менее 600 мм трудно получить пар удовлетворительного качества. Для многих котлов снижение нормального уровня воды в барабане котла всего на 50 мм позволило повысить их паропроизводительность на 10—20% без ухудшения качества пара. Только равно-

мерное питание котла водой способно обеспечить непрерывное получение пара требуемого качества.

Качество работы сепарационных устройств в значительной мере зависит от плотности сборки коробов для сбора пароводяной смеси и плотности отбойно-распределительных устройств. Проверка плотности сочленений отдельных элементов производится на просвет при помощи переносной лампочки напряжением не более 12 В, а также опрессовкой водой либо под напором, либо путем заливки ее в короба и циклоны.

Значительное уменьшение продувки без ухудшения качества пара достигается методом ступенчатого испарения, предложенного советским ученым Э. И. Ромом. Конструктивно ступенчатое испарение выполняется с односторонним или двусторонним расположением солевых отсеков. Солевые отсеки могут быть устроены либо внутри барабана котла, либо с использованием выносных циклонов.

При устройстве солевых отсеков внутри барабана котла возможно попадание воды из них в чистовой отсек из-за неплотности перегородок, пенообразования в солевых отсеках, обратного тока воды через водоперепускную трубу между отсеками. Периодически при остановке котла на ремонт следует производить осмотр внутрибарабанных сепарационных устройств. Осмотр производится до чистки барабана и, если это возможно, до разборки сепарационных устройств.

При осмотре чистового отсека проверяют: прочность крепления и отсутствие прогиба листов пароприемного потолка, целостность листов погруженного или щелевого листа, отсутствие заноса шламом отверстия в устройстве для распределения питательной воды, плотность фланцевых соединений. При осмотре солевого отсека проверяют прочность установки циклонов, плотность соединений подводящих коробов с циклонами, прочность установки съемных коробов, отсутствие неплотностей в направляющих коробах солевого отсека, обращенных тыльной стороной в чистовой отсек.

При осмотре необходимо внимательно разобраться в шламовых следах на внутренней поверхности барабана. Расположение шламовых следов позволяет выявить фактический уровень воды в отсеках барабана, а также дефекты сборки сепарационного устройства. Обычно около места прорыва струи на стенке барабана или на поверхности сепарационного элемента наблюдаются шламовые узоры в виде подтеков или вееров. Особенно хорошо заметны прорывы питательной воды в полость солевого отсека по характерным белесоватым подтекам. После осмотра шламовых следов проверяют состояние перегородок, разделяющих отсеки. Опыт эксплуатации показал, что сварные швы часто трескаются. Особенно ненадежны сварные швы и фланцевые соединения, на которые льется питательная вода, имеющая температуру, меньшую, чем температура насыщения.

5-6. ОЧИСТКА ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ОТ ЗОЛЫ. ШЛАКОЗОЛУОУДАЛЕНИЕ И ЗОЛУОУЛАВЛИВАНИЕ

Существенное значение для надежной работы паровых и водогрейных котлов имеет поддержание в чистоте их поверхностей нагрева. Отложения золы на поверхностях нагрева котельных агрегатов имеют различную природу и обладают разными свойствами. Различают сыпучие и связанные отложения. Связанные отложения могут быть слипшимися, спекшимися, сцементированными, т. е. имеют различную прочность.

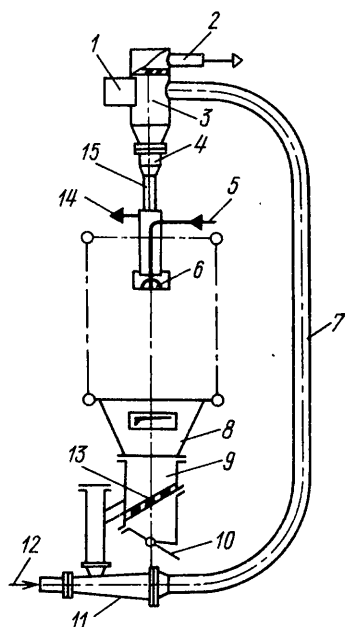
Сыпучие отложения образуются в основном на тыльной части трубы и растут лишь до определенного уровня, оставаясь затем неизменными. Повышение скорости продуктов горения приводит к уменьшению сыпучих отложений. Связанные отложения откладываются в основном на лобовой части труб, количество их увеличивается непрерывно и с повышением скорости растет. Связанные отложения наносят больший вред, чем сыпучие, так как в конечном итоге требуют остановки котла для очистки поверхности нагрева. Задача очистки поверхностей нагрева от сыпучих, и особенно связанных, отложений очень важна и довольно трудна. Связанные отложения, образующиеся при сжигании сернистых мазутов, способствуют также коррозии поверхностей нагрева, особенно в водогрейных котлах.

Для удаления отложений в настоящее время применяют различные методы очистки поверхностей нагрева: обдувку, дробевую очистку, импульсную очистку, обмывку, очистку инструментом вручную и виброочистку.

Обдувка применяется преимущественно для очистки экранных и пароперегревательных поверхностей нагрева, а в котлах малой мощности — также конвективных поверхностей нагрева. Принцип работы различных обдувочных аппаратов заключается в том, что энергия сжатого воздуха или пара преобразуется в сопловом аппарате в кинетическую энергию струи, механически воздействующей на слой отложения. Наиболее широко распространены обдувочные аппараты, выпускаемые заводом «Ильмарине». В этих аппаратах для обдувки используется пар или сжатый воздух давлением до 4 МПа. Пар применяется перегретый или насыщенный. Давление пара или воздуха перед обдувочным аппаратом должно быть не менее 0,7 МПа. При более низких давлениях качество обдувки резко ухудшается.

Для очистки конвективных и хвостовых поверхностей нагрева от связанных плотных отложений применяется дробевая очистка. Принцип действия дробевой очистки заключается в том, что падающий поток дробы сбивает осевшую на трубах золу. При этом дробь, отскакивая от поверхности, может достигать тыльной стороны труб вышележащего ряда и очищать имеющиеся на них отложения. На рис. 5-15 в качестве примера приведена схема эжекционной дробеочистки. Дробь специальным разбрасывателем

Рис. 5-15. Схема дробеочистительной установки



1 — карман; 2 — сброс воздуха; 3 — дробеуловитель; 4 — клапан; 5 — подвод воды; 6 — разбрасыватель; 7 — пневмотранспортная линия; 8 — бункер конвективной шахты; 9 — сепаратор; 10 — заслонка; 11 — инжектор; 12 — подвод воздуха; 13 — решетка; 14 — отвод воды; 15 — дробевая течка

распределяется по всей поверхности конвективной шахты и, падая, производит очистку поверхности нагрева. Дробь и крупные частички золы (мелкая зола уносится потоком продуктов горения) выпадают в бункер. Бункер снабжен сепаратором для отделения золы из потока дробы атмосферным воздухом. Затем дробь поступает в приемную воронку и питателем подается в дробепровод. За счет разрежения, создаваемого эжектором, дробь поступает в дробеуловитель. В дробеуловителе происходит отделение дробы от транспортирующего ее воздуха: отработавший воздух отсасывается эжектором, а дробь поступает в бункер дробы.

При эксплуатации устройств для очистки поверхностей нагрева дробью рекомендуется:

а) перед пуском установки добиваться равномерного распределения дробы по сечению конвективной шахты котельного агрегата, предварительно непременно очистив поверхности нагрева от золы;

б) применять дробь с размером фракций не более 5 мм;

в) работать с минимальным расходом дробы, при котором наблюдается удовлетворительная очистка поверхности нагрева;

г) систематически при остановке котла контролировать состояние металла поверхностей нагрева путем их осмотра и периодического анализа металла специально вырезанных образцов.

Дробевая очистка поверхностей нагрева широко применяется на энергетических котлах. Так, по данным Воронежской ТЭЦ оборудование котлов дробеочисткой позволило в среднем повысить КПД котлов примерно на 2%. Дробевая очистка применялась также на водогрейных котлах типа ПТВМ. В последнее время ВТИ имени Ф. Э. Дзержинского рекомендовал отказаться от дробевой очистки вследствие ее относительной сложности и перейти на механизированную обмывку поверхностей нагрева.

Обмывка поверхностей нагрева водой производится при плотных отложениях, не поддающихся механической очистке. На котлах ПТВМ для обмывки применяется сетевая вода с температу-

рой не ниже 70 °С при давлении не менее 0,3—0,4 МПа. Обмывка производится в течение 15 мин, не более, при погашенных горелках. Опыт эксплуатации показал, что обмывку следует производить не реже одного раза в неделю. Вода после обмывки имеет повышенную кислотность и содержит другие вредные примеси, поэтому слив ее без нейтрализации в канализацию или в естественные водоемы недопустим. Обмывка ускоряет коррозию поверхностей нагрева.

Ручная очистка поверхностей нагрева производится сжатым воздухом, подаваемым по гибкому шлангу к стальной трубе с наружным диаметром 26,8 мм. Давление воздуха для обдувки должно быть не ниже 0,5—0,6 МПа. Подача воздуха должна производиться только после установки обдувочной пики в газоход и прекращается перед удалением ее из газохода. Для расшлаковки применяют трубы (пики) с наконечниками, охлаждаемыми водой. Рабочие места для обдувки и расшлаковки должны иметь удобные площадки для обслуживания, подвод сжатого воздуха, воды и быть хорошо освещены. Обдувка обычно производится не реже одного-двух раз в сутки.

Вибрационный метод очистки поверхностей нагрева состоит в том, что очищаемым трубам сообщается колебательное движение. Колебания труб возбуждаются с помощью вибраторов и передающих устройств. В результате колебаний очищаемых труб в слое золowych отложений возникают силы инерции, превышающие силы сцепления частиц загрязнений между собой. Исследования и опыт внедрения виброочистки на отдельных энергетических котлах показали ее высокую эффективность. Практическая реализация вибрационного метода очистки потребует создания и выпуска специальных высокочастотных вибраторов.

В настоящее время котлы, выпускаемые рядом заводов, оборудуются газоимпульсной очисткой (ГИО) поверхностей нагрева. Принцип ГИО заключается в том, что периодически из специальной камеры выбрасываются продукты сгорания. Энергия выброса обеспечивает очистку поверхности нагрева от отложений летучей золы.

ГИО может использоваться для очистки любых поверхностей нагрева: радиационных, конвективных и хвостовых. Основными элементами ГИО являются: специальная (импульсная) камера, линии питания камеры газом и воздухом (кислородом), блок зажигания с системой блокировок и КИП, блок управления.

В соответствии с «Правилами» Госгортехнадзора удаление шлака и золы из-под котлов производительностью 2 т/ч и выше при сжигании твердого топлива должно быть механизировано. Однако в ряде ранее построенных котельных применяется еще ручное шлакозолоудаление. При ручном шлакозолоудалении шлаковые и золосые бункера должны снабжаться устройствами для заливки водой золы и шлака в бункерах или вагонетках. Во избежание ожогов у работников при спуске золы и шлака

под бункерами устраивают изолированные камеры, в которые устанавливается вагонетка перед спуском золы. Камеры оборудуются смотровыми окнами, освещением и вытяжной вентиляцией. Шлаковые и золовые затворы оборудуются дистанционным приводом, расположенным за пределами камеры. Управление вентилями для подачи воды также выносится в безопасное для обслуживающего персонала место. Указанные меры предохраняют работников от травм и создают необходимые гигиенические условия. Полы зольного помещения выполняются с уклоном и дренажами для стока воды.

Механизация шлакозолоудаления в промышленных котельных осуществляется с помощью скреперных установок и скребковых транспортеров. В котельных с большим выходом золы (от 4 до 12 т/ч) применяется пневматическая система шлакозолоудаления. При камерном сжигании топлива с выходом шлака и золы более 12 т/ч применяют гидравлическую систему.

При обслуживании системы шлакозолоудаления (особенно при удалении вагонетками) требуется осторожность и определенный опыт работы. Наиболее ответственной операцией является спуск шлака из бункеров в вагонетку. Спуск шлака производится с разрешения начальника смены или старшего машиниста. Перед спуском шлака устанавливается повышенное разрежение в топке котла, включается вентиляция зольного помещения, устанавливается наблюдение за режимом работы топки. При неустойчивом режиме горения спуск шлака запрещается. После интенсивной заливки шлака в бункер при плотно закрытой двери камеры и включенной вентиляции приоткрывают шлаковый затвор так, чтобы образовалась небольшая щель. Убедившись через смотровое окно, что из бункера высыпаются шлак и зола, открывают шлаковый затвор полностью и продолжают заливку шлака и золы. Открывать двери камеры разрешается только после того, как будет закрыт шлаковый затвор и прекратится интенсивное испарение воды. Удаление вагонеток на золоотвал чаще всего производится электрическими лебедками по рельсовым путям, проложенным в зольном помещении.

При эксплуатации скреперных установок необходимо систематически следить за состоянием троса, направляющих роликов, скреперной лебедки. Схема скреперной установки показана на рис. 5-16. Спуск шлака в скреперный канал производят поочередно, из каждого установленного котла, предварительно включив скрепер. Перед сбросом в канал шлак должен быть хорошо залит водой. Управление спуском шлака и золы производят дистанционно из помещения котельной. Трос скреперной установки должен быть огражден так, чтобы при его обрыве исключалась опасность травмирования работников. При остановленной системе скреперного золоудаления не следует оставлять скрепер и трос в скреперном канале во избежание их коррозии. Скреперный ковш в нерабочем положении обычно находится над прием-

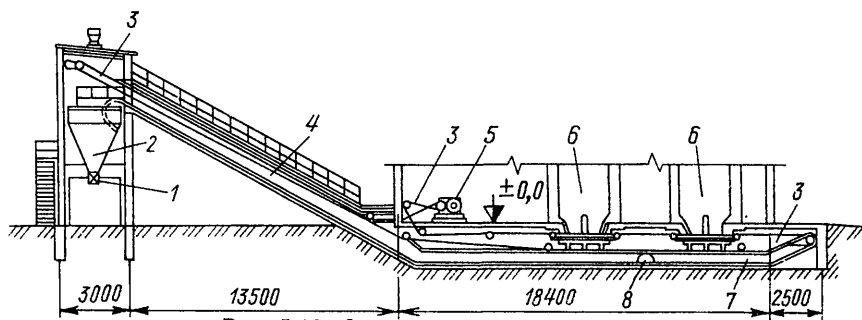


Рис. 5-16. Схема скреперной установки

1 — челюстной затвор; 2 — бункер; 3 — трос; 4 — наклонная эстакада; 5 — лебедка; 6 — бункера котлов; 7 — скреперный канал; 8 — ковш

ным бункером или на наклонной части скреперной установки. Для увеличения срока службы троса необходимо следить за качеством его смазки, сращивать его без узлов, следить за правильной укладкой на барабанах лебедки.

При эксплуатации скребковых транспортеров для удаления шлака из-под котла необходимо следить за смазкой подшипников, отсутствием заедания элементов ходовой части, своевременно убирать шлак, производить профилактический осмотр и ремонт транспортера и его привода. При непрерывной работе транспортера надо следить за состоянием гидрозатвора во избежание присосов воздуха в топку. В случае срезания предохранительных шпильек прежде всего выясняют и устраняют причину, вызвавшую перегрузку транспортера, и после этого, установив новую шпильку, производят повторный пуск. Обслуживание систем шлакозолоудаления производится рабочими в предназначенной для этого спецодежде и обуви. Во избежание попадания горячей золы и шлака внутрь обуви брюки спецодежды надевают на выпуск. В зольном помещении пользуются переносными лампочками напряжением не более 12 В.

Для очистки дымовых газов от летучей золы и несгоревших частиц топлива в промышленных котельных применяют механические золоуловители циклонного типа. Для уменьшения уноса необходимо тщательно регулировать процесс горения и следить за исправным состоянием установок возврата уноса. Золовые бункера систематически очищают, не допуская в них скапливания уноса. Затворы золовых бункеров должны плотно закрываться. Очистка золовых бункеров производится при пониженном разрежении в топочной камере. Неплотности в золовых затворах способствуют выносу золы из газоходов.

При эксплуатации механических золоуловителей различных типов основное внимание должно быть обращено на обеспечение их плотности и предохранение от забивания золой. Увеличение сопротивления золоуловителей указывает на отложение в них

зола, а уменьшение сопротивления — на неплотности вследствие износа. При профилактических осмотрах и ремонтах следует проверять износ и исправность золопускных мигалок. Необходимо также поддерживать в исправном состоянии изоляцию золоуловителей. При расположении золоуловителей за пределами помещения цеха нарушения изоляции могут привести к конденсации водяных паров из уходящих газов, что вызовет затруднения при спуске золы. Плохая изоляция золоуловителей, расположенных в помещении цеха, недопустима из-за опасности ожогов работников.

5-7. ЭКОНОМИЧНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Одной из основных задач эксплуатации котельных установок является экономия сжигаемого топлива. Для решения этой задачи необходимо систематически анализировать режим работы котельной установки и на базе показаний контрольно-измерительных приборов составлять эксплуатационный тепловой баланс котлоагрегатов. Поэтому в котельном цехе необходимо вести суточную ведомость работы агрегатов, а диаграммы регистрирующих приборов каждые сутки менять и обрабатывать. Обычно запись показаний измерительных приборов производят через каждые 30 мин, а счетчиков, указывающих расход пара, воды, жидкого или газообразного топлива, — через каждый час. В табл. 5-1, а и 5-1, б в качестве примера приведена суточная ведомость работы котла ДКВР-10-13, оборудованного подовыми щелевыми горелками, при работе его на природном газе.

Таблица 5-1, а

Суточная ведомость работы котла ДКВР-10-13
(предприятие) за (день, месяц, год)

Время		Пар и вода					Газовое топливо					
ч	мин	Давление пара, МПа	Температура перегретого пара, °C	Температура воды, °C		Показания счетчика паромера	Давление, Па	Температура, °C	Показания счетчика	Давление газа перед горелками, Па		
				до экономизатора	после экономизатора					№ 1	№ 2	№ 3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0	00	1,30	350	70	120	115	5000	17	1256	3000	2900	3000
0	30	1,25	345	73	115	—	5000	17	—	2900	3000	3000
1	00	1,30	348	71	120	125	4950	17	1856	2500	2450	2450
1	30	1,30	350	70	120	—	5050	17	—	2500	2450	2450
2	00	1,25	345	72	118	134	5000	17	2357	2500	2450	2450

Суточная ведомость работы котла ДКВР-10-13

Время		Воздух					Продукты горения								Расписка о приеме и сдаче смены
ч	мин	Давление по тракту. Па				Температура перед вентилятором, °C	Состав за кот- лом, %		Темпера- тура, °C		Разрежение, Па				
		после вен- тилятора	перед го- релкой № 1	перед го- релкой № 2	перед го- релкой № 3		CO ₂	O ₂	за котлом	после эко- номайзера	в топке	за котлом	перед дымо- сосом		
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
0	00	1000	600	550	600	25	9,7	3,5	280	150	20	120	700		
0	30	1000	600	600	600	25	9,7	3,2	280	140	20	120	700		
1	00	1200	450	450	460	25	9,6	3,5	275	135	20	120	680		
1	30	1200	450	440	450	24	9,3	4,8	270	130	25	110	650		
2	00	1200	450	450	440	24	9,3	5,0	270	130	25	110	650		

Инженерно-технический персонал, отвечающий за эксплуатацию оборудования (начальник котельного цеха, старший мастер или мастер), ежедневно просматривает суточную ведомость работы и вахтенный журнал. Это позволяет выявить отклонение отдельных параметров от оптимальных значений, проанализировать среднесменные показатели, характеризующие экономичность работы и качество обслуживания оборудования персоналом. Основные показатели работы оборудования обрабатываются за декаду, а затем за месяц с составлением и расшифровкой отдельных статей теплового баланса котельного агрегата.

Рассмотрим на отдельных примерах, как, пользуясь суточной ведомостью работы оборудования и записями в вахтенном журнале, можно судить о нарушении режима работы агрегата и отдельных его элементов.

Из суточной ведомости работы котла типа ТП-35, оборудованного горелками с принудительной подачей воздуха для сжигания природного газа, видно, что для поддержания нагрузки 35 т/ч приходилось поддерживать давление газа перед горелками на 10—15% ниже, чем обычно. Одновременно с этим содержание СО₂ в газоходе за пароперегревателем снизилось с 10,5 до 9,5%, низшая теплота сгорания газа по данным анализа не изменилась. Давление воздуха перед горелками осталось прежним. В вахтенном журнале имеется запись о том, что поддержание давления газа перед горелками для заданной нагрузки в соответствии с режимной картой приводит к увеличению давления пара в барабане котла. Такое явление может быть следствием изменения сопротивления газовой части одной из горелок, т. е. увеличения площади сечения газоразрывных отверстий. Это позволяет сделать вывод, что прогорела газовая камера горелки.

У котлоагрегата типа ДКВР-10-13 после некоторого времени его непрерывной работы давление перегретого пара оказалось на 0,2—0,3 МПа ниже давления в барабане котла. Такое заметное увеличение сопротивления пароперегревателей может быть только результатом заноса его внутренней поверхности нагрева солями. Необходимо немедленно остановить котел и промыть пароперегреватель, а также принять меры к предотвращению заноса его солями.

У котлоагрегата ДКВР-6,5-13 с индивидуальным водяным экономайзером некипящего типа, отключаемым по тракту продуктов горения, по показаниям прибора наблюдается снижение температуры воды после экономайзера и повышение температуры продуктов горения перед дымососом против обычно наблюдаемых значений. Причиной этого могут быть неплотности в шибере прямого хода обводного газохода экономайзера. При первой остановке котла необходимо проверить шибер прямого хода и отремонтировать его.

Из приведенных примеров ясно, как, анализируя показания контрольно-измерительных приборов и записи в вахтенном журнале, можно своевременно выявить неполадки в работе котлоагрегата и его вспомогательного оборудования.

Основными показателями, характеризующими экономичность работы котла на газообразном и жидком топливе, являются: давление и температура перегретого пара, расход пара и питательной воды, содержание RO_2 и O_2 в продуктах горения, температура питательной воды до экономайзера и после него, температура воздуха забираемого вентилятором и температура после воздухоподогревателя, температура уходящих газов, расход электроэнергии на привод агрегатов собственных нужд. При работе на твердом топливе дополнительно к указанным показателям определяется содержание горючих в шлаке, провале и уносе, а также низшая теплота сгорания топлива.

Показатели, характеризующие работу котлоагрегата за декаду или месяц, обрабатываются по усредненным за этот период основным параметрам. При сжигании газообразного и жидкого топлива КПД котлоагрегата может определяться по уравнению прямого баланса, а при сжигании твердого топлива вследствие трудности учета его расхода — по уравнению обратного баланса. Однако определение КПД котлоагрегата по уравнению прямого баланса даже при сжигании газообразного и жидкого топлива более сложно и менее точно, чем по уравнению обратного баланса. Кроме того, обратный тепловой баланс позволяет выявить каждую потерю теплоты в отдельности. Определение потерь теплоты, а по ним и КПД при сжигании жидкого и газообразного топлива рекомендуется производить по упрощенной методике, разработанной проф. М. Б. Равичем; при сжигании же твердого топлива — по методике, разработанной проф. С. Я. Корницким и развитой в последнее время Л. Я. Пеккером (техника расчетов по этим методикам рассмотрена в § 13-10).

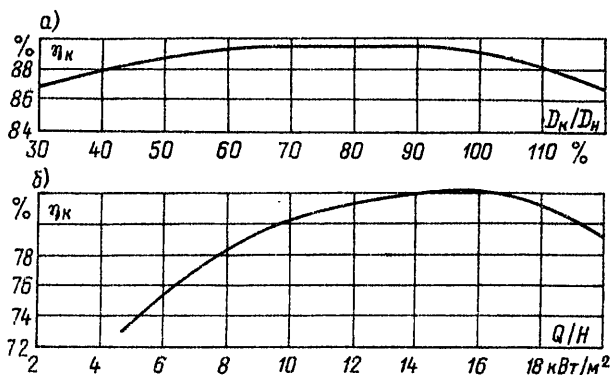


Рис. 5-17. Экономичность котельных агрегатов при сжигании газа: а — зависимость КПД котлов ДКВ и ДКВР от нагрузки котла; б — зависимость КПД чугунных секционных котлов типа НРч, «Универсал» и других от нагрузки поверхности нагрева

Для оценки отдельных потерь теплоты, полученных в результате сведения эксплуатационного баланса, их следует сравнивать с нормируемыми величинами или с опытными данными, полученными при испытании аналогичных, хорошо работающих установок.

На рис. 5-17 в качестве примера приведены обобщенные по данным испытаний и исследований показатели экономичности работы различных котлоагрегатов при установке наиболее распространенных газовых горелок. Нагрузка топочного объема во всех опытах не превышала 350 кВт/м³. При этом потеря теплоты от химической неполноты горения отсутствовала. Приведенные показатели могут быть использованы для установления норм удельных расходов топлива и для оценки уровня эксплуатации котлов соответствующих типов.

Повышение экономичности работы котельного цеха может осуществляться двумя путями: малой и капитальной модернизацией оборудования. Малая модернизация оборудования дает меньший эффект, чем капитальная, зато не требует больших затрат и, как правило, может быть осуществлена собственными силами предприятия в короткий срок. Практика показала, что только за счет малой модернизации и повышения культуры эксплуатации в промышленных и отопительных котельных можно получить до 10—15% экономии топлива.

К мероприятиям, повышающим культуру эксплуатации, и к мероприятиям малой модернизации относятся: систематические наладочные режимные испытания; повышение экономичности работы топочных устройств путем ликвидации химической и снижения механической неполноты горения, уменьшения коэффициента избытка воздуха в топке; систематический надзор за плотностью газового и воздушного тракта; улучшение работы конвективных поверхностей нагрева; снижение сопротивлений газо-

воздушного тракта; экономичное распределение нагрузки между котлоагрегатами; изоляция горячих поверхностей; внедрение экономичных способов регулирования производительности тягодутьевых машин.

К мероприятиям капитальной модернизации относятся: полная замена котельных агрегатов, замена топочного устройства, установка хвостовых поверхностей нагрева, экранирование топочной камеры, реконструкция или замена оборудования водоподготовки, установка теплофикационных экономайзеров, автоматизация процесса горения, автоматизация регулирования температуры перегрева пара и т. д.

Наладочные режимные испытания позволяют выбрать наиболее экономичные режимы работы оборудования. При обслуживании котла в соответствии с режимными картами, как показал опыт эксплуатации, достигается экономия топлива в размере 3—5%.

Существенное влияние КПД котельного агрегата оказывают коэффициент избытка воздуха в топке и присосы воздуха по тракту продуктов горения. Так, например, увеличение коэффициента избытка воздуха в топке на 0,1 приводит к перерасходу топлива на 0,7%. Снижение присосов воздуха по газовому тракту котельного агрегата на 0,1 уменьшает расход топлива примерно на 0,5%. Присосы воздуха чаще всего обусловлены: неплотным прилеганием топочной и котельной гарнируты, неплотным закрытием мигалок золоуловителей, неудовлетворительным состоянием или конструкцией уплотнений в местах прохода труб сквозь обмуровку и обшивку, большими зазорами в местах прохода вала сквозь улитку дымососов, неплотностью в швах при приварке труб к трубным доскам воздухоподогревателей, неудовлетворительной заделкой стальных газоходов в местах сочленения с обмуровкой, неудовлетворительным состоянием прокладок между фланцами экономайзерных труб и т. д. На рис. 5-18 показаны конструкции уплотнений отдельных узлов котлоагрегата и вспомогательного оборудования.

Улучшение работы конвективных поверхностей нагрева достигается соответствующим расположением и целостью перегородок, направляющих продукты горения, а также систематической обдувкой и очисткой наружных и внутренних поверхностей труб. В качестве примера на рис. 5-19 показано влияние загрязнений наружной поверхности нагрева на экономичность энергетического котла при сжигании мазута по данным испытаний. Влияние внутренних загрязнений вследствие накали на перерасход топлива показано на рис. 5-20.

Существенное влияние на суммарный расход топлива котельным цехом оказывает распределение общей нагрузки между установленными котлами и выбор числа работающих котлов, необходимого для покрытия заданного графика нагрузок. Опыт эксплуатации промышленных котельных показал, что этому во-

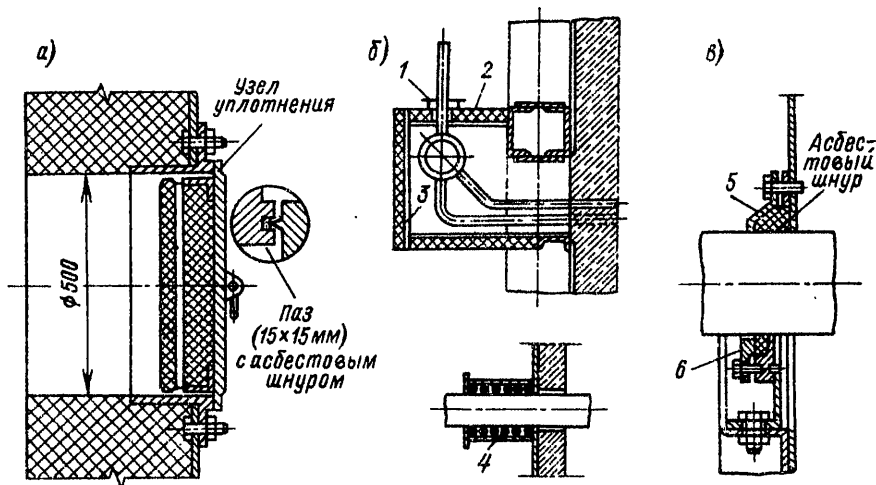


Рис. 5-18. Конструкция уплотнений узлов котла и вспомогательного оборудования: а — уплотнение лаза котла; б — уплотнение в местах прохода труб сквозь обшивку котла; в — уплотнение вала дымососа
1 — песочный затвор; 2 — минераловатные матрацы; 3 — съемный стальной щит; 4 — асбестовый шнур; 5 — первый вариант уплотнения; 6 — второй вариант

просу не уделяется должного внимания. Наивыгодное распределение общей нагрузки между котельными агрегатами наиболее эффективно производить методом равенства относительных приростов топлива.

Метод равенства относительных приростов топлива заключается в следующем. На основании испытаний установленных котлов имеется зависимость $\eta = f(D)$ для каждого котла. Пользуясь этими зависимостями, можно построить зависимости расхода топли-

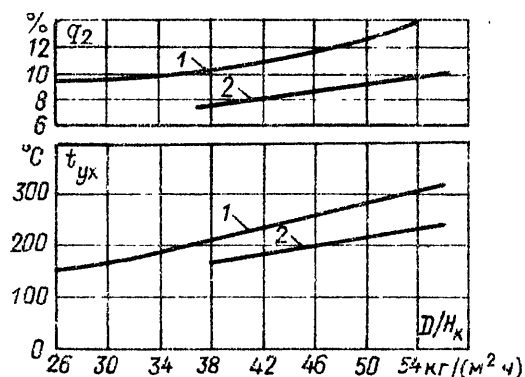


Рис. 5-19. Влияние наружных загрязнений поверхности нагрева котла на потерю теплоты с уходящими газами и их температуру в зависимости от удельной нагрузки поверхности нагрева
1 — работа котла без обдувки наружных поверхностей нагрева; 2 — с обдувкой наружных поверхностей нагрева

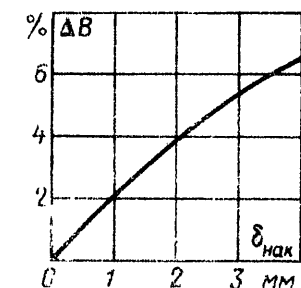


Рис. 5-20. Зависимость перерасхода топлива (ΔB) от толщины накипи (δ_{nak})

ва от нагрузки, т. е. $B_1 = f_1(D_1)$, $B_2 = f_2(D_2)$ и т. д. Если общая нагрузка котельной составляет D и, например, котел № 1 вырабатывает количество пара D_1 , то котел № 2 будет его вырабатывать $D - D_1$. Тогда зависимости расхода топлива на котлы № 1 и № 2 могут быть представлены в виде $B_1 = f_1(D_1)$ и $B_2 = f_2(D - D_1)$.

Суммарный расход топлива на оба котла (в кг/ч)

$$B = B_1 + B_2 = f(D_1) + f_2(D - D_1). \quad (5-1)$$

Суммарный расход топлива на котлы будет наименьшим, если первую производную, взятую по нагрузке любого из котлов, приравнять к нулю. Этого условия достаточно, так как кривая зависимости расхода топлива от нагрузки всегда вогнутая. В результате дифференцирования уравнения (5-1) после преобразований получим

$$\frac{dB_1}{dD_1} = \frac{dB_2}{dD_2}. \quad (5-2)$$

Уравнение (5-2) показывает, что минимальный суммарный расход топлива котельной будет при условии равенства первых производных, взятых по нагрузке каждого котла. Геометрический смысл этого уравнения заключается в том, что углы наклона касательных к кривым $B_1 = f_1(D_1)$ и $B_2 = f_2(D_2)$ для оптимального распределения нагрузки между котлами должны быть равны при одинаковых нагрузках. Производные в уравнении (5-2) можно заменить отношениями приращений расхода топлива к приращению нагрузки соответствующего котла. Тогда условие минимального суммарного расхода топлива примет вид

$$\frac{\Delta B_1}{\Delta D_1} = \frac{\Delta B_2}{\Delta D_2}. \quad (5-3)$$

Отношение прироста топлива (ΔB) к приросту нагрузки (ΔD) называют относительным приростом расхода топлива. Следовательно, уравнение (5-3) показывает, что наивыгодное распределение суммарной нагрузки между котлами будет при условии равенства относительных приростов расхода топлива.

Рассмотрим на конкретном примере методику наивыгодного распределения нагрузки между двумя работающими котлами (№ 1 и № 2), имеющими номинальную производительность 10 т/ч каждый. В верхней части рис. 5-21 показаны зависимости $\eta = f(D)$ для рассматриваемых котлов. На основании этих данных в нижней части рисунка построены зависимости расхода условного топлива от нагрузки для каждого котла. Из этих зависимостей графически можно определить для каждого котла изменение расхода топлива ΔB при соответствующем изменении производительности котла ΔD , а затем и относительный прирост расхода топлива. Результаты определения указанных величин сводятся в таблицу. Для рассматриваемого примера данные приведены в табл. 5-2 и по ним построена зависимость относительного при-

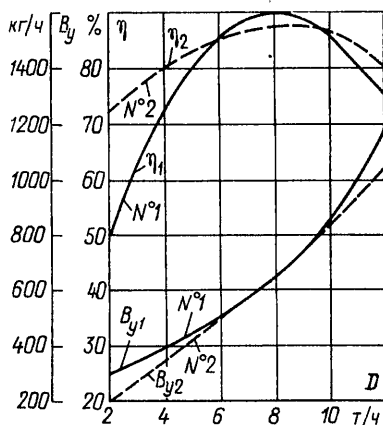


Рис. 5-21. Зависимость КПД и расхода условного топлива от нагрузки котла

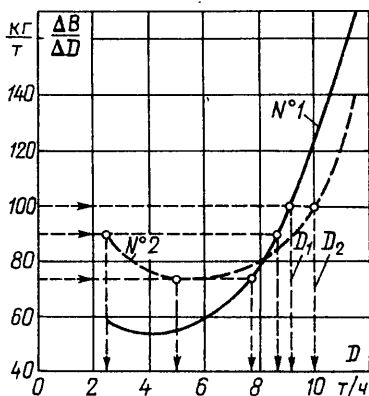


Рис. 5-22. Зависимость относительного прироста расхода топлива от нагрузки котла

Таблица 5-2

Изменение расхода топлива, паропроизводительности и относительный прирост расхода топлива для котлов № 1, № 2

Котел № 1						Котел № 2					
D , т/ч	B , кг/ч	ΔD , т/ч	ΔB , кг/ч	$\Delta B/\Delta D$, кг/т	$D_{ср}$, т/ч	D , т/ч	B , кг/ч	ΔD , т/ч	ΔB , кг/ч	$\Delta B/\Delta D$, кг/т	$D_{ср}$, т/ч
2	294	1	58	58	2,5	2	200	1	90	90	2,5
3	352	1	55	55	3,5	3	290	1	78	78	3,5
4	407	1	52	52	4,5	4	368	1	75	75	4,5
5	459	1	59	59	5,5	5	443	1	74	74	5,5
6	518	1	64	64	6,5	6	517	1	74	74	6,5
7	582	1	70	70	7,5	7	591	1	81	81	7,5
8	652	1	90	90	8,5	8	672	1	84	84	8,5
9	742	1	108	108	9,5	9	756	1	91	91	9,5
10	850	1	150	150	10,5	10	847	1	104	104	10,5
11	1000	1	170	170	11,5	11	951	1	139	139	11,5
12	1170					12	1090				

Таблица 5-3

Распределение нагрузок
между котлами № 1 и № 2

Нагрузка		
Суммарная	Котла № 1	Котла № 2
11,0	8,5	2,5
11,3	8,3	3,0
11,9	7,9	4,0
12,7	7,7	5,0
13,7	7,7	6,0
15,0	8,0	7,0
16,2	8,2	8,0
17,5	8,5	9,0
19,0	9,0	10,0
20,8	9,8	11,0
22,1	10,6	11,5

роста расхода топлива от нагрузки каждого котла (рис. 5-22). Пользуясь зависимостями на рис. 5-21, составляют таблицу наивыгодного распределения нагрузок между котлами (табл. 5-3). Для составления этой таблицы графически определяют нагрузку каждого из котлов при условии равенства относительных приростов. Для этого рассекают приведенные на рис. 5-21 кривые линиями, параллельными оси абсцисс, и определяют производительность каждого котла при соответствующем одинаковом относительном приросте расхода топлива (штриховые

линии со стрелками на рис. 5-22). Данные табл. 5-3 удобнее всего представить графически, как показано на рис. 5-23.

Зная суммарную нагрузку котельной, эксплуатационный персонал легко определит по кривым на рис. 5-22, какую нагрузку надо задать каждому котлу (штриховые линии со стрелками).

Методика выбора наиболее выгодного распределения нагрузки между любым числом работающих котлов аналогична методике, рассмотренной для двух агрегатов. Если зависимости для установленных котлов $B = f(D)$ одинаковы, то суммарную нагрузку между ними следует распределять поровну. Аналогично поступают при распределении нагрузки между котлоагрегатами, имеющими эквидистантные зависимости $B = f(D)$. Кроме метода равенства относительных приростов, при распределении нагрузки между котлами применяются метод поддержания наибольшего КПД и метод загрузки котлоагрегатов пропорционально их номинальной производительности.

Метод поддержания наибольшего КПД котлоагрегатов заключается в том, что сначала загружаются наиболее экономичные котлы до их номинальной производительности, а затем последовательно — менее экономичные. Метод загрузки котлоагрегатов пропорционально их номинальной производительности заключается в том,

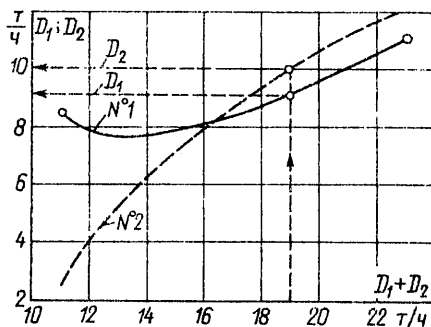


Рис. 5-23. Наивыгодное распределение нагрузки между работающими котлами

Расход условного топлива на растопку котла (в кг)

Поверхность нагрева котла, м ²	Длительность нахождения в холодном состоянии, ч						
	2	6	12	18	24	48	Свыше 48
До 50	10	25	50	75	100	200	300
100	17	50	100	150	200	400	600
200	34	100	200	300	400	800	1200
300	52	150	300	450	600	1200	1800
400	68	200	400	600	800	1600	2400
500	85	250	500	750	1000	2000	3000

что общая нагрузка распределяется в соотношении номинальных производительностей котлов. При равенстве номинальных производительностей котлы загружаются поровну. Однако оба этих метода могут давать большие погрешности.

Опыт многочисленных исследований и испытаний показал, что однотипные котлы с равной номинальной производительностью при сжигании одинакового топлива могут иметь и чаще всего имеют различные кривые $\eta = f(D)$. Кроме того, характер кривых в разных диапазонах производительности различен. Одни котлы могут иметь пологую кривую $\eta = f(D)$, другие — крутую, как, например, кривая $\eta_1(D)$ на рис. 5-21. Таким образом, наиболее правильно распределять нагрузку между котлами, пользуясь методом относительных приростов расхода топлива.

Решая вопросы об оптимальном распределении нагрузки между котлами, следует учитывать технические возможности котлоагрегатов, а также дополнительный расход топлива на растопку котлов и нахождение их в горячем резерве. Действительно, у котлов с пылеугольными топками минимальная производительность, при которой они могут работать устойчиво, выше, чем у котлов со слоевыми топками. Так, пылеугольные топki устойчиво работают при нагрузках не менее 50% номинальной, а слоевые — при нагрузках около 10—15% номинальной.

В табл. 5-4 приведены расходы топлива на растопку котлов в зависимости от их поверхности нагрева и времени нахождения котла в резерве. В котельном цехе должен быть составлен график очередности пуска котельных агрегатов и оптимального распределения общей нагрузки между работающими котлами.

При эксплуатации промышленных котельных с паровыми и водогрейными котлами недопустимо отклонение параметров пара и воды от номинальных, так как оно приводит к перерасходу топлива. Однако на практике поддержанию номинальных параметров в промышленно-отопительных котельных не уделяется должного внимания. Работа паровых котлов с пониженным давлением приводит к снижению КПД из-за необходимости снижать температуру воды после водяного экономайзера во избежа-

ние ее закипания. Кроме того, объем пара при снижении давления заметно возрастает, что приводит к увеличению скорости пара в барабане котла и в сепарационных устройствах, т. е. к повышению влажности пара и к росту его солесодержания.

Отклонение температуры сетевой воды от значений, заданных отопительным графиком, будет приводить к перерасходу теплоты на отопление или к нарушению комфортных условий в помещениях. Повышение температуры сетевой воды на 1 К сверх необходимой по отопительному графику приводит к перерасходу теплоты на 1,5—2,0%.

Глава шестая

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

6-1. ЗАЩИТА ВОЗДУШНОЙ СРЕДЫ ОТ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ

При сжигании топлива в котельных установках в продуктах горения при полном сгорании содержатся: диоксид углерода CO_2 , водяные пары H_2O , азот N_2 , оксиды серы SO_2 (сернистый ангидрид), SO_3 (серный ангидрид) и зола. Кроме того, при высоких температурах в ядре факела происходит частичное окисление азота с образованием оксидов азота NO и NO_2 . При неполном сгорании топлива в продуктах горения могут появиться оксид углерода CO и даже метан CH_4 , а также канцерогенные вещества. Из перечисленных составляющих к числу токсичных относятся SO_2 , SO_3 , NO , NO_2 и мелкодисперсная зола.

За стандарт качества воздуха в СССР приняты предельные допустимые концентрации (ПДК) для различных токсичных веществ. В табл. 6-1 приведены концентрации вредностей, выбрасываемых котельными, предельные допустимые для населенных мест.

Предельная допустимая концентрация атмосферных загрязнений устанавливается двух видов: максимальная разовая и среднесуточная. Максимальная разовая концентрация характеризует качество атмосферного воздуха при отборе пробы его в течение 20 мин, а среднесуточная — в течение суток.

Для уменьшения вредных выбросов в атмосферу летучей золы в котельных устанавливаются золоуловители. Уменьшение выбросов сернистых соединений возможно осуществить путем очистки мазута на нефтеперерабатывающих заводах, непосредственно в котельных до его сжигания и очистки дымовых газов от оксидов серы.

Очистка мазута от серы на нефтеперерабатывающих заводах требует больших капитальных затрат и поэтому практически не применяется. Очистка мазута от серы непосредственно в котель-

ных до его сжигания и очистка продуктов сгорания от оксидов серы практически не применяются вследствие сложности установок и больших капитальных затрат.

Оксиды азота весьма токсичны, они образуются вследствие окисления азота, содержащегося в топливе и воздухе. Оксиды азота образуются при сжигании углей, мазута и природного газа. Для снижения содержания оксидов азота в выбрасываемых в

атмосферу продуктах сгорания необходимо подавлять образование их в топочной камере котельных агрегатов.

Основными методами уменьшения количества оксидов азота, образующихся при сжигании различных топлив, являются: рециркуляция продуктов сгорания в топочную камеру, двухстадийное сжигание топлива, применение специальных горелочных устройств, подача воды и пара в зону горения, снижение коэффициента избытка воздуха в топке и температуры подогрева воздуха, сжигание топлива в низкотемпературном кипящем слое.

Рециркуляция продуктов сгорания в топочную камеру осуществляется специальным рециркуляционным дымососом, отбирающим продукты сгорания с температурой 300—400 °С. Наибольший эффект достигается при подаче продуктов сгорания в кольцевой канал вокруг горелок, а также при подмешивании их в дутьевой воздух перед горелками. Рециркуляция продуктов сгорания в топочную камеру применяется на энергетических котлах большой мощности. На промышленных котлах в связи с увеличением капитальных затрат и дополнительного расхода электроэнергии на собственные нужды рециркуляция продуктов сгорания не применяется.

При двухстадийном сжигании топлива в первичную зону горения подается воздух меньше, чем это теоретически необходимо ($\alpha = 0,80 \div 0,95$). Остальной воздух, необходимый для горения, подается во вторичную зону, т. е. непосредственно в топочную камеру, через сопла, расположенные над горелками. Расположение горелок в несколько ярусов по высоте топки позволяет осуществить промежуточный вариант, при котором горелки нижнего яруса работают с $\alpha < 1$, а через горелки верхнего яруса подается только воздух. Так, испытания, проведенные на энергетическом котле, показали, что сжигание природного газа с подачей только воздуха через горелки третьего яруса позволило снизить содер-

Таблица 6-1

Предельные допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе населенных мест

Загрязняющее вещество	Предельная допустимая концентрация, мг/м³	
	максимальная разовая	среднесуточная
Пыль нетоксичная	0,5	0,15
Сернистый ангидрид	0,5	0,05
Оксид углерода	3,0	1,00
Диоксид азота	0,085	0,085
Сажа (копоть)	0,15	0,05
Сероводород	0,008	0,008

жание оксидов азота в уходящих газах вдвое. Двухстадийное сжигание топлива может широко применяться на котлах малой мощности без больших капитальных затрат. Однако для этого потребуются небольшая реконструкция существующих горелочных устройств.

Применение специальных горелочных устройств, позволяющих получить растянутый по длине топочной камеры факел, возможно только на котлах серии ДЕ, предназначенных для сжигания мазута и газа, так как они имеют достаточную по глубине топочную камеру.

Подача воды и пара в зону горения может использоваться на котлах небольшой мощности. Однако в настоящее время отсутствуют надежные данные об эффективности этого способа. Кроме того, ввод воды или пара может ухудшить процесс горения, особенно в топочных камерах небольшого объема.

Снижение коэффициента избытка воздуха в топке является одной из эффективных мер по подавлению оксидов азота, однако требует совершенствования существующих горелочных устройств. В настоящее время имеется опыт работы энергетических котлов с коэффициентом избытка воздуха в топке 1,02—1,03 при сжигании природного газа и мазута.

Снижение температуры подогрева воздуха, особенно при камерном сжигании твердого топлива, возможно в ограниченных пределах, так как может ухудшить процесс горения влажных топлив.

Рассмотрение различных способов снижения вредных выбросов в атмосферу позволяет рекомендовать следующие меры при эксплуатации промышленных и отопительных котлоагрегатов:

- выполнять рекомендации по эксплуатации инерционных золоуловителей, приведенные в § 5—6;

- производить наладку и испытания установленных золоуловителей;

- поставлять в промышленные и отопительные котельные малосернистые мазуты, а также твердые топлива с малым содержанием серы;

- поддерживать оптимальный коэффициент избытка воздуха на выходе из топки путем наладки режима горения, а в случае необходимости осуществлять реконструкцию горелочных устройств;

- систематически следить за плотностью топочной камеры, ликвидируя присосы воздуха в нее;

- внедрять двухстадийное сжигание топлива при компоновке горелок в несколько ярусов;

- снижать температуру горячего воздуха до минимальных значений, обеспечивающих устойчивый режим горения;

- опробовать подачу воды или пара в количестве 5—10% в ядро факела;

производить поверочный расчет высоты дымовой трубы в соответствии с СН 369—74 с учетом дополнительных требований Минздрава СССР;

определять содержание оксидов азота в продуктах сгорания при режимно-наладочных испытаниях.

6-2. СТОЧНЫЕ ВОДЫ В КОТЕЛЬНЫХ И ИХ ОЧИСТКА

Сточной водой называется вода, использованная в технологических процессах и непригодная по своему качеству для дальнейшего использования на предприятии. Сточные воды, сбрасываемые в водоемы, загрязняют их, так как содержат вредные вещества.

Для охраны водоемов в СССР действуют «Правила охраны поверхностных вод от загрязнений сточными водами» Министерства здравоохранения и водного хозяйства, 1976 г. «Правилами» установлены нормативные требования к составу и свойствам воды в водоемах в зависимости от их использования, а также предельные допустимые концентрации веществ.

Предельной допустимой концентрацией вредного вещества (ПДК) в водоеме называется его концентрация, которая при ежедневном воздействии на организм человека в течение длительного времени не вызывает каких-либо патологических изменений и заболеваний, обнаруживаемых современными методами исследований, а также не нарушает биологического оптимума в водоеме. Для сточных вод ПДК не нормируется и степень их очистки определяется состоянием водоема после сброса сточных вод.

Производственные и отопительные котельные сбрасывают в водоемы следующие виды сточных вод:

сточные воды водоподготовительных установок (химическая очистка питательной и подпиточной воды) и установок для очистки конденсата;

воды, загрязненные нефтепродуктами;

воды от обмывок наружных поверхностей нагрева паровых и водогрейных котлов;

отработанные растворы после химической очистки оборудования котельных цехов;

воды гидрошлакоудаления котельных, сжигающих твердое топливо;

коммунально-бытовые и хозяйственные воды;

дождевые воды с территории котельной.

Наибольшее загрязнение водоемов происходит при сбросе сточных вод водоподготовительных установок; воды, загрязненной нефтепродуктами, воды от обмывок наружных поверхностей нагрева, отработанных растворов и загрязненной воды из систем гидрошлакоудаления.

Уменьшение вредностей, сбрасываемых сточными водами в естественные водоемы, возможно путем уменьшения количества сточных вод или их очистки. В настоящее время отсутствуют приемлемые технико-экономические решения глубокой очистки сточных вод от истинно растворенных примесей, поэтому в эксплуатации необходимо прежде всего стремиться к уменьшению количества сбрасываемых сточных вод.

Уменьшение количества сточных вод водоподготовительных установок должно осуществляться путем рационализации методов и схем водоподготовительных установок. Основным направлением совершенствования водоподготовительных установок является уменьшение расхода реагентов и воды на собственные нужды, а также повторное использование сточных вод в технологическом цикле котельной установки.

Основная масса промышленных и отопительных котельных для водоподготовительной установки использует водопроводную воду, применяя ионный обмен при обработке воды. При этом сбросы воды в ионнообменной части водоподготовительной установки довольно значительны (расчетный расход воды на собственные нужды водоподготовительной установки составляет 25% ее производительности). Таким образом, для уменьшения сбросов воды наиболее перспективными являются: метод непрерывного ионирования воды, ступенчато-противоточное ионирование, термическая регенерация ионитов.

При сжигании жидкого топлива в промышленных и отопительных котельных неизбежны его утечки, обусловленные организационными и технологическими причинами. К организационным причинам относятся: нарушения сроков ремонта оборудования, нарушения технологического режима эксплуатации обслуживающим персоналом и др. К технологическим причинам относится несовершенство технологии и конструкции подогревателей, насосов и др. В большинстве котельных при разгрузке мазута используется острый пар для слива его из цистерн. Это приводит к обводнению мазута и при отстое его в мазутохранилище — к появлению подтоварных вод, требующих затем очистки. Для уменьшения стоков следует применять цистерны с паровой рубашкой и тепляки для разогрева цистерн с мазутом. В большинстве котельных очистка цистерн от остатков мазута производится путем их пропарки и промывки горячей водой, что заметно увеличивает количество сточных вод, загрязненных мазутом. Значительное уменьшение количества сточных вод достигается при зачистке цистерн с помощью моющих синтетических препаратов при многократном использовании моющего раствора.

При эксплуатации железобетонных резервуаров следует контролировать плотность стыков панелей, которая может нарушаться при неравномерной осадке резервуара.

Также следует своевременно устранять неплотности в подогревателях мазута.

При обмывке поверхностей нагрева паровых и водогрейных котлов, особенно при сжигании мазута, в обмывочной воде содержатся грубодисперсные вещества, свободная серная кислота, сажистые частицы, продукты коррозии, ванадий, никель, медь. Обмывочные воды перед сбросом должны быть очищены от указанных загрязнений. В промышленных и отопительных котельных желательно вместо обмывки наружных поверхностей нагрева применять другие способы их очистки.

Для сокращения сбросов от химических промывок и консервации котлов следует сокращать число промывок и частично заменять воды иными агентами, например паром, применять сухие способы консервации. В последнее время используют обработку поверхностей нагрева комплексонами и композициями на их основе. Это увеличивает сроки работы котлов без промывок, т. е. приводит к сокращению количества сбрасываемых сточных вод.

В центральных котельных большой мощности, работающих на твердом топливе, применяют систему гидрозолоудаления. В этих системах зола вместе с водой направляется на золоотвалы, где грубодисперсные примеси отстаиваются, а осветленная вода сбрасывается в водоем или возвращается в котельную для частичного использования. В результате взаимодействия золы с водой в ней появляются вредные примеси, состав и количество которых зависит от химического состава золы. Для сокращения сбросов примесей из системы гидрозолоудаления систему переводят на работу по оборотной схеме.

Наиболее важными показателями осветленной воды систем гидрозолоудаления являются щелочность, концентрация сульфатов, суммарное содержание и концентрация отдельных токсичных примесей.

Глава седьмая

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ МАШИН

7-1. ТЯГОДУТЬЕВЫЕ МАШИНЫ

Основными величинами, характеризующими работу вентилятора (дымососа), являются: производительность ($\text{м}^3/\text{с}$; $\text{м}^3/\text{ч}$), полный напор (Па), мощность, потребляемая электродвигателем (кВт), частота вращения (об/мин), полный КПД (%). Дымосос (вентилятор) создает полный напор, соответствующий сопротивлению газового или воздушного тракта, на который он работает. Поэтому рабочий режим дымососа (вентилятора) соответствует точке пересечения его напорной характеристики с характеристикой сети (суммарное сопротивление тракта). Дымосос (вентилятор) в рабочем режиме имеет наибольшую производительность, соответствующую сопротивлению газозадушного тракта.

Результаты испытания и наладка ряда тягодутьевых установок промышленных котельных показали, что в процессе монтажа и при дальнейших ремонтах допускаются серьезные ошибки в исполнении отдельных узлов машин. Часто наблюдаются (особенно после ремонта) значительные аксиальные зазоры между рабочим колесом и входным патрубком, а также эксцентричное расположение входного патрубка по отношению к входному отверстию рабочего колеса. Аксиальный зазор между рабочим колесом и входным патрубком достигает 8—9% диаметра рабочего колеса при допустимом значении 0,6—1,0%.

Существенное влияние на работу тягодутьевых машин оказывает также конфигурация выходных диффузоров, устанавливаемых после машины. Для того чтобы иметь минимальное сопротивление диффузора, следует стремиться к возможно меньшему отношению площадей выходного и входного сечения диффузора или к возможно большей его относительной длине, под которой понимают отношение абсолютной длины диффузора к корню квадратному из площади входного (меньшего) сечения диффузора.

Пирамидальные диффузоры рекомендуется выполнять симметричными, а у плоских диффузоров внешняя стенка должна отклоняться наружу не более чем на 10° . Однако часто на практике диффузоры выполняются неправильно или вообще не устанавливаются. Более того, встречаются случаи, когда вместо диффузора на выходе из вентилятора (или дымососа) устанавливается газозовдухпровод с коленом, направленным в сторону, противоположную вращению рабочего колеса.

В промышленных котельных установках энергетическое оборудование большую часть времени работает с резко переменными нагрузками, весьма отличающимися от номинальной. Кроме того, при переводе котельных агрегатов с твердого топлива на газообразное вследствие снижения сопротивления газового, а иногда и воздушного тракта загрузка тягодутьевых машин также снижается даже при некотором повышении производительности котлоагрегата. При этих условиях необходимо применять экономичные способы регулирования производительности тягодутьевых машин.

Для регулирования производительности вентиляторов (дымососов) промышленных котельных применяются поворотные шиберы и осевые направляющие аппараты. Регулирование посредством шиберов или заслонок наиболее просто, но наименее экономично. В связи с этим для регулирования производительности следует применять осевые направляющие аппараты. При их установке необходимо обращать внимание на правильность расположения лопаток, которые при прикрывании аппарата должны устанавливаться так, чтобы выходящий поток закручивался в сторону вращения рабочего колеса машины (рис. 7-1). Неправильная установка направляющего аппарата, т. е. закручивание им потока навстречу вращающемуся рабочему колесу машины, приводит

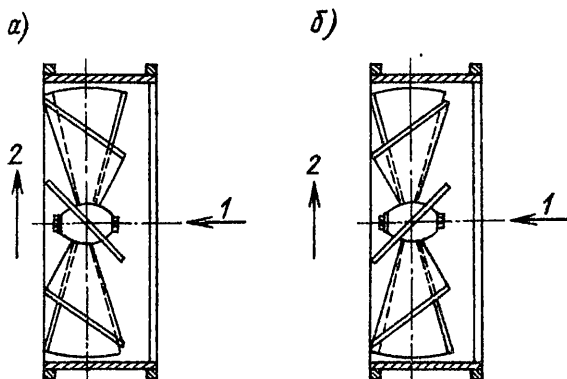


Рис. 7-1. Схемы расположения лопаток направляющего аппарата по отношению к направлению вращения рабочего колеса дымососа (вентилятора):

а — правильное расположение; б — неправильное

1 — направление входа потока в направляющий аппарат; 2 — направление вращения рабочего колеса

к значительному перерасходу электроэнергии и даже менее экономично, чем регулирование шибером.

В целях максимальной экономии электроэнергии при изменении нагрузки котлоагрегата регулирование производительности вентилятора (или дымососа) следует осуществлять направляющим аппаратом, производя местными шиберами только подрегулировку для необходимого распределения потоков по отдельным горелкам или ответвлениям.

При групповой компоновке газового и воздушного трактов часто имеет место параллельная работа тягодутьевых машин, которая нежелательна. Теоретически производительность машин, имеющих одинаковые напорные характеристики, увеличивается только в 1,5 раза. Однако на практике даже однотипные машины чаще всего имеют различные напорные характеристики (в результате износа рабочих лопаток или ремонта). Совместная работа машин с различными напорными характеристиками на общий тракт не только неэкономична, но чаще всего приводит к ухудшению работы установки.

Для нормальной эксплуатации тягодутьевых машин после монтажа или ремонта необходимо произвести их внутренний и внешний осмотр. При внутреннем осмотре проверяется состояние рабочего колеса, измеряются зазоры между колесом и входным патрубком, проверяется состояние регулирующих устройств и запорных шиберов (легкость их хода и плотность закрытия, отсутствие задеваний и заеданий движущихся частей).

В тягдутьевой машине и на прилежащих участках воздухопроводов и газоходов не должно быть посторонних предметов, все соединения должны иметь надежное крепление. Выявленные в результате внутреннего осмотра недостатки устраняют, рабочее

колесо поворачивают вручную и выполняют измерения, чтобы определить наличие биения колеса; допускается максимальное биение не больше 2 мм при диаметре колеса до 1 м и не больше 5 мм при диаметре колеса до 2 м. После внутреннего осмотра люки и направляющий аппарат или шибер закрывают.

При внешнем осмотре машины следует обращать внимание на наличие и правильность установки ограждения валов и полумуфт, проверять исправность вземления электродвигателя, прочность крепления подшипников к фундаментам или стойкам, поступление воды для охлаждения подшипников, отсутствие посторонних предметов около вращающихся частей машины, наличие уплотнения в местах прохода вала сквозь кожух и ограждающих сеток у всасывающих патрубков вентиляторов. Ограждающие сетки изготовляются из проволоки диаметром 1,5—2,0 мм с ячейками размером не менее 30×30 и не более 50×50 мм. Кроме того, необходимо проверить исправность дистанционного управления и соответствие указателей положения регулирующих устройств у машин указателям, установленным на щите управления.

После осмотра и устранения всех обнаруженных дефектов подшипники промывают керосином и заправляют смазкой. Затем машина проверяется на холостом ходу и под нагрузкой. Пускать машину можно только по указанию лица, ответственного за монтаж или ремонт машины. Перед пуском машины следует убедиться, что направляющий аппарат или шибер машины полностью закрыт. При достижении номинального числа оборотов машина проверяется на отсутствие вибрации. Вибрация подшипников не должна превышать 0,13 мм при частоте вращения 1000 об/мин и 0,16 мм — при 750 об/мин.

Для проверки работы машины под нагрузкой следует медленно открыть направляющий аппарат или шибер с таким расчетом, чтобы нагрузка электродвигателя по амперметру соответствовала номинальной (не больше значения, отмеченного красной чертой, нанесенной на шкалу амперметра). Если электродвигатель дутьевого вентилятора или полностью открытых направляющем аппарате и шиберах, установленных по тракту и у топочного устройства, оказывается загруженным по амперметру ниже номинального значения, то можно сделать вывод, что его мощность превышает мощности машины и при нормальной эксплуатации перегрузки электродвигателя не будет. У дымососов при их опробовании на холодном воздухе электродвигатели, как правило, загружаются значительно больше, чем при работе на горячих продуктах горения. Поэтому, открывая направляющий аппарат, необходимо внимательно следить за загрузкой электродвигателя по амперметру.

При работе тягодутьевых машин могут иметь место различные неполадки, требующие иногда немедленной остановки машины. Аварийная остановка производится при сильной вибрации, стуках в подшипниках, признаках задевания подвижных частей о непод-

вижные, нагреве подшипника выше установленной нормы, появлении дыма из электродвигателя, задевании ротора электродвигателя о его статор, которое обнаруживается по появлению искр из электродвигателя.

Причиной вибрации может быть неравномерный износ лопаток, ослабление растяжки рабочего колеса, износ вкладышей подшипников, повреждение шарикового (или роликового) подшипника. Вибрация у дымососов двустороннего всасывания часто бывает связана с неравномерным поступлением газов по обеим сторонам, вызванным неправильной регулировкой лопаток направляющих аппаратов. Вибрация также возможна из-за ослабления фундаментных болтов подшипников или электродвигателя либо из-за недостаточной жесткости рам под подшипниками и всей опорной конструкции тягодутьевой установки.

Повышенный нагрев корпусов подшипников и расплавление вкладышей происходит при неправильном уходе за подшипниками вследствие попадания грязи, применения грязного или густого масла, вытекания масла, заедания кольца подшипника, прекращения охлаждения подшипника.

При обслуживании тягодутьевых машин надо помнить, что нельзя снимать во время работы машин защитные приспособления с муфт и валов, а также пускать машины без этих приспособлений. Спецодежда обслуживающего персонала должна быть такой, чтобы вращающиеся части машин не могли ее захватить. Не следует при обтирке работающих тягодутьевых машин наматывать тряпки или концы на руку.

7-2. ГАЗОВОЗДУШНЫЙ ТРАКТ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

Газовоздушный тракт котлоагрегата должен удовлетворять двум основным требованиям: быть плотным и иметь минимальное сопротивление.

Местами утечек воздуха из воздушного тракта чаще всего являются неработающие горелки (пылевые, газовые, мазутные), а также неплотности в бетонных каналах, проложенных в полу котельной, в шиберах, в сварочных швах металлических коробов, во фланцевых соединениях воздухопроводов.

Как показали многочисленные испытания, местами присоса холодного воздуха в газовый тракт чаще всего являются обдувочные лючки и места заделки их в обмуровку, лазы в обмуровке котла, неработающие горелки, проходы постоянных обдувочных устройств через обмуровку котла и хвостовые поверхности нагрева, гляделки в топочной камере и запальные отверстия для горелок, проходы экранных труб через обмуровку, сочленения труб чугунных водяных экономайзеров между собой и с обмуровкой, неплотности в воздухоподогревателях и в общих сборных боровых, особенно в местах установки шиберов, выполненных в виде заслонок,

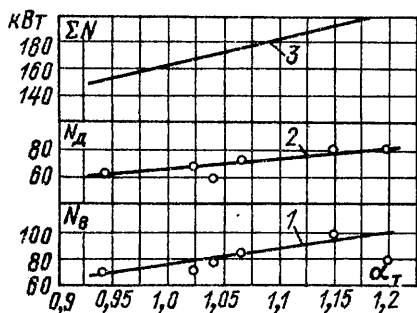


Рис. 7-2. Зависимость мощности, потребляемой дымососом и вентилятором котлоагрегата ТП-35, от коэффициента избытка воздуха на выходе из топки 1 — мощность, потребляемая электродвигателем вентилятора; 2 — мощность, потребляемая электродвигателем дымососа; 3 — суммарная мощность, потребляемая электродвигателями вентилятора и дымососа

переходы от общих кирпичных боровов к патрубкам дымососов, корпуса дымососов.

При эксплуатации установки необходимо систематически сле-

дить за плотностью газоздухопроводов, периодически проверяя их. Неплотности в газовом и воздушном тракте ведут к излишней загрузке дымососа (или вентилятора) и к перерасходу электроэнергии на тягу и дутье, а иногда и к недостатку тяги и воздуха, что снижает производительность котлоагрегата. В качестве примера на рис. 7-2 приведена полученная по данным испытаний зависимость мощности, потребляемой электродвигателями дымососа и вентилятора, от коэффициента избытка воздуха. Эта зависимость получена при испытании котла типа ТП-35. Увеличение коэффициента избытка воздуха в топке от 1,0 до 1,2 приводит к увеличению мощности, потребляемой электродвигателем вентилятора, на 23 кВт, а дымососа — на 14 кВт, т. е. суммарный расход электроэнергии увеличивается на 37 кВт, что составляет 21% мощности, потребляемой при работе котла на газе с нагрузкой 40 т/ч.

Сопротивление газового и воздушного трактов, обуславливающее потери напора, зависит от квадрата скорости потока, плотности потока и конфигурации тракта. Понизить сопротивление тракта можно путем уменьшения скорости потока и коэффициента местного сопротивления. Однако уменьшение скорости потока приводит к увеличению сечения газоздухопроводов, а тем самым и капитальных затрат на их сооружение. Поэтому в первую очередь следует снижать местные сопротивления путем рационального выполнения отдельных элементов тракта. Установка лишних шиберов по тракту также приводит к увеличению его сопротивления. Например, при наличии направляющего аппарата во всасывающем патрубке вентилятора достаточно иметь шиберы только у горелок (пылевых, газовых, мазутных). Особенно вредно располагать шиберы в местах с повышенными скоростями потока, например в выхлопном патрубке вентилятора или дымососа. При эксплуатации котлоагрегата необходимо выявлять сопротивление отдельных элементов газового и воздушного трактов с целью его снижения.

При эксплуатации подземных боровов необходимо исключить попадание в них грунтовых вод.

7-3. ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ НАСОСЫ

В паросиловых установках промышленных предприятий весьма распространены центробежные насосы, используемые для подачи питательной воды в котельные агрегаты, для перекачки конденсата, подачи жидкого топлива и т. д.

Эксплуатация насосов заключается в их обслуживании и планово-предупредительном ремонте. Обслуживание насосов осуществляется в соответствии с заводскими инструкциями, учитывающими особенности конструкции конкретной машины. В то же время при обслуживании различных конструкций следует соблюдать общие правила эксплуатации. В ходе обслуживания насосов приходится их периодически пускать, останавливать и контролировать во время работы. Перед пуском необходимо произвести наружный осмотр насоса, закрыть краны у мановакуумметра и манометра, установленных для измерения напора во всасывающем и нагнетательном патрубках. Затем залить насос водой (или перекачиваемой жидкостью), если он расположен выше емкости, из которой забирает жидкость. При расположении насоса ниже емкости, из которой он забирает жидкость, открывают кран для выпуска воздуха и задвижку на всасывающей линии. Как только из линии для выпуска воздуха начнет выливаться вода, вентиль на этой линии закрывают.

Пуск насоса производят при закрытой задвижке на нагнетательной линии во избежание перегрузки электродвигателя. После пуска насоса открывают кран на манометр, установленный на нагнетательной линии, и когда насос разовьет полное число оборотов, а манометр покажет соответствующее давление, медленно открывают задвижку на нагнетательной линии и кран на мановакуумметр. Одновременно открывают подачу воды для охлаждения подшипников и уплотнения сальников.

Для остановки насоса медленно закрывают задвижку на нагнетательной линии, кран на мановакуумметр и выключают электродвигатель. Затем закрывают краны на манометр, на подвод воды для охлаждения подшипников и для уплотнения сальников и задвижку на всасывающей линии насоса.

Во время работы насоса необходимо следить за температурой подшипников, состоянием сальников, амплитудой вибрации, записывать показания контрольно-измерительных приборов, периодически прослушивать насос. Чрезмерный нагрев подшипников (предельное допустимое превышение температуры подшипников скольжения над температурой окружающего воздуха составляет 25 °С) может происходить вследствие неправильной установки, плохого вращения смазочных колец, износа вкладышей, загрязнения масла. Повышенная вибрация (размах ее не должен превышать 0,12 мм при частоте вращения до 750 об/мин и 0,06 мм при частоте вращения до 3000 об/мин) может происходить из-за чрезмерного износа вкладышей подшипников, нарушения балансировки рабо-

чего колеса, нарушения центровки насоса с электродвигателем. Шум и удары в насосе наблюдаются при неправильной расточке соединительных муфт, прогибе вала, стуке подшипников, витковом замыкании в электродвигателе, задевании рабочего колеса за уплотнения, явлении кавитации. Аварийная остановка насоса производится при вибрации в недопустимых пределах, стуках в подшипниках, признаках задевания рабочего колеса, при недопустимом нагреве подшипников, задевании ротора электродвигателя о его статор. Заметное снижение производительности насоса через некоторое время его нормальной работы может быть вызвано увеличением целевых потерь внутри насоса, повышением температуры воды и большим сопротивлением трубопровода на всасе (запаривание насоса), засорением рабочего колеса и его износов, попаданием воздуха в насос и всасывающий трубопровод.

Эксплуатация питательных насосов котельных установок имеет свои особенности, связанные с переменным режимом работы котельных агрегатов и недопустимостью даже кратковременного перерыва в работе насоса. «Правила» Госгортехнадзора предъявляют ряд требований к питательным насосам. Так, для питания промышленных паровых котлов должно быть установлено не менее двух насосов с независимым приводом, из которых один должен иметь паровой привод. Суммарная производительность насосов с электроприводом должна составлять 110%, а с паровым приводом — не менее 50% номинальной паропроизводительности всех работающих котлов. Допускается установка всех питательных насосов только с паровым приводом, а при наличии двух независимых источников питания электроэнергией — только с электроприводом. В этом случае число и производительность насосов должны быть выбраны так, чтобы при остановке самого мощного насоса суммарная подача оставшихся в работе насосов была не менее 110% номинальной производительности всех рабочих котлов.

Контрольные вопросы

1. Каковы основные параметры, характеризующие дымосос (или вентилятор)?
2. Что такое характеристика сети?
3. Каковы преимущества направляющего аппарата по сравнению с шибером?
4. Как следует выполнять выходные диффузоры вентиляторов?

Глава восьмая

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЕПЛОИСПОЛЬЗУЮЩИХ УСТАНОВОК

8-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Основными задачами при эксплуатации теплоиспользующих установок промышленных предприятий являются: обеспечение надежности работы установки, поддержание параметров, заданных технологическим процессом, минимальный расход теплоты на единицу обрабатываемой продукции.

Теплоиспользующие установки весьма разнообразны по конструкции и режиму работы в зависимости от технологического процесса, который они обслуживают. Однако независимо от назначения и конструкции теплоиспользующих установок к ним предъявляется ряд общих требований. К этим требованиям относятся: удобство обслуживания основных элементов установки и контрольно-измерительных приборов, наличие отключающих устройств на входе и выходе греющей и нагреваемой среды, предохранительных клапанов, смотровых и водоуказательных стекол, контрольно-измерительных приборов для определения температуры и давления теплоносителя и нагреваемой среды, устройств для удаления воздуха, газов от технологических продуктов и конденсата.

Каждой теплоиспользующей установке и ее вспомогательному оборудованию присваивается порядковый номер. Если вспомогательное оборудование теплоиспользующей установки дублируется, то к нему добавляется цифровой или буквенный индекс. Запорная и регулирующая арматура обвязочных трубопроводов теплоиспользующей установки должна иметь номера, соответствующие схеме установки, указатели положения степени открытия отключающих устройств и стрелки, указывающие направление вращения привода запорных органов. На обвязочных трубопроводах стрелками указывается направление движения теплоносителя и технологических растворов.

Теплоиспользующие установки должны изолироваться так, чтобы температура поверхности изоляции не превышала 45°C при температуре окружающего воздуха 25°C . В случае опасности разрушения металла под изоляцией ее делают съёмной.

Теплоиспользующие установки подвергаются наружному и внутреннему осмотру, а также гидравлическому испытанию. Внутренний осмотр и гидравлическое испытание теплоиспользующих аппаратов, подлежащих регистрации в органах Госгортехнадзора, производится инспектором Госгортехнадзора. Техническое освидетельствование теплоиспользующих установок производится перед пуском их в работу, периодически в процессе эксплуатации и досрочно

Внутренние осмотры производятся не реже одного раза в четыре года, а гидравлические испытания — не реже одного раза в восемь лет. Регистрации в органах Госгортехнадзора не подлежат сосуды, работающие под давлением неедких, неядовитых, невзрывоопасных сред при температуре стенки не более 200°C и имеющие произведение емкости в литрах и давления в мегапаскалях не выше 1000, а также сосуды, работающие под давлением едких, ядовитых и взрывоопасных сред, но имеющие произведение давления и емкости не выше 50.

Досрочное освидетельствование сосудов производится после реконструкции и ремонта с применением сварки, при установке на новом месте, перед наложением на стенки сосуда нового защит-

ного покрытия, по усмотрению инспектора Госгортехнадзора или лица, ответственного за эксплуатацию сосуда. Кроме того, предприятие производит внутренний осмотр сосудов без участия инспектора Госгортехнадзора в следующие сроки: сосудов, работающих со средой, вызывающей коррозию металла, — не реже одного раза в год, а остальных — не реже одного раза в два года.

Гидравлическое испытание сосудов, работающих при температуре стенки от 200 до 400 °С, производится давлением, превышающим рабочее не менее чем в 1,5 раза, а сосудов, работающих при температуре стенки свыше 400 °С, — давлением, превышающим рабочее не менее чем в два раза. Установки, работающие при давлении менее 7 кПа или в условиях вакуума, испытываются на прочность давлением 20 кПа и на плотность давлением 15 кПа.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей» работа установки запрещается по истечении срока освидетельствования, при отсутствии регистрации в органах Госгортехнадзора, при повышении давления до недопустимого уровня, при неисправности предохранительных клапанов, выходе из строя манометра и невозможности определить давление по другим приборам, при неисправности или неполном количестве крепежных деталей крышек и люков, предохранительных блокировочных устройств, контрольно-измерительных приборов и автоматических устройств, предусмотренных проектом, при отсутствии паспорта на установку.

Теплоиспользующие установки, трубопроводы и вспомогательное оборудование окрашиваются лаком или другими стойкими красками один раз в два года. «Правила» требуют, чтобы на каждой теплоиспользующей установке, работающей под давлением, на специальной табличке были нанесены: регистрационный номер, допустимое давление, дата следующего внутреннего осмотра и гидравлического испытания. Эксплуатация теплоиспользующих установок должна производиться в полном соответствии с «Правилами техники безопасности». Правила безопасности распространяются на персонал предприятий и организаций, связанный с обслуживанием, ремонтом, испытаниями и наладкой теплоиспользующих установок, тепловых сетей и систем теплоснабжения.

8-2. ТЕПЛОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ И ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ

Теплоподготовительными обычно принято называть установки, предназначенные для поддержания заданных параметров горячей воды или пара, а также для регулирования этих параметров в системах теплоснабжения различных потребителей. Для получения горячей воды в промышленных котельных применяются пароводяные подогреватели поверхностного типа.

Водоподогревательные установки для обеспечения надежной эксплуатации должны быть оборудованы следующими контрольно-

измерительными приборами: манометрами на выходящем паропроводе, на всасывающих и нагнетательных линиях насосов, на входящем и выходящем трубопроводах греющей и подогреваемой воды; расходомерами на трубопроводах греющего теплоносителя и нагреваемой воды; водоуказательными приборами на стороне конденсирующего теплоносителя.

Водоподогревательные установки, работающие при давлении более 68,6 кПа, оборудуются предохранительными клапанами. Число предохранительных клапанов, их размеры и пропускная способность определяются расчетом. При этом для сосудов с давлением до 0,294 МПа включительно предохранительные клапаны должны предохранять сосуд от повышения давления более чем на 0,049 МПа выше рабочего, а для сосудов с давлением от 0,294 до 5,88 МПа — на 15% выше рабочего. Предохранительные клапаны устанавливаются на патрубках, непосредственно присоединенных к сосуду. Рабочая среда, выходящая из предохранительных клапанов, должна отводиться в безопасное место. Установка отключающих устройств на отводящих трубопроводах предохранительных клапанов запрещается. На отводящих трубопроводах предусматривается дренажное устройство, обеспечивающее слив скопившегося конденсата.

При эксплуатации теплоподготовительных установок необходимо не реже одного раза в три месяца проверять их плотность. Проверка на плотность производится при рабочем давлении теплоносителя. Определение плотности установок производится по показаниям контрольно-измерительных приборов (манометров, термометров), а чаще всего по данным химического анализа конденсата греющего пара или воды. Результаты проверки на плотность заносятся в журнал ремонта теплоподготовительного оборудования. Для контроля экономичности работы теплоподготовительных установок не реже одного раза в пять лет производятся тепловые испытания. Методика испытаний и применяемые приборы рассмотрены в гл. 14.

Обслуживание теплоподготовительных установок заключается в систематическом контроле над параметрами греющей и нагреваемой среды, в своевременном выявлении и устранении дефектов (неплотности фланцевых соединений, арматуры, неисправность конденсатоотводчиков, контрольно-измерительной аппаратуры и системы автоматического регулирования, парения предохранительных клапанов, разрушения изоляции и т. д.).

Работа теплоподготовительной установки должна быть прекращена в следующих случаях:

- а) при повышении давления сверх разрешенного, несмотря на соблюдение требований, указанных в эксплуатационной инструкции;
- б) при неисправности предохранительных клапанов;
- в) при обнаружении трещин, выпучин, значительного утонения стенок, неплотностей в сварных швах, течи в заклепочных и болтовых соединениях, разрыва прокладок;

г) при возникновении пожара, непосредственно угрожающего теплоподготовительной установке;

д) при неисправности манометров, контролирующих давление теплоносителя и нагреваемой жидкости, и при невозможности определения давления по другим приборам;

е) при неисправности или неполном количестве крепежных деталей крышек и люков;

ж) при неисправности указателя уровня жидкости;

з) при неисправности предохранительных блокировочных устройств, предусмотренных проектом;

и) при неисправности или отсутствии контрольно-измерительных приборов и автоматических устройств, предусмотренных проектом.

Ремонт теплоподготовительных установок производится ежегодно в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером предприятия. Ремонт оборудования производится только с разрешения начальника цеха или его заместителя. Перед выводом в ремонт теплоподготовительной установки должны быть установлены металлические заглушки на линиях теплоносителя до установки и после нее, а также на входной и выходной линиях нагреваемой жидкости. Отключающая арматура закрывается на цепь с замком, и на нее вешают плакаты «Не открывать — работают люди». С электроприводов задвижек должно быть снято напряжение.

Ответственные работы могут производиться только по специальному наряду. Наряд представляет собой письменное распоряжение выполнить работу. В нем указывается место и время работы, условия ее выполнения, основные меры безопасности, состав бригады и лицо, ответственное за безопасность работы.

К работам, выполняемым по наряду, относятся:

а) газосварочные, выполняемые на оборудовании, работы внутри аппарата, резервуара или бака, в колодцах, коллекторах и туннелях, в среде, где возможно появление горючего газа, а также вблизи действующего оборудования;

б) слесарные и другие работы внутри аппарата, резервуара, бака, колодца, туннеля;

в) пусковые работы, связанные с прогревом паропровода;

г) любые работы, при которых возможно появление горючего газа;

д) испытания теплоподготовительного оборудования и теплотсети на расчетное давление и температуру теплоносителя;

е) ремонтные работы вблизи действующего оборудования, а также ремонт вращающихся механизмов;

ж) теплоизоляционные работы на действующем оборудовании и трубопроводах.

Ответственными за безопасность работ, выполняемых по нарядам, являются: выдавший наряд, руководитель работ, наблюдающий за выполнением работ, допускающий к работе и члены бригады, исполняющие работу.

При ремонте теплоиспользующих установок наиболее часто приходится: производить очистку поверхности нагрева, ликвидировать расстройства вальцовочных соединений, разрывы труб, заменять прокладки фланцевых соединений, ликвидировать повреждения или разрывы сварных стыков, течь в сальниках задвижек.

Поверхности нагрева теплоиспользующих аппаратов необходимо очищать от загрязнений. Продолжительность работы аппарата между очистками зависит от степени чистоты греющего пара, от теплового напряжения поверхности нагрева, от скорости циркуляции и от конфигурации поверхности нагрева. Для очистки металлических поверхностей применяют механический, гидро-механический или химический метод. При мягких осадках и твердой накипи очистку производят механически: шарошками, щетками, металлическими прутьями и другим инструментом.

Расстройство вальцовочных соединений происходит вследствие низкого качества развальцовки, неудовлетворительной компенсации температурного удлинения трубок, недостаточной толщины и плохого крепления трубных досок, хрупкости материала трубок, коробления трубной доски из-за большой разности температур отдельных ее участков.

Разрывы труб вызываются вибрацией, коррозией, эрозией, гидравлическими ударами или чрезмерными внутренними напряжениями в материале труб. При разрушении труб аппарат должен быть немедленно отключен. Для этого вначале прекращают подачу теплоносителя с более высоким давлением, а затем теплоносителя с более низким давлением.

Неплотности во фланцевых соединениях вследствие пробивания прокладок могут возникать из-за перекоса фланцев, неравномерностей затяжки болтов, резких колебаний давления и температуры, невысокого качества материала прокладки.

Включение теплоподготовительной установки после ремонта в работу производится по письменному распоряжению начальника цеха или его заместителя. Оперативный персонал проверяет, нет ли людей в опасных местах, производит тщательный наружный осмотр установки, проверяет отсутствие заглушек на трубопроводах, посторонних предметов и инструмента. Прогрев установки и паропровода производится медленно при открытом вентиле на обводной линии конденсатоотводчика. Для каждой установки в эксплуатационной инструкции указывается скорость повышения давления и температуры. Если при пуске появляются гидравлические удары или вибрация, следует уменьшить подачу теплоносителя до их полного исчезновения.

8-3. СУШИЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

В различных отраслях промышленности для удаления влаги применяются весьма разнообразные по конструкции сушильные установки. Эксплуатация сушильных установок непрерывного или

периодического действия, работающих при атмосферном давлении или в условиях вакуума, должна осуществляться в соответствии с «Правилами технической эксплуатации».

Камеры сушильных установок должны быть герметичны. Особое внимание следует уделять герметизации дверей, через которые поступает и удаляется материал, подвергающийся сушке. Запоры дверей могут быть механическими (рычажные, клиновые, винтовые) или в виде воздушных завес.

Изоляция сушильных установок должна обеспечивать минимальные тепловые потери и быть влагостойкой при работе сушилок на открытом воздухе. Если в сушильной установке производится пропаривание материала, то все ее ограждения покрываются гидроизоляцией.

Сушилки для взрывоопасных материалов оборудуются взрывными предохранительными клапанами, трубы от которых выводятся за пределы цеха. Сушилки для ядовитых едких материалов устанавливаются в специальном помещении.

При эксплуатации сушилок для порошкообразных или дробленых материалов необходимо систематически следить за работой пылеосадочных камер, сухих или мокрых циклонов, мультициклонов, фильтров, производя их периодическую очистку от загрязнений. Поверхность нагрева калориферов также следует периодически очищать.

Равномерное и правильное распределение потоков воздуха оказывает существенное влияние на продолжительность и качество сушки, поэтому необходимо периодически проверять целостность и правильность установки экранов, решеток и других устройств, направляющих потоки воздуха в сушилке.

При эксплуатации сушилок, в которых в качестве теплоносителя используется водяной пар, необходимо контролировать работу конденсатоотводчиков и вентиляторов, осуществляющих циркуляцию воздуха, а также следить за исправностью шиберов, регулирующих рециркуляцию воздуха.

Основной задачей при обслуживании сушильных установок является обеспечение необходимой производительности оборудования и поддержание оптимальных режимов, при которых длительность сушки и расход теплоты минимальны, а качество высушенного материала наилучшее. Оптимальный режим сушки выбирается в результате испытаний, которые должны производиться после капитальных ремонтов или внесения конструктивных изменений.

При сушке нагретым воздухом следует установить периодический контроль над температурой воздуха, его относительной влажностью и влажностью материала до сушки и после нее. Эксплуатационный персонал обязан вести процесс в соответствии с режимной картой технологического процесса, которая вывешивается около сушилки.

При разработке режимов сушки следует учитывать, что чем выше влажность, температура или давление внутри материала, тем больше скорость его сушки. При этом растрескивание многих материалов обусловлено недопустимо высоким градиентом влажности (разность значений влажности в центре и на поверхности), который связан с напряжениями, возникающими при усадке материала во время его сушки. Чем меньше градиент влажности в материале, подвергающемся сушке, тем выше его качество после сушки. Скорость конвективной сушки материалов без растрескивания лимитируется градиентом влажности.

8-4. ВЫПАРНЫЕ УСТАНОВКИ

При устройстве выпарных установок, работающих при давлении или вакууме, необходимо соблюдение следующих требований «Правил технической эксплуатации»:

а) для подогрева раствора, поступающего в первый корпус выпарной установки, следует устанавливать специальные подогреватели, обеспечивающие подогрев раствора конденсатом или соковым паром;

б) подогреватели должны иметь обводную линию и линию для возврата раствора в промежуточный бак во избежание переполнения первого корпуса раствором;

в) после конденсатоотводчика необходимо устанавливать смотровые стекла и пробные краны для контроля над отводом конденсата и его качеством;

г) для наблюдения за уровнем раствора в корпусе выпарного аппарата необходимы смотровые стекла;

д) установка должна быть оснащена автоматическим регулятором давления пара, поступающего в первый корпус, и автоматическим регулятором уровня раствора, а также приборами для измерения расхода и параметров греющего пара, манометрами, вакуумметрами на греющих камерах и в паровом пространстве последующих корпусов, устройствами для измерения температуры в корпусах, подогревателях и конденсаторе, а также расходомером для учета количества раствора, поступающего на выпарку.

Перед включением выпарной установки в работу она подвергается горячему опробованию на воде для проверки герметичности аппарата, исправности приборов автоматического регулирования и теплового контроля, дренажей, конденсатора и воздушных насосов. В период горячего опробования производится подтяжка болтовых соединений и сальников арматуры.

Заполнение корпусов водой производится в следующем порядке. Пускают вакуумный насос и в последнем корпусе создают вакуум. Затем открывают вытяжные трубы и создают равномерный перепад давлений между корпусами. В результате этого вода из первого корпуса последовательно самотеком поступает к последнему корпусу. Одновременно в первый корпус подают греющий пар.

Вторичный пар из первого корпуса подают в греющую камеру второго корпуса и так до последнего корпуса, откуда пар поступает в конденсатор. Подача воды в конденсатор осуществляется одновременно с поступлением в него пара из последнего корпуса. Во избежание расстройств соединений выпарной установки запрещается подача в нее пара до заполнения корпусов водой или раствором, подача раствора или воды в разогретую греющую камеру, резкое повышение температуры, а также резкие углубления вакуума в конденсаторе.

После горячего опробования установки на воде и устранения обнаруженных дефектов пуск ее на растворе производят в том же порядке. Раствор добавляют по мере его упаривания и опускания уровня в корпусах ниже нормального. Добавление раствора начинают с последнего корпуса. В последнюю очередь раствор добавляют в первый корпус из расходного бака с помощью насоса.

По мере упаривания раствора режим работы аппарата должен быть отрегулирован так, чтобы подача раствора в первый корпус соответствовала выпуску сгущенного раствора из последнего корпуса.

Для снижения расхода греющего пара и получения максимальной производительности выпарной установки рекомендуется: равномерно подавать раствор для упаривания, поддерживать заданную температуру и уровень раствора в корпусах, перепад температуры между корпусами, контролировать работу конденсатоотводчиков, количество и чистоту вторичного пара, вакуум в конденсаторе.

При установившемся режиме работы выпарной установки обслуживающий персонал обязан:

- а) поддерживать заданное давление греющего пара с колебаниями не более 10 кПа;
- б) поддерживать заданное технологическим процессом распределение температуры и давления по корпусам установки;
- в) следить за непрерывным отводом конденсата и систематически проверять его качество;
- г) обеспечивать равномерное питание аппарата раствором заданной температуры;
- д) следить за движением раствора по корпусам, поддерживая в них установленный уровень;
- е) поддерживать заданный вакуум, немедленно принимая меры в случае его падения;
- ж) не реже одного раза в смену удалять воздух из греющих камер.

Для остановки выпарной установки, прекратив подачу раствора в первый корпус, начинают подавать в него воду. Образующийся из воды вторичный пар служит греющим паром для упаривания раствора в последующих корпусах. Постепенно наполняя водой все корпуса, ведут упаривание до тех пор, пока из последнего корпуса не будет удален весь сгустившийся раствор.

При отключении установки для ее промывки к воде добавляют соду или соляную кислоту и в течение нескольких часов поддерживают в корпусах кипение. После этого из корпусов сливают раствор соды или соляной кислоты, установку промывают чистой водой и проветривают.

8-5. РЕКТИФИКАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации» ректификационные установки должны быть оборудованы теплообменниками для подогрева поступающих в колонку жидкостей, приспособлениями для конденсации выделяющихся паров, мерниками или расходомерами для измерения количества поступающих и отводимых продуктов, смотровыми стеклами для наблюдения за расходом проходящих продуктов и для его регулирования.

Режим работы ректификационной установки регулируется изменением подачи теплоты или подачи флегмы. Для поддержания постоянного режима работы установки необходимо поддерживать стабильное парообразование в дистилляционном кубе и неизменное количество возвращаемой флегмы. Для поддержания постоянной производительности дистилляционного куба необходимо поддерживать неизменным давление греющего пара.

Процесс ректификации можно также регулировать изменением количества и состава подаваемой смеси. Количество смеси влияет на количество готового продукта, а ее концентрация — на концентрацию дистиллята и температуру паров вверх колонки.

Для поддержания заданного режима ректификационной установки обслуживающий персонал обязан:

- а) контролировать работу регулятора давления греющего пара, не допуская отклонений давления от заданного свыше 20—30 кПа;
- б) следить за поступлением охлаждающей воды конденсаторов, дефлегматоров и холодильников и за ее температурой;
- в) поддерживать установленное технологическим режимом распределение температур и давлений;
- г) производить отбор сортовых продуктов в соответствии с установленной технологической инструкцией;
- д) следить за отводом конденсата, систематически проверяя его качество;
- е) следить за герметичностью аппаратуры и арматуры, не допускать потерь перегоняемой смеси через неплотности арматуры и различных соединений;
- ж) контролировать температуру и качество воды, отходящей из греющих камер, воды поверхностных конденсаторов и воды других участков, предотвращая попадание в них продуктов перегонки;
- з) контролировать работу автоматических устройств и измерительных приборов, а также следить за работой вспомогательного оборудования.

Для контроля над работой ректификационной установки ее оснащают следующими контрольно-измерительными приборами: расходомерами на линии греющего пара; регистрирующими манометрами; манометрами, вакуумметрами и термометрами для измерения давления и температуры в ректификационной установке; термометрами, установленными в контрольном фанаре для измерения температуры перегоняемой смеси.

Контроль над степенью разделения компонентов в ректификационной установке осуществляется путем измерения температуры в нижней и верхней частях колонны. Температура внизу колонны должна соответствовать температуре кипения кубового остатка, а сверху колонны — температуре кипения дистиллята. Если в парах, выходящих из колонны, наблюдается повышенное содержание высококипящего компонента, следует увеличивать подачу флегмы. При этом, чтобы не увеличивать концентрации низкокипящего компонента в кубе, следует увеличить подвод теплоты для интенсификации парообразования.

8-6. УСТАНОВКИ ДЛЯ ТЕРМОВЛАЖНОСТНОЙ ОБРАБОТКИ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ИЗДЕЛИЙ

«Правила технической эксплуатации» распространяются на все установки для термовлажностной обработки железобетонных изделий, использующих пар или горячую воду.

При устройстве стен установок для термовлажностной обработки железобетонных изделий следует применять нетеплоемкие и малотеплопроводные материалы. Выбор толщины стен обосновывается теплотехническим расчетом. Допускается применение теплопроводных материалов при условии покрытия стен тепловой изоляцией. Бетонный пол установок должен иметь гидроизоляцию на утепленном слое. Уклон пола должен быть не менее 0,005 и обеспечивать сток конденсата в канализацию через гидрозатвор.

Пропарочные камеры должны выполняться герметичными. Для этого их крышки уплотняют, применяя гидрозатвор или другую специальную конструкцию. Засыпка гидрозатвора песком или опилками запрещается. Для герметизации установок с непрерывным действием на входе и выходе изделий устанавливаются плотные заслонки или гибкие шторы. Клапаны, отключающие отдельные установки от общего вентиляционного канала, должны обеспечивать герметичное отклонение камер.

Подача пара в камеры должна осуществляться через перфорированные трубы с отверстиями диаметром не менее 5—6 мм. Трубы располагаются в нишах у пола камеры по ее периметру. Укладку труб следует производить с уклоном для стока конденсата. В крупные изделия с большими полостями пар рекомендуется подавать через сопла, расположенные по оси горизонтальной полости.

Повышение производительности установок достигается путем сокращения времени загрузки и выгрузки изделий, подбора их наиболее выгодной формы и состава бетонной смеси, увеличения коэффициента заполнения камер, интенсификации теплообмена. Повышение производительности установки одновременно ведет к сокращению удельных расходов тепловой энергии.

Интенсификация теплообмена достигается путем организации искусственной циркуляции паровоздушной смеси, рационального расположения изделий, при котором обеспечивается их лучшее омывание. При укладке изделий в камерах рекомендуется располагать их от пола на расстоянии не менее 150 мм, между изделиями обеспечивать расстояние не менее 30 мм, а между крышкой и изделиями — не менее 50 мм.

Контроль над режимом термовлажностной обработки в установках непрерывного и циклического действия должен производиться круглосуточно.

Контрольные вопросы

1. Каковы общие требования, предъявляемые к теплоиспользующим установкам?
2. В какие сроки производится наружный и внутренний осмотр теплоиспользующих установок?
3. В каких случаях водоподогревательные установки оборудуются предохранительными клапанами?
4. В каких случаях теплоподготовительная установка должна быть остановлена?
5. Какие работы должны выполняться по наряду?
6. Какие работы выполняются при ремонте теплоиспользующих установок?
7. В чем заключается эксплуатация сушильных установок?
8. Какие требования предъявляются к выпарным установкам?
9. Как производится пуск и остановка выпарной установки?
10. Каковы обязанности персонала при обслуживании ректификационной установки?

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

9-1. ВНУТРИЦЕХОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ КОТЕЛЬНОГО ЦЕХА

В промышленной котельной с паровыми или водогрейными котлами имеется система трубопроводов различного назначения: паропроводы, питательные линии, трубопроводы горячей воды, дренажные и ряд трубопроводов, обслуживающих вспомогательное оборудование. Устройство и эксплуатация трубопроводов промышленных котельных должны производиться в строгом соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», утвержденными Госгортехнадзором СССР.

Правила распространяются на трубопроводы, транспортирующие водяной пар с избыточным давлением более 68,8 кПа или горячую воду с температурой свыше 115 °С. В соответствии с «Правилами» все трубопроводы разделены на четыре категории в зависимости от теплоносителя, его температуры и давления (табл. 9-1). «Правила» не распространяются на трубопроводы, расположенные в пределах котла (до главной отключающей задвижки), трубопроводы первой категории с наружным диаметром менее 51 мм и трубопроводы остальных категорий с наружным диаметром менее 76 мм, а также сливные, продувочные и выхлопные трубопроводы.

Основными требованиями, предъявляемыми к трубопроводам, являются прочность и плотность. Кроме того, система трубопроводов должна обеспечивать возможность быстрых переключений оборудования и их простоту, минимальные потери давления и теплоты, возможность удлинения при нагревании без нарушения прочности и плотности.

Трубопроводы пара и горячей воды первой категории с условным проходом более 70 мм и трубопроводы второй и третьей категории с условным проходом более 100 мм подлежат регистрации в местных органах Госгортехнадзора. Остальные трубопроводы пара и горячей воды регистрируются на предприятии ответственным за эксплуатацию теплотехнического оборудования.

Обслуживание трубопроводов осуществляется путем их осмотра оперативным персоналом. При осмотре проверяют: удлинение по установленным реперам, отсутствие вибраций трубопровода и опорных конструкций, состояние опор, плотность фланцевых соединений и арматуры. Осмотр трубопроводов котельного цеха производится не реже одного раза в смену. Обо всех замеченных неисправностях вносится запись в вахтенный журнал.

Текущий ремонт трубопровода котельного цеха производится совместно с ремонтом основного и вспомогательного оборудования, но не реже одного раза в год. Капитальный ремонт трубопроводов

Категории трубопроводов

Категория трубопровода	Среда	Рабочие параметры среды	
		Температура, °C	Давление (избыточное), МПа
1	Перегретый пар	Выше 580 Выше 540 до 580 (включительно) Выше 450 до 540 (включительно) До 450 (включительно)	Не ограничено » » Более 3,82
	Горячая вода, насыщенный пар	Выше 115	Более 7,84
2	Перегретый пар	Выше 350 до 450 (включительно) До 350 (включительно)	До 3,82 (включительно) Более 2,16 до 3,82
	Горячая вода, насыщенный пар	Выше 115	Более 3,82 до 7,84
3	Перегретый пар	Выше 250 до 350 (включительно) До 250 (включительно)	До 2,16 (включительно) Более 1,57 до 2,16
	Горячая вода, насыщенный пар	Выше 115	Более 1,57 до 3,82
4	Перегретый и насыщенный пар	Выше 115 до 250 (включительно)	Более 0,067 до 1,57
	Горячая вода	Выше 115	До 1,57 (включительно)

производится один раз в год. Одновременно с трубопроводами осуществляется ремонт всей установленной арматуры и контрольно-измерительных приборов.

Руководство котельного цеха производит техническое освидетельствование трубопроводов пара и горячей воды в следующие сроки: наружный осмотр трубопроводов всех категорий не реже одного раза в год; наружный осмотр и гидравлическое испытание трубопроводов, не подлежащих регистрации в органах Госгортехнадзора, перед пуском в эксплуатацию после монтажа, после ремонта, при котором производилась сварка, а также при пуске трубопроводов, находящихся в консервации более двух лет.

Трубопроводы, зарегистрированные в органах Госгортехнадзора, освидетельствуются инспектором котлонадзора в следующие сроки: перед пуском смонтированных трубопроводов (наружный осмотр и гидравлические испытания), после ремонта, связанного со сваркой, а также после более чем двухлетней консервации трубопроводов. Наружный осмотр производится не реже одного раза в три года.

Гидравлическое испытание трубопроводов производится под давлением, равным 1,25 рабочего, поддерживаемым в течение 5 мин. Затем давление в трубопроводе снижается до рабочего и производится наружный осмотр трубопровода. Трубопровод считается выдержавшим испытание, если не произошло падения давления по манометру и при осмотре не обнаружено признаков разрыва, течи, запотевания в сварных швах, трубах, корпусах арматуры.

Оперативный персонал котельного цеха при эксплуатации трубопроводов производит их пуск, отключение и регулирование расхода теплоносителя. При выполнении этих операций необходимо соблюдать следующие общие правила:

а) все переключения на трубопроводах надо выполнять постепенно, путем плавного вращения штурвалов отключающей и регулирующей арматуры;

б) перед включением в работу трубопровода, находящегося в холодном состоянии, необходимо проверить исправность опор и реперов, возможность свободного перемещения трубопровода при его прогреве, состояние изоляции, воздушников, предохранительных устройств, контрольно-измерительных приборов;

в) до начала прогрева паропровода следует проверить положение установленной арматуры и полностью открыть имеющиеся дренажи пускаемого участка;

г) прогрев паропровода, как правило, надо производить подачей пара через байпас (обводную линию) главной отключающей задвижки, а при отсутствии байпаса — путем незначительного открытия основного запорного органа, так чтобы услышать шум проходящего пара;

д) при появлении гидравлических ударов следует немедленно уменьшить подачу пара и, если удары будут продолжаться, полностью прекратить ее;

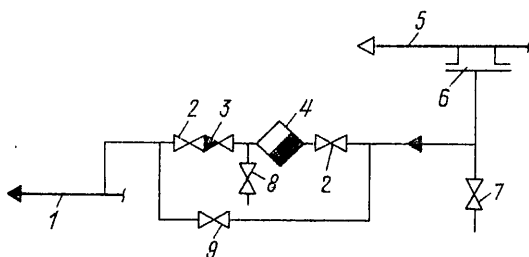


Рис. 9-1. Схема дренажа паропровода насыщенного пара

1 — конденсатопровод; 2 — клапаны, отключающие конденсатоотводчик; 3 — обратный клапан; 4 — конденсатоотводчик; 5 — паропровод; 6 — дренажный патрубок; 7 — вентиль продувки; 8 — контрольный вентиль; 9 — вентиль обводной линии

е) при отключении паропровода головной задвижкой следует открывать дренаж пара через спускную арматуру только после естественного снижения давления в паропроводе до 0,1 МПа;

ж) пусковой дренаж закрывается только после включения в работу паропровода и его автоматического дренажа.

Дренажи паропроводов разделяются на пусковые и постоянные. Пусковые дренажи включают при пуске паропровода для его прогрева. Постоянными дренажами пользуются при нормальной работе паропроводов насыщенного пара и тупиковых участков паропроводов перегретого пара. На линиях пускового дренажа при рабочем давлении в паропроводе до 0,216 МПа устанавливается один запорно-регулирующий вентиль, а при большем давлении — два вентиля (запорный и за ним регулирующий).

На рис. 9-1 показана схема дренажа паропровода насыщенного пара (с установкой конденсатоотводчика) при давлении до 0,216 МПа. При пуске паропровода открывают вентиль 7, а после включения в работу паропровода открывают вентиль 2 и закрывают вентиль 7.

Трубопроводы и их элементы, имеющие температуру наружной поверхности более 45 °С, в местах, доступных для обслуживающего персонала, должны иметь изоляцию. При эксплуатации трубопроводов необходимо следить за целостностью изоляции, своевременно производя ее ремонт. Опыт эксплуатации и расчеты показали, что 1 м² неизолированной поверхности стенки при температуре теплоносителя 150 °С и окружающего воздуха 25 °С теряет около 7900 кДж/ч теплоты. Неизолированный вентиль с условным проходом 100 мм отдает в окружающую среду 2500 кДж/ч теплоты, а два неизолированных фланца — 1280 кДж/ч. Кроме того, вследствие тепловых потерь происходит частичная конденсация пара.

Одним из существенных элементов трубопроводов является арматура, эксплуатации которой должно быть уделено серьезное внимание. При эксплуатации арматуры наиболее часто наблюдаются нарушения ее плотности (парение и течь), а также затруднения при открытии и закрытии. Плотность арматуры зависит от

Теплоноситель	Условное обозначение	Цвет	
		основной	кольца или полосы
Пар перегретый острый (до 3,82 МПа)	П. П. с. д.	Красный	Без колец
Пар насыщенный	П. Н.	»	Желтый
Пар отборный и пар противодавления	П. О.	»	Зеленый
Конденсат	В. К.	Зеленый	Синий
Питательная вода	В. П.	»	Без колец
Химически очищенная вода	В. Х.	»	Белый
Дренаж и продувка	В. Д.	»	Красный
Техническая вода	В. Т.	Черный	Без колец
Пожарный водопровод	В. Пож.	Оранжевый	» »
Тепловые сети:			
прямая	П. С.	Зеленый	Желтый
обратная	О. С.	»	Коричневый

обработки и притирки уплотнительных поверхностей. Опыт эксплуатации показал, что небольшое пропускание среды (пар, вода и т. п.) при закрытой арматуре приводит к быстрому ее износу вследствие эрозии соприкасающихся поверхностей. Во избежание выхода арматуры из строя следует особенно тщательно путем промывки и продувки очищать трубопроводы при их первичном пуске. Различные частицы, попадающие под уплотняющие поверхности арматуры при ее закрытии, создают неплотности, протекая через которые, среда быстро изнашивает соприкасающиеся поверхности. Парение и течь наблюдаются из-за дефектов литья, фланцевого соединения или сальникового уплотнения. При появлении парения или течи необходимо немедленно принять меры для их ликвидации. Работа с парением или течью выводит из строя поверхность фланца и приводит к повреждению шпинделя арматуры.

Для уплотнения сальника при давлении пара и воды менее 2,5 МПа и температуре до 300 °С применяют плетеный шнур из асбестовой пряжи, пропитанной антифрикционной массой, включающей в себя тальк и мелкий графит. Для воды при температуре до 100 °С применяется просаленная набивка из пеньковой, льняной или джутовой пряжи.

Трубопроводы окрашиваются в определенные цвета в зависимости от протекающей по ним среды и ее параметров. На трубопроводы пара и воды наносятся цветные кольца различной ширины. При наружном диаметре трубопровода или изоляции до 150 мм ширина кольца 50 мм при диаметре от 150 до 300 мм ширина кольца 70 мм. Расстояние между кольцами от 1 до 5 м. В табл. 9-2 приведены цвета и условные надписи для трубопроводов различного назначения. Кроме того, на магистральных трубопроводах указы-

вается их номер (римской цифрой) и направление движения среды (стрелкой). На ответвлениях вблизи магистралей указывается номер магистрали, буквенное обозначение агрегатов, их номера (арабскими цифрами), направление движения среды.

Вся арматура трубопроводов нумеруется в соответствии со схемой и эксплуатационной инструкцией. На штурвалах арматуры указывается направление вращения при открытии и закрытии.

На установленные в цехе трубопроводы должны быть составлены паспорта, в которые, кроме основных технических характеристик, кратко записываются сведения о выполненных ремонтах и результаты освидетельствования.

9-2. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Основной задачей при эксплуатации тепловых сетей промышленного предприятия является бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией в виде пара и горячей воды, поддержание заданных параметров теплоносителя, всемерное снижение утечек пара и горячей воды и тепловых потерь. Тепловые сети предприятия находятся в ведении главного энергетика, а внутрицеховые тепловые сети — в ведение цеха, в котором они установлены. Эксплуатация тепловых сетей предприятия должна осуществляться в соответствии с «Правилами технической эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей» Госэнергонадзора Министерства энергетики и электрификации СССР.

Эксплуатация тепловых сетей заключается в систематическом обслуживании их и в планово-предупредительных ремонтах. Обслуживание тепловых сетей производится путем обхода и осмотра сети, камер, проходных каналов и тепловых вводов. Обход производится по специальному графику, утвержденному главным энергетиком предприятия, но не реже одного раза в неделю. При обходе проверяется состояние оборудования, арматуры, компенсаторов, опор, строительных конструкций, плотность сетей, вводов и местных систем. Результаты обхода фиксируются в специальном журнале. Выявленные дефекты следует устранять в кратчайшие сроки.

При внешнем осмотре трассы неплотности могут быть обнаружены по растаявшему снегу, по выступившей на поверхность воде, по парению на трассе теплопровода и из колодцев, по обвалам земли на трассе, а также по характерному шуму в колодцах при вытекании воды. Среднегодовая утечка теплоносителя в тепловых сетях не должна превышать 0,25% объема воды в работающей сети и в присоединенных к ней местных системах.

Одной из важных задач эксплуатации тепловых сетей является своевременное обнаружение и предупреждение наружной и внутренней коррозии. Различают почвенную коррозию и поражение блуждающими токами. Процессы почвенной коррозии протекают медленнее, чем поражение блуждающими токами. Однако почвен-

ная коррозия поражает значительные участки подземных тепловых сетей. Опыт эксплуатации показал, что средняя глубина коррозии составляет примерно 1 мм в год, а максимальная достигает 3,5 мм в год. Интенсивность коррозии возрастает при разрушении тепловой изоляции. Тепловая изоляция быстро разрушается вследствие периодического увлажнения и высыхания. В связи с этим для защиты изоляции от увлажнения промывку подземных трубопроводов следует производить только теплой водой.

Надзор за состоянием подземных трубопроводов тепловых сетей осуществляется путем открытия шурфов не реже одного раза в два года. На два километра трассы открывается не менее одного шурфа. При меньшей протяженности трассы отрывается один шурф один раз в три года. Все работы по проведению шурфовки ведутся начиная с третьего года эксплуатации тепловых сетей. При шурфовом осмотре производится осмотр изоляции, трубопровода под изоляцией и строительных конструкций. На каждое вскрытие составляется акт, в который вносятся результаты осмотра. Контроль над коррозией трубопроводов от блуждающих токов осуществляется электроразведкой не реже одного раза в три года. При обнаружении электрокоррозии следует принимать меры для защиты трубопровода от блуждающих токов.

Внутренняя коррозия происходит вследствие присутствия в сетевой воде, паре и конденсате растворенного кислорода. В паровых сетях она имеет место в период вывода паропровода в холодный резерв из-за скопления конденсата в нижней части труб. Коррозия конденсатопроводов возникает из-за насыщения конденсата воздухом. Поэтому на предприятии должна, как правило, применяться закрытая система сбора и возврата конденсата.

В водяные тепловые сети кислород может попасть с подпиточной водой и путем подсоса воздуха в местах образования разрежения. Наблюдаются также случаи попадания кислорода в тепловую сеть вследствие заполнения недеаэрированной водой отдельных участков местных сетей при их опрессовке после ремонта. При эксплуатации тепловых сетей должен быть организован тщательный контроль над качеством подпиточной воды.

Тепловые сети подвергаются текущим и капитальным ремонтам, которые выполняются по планам, составленным на основании опыта эксплуатации. Текущие ремонты должны производиться не реже одного раза в год. Капитальные ремонты тепловых сетей, имеющих в течение года перерыв в работе, производятся один раз в год, а работающих непрерывно — один раз в два-три года.

Перед выводом тепловой сети в капитальный ремонт и после него производится гидравлическое испытание для выявления дефектов. Перед выводом в ремонт гидравлическое испытание производится при рабочем давлении. После ремонта тепловые сети тщательно промывают (до полного осветления воды) и испытывают давлением, равным 1,25 рабочего, но не меньшим, чем рабочее давление плюс 0,3 МПа. Для магистральных сетей и ответвлений

до теплового пункта рабочим давлением считается принятое в проекте давление в коллекторе ТЭЦ или котельной, а для внутренних сетей — проектное давление в коллекторе теплового пункта.

Промывка тепловых сетей водой недостаточно эффективна вследствие малых скоростей воды (1 — 3 м/с). Лучшие результаты при меньшем (в два-три раза) расходе воды достигаются при гидропневматической промывке. Гидропневматическая промывка производится водой, к которой добавляется воздух, подаваемый в трубопровод от компрессора. При гидропневматической промывке происходит интенсивное разрушение отложений за счет пульсации давления и расходов воды, создания гидравлических ударов и вибрации промываемого трубопровода.

Гидропневматическая промывка производится последовательно по отдельным участкам протяженностью не более 1000 м под непосредственным руководством начальника цеха или его заместителя в соответствии с программой, утвержденной главным энергетиком. По разрешению начальника цеха трубопроводы диаметром менее 250 мм могут промываться под руководством мастера.

Гидропневматическая промывка тепловых сетей и систем потребителей должна производиться раздельно. При промывке теплосети тепловые пункты и сети потребителей отключаются.

Гидропневматическая промывка производится теплой водой с температурой не более 40 °С при давлении, на 0,3—0,5 МПа меньшем испытательного давления, установленного для промываемого трубопровода. Линия подвода сжатого воздуха в промываемый трубопровод должна иметь запорный орган и обратный клапан, а также манометры, установленные до и после запорного органа.

До начала гидропневматической промывки трубопровода необходимо: а) проверить состояние намеченного к промывке участка трубопровода, правильность установки контрольно-измерительных приборов, положение запорной арматуры на основной магистрали и ответвлениях к потребителям, наличие и правильность установки заглушек, выполнение всех подготовительных операций, предусмотренных программой (проверку производит лицо, допускающее к работам, совместно с руководителем и производителем работ); б) откачать полностью воду из всех камер и убрать все посторонние предметы; в) прекратить все ремонтные или какие-либо другие работы на промываемом участке, а также удалить всех людей, не принимающих непосредственного участия в промывке трубопровода; г) проинструктировать и расставить наблюдателей (на подземных участках тепловой сети должно быть не менее двух наблюдателей, один из которых находится на поверхности земли и следит за состоянием работающего в камере); д) оградить места сброса водовоздушной смеси и поставить охрану, не допускающую приближения посторонних лиц.

После выполнения подготовительных работ промываемый участок заполняют водой, затем открывают задвижку на дренажном трубопроводе и одновременно включают насосы, подающие воду для промывки. При нормальной работе насоса пускают компрессор и в сеть подается сжатый воздух. Количество подаваемого воздуха контролируют по расходу так, чтобы оно не превышало расчетного значения. Через каждые 10—15 мин сокращается расход воздуха, а затем он увеличивается до расчетного. Промывка с подачи воздуха продолжается до тех пор, пока из трубопровода не пойдет осветленная вода. После этого подача воздуха прекращается, и трубопровод промывается в течение 15—20 мин водой.

Пуск тепловых сетей после ремонта или временной остановки производится по специальной программе, согласованной с энергоснабжающей организацией (управление теплосети в случае теплоснабжения от ТЭЦ или паросиловой цех предприятия в случае теплоснабжения от собственной котельной).

Пуск тепловых сетей начинается с тщательного осмотра сети и закрытия дренажных задвижек на ответвлениях, с проверки легкости хода арматуры воздушников, проверки наличия и правильности установки отводов на воздуш-

никах (отводы должны быть направлены вниз и в сторону, противоположную той, где находится рабочее место наблюдающего). Заполнение участков теплопровода, включаемого в действующую сеть, производится через обратную линию при открытых воздушниках. Температура воды при заполнении тепловой сети не должна превышать 70 °С. При этом повышение температуры в тепловой сети при ее прогреве должно производиться медленно, со скоростью не более 30 °С в 1 ч. Быстрое повышение температуры может вызвать повреждения сварных стыков и нарушить плотность фланцевых соединений. Подающая магистраль заполняется из обратной через перемычку. После заполнения сети закрывают воздушники и создают циркуляцию через перемычку между прямой и обратной линиями. После пуска сети и установления нормальной циркуляции следует в течение последующих двух дней периодически открывать воздушники для полного удаления воздуха.

Пуск паровых сетей состоит из прогрева и продувки паропровода, заполнения и промывки конденсатопровода. Прогрев и пуск паропровода производится по наряду, выдаваемому ответственному руководителю пуска в день, согласованный с энергоснабжающей организацией или паросиловым цехом. В тот же день ответственный руководитель пуска согласовывает с ответственными представителями цехов, потребляющих пар, порядок прогрева ответвлений.

Мастер, допускающий бригаду к пуску паропровода, обязан проверить состояние пускаемого паропровода и открыть его дренажи, проверить всю арматуру и установить ее в положение, соответствующее программе пуска, проверить состояние оборудования на паропроводе и ответвлениях от него. Результаты проверки сообщаются ответственному руководителю пуска, который проверяет готовность паропровода к прогреву. инструктирует персонал, участвующий в пуске, устанавливает порядок связи и решает другие организационные вопросы. Прогрев магистральных паропроводов производится подачей пара через обводную линию мимо главной задвижки или — при ее отсутствии — медленным приоткрыванием основной задвижки. Увеличение подачи пара для прогрева производится только по указанию ответственного руководителя пуска. Если в ходе прогрева на каком-либо участке появляются гидравлические удары, подача пара немедленно уменьшается вплоть до полного прекращения. Возобновление прогрева производится только после выявления и устранения причин, вызвавших гидравлические удары, по указанию руководителя пуска.

При пуске паропроводов необходимо строго соблюдать действующие инструкции по эксплуатации и безопасности. Пусковая бригада должна состоять не менее чем из трех человек. Во избежание ожога работников дренажи должны иметь отводы для сброса пара и конденсата в сторону, противоположную той, с которой находится персонал. Камеры и туннели, в которых имеются другие действующие теплопроводы, до начала прогрева паропровода должны вентилироваться для снижения температуры окружающего воздуха. Если при прогреве паропровода намечается его продувка для удаления грязи, то сбросные патрубки выводятся из камеры или туннеля наружу и защищаются отбойными щитами. В местах выпуска пара устанавливают контрольные посты.

Контрольные вопросы

1. Какова периодичность технического освидетельствования трубопроводов пара и горячей воды?
2. Какие общие правила необходимо соблюдать при пуске и отключении трубопроводов пара и горячей воды, а также при регулировании расхода теплоносителя?
3. Какие работы выполняются при профилактическом осмотре внутри цеховых газопроводов?
4. Какие работы выполняются при планово-предупредительном ремонте внутрицеховых газопроводов?
5. Какие дефекты наблюдаются при эксплуатации арматуры и как они устраняются?
6. Как должны окрашиваться трубопроводы?

7. В чем заключается систематическое обслуживание тепловых сетей?
8. Как производится надзор за состоянием подземных трубопроводов тепловых сетей?
9. Как производится гидропневматическая промывка тепловых сетей?
10. Как производится пуск тепловых сетей после ремонта или временной остановки?
11. Каков порядок пуска паровых сетей?

Глава десятая

ОРГАНИЗАЦИЯ И ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТОВ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

10-1. ВИДЫ РЕМОНТОВ И ИХ ПЛАНИРОВАНИЕ

Надежность и экономичность работы теплотехнического оборудования в значительной мере зависит от своевременного вывода в ремонт и качества ремонта. Система плановых выводов оборудования из работы носит название планово-предупредительного ремонта. В каждом цехе должна быть разработана система планово-предупредительных ремонтов (ППР), которые выполняются в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером предприятия. Кроме плановых ремонтов для ликвидации аварий при эксплуатации оборудования приходится выполнять ремонты восстановительные.

Система планово-предупредительного ремонта оборудования состоит из текущих и капитального ремонтов. Текущий ремонт выполняют за счет оборотных средств, а капитальный — за счет амортизационных отчислений. Восстановительный ремонт выполняется за счет государственного резервного или страхового фонда.

Основной целью текущего ремонта является обеспечение надежной работы оборудования с проектной мощностью в межремонтный период. При текущем ремонте оборудования производится его чистка и осмотр, частичная разборка узлов с быстро изнашивающимися деталями, ресурс которых не обеспечивает надежности в последующий период работы, ремонт или замена отдельных деталей, устранение дефектов, выявленных в процессе эксплуатации, изготовление эскизов или проверка чертежей на запасные детали, составление предварительной ведомости дефектов.

Текущий ремонт котельных агрегатов производится один раз в 3—4 месяца. Текущий ремонт тепловых сетей производится не реже одного раза в год.

Мелкие дефекты оборудования (парение, пыление, присосы воздуха и т. д.) устраняются без его остановки, если это разрешается правилами техники безопасности.

Продолжительность текущего ремонта для котлоагрегатов давлением до 4 МПа составляет в среднем 8—10 сут.

Основной целью капитального ремонта оборудования является обеспечение надежности и экономичности его работы в период осенне-зимнего максимума. При капитальном ремонте производится наружный и внутренний осмотр оборудования, очистка его поверхностей нагрева и определение степени их износа, замена и восстановление изношенных узлов и деталей. Одновременно с капитальным ремонтом обычно производят работы по усовершенствованию оборудования, модернизации и нормализации деталей и узлов. Капитальный ремонт котлоагрегатов производят один раз в 1—2 года. Одновременно с котельным агрегатом ремонтируется его вспомогательное оборудование, средства измерения и система автоматического регулирования.

В тепловых сетях, работающих без перерыва, капитальный ремонт производится один раз в 2—3 года.

Внеплановый (восстановительный) ремонт производится для ликвидации аварий, при которых оказываются поврежденными отдельные узлы и детали. Анализ повреждений оборудования, вызывающих необходимость внепланового ремонта, показывает, что их причиной, как правило, является перегрузка оборудования, неправильная эксплуатация и часто — низкое качество плановых ремонтов.

При типовом капитальном ремонте котельных агрегатов выполняются следующие работы:

- полный наружный осмотр котла и его трубопроводов при рабочем давлении;

- полный внутренний осмотр котла после его остановки и расхолаживания;

- проверка наружных диаметров труб всех поверхностей нагрева с заменой дефектных;

- промывка труб пароперегревателя, регуляторов перегрева, пробоотборников, холодильников и т. п.;

- проверка состояния и ремонт арматуры котла и главного паропровода;

- проверка и ремонт механизмов слоевых (питатель топлива, пневмомеханический забрасыватель, цепная решетка) и камерных (питатель топлива, мельницы, горелки) топок;

- проверка и ремонт обмуровки котла, гарнитуры и устройств для очистки наружных поверхностей нагрева;

- опрессовка воздушного тракта и воздухоподогревателя, ремонт воздухоподогревателя без замены кубов;

- опрессовка газового тракта котла и его уплотнение;

- проверка состояния и ремонт тягодутьевых устройств и их осевых направляющих аппаратов;

- проверка и ремонт золоуловителей и устройств для удаления золы;

- наружная и внутренняя очистка поверхностей нагрева барабанов и коллекторов;

проверка и ремонт системы шлакозолоудаления в пределах котла;

проверка состояния и ремонт тепловой изоляции горячих поверхностей котла.

Планирование ремонтов теплотехнического оборудования промышленного предприятия заключается в разработке перспективных, годовых и месячных планов. Годовые и месячные планы текущих и капитальных ремонтов составляются отделом главного энергетика (главного механика) и утверждаются главным инженером предприятия.

При планировании ППР следует предусматривать продолжительность ремонта, рациональное распределение работ, определение численности персонала в целом и по специальностям работающих. Планирование ремонта теплотехнического оборудования должно быть увязано с планом ремонта технологического оборудования и режимом его работы. Так, например, капитальный ремонт котлоагрегатов следует производить в летний период, а текущий ремонт — в периоды пониженных нагрузок.

Планирование ремонта оборудования должно базироваться на сетевой модели, в состав которой входят сетевые графики, составляемые для конкретного оборудования, выводимого в ремонт. Сетевой график отображает технологический процесс ремонта и содержит информацию о ходе ремонтных работ. Сетевые графики позволяют с наименьшими затратами материалов и труда выполнить ремонт, сократив время простоя оборудования.

10-2. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТОВ

В настоящее время применяются три формы организации ремонта теплотехнического оборудования: хозяйственная, централизованная и смешанная.

При хозяйственной форме организации ремонта оборудования все работы производятся персоналом предприятия. При этом ремонт может производиться персоналом соответствующего цеха (цеховой способ) или персоналом предприятия (хозяйственный централизованный способ). При цеховом способе ремонт организует и производит цех, в котором установлено теплотехническое оборудование. Этот способ в настоящее время применяется редко, так как не позволяет в сжатые сроки выполнить необходимый объем ремонтных работ. При хозяйственном централизованном способе ремонта оборудования на предприятии создается специальный ремонтный цех, персонал которого производит ремонтные работы всего оборудования предприятия. Однако этот способ требует создания специализированных бригад и может применяться на крупных предприятиях, имеющих теплотехническое оборудование во многих цехах.

Наиболее прогрессивной формой ремонта является централизованная, которая позволяет производить сложные работы по

единым нормам и технологическим процессам с применением современных средств механизации. При этой форме все ремонтные работы выполняются специализированной организацией по подрядному договору. Выполнение ремонтных работ специализированными организациями сокращает сроки простоя оборудования и обеспечивает высокое качество ремонта.

Смешанная форма организации ремонта представляет собой различные сочетания хозяйственной и централизованной форм ремонта.

Наиболее сложным и трудоемким является капитальный ремонт оборудования, особенно современных котлоагрегатов. Для выполнения капитального ремонта котельных агрегатов в сжатые сроки составляет проект организации ремонта (ПОР). Проект организации работ по капитальному ремонту оборудования обычно содержит: ведомость объема работ, график подготовительных работ, схемы грузопотоков, технологический график ремонта, технологические карты, спецификации на сменные детали и узлы, перечень инструмента и материалов, ремонтные формуляры, указания по организации рабочего места.

Ведомость объема работ является одним из важнейших документов. В ней приводится описание технического состояния оборудования по записям в вахтенном и ремонтном журналах, актам осмотра оборудования, аварийным актам и результатам эксплуатационных наблюдений и испытаний. В ведомости также указываются работы по реконструкции оборудования, если таковые намечаются. Объем работ зависит от состояния оборудования.

Ведомость объема работ должна быть составлена заблаговременно, для того чтобы подготовить запасные части, материалы, чертежи и т. д. После остановки агрегата и его осмотра следует внести коррективы в ведомость объема работ.

В соответствии с ведомостью объема работ составляется график подготовительных работ. В графике указываются работы по подводу к рабочим местам сварочного газа, сжатого воздуха, воды, установке такелажных механизмов и других приспособлений, необходимых при ремонтных работах.

Схема грузопотоков разрабатывается для рационального перемещения грузов и материалов, а также для уборки отходов и изношенного оборудования и деталей. На схеме следует указывать размещение механизмов и устройств, облегчающих перемещение грузопотоков.

Для выполнения крупных работ по реконструкции или замене изношенного оборудования (например, замена кубов воздухоподогревателя) следует разработать схему снятия кубов и удаления их из цеха. При разработке схем следует учитывать особые условия безопасности работ, выполняемых вблизи действующего оборудования.

Технологические графики ремонта, составляемые на основе ведомости объема, должны определять последовательность, про-

должительность и режим работы, а также число занятых рабочих.

В технологических картах, составляемых только на важнейшие ремонтные работы, указывают: все операции и их объем, технические условия, нормы, инструмент и материалы, а также применяемые приспособления.

Спецификация на сменные детали и узлы позволяет заранее заготовить их до вывода оборудования в ремонт, а во время ремонта установить их вместо изношенных. Это позволяет значительно сократить объем работ, выполняемый в период простоя агрегата.

Ремонтные формуляры позволяют накапливать опыт по уточнению норм и допусков, определять технологию ремонта, срок службы отдельных деталей и качество ремонта.

В указаниях по организации рабочего места ремонтника должен быть приведен перечень приспособлений, инструмента и материалов, которые необходимы при ремонтных работах. Ремонтный персонал сам должен заботиться об организации своего рабочего места. Поэтому до начала ремонта следует ознакомить персонал с объемом работ и сроками их выполнения.

Началом ремонта оборудования считается момент отключения его от паропровода, а если оно было в резерве, — момент выдачи ремонтной бригаде наряда-допуска на производство ремонта и вывод оборудования из резерва. О выводе оборудования в ремонт начальником цеха (или участка) либо его заместителем делается соответствующая запись в вахтенном журнале.

От качества ремонта зависит надежность работы агрегата, поэтому необходим контроль над качеством ремонтных работ. Контроль над качеством ремонта осуществляется пооперационно, а также путем контроля над качеством основных материалов. В ряде случаев отступления от принятой технологии и установленных норм можно обнаружить только путем пооперационного контроля. Например, нельзя обнаружить в сваренном стыке такие отступления от норм, как угол скоса кромки стыкуемых труб, притупление кромки, чистоту фаски, зазор, марку применяемых электродов.

По окончании ремонта производится приемка оборудования — поузловая и общая — и окончательная оценка качества выполненного ремонта.

Позуловая приемка производится по мере готовности отремонтированных узлов. При сдаче отремонтированного узла должны быть предъявлены следующие документы: ведомость объема работ по узлу с указанием фактически выполненных работ, график работ с отметкой выполненных работ, формуляры, сертификаты и другие данные о качестве материалов, примененных при ремонте, чертежи по реконструктивным работам, если таковые производились. Затем выполняют тщательный осмотр отремонтированного оборудования. Все вращающиеся механизмы (питатели топлива, мельницы, вентиляторы, дымососы и др.) должны опробоваться

на холостом ходу и под нагрузкой. После поузловой приемки составляется акт, в котором указывается объем выполненных работ, обнаруженные недостатки, результаты опробования, предварительная оценка качества работ.

По окончании капитального ремонта производится предварительная приемка оборудования комиссией под председательством главного инженера предприятия (главного энергетика или главного механика) с участием начальника цеха, а при централизованном ремонте — также с участием руководителя работ от подрядчика.

При предварительной приемке предъявляются следующие документы: ведомость объема работ с отметкой о выполненных работах, графики ремонта, акты сдачи отдельных узлов, заполненные формуляры, сертификаты на материалы, копии удостоверений сварщиков и испытания образцов (при производстве ответственных сварочных работ), чертежи и схемы реконструктивных работ. Затем производится осмотр оборудования и устанавливаются сроки устранения выявленных при приемке дефектов. После устранения дефектов производится пуск оборудования и приемка его под нагрузкой.

Приемку оборудования под нагрузкой производят в течение 24 ч. Окончательная оценка качества ремонтных работ производится после месячной эксплуатации оборудования.

Все пусковые работы после ремонта (опробование вспомогательного оборудования, заполнение котла водой и его растопка, пуск трубопроводов, включение теплоиспользующих аппаратов и т. д.) выполняет вахтенный персонал в соответствии с письменным распоряжением начальника цеха (или участка) либо его заместителя. Результаты ремонта заносятся в технический паспорт оборудования.

Глава одиннадцатая

ПРАКТИЧЕСКИЕ УПРАЖНЕНИЯ И ЗАДАЧИ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

11-1. УПРАЖНЕНИЯ И ЗАДАЧИ

1. Каким нормативным документом должен соответствовать проект производственной или отопительной котельной?

2. Отдел кадров предприятия направил к ответственному за тепловое хозяйство принятых на работу молодого специалиста, окончившего теплотехнический техникум, для использования в должности начальника смены и окончившего среднюю школу для использования в должности машиниста котла. Укажите

порядок допуска к самостоятельной работе дипломированного техника и рабочего.

3. Ответственный за газовое хозяйство котельного цеха и рабочий сдали соответствующий экзамен в объеме выполняемой работы 15 декабря 1989 г. Действительны ли полученные ими удостоверения (при выполнении тех же работ) на эту же дату 1990, 1991, 1992, 1993 г.?

4. Сегодня 15 июня. На какое ближайшее число может быть назначена первичная проверка знаний ИТР и рабочих по безопасным методам работы в газовом хозяйстве?

5. Рабочий, имеющий право обслуживать газифицированные котлоагрегаты, работает машинистом котла. Стаж его работы по обслуживанию данного котлоагрегата 10 лет. Может ли он быть допущен к техническому обслуживанию газового оборудования этого же котлоагрегата?

6. Во время двух противосаварийных тренировок машинист котла допустил серьезные ошибки при выполнении операций, связанных с ликвидацией аварии. Как в этом случае должен поступить ответственный за тепловое хозяйство предприятия?

7. При повторной проверке знаний машинист котла, имеющий стаж работы 5 лет, получил неудовлетворительную оценку. Как в этом случае должен поступить ответственный за тепловое хозяйство?

8. Во время приема смены, производя осмотр оборудования, машинист котла, принимающий смену, поскользнулся и сломал руку. При расследовании несчастного случая было установлено, что на площадке обслуживания при заправке масла в редуктор дежурный слесарь разлил смазку. Кто несет ответственность за происшедший несчастный случай?

9. Кем ведется сменный журнал работы котлоагрегатов и какие сведения в него заносятся?

10. Чем опасно хранение твердого топлива, имеющего большой выход летучих на горючую массу?

11. Как контролируется состояние штабелей?

12. На топливный склад котельного цеха осенью в дождливый день поступил подмосковный бурный уголь и печорский марки Ж. После разгрузки топлива начальник смены дал указание произвести укладку топлива обеих марок в общий штабель. Правильное ли указание дал начальник смены и если нет, то какие он допустил ошибки?

13. При осмотре штабеля торфа на его увлажненной поверхности обнаружены пятна. Что необходимо предпринять в этом случае?

14. Начальнику смены доложили, что в штабеле бурого подмосковного угля обнаружен очаг горения. Начальник смены дал команду залить очаг горения в штабеле водой. Правильно ли он поступил? Какую команду он должен был дать?

15. Какие неисправности могут возникнуть при эксплуатации резервуаров для хранения мазута?

16. Дежурный по мазутному хозяйству открыл пар на подогреватели, установленные в резервуаре, после чего появился сильный стук. Укажите причину стука и какие операции дежурный по мазутному хозяйству должен немедленно выполнить.

17. Как контролируется плотность подогревателей, установленных в резервуаре для хранения мазута?

18. Какие операции необходимо выполнить при переходе с одного мазутного резервуара на другой?

19. Что должен предпринять начальник смены, если обнаружена течь в шве корпуса резервуара для хранения мазута?

20. Каким способом производится отопление арматуры резервуаров для хранения мазута при ее замерзании?

21. Какая температура мазута должна поддерживаться в местах его отбора из резервуаров для хранения мазута?

22. Какой график работы топливоподачи следует выбрать (односменный, двухсменный, трехсменный) при запасе угля в бункерах каждого котла на 8 ч работы, 12 и 20 ч работы?

23. Укажите, какие операции необходимо выполнить при пуске топливоподачи, показанной на рис. 2-1.

24. Укажите, какие операции необходимо выполнить при остановке топливоподачи, показанной на рис. 2-1.

25. Укажите, какие операции необходимо выполнить, если при работе одной из двух линий транспортеров (см. рис. 2-1) остановился ленточный транспортер второго подъема, а блокировка механизмов электродвигателей подачи топлива не сработала.

26. Какой максимальный размер ячеек решетки приемного бункера допустимо иметь при установке молотковых дробилок?

27. Какой режим работы топливоподачи обеспечивает снижение потерь топлива при разгрузках и погрузках?

28. Как уплотняют места пересыпки топлива в системе топливоподачи для уменьшения пыления в летнее время?

29. Какие мероприятия рекомендуются для облегчения разгрузки из железнодорожных вагонов смерзшегося топлива?

30. Для уменьшения расхода теплоты на хозяйственные нужды начальник котельного цеха дал указание закрыть подачу горячей воды на отопительные приборы системы топливоподачи. Правильно ли он поступил?

31. Какие мероприятия рекомендуются для предотвращения налипания влажных частиц топлива на стенки бункеров, течек грохотов?

32. Какие меры безопасности следует соблюдать при пробиивании застрявшего топлива в бункерах или рукавах?

33. Что понимают под «холодным» хранением мазута и какова продолжительность его разогрева для ввода в нормальную эксплуатацию?

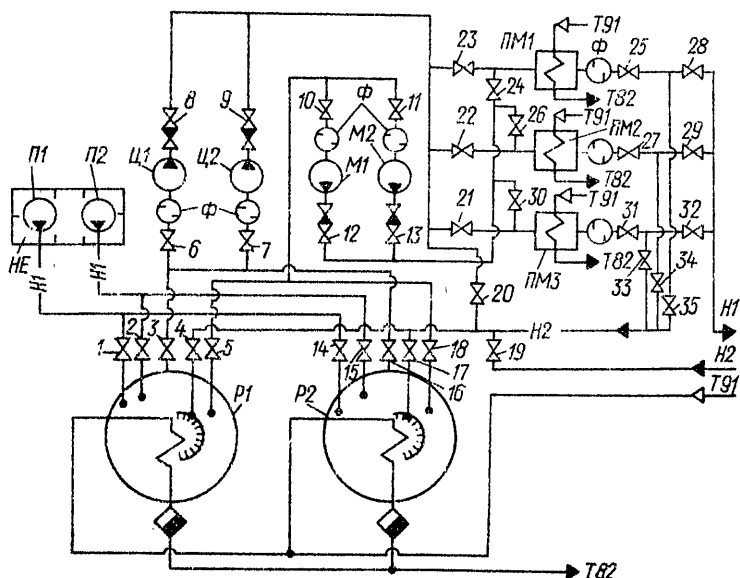


Рис. 11-1. Схема маслукое хозяйства:

НЕ — нулевая емкость; П1, П2 — погружные насосы; Р1, Р2 — резервуары для хранения мазута; Ф — фильтры грубой и тонкой очистки; ПМ1, ПМ2, ПМ3 — подогреватели мазута; Ц1, Ц2 — циркуляционные мазутные насосы; М1, М2 — мазутные насосы, подающие мазут в котельный цех; Н1 — трубопровод мазута подающий; Н2 — то же обратный; Т91 — трубопровод, подающий пар с давлением 0,7 МПа; Т82 — конденсатор самотечный; 1÷35 — арматура

34. Какие операции необходимо выполнить при длительной остановке маслукоепровода?

35. Как производится очистка сетки маслукое фильтра без его разборки?

36. Укажите, по каким причинам может возникнуть явление кавитации при перекачке мазута.

37. Какие неполадки в работе насоса могут быть при кавитации?

38. Укажите, по каким причинам перед капитальным ремонтом могла снизиться производительность мазутных насосов.

39. Как можно определить загрязнение маслукое фильтра?

40. Как рекомендуется производить очистку поверхности нагрева подогревателей мазута при загрязнении ее асфальтосмолистыми отложениями?

41. Какие операции необходимо выполнить при пуске центробежного и роторного мазутного насоса?

42. Какие операции необходимо выполнить при остановке центробежного и роторного мазутного насоса?

43. Укажите, в чем заключается уход за мазутным насосом.

44. Укажите, какие операции и в какой последовательности необходимо выполнить для включения в работу центробежного циркуляционного насоса Ц2 и отключения циркуляционного на-

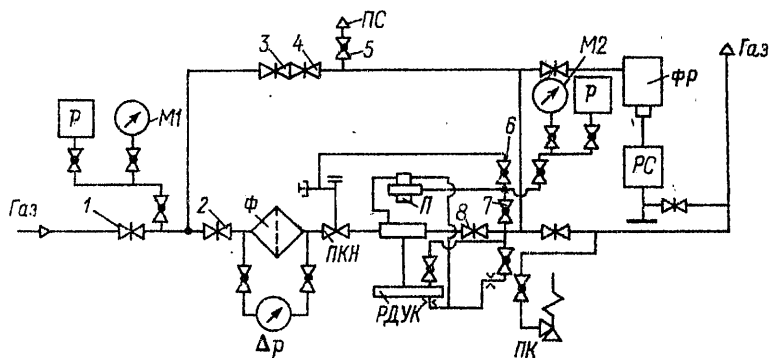


Рис. 11-2. Схема ГРП (ГРУ)

соса Ц1. В работе находятся: Ц1, М1, ПМ1, ПМ2, Р1 и Р2 (рис. 11-1).

45. Какие операции и в какой последовательности необходимо выполнить для перехода с мазутного центробежного насоса М1 на мазутный насос М2? В работе находятся: Ц1, М1, Р1, Р2, ПМ1, ПМ2 и ПМ3 (рис. 11-1).

46. Укажите порядок пуска газорегуляторной установки, схема которой показана на рис. 11-2.

47. Пользуясь схемой, показанной на рис. 11-2, укажите, какие операции и в каком порядке необходимо выполнить для перехода с регулятора давления на обводную (байпасную) линию.

48. Перечислите, в каком порядке и какие операции необходимо выполнить для перехода с обводной (байпасной) линии на регулятор давления (рис. 11-2).

49. Укажите порядок проверки оборудования ГРП (ГРУ) при приеме смены.

50. Укажите, какие операции необходимо выполнить, если сопротивление газового фильтра выше допустимого.

51. В какие сроки и в каких местах берется проба воздуха в помещении ГРП (ГРУ) для определения наличия газа в нем?

52. Во время приема-сдачи смены в ГРУ котельного цеха сработал предохранительный запорный клапан. Укажите, кто выполняет операции по ликвидации аварии.

53. Может ли и если может, то как оперативный персонал на работающем котле изменять коэффициент избытка воздуха?

54. Изменяется ли коэффициент избытка воздуха по мере движения продуктов сгорания по газоходам у котлов, работающих под разрежением?

55. Как влияет разрежение, поддерживаемое в верхней части топки, на коэффициент избытка воздуха в уходящих газах?

56. В связи с изменением теплоты сгорания угля, поступающего в котельную, производительность плунжерного питателя ПМ3 оказалась недостаточной для обеспечения номинальной

паропроизводительности котла. Какие режимные и конструктивные мероприятия могут быть рекомендованы?

57. По каким причинам может прекратиться подача топлива питателем и остановка забрасывателя ПМЗ при работающем электродвигателе?

58. Какие операции необходимо выполнить для осмотра ротора забрасывателя без его разборки?

59. Какие мероприятия вы рекомендуете осуществить, если при сжигании антрацита в топке прямого хода с чешуйчатой решеткой наблюдается выход спекшегося шлака?

60. По какой причине при сжигании сортированного антрацита в топке прямого хода с чешуйчатой цепной решеткой может наблюдаться заметная разница в толщине слоя по ширине решетки?

61. Какие нарушения процесса горения наблюдаются в топках ПМЗ-РПК и топках с цепной решеткой обратного хода при сжигании недробленых углей, поступивших в бункера котла?

62. По каким причинам возникают неполадки в работе устройств возврата уноса?

63. Как влияет понижение давления воздуха перед соплами на работу эжектора возврата уноса и какое мероприятие может быть рекомендовано для повышения этого давления?

64. Укажите, по каким признакам, не вскрывая молотковой мельницы, можно судить об износе бил.

65. Какое мероприятие может быть рекомендовано, если при пуске молотковой мельницы наблюдается срыв отдельных бил?

66. Какие неполадки в работе молотковой мельницы могут возникнуть при увеличении влажности угля, поступающего в нее, в 1,5—2 раза?

67. При сжигании бурого угля в топке с молотковыми мельницами появились пульсации факела. Укажите возможные причины этого явления, чем оно опасно, на показаниях каких приборов это отразится и какие операции следует выполнить для ликвидации пульсационного горения.

68. Перечислите основные неполадки в работе мазутных форсунок с паромеханическим распылением и способы их ликвидации.

69. Перечислите основные неполадки в работе горелок типа РГМГ при сжигании мазута и способы их устранения.

70. По каким причинам при сжигании мазута в горелке РГМГ появляется резкий звенящий шум, как его устранить?

71. По каким причинам возникает пульсация мазутного факела и как ликвидировать пульсационное горение?

72. По каким причинам может снизиться расход газа через подовую горелку при неизменном давлении газа перед ней? Что необходимо предпринять в этом случае?

73. Укажите, по каким причинам происходит коробление и обгорание колосников в топке ТЧР прямого хода.

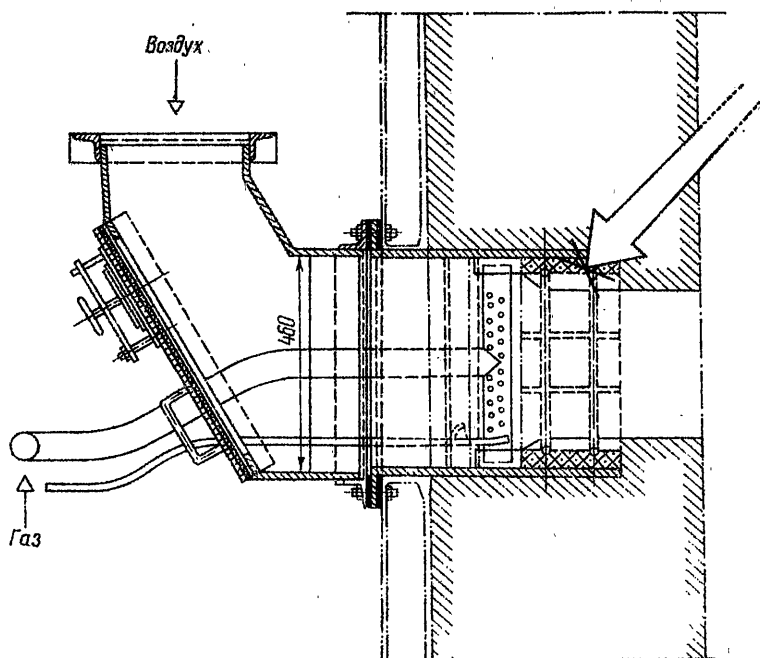


Рис. 11-3. Щелевая горелка (большой стрелкой показано место разрушения щели)

74. Какие операции необходимо выполнить для аварийной остановки топки с молотковыми мельницами, показанной на рис. 3-9?

75. Какие операции необходимо выполнить при воспламенении пыли в сепараторе одной из молотковых мельниц топки, показанной на рис. 3-9?

76. Во время замены бил на мельнице № 1 и работы топки на одной мельнице (№ 2) произошел обрыв факела в топке, показанной на рис. 3-9. Какие операции обязан выполнить обслуживающий персонал для ликвидации аварии? Укажите возможные причины обрыва факела при работе на одной мельнице и меры, которые следовало принять для предотвращения этой аварии.

77. Какие операции обязан выполнить машинист котла при внезапном повышении давления газа перед работающими вертикально-щелевыми горелками с 1000 до 3000 мм вод. ст.?

78. Какие мероприятия вы рекомендуете осуществить, если при переводе котла ДКВР-6,5-14 на газ при установке подовых горелок появилось вибрационное горение?

79. Каковы должны быть действия обслуживающего персонала при разрушении щели одной из горелок в месте, показанном на рис. 11-3? Чем опасно разрушение щели?

80. Укажите порядок и последовательность операций при первичном пуске ГРУ и котла ДКВР, показанного на рис. 11-4.

81. Какие операции и в какой последовательности необходимо выполнить для остановки котла, показанного на рис. 11-4?

82. Можно ли включать при растопке котла поверхностный пароохладитель?

83. Как обеспечить надежное охлаждение труб пароперегревателя при растопке котла?

84. Перечислите операции, выполняемые машинистом котла при периодической продувке.

85. Как производится обдувка поверхностей нагрева паром?

86. Какие узлы котлоагрегата следует контролировать при его обходе?

87. С какой скоростью следует повышать давление в котле?

88. Какие операции необходимо выполнить при растопке водогрейного котла в работающей котельной?

89. Почему нельзя допускать работу топki водогрейного котла с тепловыми перекосами?

90. Какие параметры водогрейного котла подлежат обязательному контролю?

91. Обязательно ли устройство обводного газохода у чугунного водяного экономайзера?

92. Для чего у стальных экономайзеров устраивается линия рециркуляции с вентилем и в каких случаях она включается?

93. В каком случае разрешается выполнять индивидуальный чугунный водяной экономайзер не отключаемым по воде?

94. Какие параметры необходимо контролировать и какие операции выполнять в период нормальной работы котлоагрегата?

95. Как повысить долговечность изоляции части верхнего барабана котла ДКВР, работающего на жидком или газообразном топливе?

96. На что нужно обращать внимание при наружном осмотре труб и барабана котла?

97. По каким причинам может произойти вспенивание воды в барабане котла и как это предупредить?

98. Какие мероприятия могут быть рекомендованы, если при работе двух котлов на твердом топливе необходимо произвести пуск третьего котла на газе, включенного с ними в общий бор (по условиям пароснабжения останов котлов на твердом топливе на время пуска котла на газе невозможен)?

99. Какие мероприятия режимного характера вы рекомендуете осуществить, если после перевода котла на сжигание газа температура перегретого пара при номинальной нагрузке на 20 °С выше номинальной при полностью включенном пароохладителе?

100. Укажите причины затягивания факела в газоход пароперегревателя и повышения температуры перегрева пара во время работы на газе комбинированной пылегазовой горелки, показанной на рис. 3-31. Какие меры необходимо принять для ликвидации этой неполадки?

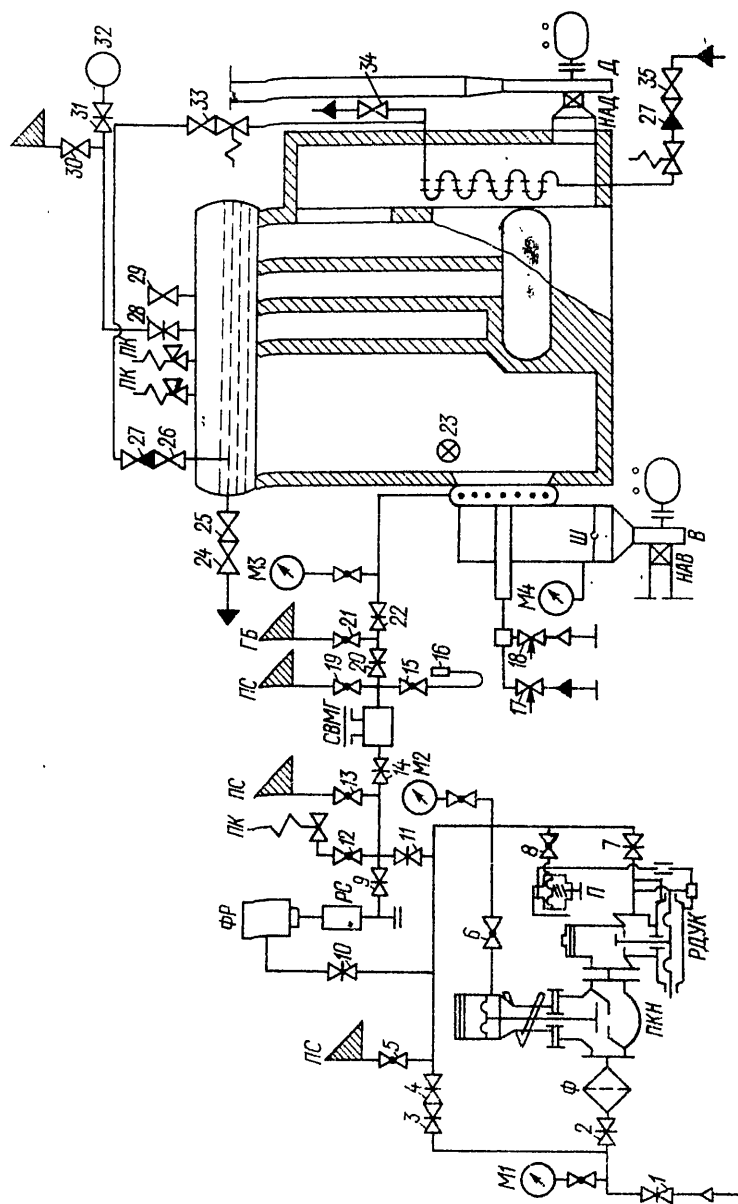


Рис 11-4 Принципиальная схема котельной с котлами ДКВР-10-14, оборудованными газомасляными горелками ГМГч

101. При пуске котла ТП-35-40 после капитального ремонта вы заметили по положению репера, что коллектор фронтального экрана не перемещается. Укажите возможные причины этого и операции, которые необходимо выполнить.

102. Как предупредить развитие аварии при резком повышении температуры продуктов сгорания перед трубчатым воздухоподогревателем, установленным после водяного экономайзера? Очистка наружной поверхности воздухоподогревателя и водяного экономайзера осуществляется обдувкой. Котлоагрегат вырабатывает насыщенный пар.

103. Какая авария может произойти, если машинист котла забыл закрыть вентиль на линии рециркуляции кипящего водяного экономайзера, а через час после включения котла в паровую магистраль вспомнил об этом и закрыл вентиль на линии рециркуляции?

104. При продувке нижних точек комбинированного пароводогрейного котла вода начала быстро уходить из уравнильной емкости. Что необходимо сделать, чтобы не оставить циклоны без воды, так как это приведет к нарушению циркуляции в паровом контуре котла?

105. Через год после перевода котла на газ наблюдается коррозия металлической дымовой трубы. Укажите причины и мероприятия, которые следует выполнить для ликвидации коррозии.

106. Укажите, по каким причинам может ухудшиться тяга, создаваемая дымососом?

11-2. РЕШЕНИЯ УПРАЖНЕНИЙ И ЗАДАЧ

1. Проект производственной или отопительной котельной должен быть разработан в соответствии со следующими нормативными документами:

- а) СНиП II-35-76 «Котельные установки»;
- б) «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» Госгортехнадзора СССР;
- в) «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» Госгортехнадзора СССР;
- г) СНиП II-37-76 «Газоснабжение. Внутренние и наружные устройства»;
- д) «Правилами безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора СССР;
- е) «Правилами пользования газом» Министерства газовой промышленности СССР.

2. Допуск к самостоятельной работе дипломированного техника, назначенного на инженерно-техническую должность, производится в следующем порядке. Администрация предприятия устанавливает дипломированному технику срок сдачи экзаменов (в пределах трех-четырех недель) в объеме работы, которую он будет выполнять. В этот период он обязан изучить установленное

оборудование, схему трубопроводов, должностные и эксплуатационные инструкции, инструкции по технике безопасности для всех рабочих мест, входящих в состав смены. Экзамен принимается комиссией в составе не менее трех человек под председательством главного инженера предприятия с обязательным участием в работе комиссии представителя Госгортехнадзора. Результаты экзамена оформляются протоколом с выдачей удостоверения. Затем дипломированный техник исполняет обязанности дублера (в течение двух недель) под руководством опытного начальника смены. По окончании дублирования приказом по предприятию он допускается к самостоятельной работе.

Рабочий до назначения на самостоятельную работу в качестве машиниста котла должен пройти производственное обучение в профессионально-техническом училище или специальном учебном комбинате и сдать экзамен квалификационной комиссии при этом учебном заведении. В работе квалификационной комиссии обязательно участие представителя Госгортехнадзора. После получения удостоверения о сдаче экзаменов рабочий исполняет обязанности дублера машиниста котла под руководством опытного работника в течение двух недель. По истечении срока дублирования распоряжением по цеху рабочий может быть допущен к самостоятельной работе.

3. Удостоверение начальника цеха, ответственного за газовое хозяйство, действительно до 15 декабря 1992 г., а удостоверение рабочего — до 15 декабря 1990 г. Объясняется это тем, что повторная проверка знаний ИТР (руководящих работников) проводится не реже одного раза в три года, а рабочих — ежегодно.

4. Проверка знаний может быть назначена не ранее чем на 20 июня, поскольку пять дней — минимальный срок для оповещения органов Госгортехнадзора о дне и месте проведения экзаменов.

5. Нет, не может. Техническое обслуживание действующего газового оборудования — газоопасная работа, и к ней допускаются рабочие (это ограничение относится также к ИТР) обученные, сдавшие экзамены на знание правил техники безопасности, приемов при газоопасных работах и прошедшие стажировку. Кроме того, персонал, допущенный к газоопасным работам, должен уметь пользоваться противогазом и другими средствами индивидуальной защиты, знать приемы искусственного дыхания и иные способы оказания первой доврачебной помощи.

6. Ответственный за тепловое хозяйство предприятия имеет право назначить внеочередную проверку знаний у машиниста котла.

7. Ответственный за тепловое хозяйство предприятия обязан не допускать к работе машиниста котла и назначить срок повторной проверки знаний. Только после положительной аттестации машинист котла может быть допущен к работе.

8. Ответственность за происшедший несчастный случай несут: а) дежурный слесарь, не убравший смазку после окончания работы; б) начальник смены за отсутствие контроля над работой подчиненного ему персонала; в) начальник цеха за брак в работе, допущенный подчиненным ему персоналом.

9. Сменный журнал работы котельных агрегатов ведется начальником смены котельного цеха (старшим машинистом). В журнале фиксируются: результаты осмотров оборудования, проверки водоуказательных приборов, сигнализаторов уровня, манометров, предохранительных клапанов, питательных приборов, автоматики безопасности; отмечаются время и продолжительность продувки котельных агрегатов, ремонтных работ, ликвидация дефектов, обнаруженных в работе оборудования и КИП, изменения в режиме работы котельных агрегатов, время пуска и остановки отдельных агрегатов, время включения газопроводов и другие данные по указанию администрации цеха.

10. Выход летучих на горючую массу для разных топлив различен: у сланцев 80—90, торфа 70, бурых углей 40—60, длиннопламенных каменных углей 37—45, антрацитов 3—6%. Значительный выход летучих у сланцев, торфа, бурых и каменных углей делает их опасными в отношении самовоспламенения при хранении.

11. Состояние штабелей контролируется внешним осмотром и измерением температуры в штабелях. Признаками самовоспламенения являются: повышение температуры и появление пятен на увлажненной поверхности штабеля.

12. Начальник смены дал ошибочное указание. Чтобы предотвратить самовозгорание угля, запрещается: формировать штабеля во время дождя, при высокой температуре наружного воздуха, при повышенной температуре внутри отвала (кучи) угля; смешивать угли разных марок; устраивать в штабелях вентиляционные каналы или пустоты между крупными и мелкими кусками угля при укладке в штабеля; засорять штабеля мусором, древесной корой, опилками, кусками древесины, сеном, торфом, паклей и другими легко воспламеняющимися материалами; заваливать топливом деревянные конструкции, деревянные опоры электрических и телефонных линий, не имеющие покрытий, предотвращающих самовозгорание топлива.

13. Пятна на увлажненной поверхности штабеля являются одним из признаков самовоспламенения, поэтому необходимо начать подачу торфа из этого штабеля в бункера котлов, но без очагов огня.

14. Команда начальника смены залить очаг горения водой ошибочна, так как при заливке водой очаг горения в штабеле увеличится. Для ликвидации очага горения штабель следовало вскрыть, перенести очаг горения на специальную площадку и на ней залить водой.

15. При эксплуатации резервуаров для хранения мазута наблюдаются следующие неисправности: нарушение плотности соединений (фланцев, сальников, арматуры, мест примыкания арматуры к корпусу резервуара), осадка резервуара, вибрация трубопроводов, соединенных с резервуаром, нарушение плотности подогревателей мазута, выход из строя средств измерения, контролирующих работу резервуаров.

16. Стук при подаче пара в подогревателе указывает на гидравлический удар, который вызван тем, что произошел дренаж подогревателя. Дежурный по мазутному хозяйству должен немедленно прекратить подачу пара, затем открыть дренажный вентиль и после прекращения стука медленно, с остановками открывать подачу пара.

17. Для контроля над плотностью подогревателей, установленных в резервуаре следует систематически отбирать конденсат после них, проверяя чистоту конденсата (отсутствие мазута в конденсате).

18. При переходе с одного резервуара на другой необходимо сначала полностью открыть задвижку, установленную на трубопроводе от включаемого резервуара к насосу, и только после этого отключить действующий резервуар.

19. При обнаружении течи в шве корпуса резервуара для хранения мазута начальник смены должен немедленно начать его опорожнение и сообщить об этом начальнику цеха или его заместителю.

20. При замерзании арматуры резервуаров для хранения мазута ее можно отогревать только паром или горячей водой. Категорически запрещается отогревание оборудования или корпусов резервуаров открытым пламенем или нагретыми предметами.

21. В местах отбора мазута из резервуаров для хранения мазута должна поддерживаться температура мазута марки 40 не менее 60 °С, а марка 100 — не менее 80 °С. При этом змеевиковые подогреватели устанавливаются только в месте отбора мазута. При указанных температурах обеспечивается надежная и экономичная работа мазутных насосов.

22. Режим работы топливоподачи должен быть следующий: при запасе топлива в бункерах каждого котла менее чем на 10 ч работы с номинальной нагрузкой — трехсменный; при запасе топлива на 10 ч работы и более — двухсменный; при запасе топлива не менее чем на 18 ч работы — односменный.

23. Пуск топливоподачи осуществляется в такой последовательности. Первым пускается ленточный транспортер бункерной галереи, распределяющий топливо по бункерам котлов. Затем в указанной последовательности пускаются: ленточный транспортер второго подъема, дробилка, ленточный транспортер первого подъема, магнитный сепаратор для улавливания металла и при устойчивой работе указанного оборудования — питатель топлива, установленный под приемным бункером.

24. Остановка топливоподачи осуществляется в следующем порядке. Первым останавливается питатель топлива, размещенный под приемным бункером. Затем, после освобождения от топлива последовательно останавливаются ленточный транспортер первого подъема, дробилка, ленточный транспортер второго подъема, ленточный транспортер бункерной галереи и магнитный сепаратор.

25. Сначала необходимо в указанной последовательности остановить питатель топлива, размещенный под приемным бункером, ленточный транспортер первого подъема, дробилку. Затем проверить работу ленточного транспортера бункерной галереи. Произвести пуск оборудования второй линии в указанном порядке: ленточный транспортер второго подъема, дробилку, магнитный сепаратор, ленточный транспортер первого подъема и питатель топлива, установленный под приемным бункером. При устойчивой работе второй линии отключить магнитный сепаратор первой линии, повесить плакат «Не включать!» на пускателях первой линии, вызвать дежурного электромонтера для снятия напряжения с электродвигателей механизмов первой линии, освободить от завалов топлива механизмы первой линии, выявить причину остановки ленточного транспортера второго подъема, поставить в известность начальника цеха или его заместителя.

26. Ячейки решетки приемного бункера не должны быть более 300×300 мм, так как начальный размер кусков угля, подлежащих дроблению, не должен превышать 300 мм.

27. Для снижения потерь топлива при разгрузках и погрузках следует стремиться работать «с колес», т. е. так, чтобы поступающее в котельную топливо, минуя расходный склад, разгружалось в приемный бункер и направлялось из него в бункера котельных агрегатов. При таком режиме работы уменьшаются транспортные расходы и не происходит озоления и увлажнения топлива при его хранении. Работу с «колес» удастся осуществить при наличии базисного склада или при непрерывном поступлении топлива с места его добычи. Опыт эксплуатации показал, что каждая разгрузка или погрузка топлива грейферным краном приводит к размельчению примерно 1,4% перегружаемого топлива.

28. Для уменьшения пыления в летнее время следует места пересыпки топлива герметизировать, уплотняя зазоры между точками и лентой транспортера с помощью брезентовых или резиновых фартуков. Опыт эксплуатации показал, что независимо от применяемых мер по уплотнению тракта в помещениях топливоподачи наблюдается осаждение пыли на строительных и других конструкциях. Поэтому помещения должны систематически убираться и промываться от осевшей пыли. Уборку помещения удобно производить, если имеется специальный отсосный высоконапорный вентилятор с циклоном для обеспыливания отсасываемого воздуха.

29. Для облегчения разгрузки смерзшегося топлива при его расходе более 100 т/ч применяются тепляки непрерывного действия конструкции ВТИ. Тепляк представляет собой крытое помещение, оборудованное панелями, излучающими теплоту, и вентиляторами, подающими горячий воздух. Обработка вагонов в тепляке занимает около 30 мин. Разгрузка топлива после обработки его в тепляке не вызывает затруднений. При расходе топлива менее 100 т/ч иногда применяют пневматические молотки или бурорыхлительные машины. Однако при этом возможны повреждения вагонов.

30. Начальник котельного цеха поступил неправильно. Во всех отапливаемых помещениях системы топливоподачи следует поддерживать положительную температуру 10—15 °С, особенно при поступлении влажного топлива в осенне-зимний период.

31. Для предотвращения налипания частиц топлива на стенки бункеров, течек, грохотов применяют обогрев стенок паром, бункера с коленчатыми рукавами (см. рис. 2-3). Ленты транспортеров и барабанов рекомендуется оборудовать скребками и щетками для очистки налипшего влажного топлива.

32. Оперативному персоналу иногда приходится пробивать (проталкивать) топливо, застрявшее в бункерах или рукавах перед топкой. Проталкивание топлива производится пиками через специальные лючки с площадки перед рукавом бункера. При этом нельзя нажимать на инструмент грудью или повисать на нем во избежание ушиба в случае срыва инструмента при обрушивании топлива. Спуск в топливный бункер или его отсеки категорически запрещается. В исключительных случаях работа в топливном бункере производится специальной бригадой по письменному наряду начальника котельного цеха или его заместителя после предварительного уведомления начальника смены и машиниста котла с соблюдением особых мер предосторожности.

33. Под холодным хранением мазута понимают хранение его при температуре не ниже 10 °С. Разогрев резервуаров, в которых осуществляется холодное хранение мазута, должен производиться за двое суток до ввода его в эксплуатацию.

34. При необходимости отключения отдельных участков мазутопровода следует спустить из него горячий мазут и очистить арматуру во избежание закупорки мазутопровода.

35. Очистка сетки фильтра без разборки осуществляется продувкой его паром через паропроводящий патрубок. Уловленная фильтром грязь оседает в нижней части корпуса стакана и периодически удаляется через грязевой вывод. Продувка паром является ответственной операцией. Пар в фильтр необходимо пускать постепенно, так как резкое повышение давления внутри стакана может порвать сетку в фильтрующем стакане. Пропарку следует производить только при полностью закрытых вентилях на входящем и выходящем мазутопроводе и открытых спускных вентилях.

36. Кавитация при перекачке мазута может возникнуть: при понижении уровня в резервуаре ниже расчетного; при регулировании подачи задвижкой на всасывающем трубопроводе; при повышении температуры мазута сверх допустимой; при недостаточном сечении всасывающего трубопровода; при неправильной установке насоса.

37. В результате кавитации может возникнуть вибрация насоса и шум, может снизиться его производительность, напор и КПД. Нередко кавитация приводит к аварии насоса.

38. Снижение производительности мазутных насосов указывает на их износ. У поршневых насосов изнашиваются поршневые кольца, плунжеры, цилиндры. У роторных насосов изнашивается ротор. Износ насосов зависит от загрязненности мазута, его подогрева и состояния фильтров. Снижение производительности центробежных насосов может быть вызвано увеличением щелевых потерь внутри насоса, повышением температуры мазута, увеличением сопротивления сети, засорением рабочего колеса и его износом, попаданием воздуха в насос.

39. О загрязнении мазутного фильтра можно судить по перепаду давления до и после него, возрастающему по мере загрязнения фильтра.

40. Для очистки подогревателей от отложений рекомендуется применять обезжиривающие растворы. В качестве обезжиривающих растворов применяются: едкий натр NaOH (20—30 г/л), кальцинированная сода CaCO_3 (25—30 г/л), тринатрийфосфат (25—30 г/л). Температура раствора должна быть 70—90 °С, время очистки 15—20 мин. Затем раствор сливается и поверхность нагрева тщательно промывается (сначала горячей водой и после этого холодной).

41. Перед пуском центробежного или роторного насоса его следует внимательно осмотреть, очистить и наполнить маслом смазочные приборы, провернуть вручную вал насоса. Затем открыть все задвижки на всасывающей и напорной линиях; для центробежного насоса задвижка на напорной линии после насоса должна быть закрыта. Непосредственно перед пуском насоса открыть краны смазочных приборов и краны на манометры. После этого пустить электродвигатель, и когда центробежный насос разовьет полное число оборотов, а манометр покажет соответствующее давление, медленно открыть задвижку на напорной линии, проверить устойчивость работы насоса (отсутствие вибрации, нагрева подшипников).

42. Для остановки центробежного и роторного мазутного насоса необходимо: отключить электродвигатель, закрыть задвижки на всасывающей и напорной линиях насоса, закрыть краны смазочных приборов и краны на измерительные приборы, выпустить мазут из рабочих камер насоса и отключаемого участка мазутопровода.

43. При эксплуатации мазутного насоса необходимо: контролировать работу насоса по стационарным средствам измерений (манометр, вакуумметр, расходомер) и периодически подключаемым к нему средствам измерений (индикатор для измерения частоты вращения, потребляемой электродвигателем мощности); следить за работой смазочных приборов и пополнять смазку; при внезапном изменении насосом режима работы, появлении стука, нагревании движущихся частей насос следует немедленно остановить, выяснить и устранить причину неисправности; после 500—1000 ч работы произвести текущий осмотр и при необходимости — ремонт и смену деталей; через 4000—5000 ч работы произвести полную разборку насоса для осмотра, а при необходимости — ремонта деталей.

44. Для перехода с циркуляционного насоса Ц1 на циркуляционный насос Ц2 необходимо выполнить в указанной последовательности следующие операции: открыть задвижку 7, пустить циркуляционный насос Ц2, открыть задвижку 9, отключить электродвигатель насоса Ц1, закрыть задвижки 8 и 6, выпустить мазут из рабочих камер насоса Ц1.

45. Для перехода с мазутного насоса М1 на насос М2 необходимо выполнить в указанной последовательности следующие операции: открыть задвижку 11, пустить насос М2, открыть задвижку 13, отключить электродвигатель насоса М1, закрыть задвижки 10 и 12, выпустить мазут из рабочих камер насоса М1.

46. Пуск ГРУ в соответствии со схемой, показанной на рис. 11-1, производится в следующем порядке: произвести вентиляцию помещения цеха; произвести наружный осмотр оборудования, арматуры и КИП; проверить, закрыты ли все задвижки и краны, опущен ли клапан ПКН и вывернут ли полностью винт пилота регулятора давления; открыть задвижку 1 и проверить по манометру М1 давление газа (если давление ниже минимального, указанного в инструкции, производить пуск ГРУ не разрешается); открыть кран 5 на продувочной линии, приоткрыть задвижку 3 на 2—3 оборота и задвижку 4, так, чтобы был слышен шум проходящего газа, и в течение 2—3 мин произвести продувку обводной (байпасной) линии; открыть кран 7, задвижку 8 и поднять клапан ПКН, введя в зацепление его рычаги (ударник откинуть на предохранительную скобу); медленно открыть задвижку 2, наблюдая за показаниями манометра М2; постепенно поворачивать винт пилота П так, чтобы по манометру М2 давление газа повысилось примерно на 10% против установленного при продувке обводной линии; закрыть задвижки 3 и 4 и в течение 2—3 мин произвести продувку оборудования ГРУ; постепенно поворачивая винт пилота П по часовой стрелке, повысить давление газа по манометру М2 до номинального; при устойчивой работе регулятора давления открыть кран 6 и ввести ударник ПКН в рабочее положение.

47. Для перехода на обводную (байпасную) линию необходимо выполнить следующие операции: предупредить машинистов котлов о переходе на обводную линию; повернуть винт пилота *П* против часовой стрелки так, чтобы давление по манометру *М2* снизилось приблизительно на 10% против установленного; открыть примерно наполовину задвижку *3* и, медленно открывая задвижку *4*, установить по манометру *М2* прежнее давление газа; медленно поворачивая винт пилота *П* против часовой стрелки, вывернуть его полностью, одновременно наблюдая за давлением газа по манометру *М2*; полностью закрыть сначала задвижку *2*, затем задвижку *3* и краны *6* и *7*; откинуть на предохранительную скобу ударник *ПКН* и расцепить его рычаги, опустив клапан; установить непрерывный контроль по манометру *М2* над давлением газа, поддерживая его на заданном уровне регулировкой вручную степени открытия задвижки *4*; сообщить машинистам котлоагрегатов, что переход на обводную линию закончен.

48. Для перехода с обводной (байпасной) линии на регулятор давления необходимо выполнить следующие операции: предупредить машинистов котлов о переходе на регулятор давления; поднять клапан *ПКН*, сцепив его рычаги, откинуть на предохранительную скобу ударник и убедиться, что винт пилота *П* полностью вывернут; снизить, прикрыв задвижку *4*, давление газа по манометру *М2* примерно на 10% против установленного; открыть задвижку *8*, затем — медленно — задвижку *2*; открыть кран *7* и, поворачивая пилот *П* по часовой стрелке, установить по манометру *М2* прежнее давление газа; полностью закрыть задвижку *3*, а затем задвижку *4*; открыть кран *6* и снять с предохранительной скобы ударник *ПКН*, введя его в рабочее положение; сообщить машинистам котлов, что переход на регулятор давления произведен.

49. При приеме смены следует проверить: отсутствие запаха газа, температуру в помещении ГРП и работу вентиляционных устройств; состояние и положение запорных устройств; состояние предохранительного запорного клапана, регулятора давления, сбросного предохранительного клапана, манометров, расходомера или газового счетчика, определить сопротивление газового фильтра.

50. При увеличении сопротивления газового фильтра выше допустимого необходима его очистка. Работа по очистке газового фильтра является газоопасной, поэтому должны быть выполнены все требования, предъявляемые к газоопасным работам. Перед вскрытием фильтра необходимо перейти на обводную (байпасную) линию, выполнив все операции, описанные в ответе 47. Затем с помощью трехходового крана, установленного перед манометром (манометрами), измеряющим перепад давления на фильтре, сбросить оставшийся газ в помещение ГРП, если невозможно устроить отвод газа резиновым шлангом наружу. После сброса давления трехходовой кран закрывается и по манометру прове-

ряется отсутствие подъема давления на отключенной линии. Повышение давления по манометру указывает на неплотность задвижек (наиболее вероятна неплотность задвижки на входе в регуляторную установку, т. е. перед фильтром). Если затяжка маховика задвижек не обеспечит их плотного закрытия, то необходимо установить заглушку после задвижки на входе в фильтр.

Перед вскрытием фильтра следует еще раз убедиться по манометру в отсутствии избыточного давления, а затем слегка отпустить все гайки на крышке фильтра, приоткрыв ее с помощью отвертки. Кассета фильтра осторожно вынимается и выносится из помещения. На расстоянии 10—20 м от помещения кассету выбивают, удаляя загрязнения, и в случае необходимости промывают бензолом.

51. Проба воздуха в помещении ГРП (ГРУ) для обнаружения газа в нем должна выполняться не реже двух раз в месяц.

В помещении ГРП проба воздуха берется как минимум в трех точках: у двери, над регулятором давления и посередине помещения, на высоте 2—2,5 м.

52. Персонал, принимающий смену, прекращает прием смены до окончания ликвидации аварии. Ликвидацией аварии руководит начальник, сдающий смену. В случае необходимости весь персонал, пришедший на смену, поступает в распоряжение начальника смены, занятого ликвидацией аварии.

53. Оперативный персонал может изменять коэффициент избытка воздуха путем регулирования количества воздуха, подаваемого в топку.

54. У котлов, работающих под разрежением, коэффициент избытка воздуха по мере движения продуктов сгорания по газоходам увеличивается вследствие присосов атмосферного воздуха.

55. Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах будет возрастать с увеличением разрежения в верхней части топки. Поэтому при эксплуатации следует поддерживать минимальное разрежение в верхней части топки, при котором не будет выбивания продуктов сгорания в помещение цеха.

56. Повышение производительности питателя может быть достигнуто путем изменения хода плунжера при помощи кулисного механизма. Если при этом производительность питателя все равно окажется недостаточной, то придется топку остановить и заменить сменные шестерни забрасывателя шестернями с числом зубьев 25 и 54.

57. Остановка ротора забрасывателя и прекращение подачи топлива при работающем электродвигателе происходит при срабатывании шариковой предохранительной муфты, защищающей забрасыватель от поломок в случае заклинивания плунжера или ротора посторонними предметами. При срабатывании шариковой предохранительной муфты следует немедленно остановить электродвигатель забрасывателя и произвести осмотр ротора и питателя.

58. Для осмотра ротора забрасывателя необходимо отключить его электродвигатель, вызвать дежурного электрика для снятия напряжения с электродвигателя, повесить плакат «Не включать, работают люди!». Затем освободить среднюю часть цилиндрического лотка и, откинув ее на шарнирах, произвести осмотр ротора. При необходимости удалить из лотка просыпавшееся топливо или посторонние предметы.

59. При сжигании антрацитов и тощих углей на цепных решетках в случае появления спекшегося шлака рекомендуется подавать вместе с воздухом небольшое количество насыщенного пара. Режимы, при которых под решетку подается паровоздушная смесь, обычно указываются в режимной карте.

60. Заметная разница в толщине слоя на цепной решетке чаще всего происходит из-за установки регулятора слоя с перекосом. Поэтому при ближайшей остановке котла следует тщательно установить регулятор слоя.

61. При сжигании недробленых углей на передней части решетки могут образовываться небольшие бугры из крупных кусков топлива, выпадающих вследствие ударов лопастями ротора не по центру кусков. Чаще всего такие бугры в топке ПМЗ-РПК не нарушают процесса горения, и лучше их не трогать от чистки до чистки. При чрезмерном увеличении бугров их периодически (1—2 раза в час) следует осторожно спихивать вглубь топки, к краям секций. В топках с пневмомеханическими забрасывателями и решеткой обратного хода необходимо периодически расшуровывать такие бугры через боковые дверки, чтобы непрогоревшее топливо не сбрасывалось в шлаковый бункер.

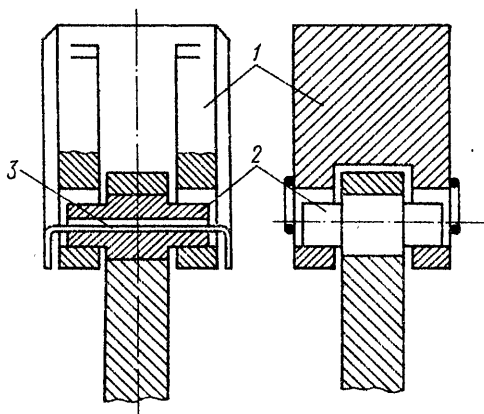
62. Основными причинами, вызывающими неполадки в работе устройств возврата уноса, являются: образование шлаковин в зольниках вследствие слипания и горения отложившегося уноса; засорение эжекторов осколками рассыпавшейся обмуровки; перекрытие выходных сопел со стороны топки откосами шлака при слишком большой дальности заброса топлива; заплывание выходных сопел шлаком, стекающим по обмуровке задней стены топки; попадание в выходные сопла крупных кусков угля, вылетающих из забрасывателей; несоответствие размеров эжектора и его производительности количеству выпадающего уноса.

63. Эжекторы возврата уноса работают тем лучше, чем выше давление воздуха перед соплами. Для повышения давления воздуха перед соплами рекомендуется присоединять всасывающий патрубок высоконапорного вентилятора (вентилятор возврата уноса) к нагнетательному воздухопроводу после дутьевого вентилятора. Если при этом увеличение расхода воздуха по тракту возврата уноса является нежелательным, то диаметры сопел должны быть уменьшены пропорционально увеличению давления.

64. Признаками износа бил молотковой мельницы являются: снижение ее максимальной и оптимальной производительности, увеличение крупности выдаваемой пыли и удельного расхода

Рис. 11-5. Устройство для повышения надежности крепления бил на билодержателях

1 — била; 2 — ступенчатый палец; 3 — пруток для дополнительного крепления бил на билодержателе



электроэнергии на размол. Особенно заметно снижается производительность мельницы, если на ней установлены била П-образной формы.

65. Уменьшение вероятности срыва бил с билодержателей в момент пуска

мельницы и повышение надежности их крепления достигаются за счет дополнительной фиксации бил при помощи прутка диаметром 6—8 мм, как показано на рис. 11-5.

66. Увеличение влажности угля, подаваемого в мельницу, при прочих равных условиях приводит к уменьшению ее максимальной производительности. При увеличении влажности угля в 1,5—2 раза в зависимости от его сорта производительность мельницы уменьшается на 30—40%.

67. Причинами пульсации пылеугольного факела могут быть: повышение влажности бурого угля, недостаточная подсушка топлива в мельнице, грубый помол пыли, пониженная нагрузка котла (менее 80% номинальной).

68. Основными неполадками в работе мазутных форсунок с паромеханическим распылением мазута являются: попадание мазута в паровой канал, износ распылителя, загрязнение входных каналов и распределительной шайбы. В связи с этим работающие форсунки должны периодически заменяться запасными и тщательно очищаться. При сборке форсунки необходимо обращать внимание на плотность соединения ее деталей и точность их изготовления. Собранный форсунку следует проверять на стенде, состоящем из рамки для крепления форсунки и штуцера, к которому подведена вода под давлением. Факел распыленной воды должен иметь вид конуса с большим углом раскрытия. Ось конуса должна являться продолжением оси форсунки, не должно быть крупных капель и подтеков воды.

69. Основными неполадками в работе газомазутных горелок РГМГ при сжигании мазута являются: нагарообразование, смолистые и другие отложения на внутренней поверхности распыляющего стакана, зазубрины, выбоины на кромке распыляющего стакана, вибрация вала, перегрев подшипников.

70. Резкий звенящий шум в горелке РГМГ появляется по одной из двух причин: при задевании топливной трубки за вал

форсунки или задевании колеса распыляющего вентилятора за его корпус вследствие смещения ротора форсунки.

71. Пульсация факела может возникать вследствие поступления обводненного мазута, недостаточного его подогрева, загрязнения фильтров и сопел форсунок, шлакования амбразур, отложений на лопатках воздухонаправляющего аппарата или их коробления и ряда других нарушений процесса горения. Ликвидация пульсационного горения производится наладкой топочного процесса.

72. При диаметре газовыпускных отверстий в коллекторе горелки до 2 мм наблюдается закоксовывание отверстий прочными отложениями. Для предотвращения этого явления необходимо реконструировать горелку. При расчете новой горелки следует принять диаметр газовыпускных отверстий более 2 мм.

73. Основной причиной коробления и обгорания колосников является увеличенная толщина слоя топлива, остановка решетки, сжигание многозольных рядовых топлив даже с небольшим количеством мелочи, неправильный дутьевой режим. В связи с указанным не рекомендуется в топках ЧЦР с решеткой прямого хода сжигать рядовые топлива. В процессе наладки топки в зависимости от вида сжигаемого топлива следует выбирать оптимальную толщину слоя. Кроме того, не следует останавливать решетку (за исключением аварийных случаев), что обычно делают недостаточно опытные машинисты котлов. Все операции по изменению скорости решетки следует выполнять плавно, избегая резкого увеличения или уменьшения скорости решетки.

74. Для аварийной остановки топки с молотковыми мельницами необходимо: последовательно остановить питатели топлива 34 всех мельниц; увеличить подачу воздуха путем открытия шиберов 23; остановить все молотковые мельницы 24; остановить дутьевой вентилятор 18; отрегулировать разрежение в топке, поддерживая его около 30 Па; закрыть шиберы 21, 22, 23, 27 и осевой направляющий аппарат 17; провентилировать топку и газоходы котла в течение 10—15 мин и остановить дымосос 14, закрыв осевой направляющий аппарат 15; сообщить начальнику цеха или его заместителю об аварийной остановке топки.

75. При воспламенении пыли в сепараторе необходимо: остановить питатель топлива 34; открыть подачу насыщенного пара (распыленной воды) в мельницу; закрыть шиберы 21, 23, 27; отрегулировать разрежение в топке; увеличить подачу топлива и воздуха на работающие мельницы, корректируя подачу вторичного воздуха и разрежение в топке; закрыть шибер 31, отключающий остановленную мельницу от топки. После установления нормальной работы топки на действующих мельницах приступить к очистке остановленной мельницы от остатков пыли и топлива. Для этого вызвать дежурного электромонтера и снять напряжение с электродвигателя питателя и мельницы, повесив плакат «Не включать!»; осторожно открыть дверь мельницы и убедиться, что

в ней нет очагов горящей или тлеющей пыли (при наличии очагов горения закрыть дверь мельницы и продолжать подачу в нее распыленной воды до полной ликвидации очагов тлеющей пыли); произвести полную очистку мельницы от остатков топлива и только после этого подготовить ее к пуску.

76. При обрыве факела необходимо (см. рис. 3-9): остановить питатель топлива 34 и работающую мельницу 24; закрыть шиберы 21, 23, 27 и направляющий аппарат 17 дутьевого вентилятора 18; отрегулировать разрежение в топке, установив его равным 20—30 Па, и при этом разрежении произвести ее вентиляцию в течение 10—15 мин; закрыть шибер в шахте 31 остановленной мельницы; зажечь обе мазутные форсунки 28. Затем проверить состояние мельницы № 2. Для этого: вызвать дежурного электромонтера для снятия напряжения с электродвигателя мельницы № 2 и ее питателя; вывесить плакат на пускателях питателя и мельницы «Не включать!», приоткрыть дверь мельницы № 2 и убедиться, что в ней нет очагов тлеющей пыли; при отсутствии очагов тлеющей пыли очистить мельницу от остатков топлива; закрыть дверь и опробовать работу мельницы № 2 на холостом ходу. При нормальной работе мельницы № 2 произвести повторную растопку котла при работе обеих мазутных форсунок. После замены бил на мельнице № 1 включить ее в работу; при устойчивой работе топки на обеих мельницах поочередно отключить мазутные форсунки.

Причинами обрыва факела при работе на одной мельнице могут быть: повышенная влажность топлива; низкая температура воздуха, поступающего в топку; подача в топку грубой пыли; разрежение в топке более 30 Па.

Для предотвращения описанной аварии следовало своевременно включить в работу обе мазутные форсунки, если топка на одной мельнице работала с пульсацией, о которой можно судить по колебанию разрежения в топке.

77. Машинист котла прежде всего обязан проверить, не погасли ли горелки, и если они не погасли, то общей задвижкой на агрегат снизить давление газа перед горелками до прежнего уровня. В случае погасания одной из горелок немедленно прекратить подачу газа на все горелки, закрыв общую задвижку на агрегат. Затем закрыть рабочие и контрольные задвижки на каждую горелку и открыть краны на газопроводе безопасности, сообщив начальнику смены о выполненных операциях; далее действовать по его указанию.

78. Вибрационное горение при установке подовых горелок появляется в следующих случаях: при недостатке воздуха или работе с коэффициентом избытка воздуха, близким к единице; при неудовлетворительном подводе или распределении воздуха; при плохом перемешивании газа с воздухом.

Рекомендуется: выявить, при каком коэффициенте избытка воздуха на выходе из топки наблюдается вибрационное горение

и при каком прекращается; проверить состояние колосникового полотна решетки (правильность выкладки пода, расположение горелки в щели).

79. При разрушении щели горелки необходимо: снизить расход газа на горелку до 50% номинального, увеличив до необходимого по нагрузке котла расход газа на остальные горелки; увеличить расход воздуха на поврежденную горелку до предела, при котором она устойчиво работает; сообщить о своих действиях начальнику цеха или его заместителю и в дальнейшем действовать по его указанию.

80. Прежде чем приступить к подготовке котла для растопки, следует тщательно провентилировать помещение цеха, включив принудительную приточно-вытяжную вентиляцию. При естественной вентиляции открыть окна и двери котельной. Вентиляция помещения производится не менее 15 мин. Произвести наружный и внутренний осмотр всего оборудования. После вентиляции помещения и осмотра оборудования открыть воздушник 29, вентили 26, 33, 35 и заполнить котел водой до нижней отметки на водоуказательном приборе. Затем закрыть вентиль 33 и открыть вентиль 34 на сгонной линии; произвести вентиляцию топки и газопроводов котла в течение 10—15 мин. Для пуска регуляторной установки необходимо: убедиться, что все краны и задвижки полностью закрыты, за исключением кранов 21 на газопроводе безопасности горелок, которые должны быть открыты; осмотреть оборудование ГРУ и убедиться, что винт пилота *П* полностью вывернут, а клапан ПКН закрыт; открыть кран 5 и кран на манометр *М1*; открыть задвижку 1 и проверить по манометру *М1* начальное давление газа. Если начальное давление газа ниже минимального, указанного в производственной инструкции, пуск ГРУ до выявления причин этого производить не следует. При нормальном начальном давлении газа открыть кран на манометр *М2* и, приоткрыв задвижки 3 и 4, в течение 2—3 мин продуть обводную линию ГРУ. Затем открыть кран 8, задвижку 7 и поднять клапан ПКН, введя в зацепление его рычаги (ударник откидывается на предохранительную скобу). Медленно открывая задвижку 2, наблюдают за показаниями манометра *М2*. Для продувки оборудования ГРУ медленно повернуть по часовой стрелке винт пилота *П* так, чтобы по манометру *М2* давление газа повысилось примерно на 10% против установленного при продувке обводной линии. Закрыть задвижки 3 и 4, в течение 2—3 мин продуть оборудование ГРУ. По окончании продувки повернуть винт пилота *П* по часовой стрелке, повысив давление газа по манометру *М2* до номинального значения, установленного производственной инструкцией. При устойчивой работе регулятора открыть кран 6 и ввести ударник ПКН в зацепление.

Для продувки цехового газопровода открыть кран 13 и, приоткрыв задвижку 11 (до появления шума проходящего газа), продуть газопровод в течение 3—4 мин. Затем продуть счетчик,

открыв задвижки 9, 10, после чего закрыть задвижку 11 и кран 5. Для продувки газопровода пускаемого котла необходимо: открыть кран 19, поднять электромагнитный клапан СВМГ, приоткрыть задвижку 14 (до появления шума проходящего газа) и в течение 3—4 мин продуть газопровод. Качество продувки проверить путем отбора пробы из запальника 16 при открытом кране 15. В случае применения инжекционного запальника не следует забывать, что он должен быть снят с резинового шланга. По окончании продувки полностью открыть задвижку 14 и закрыть кран 13. Для зажигания запальника 16 необходимо сначала поднести зажженную спичку к его устью, а после этого приоткрыть кран 15. Затем подготовить к зажиганию одну из горелок. Для этого необходимо: полностью закрыть шибер Ш, регулирующий подачу воздуха к горелке; установить в верхней части топки разрежение 20—30 Па; включить манометры М3 и М4; внести запальник в запальное отверстие 23. Если пламя запальника устойчиво, закрыть кран 21 и полностью открыть контрольную задвижку 20. После этого приоткрыть задвижку 22, следя за загоранием газа, выходящего из горелки. Газ должен воспламениться немедленно. Категорически запрещается зажигать горелки от раскаленной обмуровки. Зажигают горелку при давлении газа около 10—15% номинального. Если при зажигании горелки погаснет запальник или мгновенно не загорится газ, выходящий из горелки, следует закрыть кран 15, задвижки 22, 20, открыть кран 21 и провентилировать топку и газоходы в течение 15—20 мин. Повторное зажигание горелки разрешается только после выяснения причин невоспламенения газа. После зажигания и устойчивой работы горелки удаляют из топки запальник и закрывают кран 19.

В ряде инструкций и руководств рекомендуется после зажигания горелок запальник не гасить, а, убавив подачу газа, оставить запальник в качестве сигнального огня. Опыт эксплуатации показал, что это приводит не только к излишнему расходу газа, но иногда и к загазовыванию цеха. Часто из-за сквозняка в цехе запальники гаснут, и если персонал вовремя этого не заметит, газ через неработающий запальник будет поступать в помещение цеха. В период работы горелки с пониженной теплопроизводительностью нужно внимательно следить за устойчивостью пламени, подавая небольшое количество воздуха. Аналогично зажигают остальные горелки котлоагрегата.

Когда из открытого воздушного вентиля 29 пойдет пар, следует открыть (при наличии пароперегревателя продувку пароперегревателя) и закрыть вентиль воздушника 29. При давлении в котле 0,2—0,3 МПа открыть продувку 30 и, приоткрыв главную паровую задвижку котла 28, начать прогрев паропровода от котла к сборному коллектору котельной. По мере прогрева паропровода при давлении около 0,8 МПа полностью открыть задвижку 28. Перед включением котла в сборный коллектор котельной 32 проверить исправность предохранительных клапанов,

водоуказательных приборов и сниженных указателей уровня манометра котла и питательных устройств, включить автоматику безопасности и аварийную сигнализацию. При давлении в котле, равном номинальному или несколько более низком (не более чем на 0,05 МПа) медленно открыть задвижку 31 при ослабленном горении в топке. Если в момент включения в паропроводе будут возникать толчки или гидравлические удары, немедленно закрыть задвижку 31 и продолжать усиленно дренировать паропровод. После включения котла в паровую магистраль и частичного приема котлом нагрузки закрывается вентиль 30, открывается задвижка 33 и закрывается задвижка 34 на сгонной линии.

81. Для остановки котла необходимо: поочередно снизить теплопроизводительность всех работающих горелок до минимальной, при которой они работают устойчиво, путем уменьшения давления воздуха шибером III и давления газа задвижкой 22. Для отключения каждой горелки закрывают сначала задвижку 22, затем 20, открывают кран 21 и закрывают шибер III. После отключения всех горелок останавливают дутьевой вентилятор В, закрывают задвижку 14 и открывают кран 19, уменьшают разрежение в топке до 20—30 Па, оставив на 10—15 мин в работе дымосос, открывают вентиль 30 и закрывают задвижку 31. После отключения котла от сборного коллектора котельной котел необходимо периодически подпитывать, поддерживая средний уровень воды в котле. Наблюдение за уровнем воды в котле должно производиться все время, пока в котле имеется давление.

82. Включать в работу поверхностный пароохладитель при растопке котла не следует. При повышении перегрева пара необходимо увеличить продувку пароперегревателя, снизить форсировку топки, уменьшить коэффициент избытка воздуха, проверить, не происходит ли затягивание факела в газоход пароперегревателя.

83. При растопке котла пароперегреватель омывается продуктами сгорания, имеющими высокую температуру, а охлаждение змеевиков паром начинается только после достижения определенного давления пара в барабане котла. Вследствие этого змеевики пароперегревателя могут нагреться до очень высокой температуры. С начала растопки (после закрытия воздушника) необходимо открыть продувку пароперегревателя и не форсировать работу топки до повышения давления в барабане котла до 0,2—0,3 МПа. Подпитку котла водой при растопке необходимо производить равномерно, не допускать затягивания факела в газоход пароперегревателя и перекоса температуры в топке.

84. Периодическая продувка нижнего барабана и нижних коллекторов экранов производится по указанию химической лаборатории в присутствии начальника смены. О предстоящей продувке котла должен быть предупрежден персонал котельной, а также ремонтный персонал, работающий на соседних котлах. До начала продувки необходимо: убедиться в исправности водоуказа-

тельных приборов, питательных устройств, наличия воды в питательных баках; проверить наличие заглушек на продувочных линиях котлов, находящихся в ремонте; произвести осмотр продувочных вентилей. Уровень воды в котле перед продувкой должен быть немного выше среднего. Открывать продувочную арматуру следует осторожно и постепенно. При этом сначала открывается второй от котла продувочный вентиль и слегка ослабляется первый вентиль для прогрева продувочных трубопроводов. Первый продувочный вентиль открывается на число оборотов, указанное в местной инструкции. Если в продувочном трубопроводе появляется стук, вентиль следует слегка прикрыть до полного исчезновения толчков. Длительность продувки устанавливается химической лабораторией. При продувке следует особенно внимательно наблюдать за уровнем воды в котле и в случае какой-либо ненормальности продувку немедленно прекратить. По окончании продувки сначала закрывают первый от котла вентиль, затем второй. Через некоторое время после продувки необходимо проверить плотность запорной арматуры ощупыванием продувочного трубопровода, который должен быть холодным. Открывание и закрывание продувочной арматуры следует производить в рукавицах, очках и плотной одежде (запрещается пользоваться рычагами для увеличения усилия на штурвале арматуры). Время начала и окончания продувки фиксируется в вахтенном журнале.

85. Обдувка поверхностей нагрева, как правило, должна производиться не реже одного раза в смену. Начинать обдувку следует с экранных поверхностей нагрева, переходя от них к пароперегревателю и далее по ходу продуктов сгорания. Включать в работу обдувочные аппараты следует поочередно, одновременная обдувка двумя аппаратами запрещается. Персонал, производящий обдувку, обязан пользоваться рукавицами и предохранительными очками. Обдувка какой-либо поверхности нагрева производится в следующем порядке: произвести осмотр обдувочного аппарата и убедиться в его исправности; произвести прогрев и дренаж всех связанных с обдувкой паропроводов; проверить давление пара на обдувочном трубопроводе (минимальное и максимальное давление указывается в местной инструкции); осведомить обслуживающий персонал котельной о производстве обдувки; увеличить разрежение в топке до 40—60 Па; открыть вентиль подачи пара на обдувочный аппарат (если в газоходе котла раздастся усиленный шум и давление пара начнет резко падать, обдувку следует прекратить); проверить два-три раза колесо обдувочного аппарата, каждый раз доходя до упора. По окончании обдувки закрыть вентиль перед обдувочным аппаратом и общий вентиль на обдувочный трубопровод, открыв продувочные вентили.

86. В течение смены необходимо не менее двух раз произвести обход котла, просматривая через гляделки состояние поверхности нагрева, прослушивая топку, газоход пароперегревателя, газо-

ходы котла и водяного экономайзера. Неплотности в трубах поверхности нагрева котла, пароперегревателя и водяного экономайзера можно выявить по шуму в газоходах, снижению уровня воды в барабане котла, расхождению показаний паромера и водомера, появлению воды в шлаковых и золовых бункерах.

87. Повышать давление в котле следует постепенно, особенно при малой нагрузке котла, так как при интенсивной форсировке топки заметно увеличивается тепловосприятие экранных труб, а паросодержание возрастает значительно медленнее, ибо часть теплоты расходуется на подогрев воды до более высокой температуры насыщения, соответствующей возросшему давлению. Подъем давления следует производить так, чтобы при пониженных нагрузках оно росло примерно со скоростью 400 Па/с, а при номинальных — со скоростью в два раза большей.

88. Подготовительные операции, связанные с осмотром вспомогательного оборудования и топки, а также ее вентиляции, — такие же, как для паровых котлов, и зависят от вида сжигаемого топлива, способа его сжигания и конструкции топки.

Заполнение котла водой производят в следующем порядке: открывают все дренажные вентили и воздушники; открывают задвижку на входе сетевой воды в котел; закрывают воздушники после того, как из них пройдет вода; промывают котел через дренажные линии (время промывки устанавливается в зависимости от степени загрязнения труб и камер); открывают задвижку на выходе из котла и закрывают дренажные вентили, контролируя количество воды, проходящее через котел, по расходомеру.

89. Во избежание гидравлических ударов при эксплуатации водогрейных котлов недопустимы тепловые перекосы в топке. Отсутствие тепловых перекосов достигается при работе всех установленных горелок с одинаковой теплопроизводительностью. Регулирование форсировки топки следует производить одинаковым изменением теплопроизводительности всех работающих горелок.

90. Обязательному контролю подлежат следующие параметры водогрейного котла: давление воды до и после котла; температура воды до и после котла; расход воды через котел; разрежение в топке, за котлом, после воздухоподогревателя, перед дымососом; температура уходящих газов. Кроме того, необходимо измерять параметры, характеризующие работу топки. При сжигании газа и мазута контролю подлежат: давление газа или мазута перед горелками; давление воздуха после вентилятора, после воздухоподогревателя и перед горелками с принудительной подачей воздуха; температура воздуха перед воздухоподогревателем и после него; состав продуктов сгорания за котлом.

91. Обводной газоход для отключения индивидуального чугунного водяного экономайзера по тракту продуктов сгорания не обязателен при наличии сгонной линии, обеспечивающей постоянный пропуск воды через экономайзер. Опыт эксплуатации

показал, что обводные газоходы приводят к систематическому пропуску части продуктов сгорания помимо экономайзера из-за неплотности отключающих шиберов.

92. Линия рециркуляции стальных экономайзеров предназначена для подачи воды в экономайзер при растопке котла. Она соединяет входной коллектор экономайзера с барабаном котла и обеспечивает поступление воды в экономайзер при ее испарении во время растопки. На линии рециркуляции устанавливается вентиль, который открывается при растопке котла и закрывается при включении котла в паровую магистраль. При температуре продуктов сгорания в газоходе водяного экономайзера менее 450 °С можно обойтись без линии рециркуляции. В этом случае котел периодически подпитывают, спуская излишки воды в дренажную систему.

93. «Правила» Госгортехнадзора разрешают выполнять индивидуальный чугунный экономайзер не отключаемым по воде при условии непрерывного питания котла водой с помощью автоматического регулятора, устанавливаемого на входе воды в экономайзер. Групповой водяной экономайзер (общий для нескольких котлов) обязательно должен быть отключаемым по воде и иметь обводной газоход помимо водяного экономайзера. Однако в настоящее время групповые экономайзеры не устанавливаются и там, где можно, целесообразно заменять их индивидуальными.

94. Обслуживание экономайзера при нормальной работе котельного агрегата заключается в контроле над температурой воды и продуктов сгорания перед экономайзером и после него, периодическом прослушивании его газохода, обдувке поверхности нагрева, проверке плотности газохода. Прослушивание газохода производится с целью выявления неплотностей в трубах и утечек воды. Увлажнение воды, удаляемой из-под газохода экономайзера, также указывает на неплотности в трубах.

95. Опыт эксплуатации показал, что защита барабана котлов ДКВР посредством торкрета непрочна и в течение одного-двух месяцев разрушается. Более надежно защищать барабан фасонным огнеупорным кирпичом. Конструкция крепления огнеупорного кирпича показана на рис. 5-1.

96. Наружная поверхность труб осматривается из топки и газоходов. При осмотре труб проверяются угловые экранные трубы, горизонтальные и слабонаклоненные участки кипяtilьных труб. Наиболее распространенными дефектами экранных и кипяtilьных труб являются кольцевые и продольные трещины, отдулины, свищи, местное утонение стенок труб, деформация труб из-за отложений накипи или нарушения циркуляции, износ труб под действием золы. Разрывы, отдулины, прогибы, вырывание труб из трубных решеток чаще всего бывают в первых рядах труб, обращенных в топку.

97. Вспенивание воды в барабане котла может происходить из-за попадания масла, чрезмерной подачи химических реактивов

(фосфатов, соды). При вспенивании котловой воды происходит резкое увеличение и колебание ее уровня, что может вызвать поступление воды в пароперегреватель и паропровод. При сильном вспенивании могут появиться неплотности в сальниках, фланцах арматуры и паропровода. Во избежание гидравлических ударов и аварий необходимо: немедленно снизить нагрузку котла, прекратить подачу химических реактивов, открыть продувку пароперегревателя, усилить непрерывную продувку котла, продуть водоуказательные приборы и проверить уровень воды в барабане котла. Если указанные меры не помогут, следует немедленно остановить котел.

98. При указанных условиях могут быть рекомендованы следующие мероприятия: устройство временных обводных газоходов, если имеется возможность подключить котлы, работающие на разных видах топлива, к разным дымовым трубам; устройство расщечек и искрогасителей в газоходах; снижение форсировки топок котлов, работающих на твердом топливе, с прекращением подачи воздуха, тщательная проверка прибором отсутствия загазованности газоходов котла, растапливаемого на газе; обязательное присутствие ответственного за использованием газа в период растопки и включения в паровую магистраль котла на газе.

99. Необходимо прежде всего убедиться в том, что не происходит затягивания факела в газоход пароперегревателя. Для снижения температуры перегрева пара рекомендуются следующие режимные мероприятия: уменьшить коэффициент избытка воздуха на выходе из горелок до 1,05—1,03; увеличить температуру питательной воды, поступающей в водяной экономайзер; изменить положение факела в топочной камере, расположив его в нижней части топки.

100. Для ликвидации затягивания пламени в газоход пароперегревателя необходимо: увеличить степень открытия направляющего аппарата вентилятора; прикрыть языковый шибер для увеличения крутки вторичного воздуха; отрегулировать разрежение в верхней части топки так, чтобы давление составляло 10—20 Па.

101. При растопке котла ТП-35-40 нижние коллекторы экранов должны опускаться. Причиной неизменного положения репера коллектора фронтального экрана является защемление обмуровкой экранных труб. Во избежание выхода из строя труб фронтального экрана необходимо немедленно прекратить растопку котла. После расхолаживания котла осмотреть экранные трубы в месте прохода через обмуровку и освободить защемленные трубы.

102. Заметное внезапное повышение температуры продуктов сгорания перед воздухоподогревателем указывает на загорание сажи в газоходе водяного экономайзера или воздухоподогревателя. Во избежание развития аварии необходимо немедленно погасить все горелки; остановить вентилятор и дымосос, закрыть их направляющие аппараты; подать насыщенный пар в обдувоч-

ные устройства; усилить контроль над давлением пара и уровнем воды в барабане котла (при необходимости открыть продувку пароперегревателя и отключить котел главной паровой задвижкой); удалить всех лиц, не участвующих в ликвидации аварии; сообщить руководству цеха о происшедшем и далее действовать по указанию руководства цеха.

103. При открытом вентиле на линии рециркуляции кипящего водяного экономайзера питательная вода в барабан котла будет поступать не через водяной экономайзер, а через линию рециркуляции. В результате вся вода в экономайзере испарится. При таком положении подавать воду в экономайзер нельзя, так как в экономайзере мгновенно образуется большое количество пара, что приведет к разрыву его труб.

104. Для ликвидации указанной аварийной ситуации диаметр продувочных штуцеров нижних коллекторов экранов должен быть не более 25 мм, а кроме того, на каждом продувочном штуцере между продувочными вентилями должна устанавливаться ограничительная шайба. При продувке следует продувочный вентиль открыть и сразу же закрыть.

105. Коррозия дымовой трубы происходит из-за конденсации водяных паров из продуктов сгорания. Для ликвидации этого явления необходимо покрыть изоляцией дымовую трубу на 5—8 м от ее основания. Если эта мера окажется недостаточной, придется повысить температуру уходящих газов путем реконструкции хвостовых поверхностей нагрева.

106. Ухудшение тяги в котельном агрегате может произойти по двум причинам: из-за неудовлетворительной работы дымососа или из-за увеличения количества продуктов сгорания и сопротивления газоходов. Производительность и напор, создаваемый дымососом, может снизиться из-за недоброкачественного ремонта, износа лопаток рабочего колеса, неплотностей кожуха и больших присосов воздуха через них и по валу, а также из-за неполного открытия лопаток направляющего аппарата.

Сопротивление газоходов при движении продуктов сгорания возрастает при увеличении объема продуктов сгорания, изменении расстояния между трубами поверхности нагрева, загрязнении поверхностей нагрева вследствие золовых отложений. Объем продуктов сгорания (при неизменной паропроизводительности котла) может увеличиться из-за работы с повышенными коэффициентами избытка воздуха в топке и увеличения присосов воздуха по тракту котлоагрегата. При увеличении сопротивления газового тракта, о чем можно судить по уменьшению нагрузки электродвигателя, производительность машины снижается, что приводит к недостатку тяги.

ПУСКОВАЯ НАЛАДКА ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

12-1. ОРГАНИЗАЦИЯ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ

Пусконаладочные работы выполняются после монтажа оборудования. Основной задачей пусконаладочных работ является комплексное опробование всей установки с целью проверки надежности и безопасности ее работы, а также достижения проектных параметров. В результате пусконаладочных работ должны быть выявлены и устранены все недостатки проекта и монтажа, препятствующие надежной и безопасной эксплуатации оборудования. Прием оборудования во временную эксплуатацию производится только после окончания пусконаладочных работ.

Наладочные работы выполняются специализированными организациями в соответствии с хозяйственными договорами, заключаемыми с предприятиями. Наладочные работы могут также выполняться силами предприятия при наличии подготовленного инженерно-технического персонала и необходимого парка контрольно-измерительных приборов.

Инженерно-технический персонал, непосредственно выполняющий наладочные работы, относится к оперативному персоналу и должен пройти обучение и сдать экзамен квалификационной комиссии в объеме выполняемой работы. Сдача экзамена оформляется протоколом с выдачей удостоверения, дающего право на выполнение наладочных работ. Повторной проверке знаний инженерно-технические работники подвергаются один раз в три года, а рабочие ежегодно.

В результате наладочных работ составляется технический отчет, в котором рассматриваются все выполненные этапы и приводятся выводы и рекомендации для дальнейшего улучшения работы установки. Технический отчет является основным документом, характеризующим объем выполненных работ и их эффективность.

Опыт работы различных наладочных организаций показал, что затраты, связанные с наладочными работами, окупаются в течение нескольких месяцев. Сравнительные испытания и расчеты показывают, что в результате наладочных работ достигается экономия топлива в размере 3—5%.

Пусконаладочные работы выполняются бригадой под руководством опытного инженерно-технического работника. Состав бригады определяется объемом выполняемых работ, но обычно не превышает 5 человек. В основном в бригаду входят инженерно-технические работники, так как все вспомогательные работы выполняет персонал предприятия (обслуживающий и ремонтный).

На каждую работу по пусковой и режимной наладке составляется программа, которая согласовывается с предприятием. При разработке программы на пусконаладочные работы основное внимание должно быть обращено на опыты, свя-

занные с опробованием отдельных узлов, выявлением недостатков конструкции элементов установки и качества монтажа оборудования. Наибольшее внимание уделяется опытам, в которых проверяется надежность работы основного и вспомогательного оборудования, его номинальная производительность, возможность поддержания заданных параметров, устойчивость работы при минимальных нагрузках, максимальная производительность агрегата. Число опытов для определения экономических показателей работы оборудования должно быть минимальным, однако достаточным для составления ориентировочной режимной карты во всем диапазоне эксплуатационных нагрузок.

При этих испытаниях не следует предъявлять серьезных требований к точности измерения. Ряд параметров может измеряться по показаниям эксплуатационных контрольно-измерительных приборов.

Пусконаладочные работы состоят из следующих этапов: а) знакомства с проектом установки и критического его рассмотрения; б) наружного и внутреннего осмотра установки с целью выявления дефектов монтажа; в) подготовки оборудования к комплексному опробованию; г) подготовки эксплуатационного персонала к комплексному опробованию оборудования; д) комплексного опробования установки; е) испытания оборудования при различных нагрузках по показаниям эксплуатационных контрольно-измерительных приборов; ж) составления технического отчета и ориентировочной режимной карты для обслуживающего персонала.

Наиболее ответственным этапом из перечисленных является включение оборудования в работу и его комплексное опробование. Эти операции должны осуществляться только с ведома руководителя наладочной бригады и по его разрешению. Запрещается вмешиваться кому бы то ни было в оперативные распоряжения руководителя наладочной бригады во всех случаях за исключением тех, когда выполнение распоряжений руководителя грозит безопасности работы оборудования и обслуживающего персонала.

Руководитель наладочной бригады при пусконаладочных работах обязан: лично выполнять правила эксплуатации основного и вспомогательного оборудования, действующие на предприятии эксплуатационные инструкции, правила техники безопасности и правила пожарной безопасности; обеспечивать безопасные условия пусковых работ для персонала, участвующего в этих работах; обеспечивать правильное и четкое выполнение персоналом всех пусковых операций, лично руководя наиболее ответственными этапами работы; принимать меры для предотвращения аварий и несчастных случаев при пуске оборудования; проверять наличие и правильность оформления предпусковой документации.

Руководителю наладочной бригады при пусконаладочных работах предоставляется право:

а) прекращать пуск основного и вспомогательного оборудования при возникновении опасности или нарушении пусковой схемы, а также при несоблюдении персоналом действующих инструкций;

б) не допускать к участию в пусковых работах персонал, имеющий право на эксплуатацию оборудования, но недостаточно хорошо знающий пускаемую установку;

в) отстранять от участия в пусковых работах лиц, нарушающих эксплуатационные инструкции, правила техники безопасности и пожарной безопасности;

г) давать инструктивные указания по вопросам техники безопасности и охраны труда при пуске оборудования.

Члены наладочной бригады и эксплуатационный персонал, участвующие в наладочных работах, обязаны:

а) выполнять все указания руководителя наладочной бригады, действующие инструкции по пуску и эксплуатации, правила техники безопасности и правила пожарной безопасности;

б) производить по указанию руководителя наладочной бригады необходимые переключения, пуск и остановку вспомогательного оборудования, регулирование режима работы, основного и вспомогательного оборудования;

в) следить за работой оборудования, не покидая рабочего места без разрешения руководителя наладочной бригады;

г) немедленно сообщать руководителю наладочной бригады обо всех замеченных дефектах и неполадках в работе оборудования.

Ликвидация аварий на пускаемом оборудовании осуществляется эксплуатационным персоналом под непосредственным руководством наладочной бригады. Если авария не связана с пускаемым оборудованием, руководство ее ликвидацией осуществляет начальник смены или инженерно-технический персонал цеха.

12-2. ПУСКОВАЯ НАЛАДКА КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Пусковая наладка котельных установок должна начинаться до производства монтажных работ с рассмотрения проекта. При критическом рассмотрении проекта наладочная бригада должна обратить внимание на конструктивное решение отдельных узлов, удобство обслуживания установки, расположение лестниц и площадок, доступность арматуры для производства переключений, расположение дистанционного привода задвижек и шиберов, регулирующих режим работы агрегата, и т. д.

Опыт наладки показал, что приходится встречаться с неудовлетворительным проектным решением отдельных узлов, которые должны обеспечивать надежную и безопасную эксплуатацию установки. Так, например, иногда бывают неудовлетворительно решены вопросы, связанные с удобством зажигания газовых и других горелок. На котлах ТП-170 одной из электростанций для зажигания горелок, расположенных на боковых стенках топки, нужно было становиться на колени, чтобы вставить в запальное отверстие запальник. В другой установке для зажигания несложных горелок с принудительной подачей воздуха были специально установлены инжекционные горелки, что вместо упрощения приводило к усложнению пуска и обслуживания котельного агрегата.

В ходе монтажных работ наладочная бригада должна осуществлять контроль над качеством выполнения отдельных узлов и их соответствием проекту. По мере окончания монтажа отдельных узлов оборудования производят его поузловую проверку и приемку с составлением акта *.

По окончании монтажа оборудования, выявления и устранения дефектов производят опробование и обкатку вспомогательных механизмов (мельниц, дымососа, вентилятора, питателей топлива и т. д.). В процессе опробования необходимо убедиться в надежной работе механизмов (отсутствие стука и заеданий, утечек жидкости, недопустимого нагрева подшипников и вибрации).

Мельницы опробуют на холостом ходу в течение 10—20 мин, а затем их останавливают и производят внутренний и наружный осмотр. После устранения выявленных дефектов производят повторный пуск для обкатки в течение 8 ч. При обкатке основное внимание должно быть обращено на нагрев подшипников, амплитуду вибрации, загрузку электродвигателя по амперметру, по-

* СНиП III-Г104-67 «Теплоэнергетическое оборудование. Правила производства и приемки монтажных работ».

ступление воды для охлаждения и на ее температуру на сливе в дренажные воронки.

Пробный пуск дымососа и вентилятора производится при закрытом направляющем аппарате. При отсутствии явно выраженных дефектов приоткрывают направляющий аппарат и проверяют в течение 10—15 мин работу машины. При нормальной работе машины ее останавливают и внимательно осматривают. Если при осмотре не обнаружены серьезные дефекты, машину пускают повторно и в течение 1 ч обкатывают на холостом ходу. Затем постепенно открывают направляющий аппарат, следя за нагрузкой электродвигателя по амперметру, и обкатывают машину под нагрузкой в течение 4—5 ч. При обкатке особенно внимательно следят за температурой подшипников, которая не должна превышать 65 °С.

Питатели топлива и пыли опробуются и обкатываются на холостом ходу в течение 4—5 ч. Особенно тщательно должна производиться обкатка скребковых питателей, у которых во время обкатки притираются трущиеся поверхности.

Механические решетки опробуются и обкатываются также на холостом ходу. При пробном пуске особенно внимательно следят за отсутствием задеваний и ударов в движущихся частях. Повторный пуск решетки может производиться только после ее тщательного внутреннего осмотра. Обкатка решетки производится в течение 24 ч. При обкатке решетки должен быть установлен тщательный контроль над температурой подшипников, электродвигателя. Работа редуктора должна быть бесшумной. Вибрация подшипников редуктора не должна превышать 0,05 мм.

Скреперные системы топливоподачи, шлакозолоудаления, транспортеры и подъемники опробуют на холостом ходу в течение 1 ч. При опробовании следят за работой лебедок, направляющих блоков, конечных выключателей и тросов. Скреперный ковш должен свободно проходить в скреперном канале, без отклонения от направляющих устройств и задевания за стенки канала. Дефекты, выявленные при пробном пуске, должны быть полностью ликвидированы. Результаты обкатки и опробования оформляются актом.

После опробования вспомогательных механизмов должна быть произведена тщательная проверка плотности газозоудаления тракта котельного агрегата. Места присоса холодного воздуха в газовый тракт можно определить по отклонению горящего факела или «на дым». Для определения мест присоса по отклонению горящего факела создают повышенное разрежение в газоходах котла, для чего пускают дымосос. Затем подносят горящий факел к различным частям обмуровки и наблюдают за его положением. При наличии неплотности пламя факела будет вытягиваться в сторону мест присоса. Для определения мест присоса «на дым» зажигают в топке дымовые шашки или другие смолистые материалы и создают в газоходах котла небольшое избыточное давле-

ние. Дым, проходя через неплотности обмуровки, оставляет на ней следы, по которым и определяются места присоса холодного воздуха.

Обнаруженные неплотности следует уплотнять асбестовым шнуром с последующей промазкой хорошо перемешанной смесью, состоящей из 40% речного высушенного песка, 20% сухого молотого асбеста, не более 20% тонкомолотого кварцевого песка, 15% каменноугольного песка, 15% кремнефторида натрия. В качестве растворителя применяется жидкое стекло с плотностью $1,35 \text{ г/см}^3$ в соотношении 35 см^3 на 100 г сухой смеси. Обмазка наносится на поверхность слоем толщиной 8—10 мм вручную и выравнивается мастерком. Работа с обмазкой должна выполняться в резиновых перчатках во избежание раздражения кожи рук. Обмазка заготавливается малыми порциями, так как быстро сохнет и в засыхающем состоянии плохо наносится на поверхность обмуровки.

Для выявления мест утечки воздуха производят опрессовку воздушного тракта, который ставят под давление включением дутьевого вентилятора. При этом шиберы перед горелками или топкой должны быть закрыты. Затем во всасывающий патрубок вентилятора при открытом направляющем аппарате забрасывают одно-два ведра сухого порошкообразного мела, который, выходя через имеющиеся неплотности, выявляет все места утечек воздуха. Особенно тщательно следует производить осмотр с газовой стороны трубных досок воздухоподогревателя.

Подготовка котла к комплексному опробованию заключается в сушке обмуровки, щелочении и испытании котлоагрегата на паровую плотность.

При обмуровочных работах вместе с огнеупорными материалами вносится значительное количество воды. Опыты показывают, что количество воды, удаляемой в процессе сушки, ориентировочно составляет: для тяжелой обмуровки $50\text{--}100 \text{ кг/м}^2$, для легких навесных обмуровок $10\text{--}12 \text{ кг/м}^2$. Кроме того, следует учитывать, что толщина тяжелой обмуровки бывает более 500 мм, что усложняет процесс сушки. Быстрая сушка толстых тяжелых обмуровок может привести к растрескиванию и деформациям как футеровочного, так и облицовочного слоя. Тяжелые обмуровки испытывают значительные вертикальные, а иногда и горизонтальные нагрузки, поэтому они должны обладать необходимой механической прочностью. Появление в процессе сушки в кирпичной кладке трещин, сдвигов или других деформаций недопустимо.

Сушить обмуровку можно горячими газами, получаемыми при сжигании дров в топочной камере; горячим воздухом, подаваемым в топочную камеру с температурой $200\text{--}250^\circ\text{C}$ от работающих котлов; горячей водой, пропускаемой по поверхности нагрева котла и подогреваемой паром от действующих котлов; горячими газами, получаемыми при сжигании природного газа или мазута

в основных горелках или в горелках, специально устанавливаемых для сушки, а также твердого топлива, сжигаемого на решетке. Сушка горячими газами, получаемыми при сжигании дров, может применяться для котлов малой производительности, при этом расход дров на сушку для некоторых типов котлов доходит до 100 м³.

Наиболее распространенным из перечисленных способов является сушка обмуровки горячими газами, получаемыми при сжигании в топке различных видов топлива. Продолжительность искусственной сушки при постепенном повышении температуры в топочной камере к концу сушки до 200—250 °С должна составлять: 90—100 ч для неэкранированных котлов с тяжелой обмуровкой толщиной 500—900 мм, 70—80 ч для экранированных котлов с обмуровкой толщиной 200—500 мм.

Наблюдение за режимом сушки следует вести по показаниям термометров, закладываемых в обмуровку боковых стен в районе пароперегревателя, а при его отсутствии — в районе первого газохода. Термометры закладываются на глубину около 50 мм. Процесс искусственной сушки считается протекающим нормально, если происходит постепенное повышение температуры обмуровки до 40—55 °С. Процесс сушки считается законченным, когда температура облицовочного слоя достигнет 50—55 °С и после выдерживания в течение 15—30 ч при этой температуре влажность обмуровки не будет превышать 0,5%.

При искусственной сушке на газе или мазуте горелки следует использовать с возможно меньшей производительностью. При этом число горелок, находящихся в работе, должно быть минимальным, но таким, которое обеспечивает равномерный нагрев топочной камеры. По мере повышения температуры обмуровки производительность горелок следует постепенно увеличивать.

По окончании монтажа производят химическую очистку внутренних поверхностей нагрева котлоагрегата от загрязнений (ржавчины, сварочного грата, окалины, масла и др.). Химическая очистка основана на использовании растворов химических реагентов: щелочей, кислот и комплексообразователей. Предпусковая химическая очистка поверхностей нагрева мощных котлоагрегатов состоит из следующих операций: интенсивной промывки холодной и затем горячей водой, щелочения, обработки кислотой или комплексонами, удаляющими оксиды железа (ржавчину, окалину). Из различных кислот наиболее часто применяют соляную, а из комплексонов этилендиаминтетрауксусную кислоту (ЭДТА) и трилон-Б.

Кислотная промывка и обработка комплексонами является ответственной операцией и должна выполняться специально подготовленным квалифицированным персоналом. Кислотную промывку или обработку комплексонами применяют на промышленных и водогрейных котлах только при сильном поражении их поверхности нагрева коррозией. Чаще всего при предпусковой

Концентрация реагентов, необходимая для щелочения котлов (в кг/м³)

Реагент	Котлы		
	первой группы	второй группы	третьей группы
Едкий натр	2,5	4,5—7,0	6—8
Тринатрийфосфат	2,5	4—5	5—6

Примечание. Масса реагентов принята при их 100%-ном содержании. При отсутствии едкого натра можно применять кальцинированную соду с коэффициентом 1,5 по массе.

очистке ограничиваются щелочением. При щелочении под действием химических реагентов ослабляется сцепление между частицами отложений и они, частично растворяясь, смываются котловой водой. Для интенсивной отмывки и очистки поверхности нагрева необходима такая циркуляция котловой воды, которая может быть достигнута только при огневом обогреве поверхности нагрева.

Продолжительность щелочения и количества вводимых реагентов зависят от степени и характера загрязнений. По этому признаку котлы делят на три группы. К первой группе относятся котлы, которые после их изготовления находились в хороших условиях хранения и не имеют на внутренних поверхностях видимого слоя ржавчины или же имеют только отдельные ее вкрапления. Вторая группа — это новые котлы, но хранившиеся до начала монтажа на открытых складах, со слоем ржавчины на внутренней поверхности. К третьей группе относятся котлы, бывшие в работе и повторно смонтированные, со следами накипи, маслянистыми отложениями и ржавчиной.

Концентрация реагентов в котловой воде, необходимая для щелочения котлов различной группы, указана в табл. 12-1. Растворы едкого натра и тринатрийфосфата крепостью до 20% должны вводиться раздельно. Раствор готовится на горячей воде. Вводят реагенты в сухом виде запрещается. При приготовлении растворов и вводе их в котел необходимо соблюдать меры безопасности и выполнять инструкции для персонала химических цехов, которые работают со щелочами.

Перед вводом реагентов котел должен быть заполнен питательной водой до низшего уровня по водомерному стеклу. Этот уровень поддерживается в течение всего процесса щелочения.

На котлах первой группы щелочение производят при установленных сепарационных устройствах, а на котлах остальных групп — без них. Ввод реагентов в котел производят через какой-либо штуцер на верхнем барабане или фосфатными насосами.

После ввода реагентов растапливают котел и постепенно поднимают давление до 0,3 МПа. При этом давлении производят затяжку фланцевых и других болтовых соединений. Затем продолжают подъем давления до 75—100% номинального, но не более чем до 2 МПа. Разрешается производить щелочение котла при давлении 0,6—0,7 МПа с увеличением длительности щелочения в два раза. В процессе щелочения необходимо следить за тем, чтобы температура газов перед пароперегревателем не превышала 550 °С, а расход на продувку пароперегревателя составлял не менее 5% паропроизводительности котла.

В ходе щелочения необходимо производить продувку котла через нижние точки. Первые продувки начинают производить через 12—20 ч с момента начала щелочения. К концу щелочения интенсивность продувки увеличивают для максимального удаления загрязнений из котла. С момента начала щелочения необходимо осуществлять контроль над качеством котловой воды. Пробы котловой воды из верхнего и нижнего барабанов, а также из камер, отбирают через каждые 3—4 ч с целью определения концентрации реагентов. Результаты анализов записывают в специальный журнал. В период щелочения не допускается снижения щелочного числа котловой воды ниже 2000 мг/л. Щелочение котла продолжается от 48 до 86 ч. Вместо щелочения может применяться реагентная отмывка.

По окончании щелочения у котлов второй и третьей групп вскрывают барабаны и камеры для осмотра и удаления отложений. Спуск воды из котла после щелочения производится при атмосферном давлении и при температуре воды не выше 50—60 °С. Трубы поверхности нагрева котлов второй и третьей групп промывают из верхнего барабана, подавая воду через шланг.

Испытание котла на паровую плотность производится для выявления утечек пара и воды, которые могли появиться вследствие тепловых расширений и деформаций, а также для определения тепловых перемещений элементов котла и трубопроводов. Испытание на паровую плотность котлов первой группы может выполняться в конце щелочения без предварительной остановки котла для промывки поверхности нагрева.

В процессе парового опробования особое внимание должно быть уделено состоянию катковых и скользящих опор барабанов и камер. Положение реперов фиксируется для следующих состояний котла: после заполнения котла водой, при избыточном давлении 0,1 и 0,3 МПа, при давлении 30, 60 и 100% рабочего, при охлаждении котла после испытания.

При рабочем давлении следует отрегулировать предохранительные клапаны и проверить плотность фланцевых соединений и арматуры. О проведенном испытании и о регулировке предохранительных клапанов составляется акт.

Подготовка персонала к комплексному опробованию должна начинаться заблаговременно. Администрация предприятия вы-

деляет наладочной бригаде персонал, имеющий право эксплуатации котельных установок и сдавший экзамен специальной комиссии. Руководитель наладочной бригады знакомит выделенный для комплексного опробования эксплуатационный персонал с конструкцией и особенностями работы оборудования, программой комплексного опробования, приводит несколько противоаварийных тренировок и комплектует смены. Комплексное опробование оформляется приказом.

Комплексному опробованию котлоагрегата должно предшествовать комплексное опробование водоподогревательного оборудования химводоочистки и деаэратора. Если в котельном цехе пускается первый котлоагрегат, то комплексное опробование водоподготовительного оборудования и котлоагрегата производится одновременно.

Одним из наиболее ответственных этапов работы является комплексное опробование котельного агрегата. Комплексное опробование производится в течение 72 ч непрерывной работы с номинальной производительностью. Началом комплексного опробования котлоагрегата и его вспомогательного оборудования считается время включения котельного агрегата в паровую магистраль. В этот период устанавливается непрерывное дежурство инженерно-технических работников наладочной бригады совместно с выделенным эксплуатационным персоналом.

После комплексного опробования котлоагрегат останавливают и производят его осмотр, а также ликвидацию дефектов, выявленных в результате комплексного опробования. Об окончании комплексного опробования составляется акт, в котором указывается, при каких условиях оно проводилось и с какими параметрами работало основное и вспомогательное оборудование. Кроме того, к акту прилагается перечень дефектов, выявленных в результате комплексного опробования. По окончании комплексного опробования агрегат считается принятым во временную эксплуатацию и дежурство инженерно-технических работников наладочной бригады прекращается.

В период комплексного опробования должны производиться все необходимые измерения, позволяющие определить надежность работы агрегата, его производительность и параметры пара.

В период временной эксплуатации котлоагрегата наладочная бригада производит измерения, необходимые для составления временной ориентировочной режимной карты. Для этого выполняются балансовые испытания котла при трех-четырёх нагрузках. Для измерений в основном используются эксплуатационные контрольно-измерительные приборы.

Результаты пусковой наладки оформляются техническим отчетом, в котором указываются все этапы проделанной работы, а также даются конкретные рекомендации для улучшения работы агрегата и повышения его экономичности.

12-3. ПУСКОВАЯ НАЛАДКА ТЕПЛОИСПОЛЬЗУЮЩИХ УСТАНОВОК

Пусковая наладка теплоиспользующих установок производится в соответствии с индивидуальной программой, учитывающей конструкцию и сложность установки. Любой теплоиспользующий аппарат по окончании монтажа должен быть испытан на прочность и плотность. Чаще всего для проверки прочности и плотности производят гидравлические испытания установки. При этом испытанию подвергаются все полости (паровая, водяная, масляная и др.) аппарата в отдельности. Объем гидравлических испытаний и пробные давления указываются в рабочих чертежах аппарата. При гидравлических испытаниях путем осмотра проверяется отсутствие выпучин, нарушений плотности фланцевых и сварных соединений.

Плотность аппарата может также определяться по падению абсолютного давления нагнетаемой среды. Допускается проверять плотность керосином, водяным паром или воздухом. При проверке керосином им заполняют сосуд на 30—40 мин и по масляным пятнам обнаруживают имеющиеся неплотности. При испытании водяным паром проверяют отсутствие влажных пятен в местах соединений. При испытании воздухом все соединения обмазывают мыльной эмульсией и по выявлению мыльных пузырей судят о неплотности соединений.

Теплоиспользующие установки по окончании монтажных работ и испытаний на прочность и плотность принимаются ведомственными или государственными комиссиями с обязательным участием представителя местной инспекции Госэнергонадзора. Приемочная комиссия проверяет соответствие выполненных работ проекту и требованиям «Правил технической эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей» Госэнергонадзора Министерства энергетики и электрификации СССР. Установки, выполненные без проекта и с нарушением действующих правил, к эксплуатации не допускаются.

До сдачи теплоиспользующих установок в промышленную эксплуатацию должны быть устранены все дефекты и недоделки монтажа, а также проведены испытания для определения надежности и соответствия параметров проектным и гарантийным данным.

Подключение теплоиспользующих установок к тепловым сетям Министерства энергетики и электрификации СССР производится по разрешению энергоснабжающей организации.

После принятия теплоиспользующей установки государственной или ведомственной комиссией производится комплексное испытание всей установки. Комплексное испытание аппаратов непрерывного действия продолжается 72 ч при проектных параметрах теплоносителя и номинальной производительности. Аппараты периодического действия испытываются не менее чем в трех

технологических циклах, а при длительности цикла более 72 ч — не менее чем в одном цикле.

В течение комплексного испытания не реже чем через каждые 30 мин измеряются: параметры теплоносителя (давление и температура), расход теплоносителя, параметры нагреваемой жидкости и ее расход или количество продукции, прошедшее через аппарат за цикл. Об окончании комплексного испытания составляется акт, к которому прилагается ведомость дефектов, выявленных при опробовании.

Для крупных (с большим расходом теплоносителя) установок результаты наладки оформляются техническим отчетом, в котором фиксируются выполненные работы, приводится ориентировочный тепловой баланс установки и рекомендуется временная норма расхода теплоты на единицу выпускаемой продукции. В заключение отчета даются рекомендации для уточнения эксплуатационных инструкций, повышения экономичности и производительности установки.

12-4. ПУСКОВАЯ НАЛАДКА ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ПРЕДПРИЯТИЯ

Пусковая наладка водяных сетей заключается в заполнении сети водой, промывке, испытании на плотность, установлении циркуляции, испытании на расчетную (максимальную) температуру, включении потребителей и пусковой регулировке сети.

Пусковая наладка паровых сетей заключается в прогреве и продувке паропроводов, заполнении и промывке конденсатопроводов, включении потребителей и пусковой регулировке сети.

Операции при заполнении тепловых сетей водой, промывка, пуск и прогрев паропроводов описаны в § 9-2.

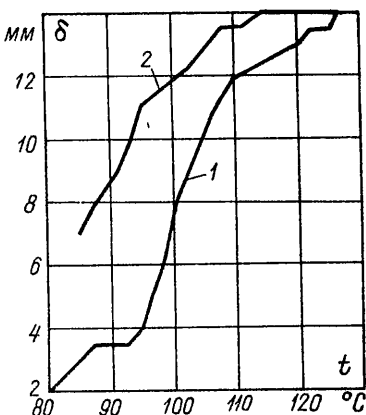
Испытание тепловых сетей на плотность производится для проверки механической прочности и герметичности трубопроводов и арматуры. Для испытания должна применяться вода с температурой не ниже $+5^{\circ}\text{C}$. Измерение давления производится по двум проверенным манометрам, один из которых должен быть контрольным. Испытания производятся пробным давлением, равным 1,25 рабочего давления. Давление поднимается и снижается постепенно. Время выдержки трубопровода и его элементов под пробным давлением должно быть не менее 5 мин. Затем давление снижается до рабочего и производится осмотр трубопровода. Трубопровод и его элементы считаются выдержавшими испытания, если не обнаружено признаков разрыва, течи, слезок и потения в сварных соединениях и в основном металле, а также видимых остаточных деформацией.

О герметичности трубопровода и установленной арматуры можно ориентировочно судить также по скорости падения давления. Однако такая проверка не всегда дает правильное представление о герметичности трубопровода, так как на скорость падения давления влияет не только герметичность трубопровода, но и количество воздуха, находящегося в трубопроводе. Наиболее надежным показателем герметичности является утечка воды.

Испытания водяной тепловой сети на расчетную (максимальную) температуру производятся для проверки прочности и компенсирующей способности сети в условиях температурных деформаций при подъеме температуры теплоносителя до расчетной. Продолжительность испытания определяется условием поддержания максимальной (расчетной) температуры воды в конечных участках в течение не менее чем 30 мин. Скорость повышения и снижения температуры воды не должна превышать 30°C в час. При проведении испытаний задвижка на переемы у тепловых потребителей открывается, а потребители отключаются. Это обеспечивает циркуляцию воды в ответвлениях.

Рис. 12-1. Перемещение конца подающего трубопровода теплосети при изменении температуры воды

1 — нагрев; 2 — остывание



В ходе испытаний ведется непрерывное наблюдение за температурой воды в конечных точках сети. Герметичность трубопроводов, подогревателей и арматуры контролируется по количеству подпиточной воды и наружным осмотрам. Проверка работы компенсаторов осуществляется по их перемещению при различных температурах. Для наиболее опасных участков трубопроводов снимается график перемещения компенсатора в зависимости от температуры воды, которая измеряется в ближайшем к компенсатору сечении трубопровода.

В качестве примера на рис. 12-1 показано перемещение конца подающего трубопровода при изменении температуры воды. Петлеобразный характер графика объясняется влиянием сил трения.

Для включения абонентских вводов, присоединенных к водяным сетям, необходимо произвести их наполнение. Наполнение производится химически очищенной деаэрированной водой, циркулирующей в тепловой сети. Наполнение осуществляют через обратную линию ввода при закрытой задвижке на подающей линии и перемычке и открытых воздушных кранах системы. Если давление в обратной магистрали недостаточно для заполнения системы, то верхняя часть ее заполняется из подающей линии. Это достигается открытием задвижки на подающей линии и постепенным прикрытием задвижки на обратной линии. После заполнения системы водой включается циркуляция и производится наладка оборудования абонентской установки.

Для включения абонентских установок, присоединенных к паровым сетям, сначала открывают продувочные вентили абонентской установки, а затем постепенно открывают задвижку на вводе. После прогрева абонентских установок вентили на их продувочных линиях закрываются.

После включения тепловых потребителей производится пусковая регулировка сети в соответствии с проектными данными. Для ввода тепловой сети в постоянную эксплуатацию должны быть проведены гидравлические и тепловые испытания. Гидравлические испытания проводятся для проверки гидравлического режима сети и определения действительных сопротивлений отдельных участков сети, а тепловые испытания — с целью определения тепловых потерь.

Наиболее просто и точно сопротивления отдельных участков определяются по перепаду давления на дифференциальном манометре, присоединенном к начальной и конечной точкам испытываемого участка. Однако использование дифференциального манометра возможно только при расположении обеих точек рядом, например при определении сопротивления местных отопительных систем. В остальных случаях сопротивления отдельных участков водяной тепловой сети определяются по показаниям пружинных манометров с точным учетом геодезических отметок манометров.

Определение сопротивлений отдельных участков паропроводов производится посредством пружинных манометров без учета разности их геодезических отметок.

Для предотвращения конденсации пара, а также для увеличения падения давления (повышается точность измерений) следует по возможности увеличивать расход пара и его температуру.

Тепловые испытания для определения тепловых потерь производятся при установившемся тепловом режиме. Определение тепловых потерь на отдельном участке водяных сетей производится на основании измерений расхода воды и ее

температуры в начале и в конце участка. Тепловые потери (в кВт) определяются по формуле

$$Q = 4,2V\rho(t_1 - t_2), \quad (12-1)$$

где V — расход воды на участке, $\text{м}^3/\text{с}$; ρ — плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$; t_1, t_2 — температура воды в начале и в конце участка, $^\circ\text{C}$; 4,2 — удельная теплоемкость воды, $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$.

При определении теплоты во всей водяной сети измеряют расход воды, а также температуру в подающем и обратном коллекторах. Тепловые потребители отключаются, и циркуляция осуществляется через перемычки, а в подающей линии на станции в течение всего испытания поддерживаются постоянными температура и расход воды.

Определение тепловых потерь в паровых сетях производится по отдельным участкам при увеличенном расходе и температуре пара для предотвращения его конденсации.

Тепловые потери (в кВт) участка паропровода с постоянным расходом пара определяются по формуле

$$Q = G(i_1 - i_2), \quad (12-2)$$

где G — расход пара, $\text{кг}/\text{с}$; i_1, i_2 — энтальпия пара в начале и в конце паропровода, $\text{кДж}/\text{кг}$.

Если на всем протяжении испытываемого участка пар остается перегретым, то энтальпия его определяется по давлению и температуре. При получении в конечном сечении трубопровода влажного пара необходимо кроме давления и температуры измерять его влажность.

Контрольные вопросы

1. При каком режиме и в течение какого времени следует опробовать питатели топлива, мельницы, цепные решетки, дымососы и вентиляторы?
2. Каковы способы определения плотности газового и воздушного трактов котельного агрегата?
3. Как производится сушка обмуровки котельного агрегата?
4. Для чего и как производится щелочение котла?
5. Для чего и как испытывают котел на паровую плотность?
6. Каковы задачи и продолжительность комплексного опробования котельного агрегата?
7. Как проверяют прочность и плотность теплоиспользующего аппарата?
8. Какова продолжительность комплексного опробования теплоиспользующих аппаратов?
9. В чем заключается пусковая наладка водяных и паровых сетей?
10. Для чего производятся испытания водяных сетей на расчетную температуру?
11. Какие испытания проводятся перед вводом в эксплуатацию тепловой сети?
12. Каковы задачи и основы методики гидравлических испытаний?
13. Каковы задачи и основы методики тепловых испытаний водяных и паровых сетей?

Глава тринадцатая

ИСПЫТАНИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

13-1. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ

Испытания котельных установок в эксплуатационных условиях могут иметь различные задачи и выполняться самостоятельно или как часть комплекса исследовательских работ. Независимо от поставленных задач при испытаниях стремятся получить основ-

ные параметры, характеризующие надежность и экономичность работы котельной установки.

В результате испытаний удается проверить правильность принятых решений, разработать мероприятия, улучшающие надежность и экономичность работы данного агрегата, выявить и устранить дефекты в конструкции отдельных узлов, выбрать оптимальные режимы эксплуатации. Испытания могут предшествовать исследованиям или быть заключительным этапом исследовательских, проектно-конструкторских и монтажных работ по созданию промышленных агрегатов.

В соответствии с ГОСТ 16504—81 «Испытания и контроль качества продукции» испытания по назначению делятся на исследовательские, контрольные, сравнительные и определятельные. В зависимости от этапов разработки конструкции котлоагрегатов и вспомогательного оборудования испытания бывают доводочные, предварительные и приемочные. Применительно к котельным установкам в эксплуатационных условиях наиболее часто проводятся приемочные, режимно-наладочные и контрольно-балансовые испытания.

Приемочные испытания чаще всего проводятся на головных образцах котлоагрегатов для проверки показателей, гарантированных поставщиком оборудования. Режимно-наладочные и контрольно-балансовые испытания проводятся на оборудовании, принятом в эксплуатацию. Основной целью режимно-наладочных испытаний является выбор оптимальных режимов работы оборудования, а контрольно-балансовых — проверка действующих режимных карт и качества работы обслуживающего персонала.

Испытания паровых котлов производятся в соответствии с ОСТ 108.034—81 «Котлы паровые стационарные. Методы испытаний».

Приемочные, режимно-наладочные и контрольно-балансовые испытания различаются между собой в основном числом опытов и точностью измерения отдельных величин. Этапы работы при этих испытаниях одинаковы.

Основными этапами работы по испытанию котельных установок в промышленных условиях являются:

- а) ознакомление с работой установки и ее проектными данными;
- б) составление программы и методики испытаний;
- в) подготовительные работы (выдача задания предприятию, комплектование и транспортировка КИП, подготовка агрегата к испытаниям, обучение наблюдателей и подготовка журналов наблюдений);
- г) прикидочные опыты с целью обучения наблюдателей, проверка КИП и ознакомление с работой агрегата;
- д) предварительные опыты с целью тарирования сечений, определения присосов воздуха, тарирования мазутных форсунок, измерения скоростей потоков воздуха, выявления диапазона устойчи-

вой работы газовых горелок, качества работы механизмов топки при сжигании твердого топлива и т. д.;

е) наладочные опыты с целью выбора оптимального коэффициента избытка воздуха, положения факела в топочной камере в зависимости от распределения потоков первичного и вторичного воздуха, числа и сочетания работающих горелок для различных нагрузок агрегата, распределения воздуха по отдельным зонам цепной решетки;

ж) основные программные опыты;

з) демонтаж, упаковка и транспортировка приборов;

и) обработка результатов измерений и составление сводных таблиц и графиков;

к) составление технического отчета о проведенных испытаниях с разработкой режимной карты и мероприятий, направленных на улучшение работы и повышение экономичности агрегата.

Испытания котельных агрегатов выполняются специализированными организациями в соответствии с хозяйственными договорами, заключаемыми с предприятиями. Испытания могут также выполняться силами предприятия при наличии подготовленного инженерно-технического персонала и необходимого парка контрольно-измерительных приборов.

На каждую работу по испытанию котельного агрегата составляется программа, которая согласовывается с предприятием. Перед составлением программы и методики испытаний необходимо тщательно ознакомиться с работой установки, испытания которой намечено провести. При этом следует подробно изучить проектно-расчетные материалы и установить соответствие проектных решений действительным, проанализировать режимы работы агрегата по журналам эксплуатационных наблюдений, оценить его экономичность по данным отчетности и показаниям эксплуатационных контрольно-измерительных приборов. Следует также ознакомиться с записями в вахтенном журнале об имевших место неполадках и авариях в работе агрегата, проверить регулировочные возможности тягодутьевых устройств.

При составлении программ приемочных, режимно-наладочных и контрольно-балансовых испытаний основное внимание должно быть обращено на выявление экономических показателей работы агрегата. В случае необходимости следует предусматривать опыты, позволяющие изучить не только экономичность работы агрегата, но и отдельные физические процессы. Возможно включение в программу испытаний также и специальных опытов для подробного изучения работы отдельных элементов агрегата, топочного устройства, тепловоспринимающих поверхностей нагрева, тягодутьевых устройств и т. д.

Ниже приводятся примерные программы испытаний, которые наиболее часто приходится выполнять в эксплуатационных условиях.

При режимно-наладочных испытаниях выполняются следующие опыты.

1. Предварительные (15—20 опытов):

а) тарировка мазутных форсунок по производительности и качеству распыления на стенде, снятие расходных характеристик (зависимость расхода газа от его давления) и выявление диапазона устойчивой работы газовых горелок, проверка распределения пыли и воздуха по горелкам, снятие предварительных характеристик котлоагрегатов с цепными решетками;

б) тарировка сечений газопроводов, пылевоздухопроводов и воздухопроводов для определения поправочных тарировочных коэффициентов при измерении температур и скоростей, для отбора проб пыли и уноса, для анализа продуктов сгорания;

в) измерение скоростей потока воздуха в горелках и воздухопроводах;

г) выявление и устранение присосов воздуха по тракту продуктов сгорания и по пылеприготовительной установке, а также утечек воздуха по воздушному тракту;

д) выявление регулировочных возможностей тягодутьевых устройств и сопротивлений газового и воздушного трактов.

2. Наладочные опыты:

а) определение оптимального положения факела в топочной камере при различном соотношении количества подаваемого в горелки первичного и вторичного воздуха (наивыгодной толщины слоя топлива на полотне решетки прямого хода оптимального распределения воздуха по зонам для решеток прямого и обратного хода) по номинальной нагрузке котла (4—6 опытов);

б) выбор оптимального коэффициента избытка воздуха (при постоянной тонкости пыли, работе всех горелок, мельниц, постоянной толщине слоя топлива на полотне решеток прямого хода и т. п.) на трех-четырех нагрузках котлоагрегата (12—16 опытов);

в) определение оптимальной тонкости пыли (скорости пыли в шахте) при двух-трех нагрузках в пределах регулировочного диапазона котлоагрегата (6—8 опытов);

г) определение числа и сочетания работающих горелок для поддержания минимальной нагрузки котла (2—4 опыта).

3. Основные опыты:

а) выявление экономичности работы котла с определением потерь теплоты при максимальной возможной, номинальной, 75 и 50% номинальной и минимальной возможной нагрузке котла (5 опытов);

б) определение экономичности работы котла при минимальной нагрузке котла и выбранном в наладочных опытах сочетании включенных горелок или режима работы цепной решетки при слоевом сжигании (1—2 опыта).

При контрольно-балансовых испытаниях проводятся следующие опыты.

1. Предварительные (4—6 опытов):

а) проверка тонкости пыли, производительности и качества распыления мазутных форсунок, расходных характеристик и диапазона устойчивости работы горелок, сравнение с данными предыдущих испытаний;

б) проверка сопротивления элементов газового и воздушного тракта и сравнение с данными предыдущих испытаний;

в) контрольная проверка присосов воздуха по газовому тракту и утечек воздуха по воздушному тракту.

2. Основные опыты: выполняются, как балансовые, с определением потерь теплоты при номинальной и двух промежуточных нагрузках. Коэффициент избытка воздуха в этих опытах поддерживается в соответствии с режимной картой, полученной из режимно-наладочных испытаний (3 опыта).

В методику испытаний входит разработка схемы расстановки приборов и выбор точности измерений. Измерение параметров, характеризующих экономичность работы оборудования, следует производить по специально устанавливаемым приборам. По эксплуатационным щитовым приборам допустимо измерять только вспомогательные величины, которые не используются при составлении теплового баланса агрегата.

Когда разработана программа и методика испытаний, приступают к подготовительным работам. К ним относятся: ознакомление с технической документацией, осмотр котлоагрегата и его вспомогательного оборудования, составление и передача предприятию задания на подготовительные работы, комплектование приборов и наладочной бригады, технический надзор над подготовительными работами.

Задание предприятию на подготовительные работы состоит из чертежей, по которым изготавливаются и устанавливаются диафрагмы для измерения расходов, гильзы для термометров, газозаборные трубки, штуцера для измерения давления, щитки и столы для установки средств измерения и другие необходимые приспособления.

Подготовка агрегата к испытаниям заключается в ликвидации эксплуатационных недостатков в его работе (уплотнение газового тракта, внутренняя и наружная очистка поверхности нагрева, проверка регулирующих шибера и арматуры, ликвидация дефектов, выявленных при осмотре горелок, мельниц, цепной решетки, гарнитуры, обмуровки и т. д.).

Руководитель испытаний в период подготовки агрегата должен внимательно ознакомиться с режимом его работы и регулированием процесса горения эксплуатационным персоналом; произвести наружный осмотр котлоагрегата; опробовать все имеющиеся регулировочные шибера; ознакомиться с показаниями эксплуатационных приборов и проанализировать по ним режим работы агрегата.

При комплектации необходимо обращать внимание на исправность средств измерений, точность их. Средства измерений опре-

деляющих величин следует комплектовать с запасом. Так, для анализа продуктов сгорания берут на один-два прибора больше, чем запланировано точек измерений. При упаковке, транспортировке и распаковке средств измерений следует соблюдать осторожность, чтобы не вывести их из строя. После распаковки средства измерений проверяют внешним осмотром и заправляют их соответствующим реактивом. До начала установки средств измерений следует заготовить необходимые материалы, резиновые трубки, латунные и медные тройники, ртуть, спирт и др.

Очень важно при подготовке агрегата к испытаниям обучить наблюдателей. Их следует ознакомить с особенностями конструкции применяемых средств измерений, их назначением, правилами отсчета показаний и записи в журнал наблюдений. Наиболее ответственные и сложные измерения (газовый анализ, измерение температур в балансовых точках, расходов топлива, пара и воды) должен выполнять персонал наладочной бригады.

Каждому наблюдателю в зависимости от его подготовки и удобства расположения средств измерений можно поручить вести запись показаний в 4—8 точках, если интервал между записями составляет не менее 10 мин. Показания дифманометров расхода питательной воды, пара, газа обычно записывают через 1—2 мин, поэтому один наблюдатель может вести запись не более чем по двум приборам. Одного наблюдателя, умеющего работать на всех средствах измерений, необходимо оставлять в резерве для подмены.

Показания всех средств измерений должны записываться одновременно; для этого следует предусмотреть звуковой или световой сигнал. Все записи показаний средств измерений следует начинать за 40—60 мин до начала опыта. Время начала опыта устанавливает руководитель испытания, исходя из режима работы агрегата, после просмотра записей наблюдателей.

Расстановка средств измерений производится с таким расчетом, чтобы один наблюдатель имел возможность обслуживать несколько средств измерений без лишней затраты времени. Для этого средства измерений должны быть сгруппированы в определенных местах, удобных для обслуживания и наблюдений, причем средства для однотипных измерений, например, расходов, разрежений (давлений), температур, комплектуют в одном месте. Особого внимания требует анализ продуктов сгорания. Средства измерений следует по возможности устанавливать в хорошо освещенных местах или оборудовать их временным низковольтным освещением.

При выполнении подготовительных работ необходимо предусмотреть прокладку линий охлаждающей воды для пользования отсосными пирометрами или охлаждаемыми газозаборными трубками, подачу пара к эжекторам для отсоса продуктов сгорания. При прокладке резиновых трубок от точек отбора до приборов рекомендуется располагать их на достаточном расстоянии от

обмуровки, воздухопроводов горячего воздуха и других поверхностей с высокой температурой. Для этого штуцера в местах отбора должны иметь длину не менее 300 мм. При прокладке резиновых шлангов необходимо также предусматривать меры для предохранения их от перегиба на поворотах. Для этого на шланг надеваются пружинки из железной проволоки или шланг пропускается через металлические трубы.

Предварительные опыты проводятся для тарировки сечений, проверки работы средств измерений, обучения наблюдателей, ознакомления с режимом работы котлоагрегата, определения присосов холодного воздуха, выявления регулировочных возможностей топчного и тягодутьевых устройств. Тарировка сечений производится в месте установки термопреобразователей для измерения температур, пневмометрических трубок для измерения скоростей и трубок для отбора продуктов сгорания.

Основные программные опыты являются ответственным этапом экспериментальной части испытаний. Руководитель испытания, разбив опыт на несколько периодов, должен во время опыта оценить путем прикидочных расчетов порядок величин, характеризующих экономичность работы оборудования. В конце испытаний руководитель собирает журналы наблюдений, подписанные наблюдателями, просматривает их и разбирает с наблюдателями все неясные вопросы.

После каждого основного опыта желательно сразу же провести его обработку, однако при этом не рекомендуется прерывать намеченные последующие опыты, если это не вызывается необходимостью остановки оборудования, замены средств измерений, устранения каких-либо дефектов и т. д.

Обработка результатов измерений и составление сводных таблиц проводится инженерно-техническими работниками бригады под непосредственным наблюдением и при участии руководителя испытаний в соответствии с разработанной методикой.

Технический отчет о выполненных испытаниях является важным источником информации, поэтому материалы, помещенные в нем, должны быть тщательно отобраны, проанализированы и обобщены. Отчет, как правило, составляет руководитель испытания. В отчете приводится анализ результатов испытаний, дается критическая оценка полученных показателей, намечаются конкретные мероприятия, направленные на повышение надежности и экономичности работы оборудования. Выводы и предложения по проделанной работе излагаются сжато и конкретно. Отчет иллюстрируется чертежами испытанной установки, графиками зависимостей, схемами и другими материалами, необходимыми для пояснения текста. В отчете должна быть приведена режимная карта работы оборудования. В ней указываются основные параметры установки, которые должен поддерживать обслуживающий персонал для обеспечения высоких экономических показателей работы оборудования.

13-2. СПЕЦИАЛЬНЫЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

При режимной наладке и испытании теплотехнического оборудования приходится измерять расход, скорость, давление, температуру и состав продуктов горения и газообразного топлива, тепловой поток и другие величины, характеризующие физические процессы. Кроме стандартных приборов и методов, применяются специальные средства и методы измерений.

Для измерения расхода жидкостей (при расходах до 3 т/ч) и тарировки сужающих устройств при испытаниях могут применяться мерные баки. На рис. 13-1 показана схема двухкамерного бака с тарировочным устройством. Мерный бак состоит из двух камер 2 и 6, разделенных перегородкой 5. Жидкость через сливное отверстие 11, закрываемое клапаном, поступает в расходный бак 12. Камеры мерного бака и расходный бак имеют указатели уровня 1, 10, 13. Для стабилизации уровня в каждой камере установлены успокоители 3 и 7, позволяющие произвести отсчет. Поступление жидкости в камеры мерного бака осуществляется по перекидному лотку 4. Для тарировки мерного бака на весы 9 устанавливается тарировочный бак 8.

Для измерения расхода воды открытые мерные баки можно применять при температуре воды не более 40—45 °С. При тарировке и измерении расхода воды следует вводить поправку на ее испарение. При определении расхода жидкости и тарировке для введения температурных поправок необходимо измерять температуру жидкости в мерном баке и около средней части указательного стекла. Массовый расход жидкости (в кг/ч)

$$G_m = G'_m \frac{\rho_m}{\rho_T} [1 + 3\beta_1(T_m - T_T)] [1 + \beta_2(T'_m - T'_T)], \quad (13-1)$$

где ρ_m , ρ_T — плотность жидкости при измерении и тарировке, кг/м³; β_1 — температурный коэффициент материала бака (для стали $\beta_1 = 12 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$); β_2 — то же для материала шкалы водоуказательного стекла (для шкалы из латуни $\beta_2 = 19 \times 10^{-6} \text{ K}^{-1}$); T_m , T'_m — температура жидкости при измерении в баке и около средней части указательного стекла, К; T_T , T'_T — температура жидкости при тарировке в баке и около средней части указательного стекла, К; G'_m — массовый расход жидкости с поправкой на испарение, кг/ч.

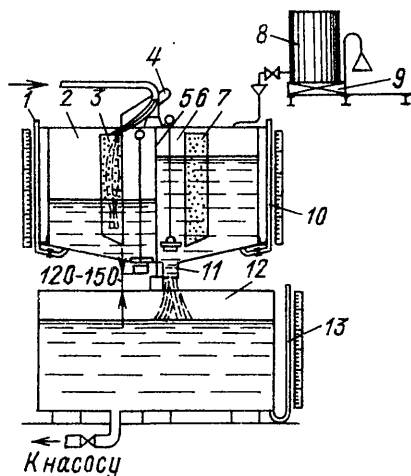


Рис. 13-1. Двухкамерный бак с тарировочным устройством

Температурный коэффициент нефти и мазута β

Плотность нефти или мазута, кг/м ³	β , кг/(м ³ ·К)	Плотность нефти или мазута, кг/м ³	β , кг/(м ³ ·К)	Плотность нефти или мазута, кг/м ³	β , кг/(м ³ ·К)
700—710	0,000897	791—800	0,000778	881—890	0,000660
711—720	0,000884	801—810	0,000765	891—900	0,000647
721—730	0,000870	811—820	0,000752	901—910	0,000633
741—750	0,000844	821—830	0,000738	911—920	0,000620
751—760	0,000831	831—840	0,000725	921—930	0,000607
761—770	0,000818	841—850	0,000712	931—940	0,000594
771—780	0,000805	861—870	0,000686	941—950	0,000581
781—790	0,000792	871—880	0,000673	951—960	0,000566

При измерении расхода жидкого топлива его плотность определяется ареометром, весами Вестфalia или пикнометром при температуре 293 К. Приведение плотности (в кг/м³) к температуре, отличающейся от 293 К, производится по формулам:

$$\rho_n = \rho_{293} + \beta (T_n - 293); \quad (13-2)$$

$$\rho_T = \rho_{293} + \beta (T_T - 293), \quad (13-3)$$

где β — температурный коэффициент, принимаемый из табл. 13-1.

Для измерения расходов при испытании широко применяются дроссельные расходомеры, состоящие из стандартного сужающего устройства и дифференциального манометра. Изготовление и установка стандартных сужающих устройств (диафрагм и сопел) регламентировано «Правилами 28-64». В условиях испытаний не всегда имеется возможность выполнить требования этих «Правил». Диафрагмы, выполненные с отступлением от «Правил», требуют специальной градуировки. Используя градуировочные кривые при измерении потоков в условиях, отличающихся от условий, при которых производилась градуировка (состав, температура, давление), применяют методику обобщенной градуировки. Она основана на зависимости $EuRe^2 = f(Re)$. Эта зависимость представляет собой обобщенную связь между перепадом давления на диафрагме и средней скоростью потока:

$$\Delta p \frac{d^2}{\rho v^2} = f \left(\omega_{cp} \frac{d}{v} \right),$$

где Δp — перепад давления на диафрагме, Па; d — диаметр дроссельного отверстия диафрагмы, м; ρ — плотность среды, кг/м³; v — кинематическая вязкость, м²/с; ω_{cp} — средняя скорость потока, м/с.

Градуировку можно выполнить на любой среде, однако чаще всего ее производят на воздухе или воде. В качестве примера на рис. 13-2 показана градуировка на воде. Результаты первичной градуировки обычно сводят в таблицу (табл. 13-2). Градуировку

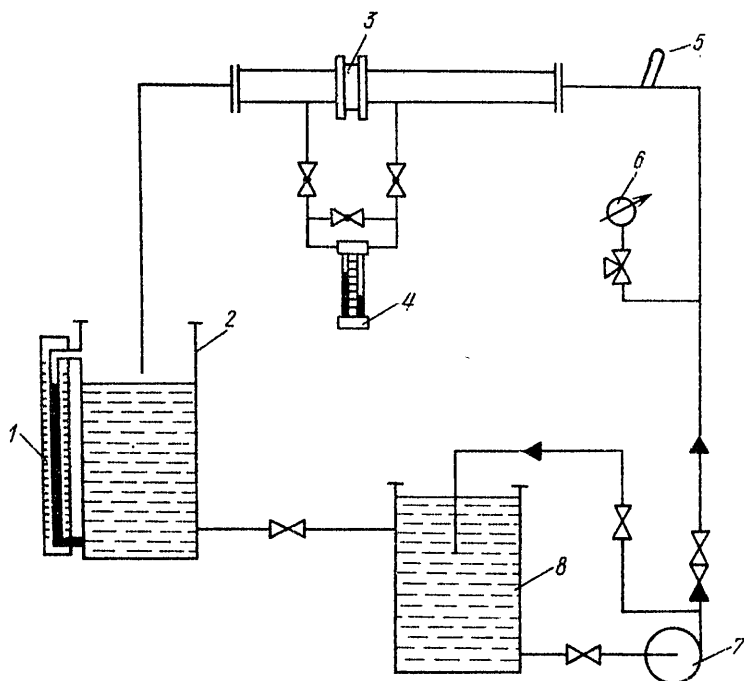


Рис. 13-2. Схема градуировки диафрагмы на воде

1 — водомерное стекло; 2 — мерный бак; 3 — тарируемая диафрагма; 4 — дифференциальный манометр; 5 — термометр; 6 — манометр; 7 — насос; 8 — сборный бак

следует производить при практически постоянной температуре среды (отклонение от средней температуры не более $\pm 2^\circ \text{C}$). Для контроля над качеством градуировки строят зависимость перепада давления Δp от расхода G_0 . То, что все экспериментальные точки, полученные при градуировке, ложатся на одну кривую, указывает на удовлетворительное качество градуировки. Затем составляют вспомогательную таблицу (табл. 13-3) для различной температуры

Таблица 13-2

Сводная таблица первичной градуировки
 $d = \dots \text{ м}; t = \dots ^\circ \text{C}; \rho_t = \dots \text{ кг/м}^3; v = \dots \text{ м}^3/\text{с}$

Номер точки градуировочной кривой	Δp , Па	Расход G_0 , м ³ /ч	Средняя скорость $w_{\text{ср}} = \frac{900 G_0}{\pi d^3}$, м/с	$w_{\text{ср}}^2$, м ² /с ²	Eu_t	Rp_t	Rp_t^2	$Eu_t Rp_t^2$
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 13-3

Вспомогательная таблица
Наименование среды;
 $d = \dots \text{ м}$

$t, ^\circ\text{C}$	$\rho_t, \text{кг/м}^3$	$\nu_t, \text{м}^2/\text{с}$	ν_t^2	ν_t/d	$\frac{\rho_t \nu_t^2}{d^3}$
1	2	3	4	5	6

Таблица 13-4

Сводная таблица для построения
градуировочного графика при
 $t_1 = \dots ^\circ\text{C}$

Номер градуировочной кривой	$\Delta p_{t_1} = \text{Eu}_t \text{Re}_t^2 = \frac{\rho_t \nu_t^2}{d^3}, \text{ Па}$	$\omega_{\text{ср}} = \text{Re}_t \frac{\nu_{t_1}}{d}, \text{ м/с}$	$G_0 = \frac{\pi}{4} \text{Re}_t \nu_{t_1} d, \text{ м}^3/\text{ч}$
1	2	3	4

среды (или давления, или температуры и давления одновременно), которую будут измерять градуированной диафрагмой.

Используя столбцы 7 и 9 из табл. 13-2 и столбцы 5 и 6 из табл. 13-3, для каждой температуры составляют таблицы по типу табл. 13-4. По данным таких таблиц строится зависимость перепада давления на диафрагме от расхода для каждой постоянной температуры. Пример такой зависимости показан на рис. 13-3. Рассмотренный метод градуировки не учитывает влияния температуры на изменение сужающего устройства (его размеров). Поэтому такой метод применяют при температуре среды не более $400 ^\circ\text{C}$. Для проверки данных, полученных в табл. 13-4, обычно строят зависимость $\text{EuRe}^2 = f(\text{Re})$, используя величины, приведенные в столбцах 8 и 9 табл. 13-2. Все точки указанной зависимости должны ложиться на одну кривую, как показано на рис. 13-4.

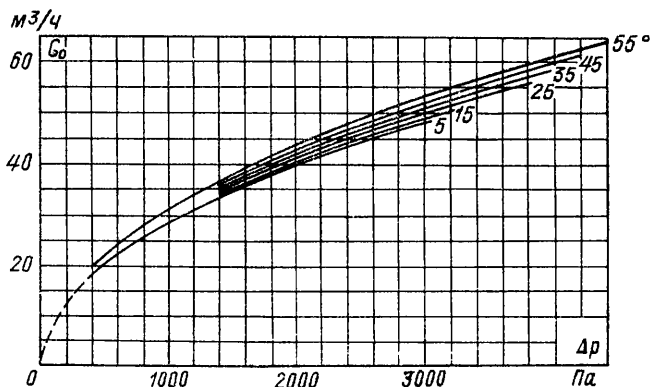


Рис. 13-3. Градуировочные кривые диафрагмы для различной температуры измеряемой среды

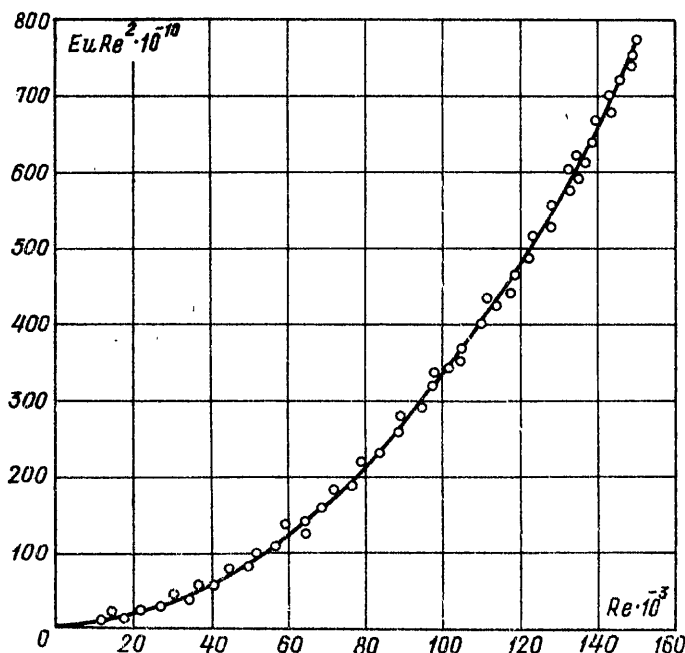


Рис. 13-4. График обобщенной градуировки $EuRe^2 = f(Re)$

В ходе испытаний теплотехнического оборудования часто бывает необходимо измерять скорости и давления в разных точках движущегося потока. Для этого применяют различные пневматические зонды. Измерения посредством зондов основаны на определении давления на поверхности зонда, установленного в различных точках потока. Зонды выполняются в виде трубок, а также цилиндрических или шаровых насадков. Для измерения скоростного и статического напора одномерного потока чаще всего применяют пневмометрическую трубку с полусферической головкой (трубка Прандтля), показанную на рис. 13-5. Трубка Прандтля состоит из полусферического насадка с двумя каналами; один канал направлен навстречу потоку, а второй перпендикулярно ему. Каждый канал через державку выведен отдельно. Канал полусферического насадка, направленный навстречу потоку, предназначен для измерения полного давления, и вывод его обозначен знаком плюс. Канал, расположенный перпендикулярно потоку, предназначен для измерения статического давления, и вывод его обозначен знаком минус. Для измерения скорости потока в месте установки трубки каналы ее резиновым шлангом соединяют с соответствующими штуцерами микроманометра и, кроме того, канал, измеряющий статическое давление, соединяют через тройник с U-образным манометром. Микроманометр измеряет раз-

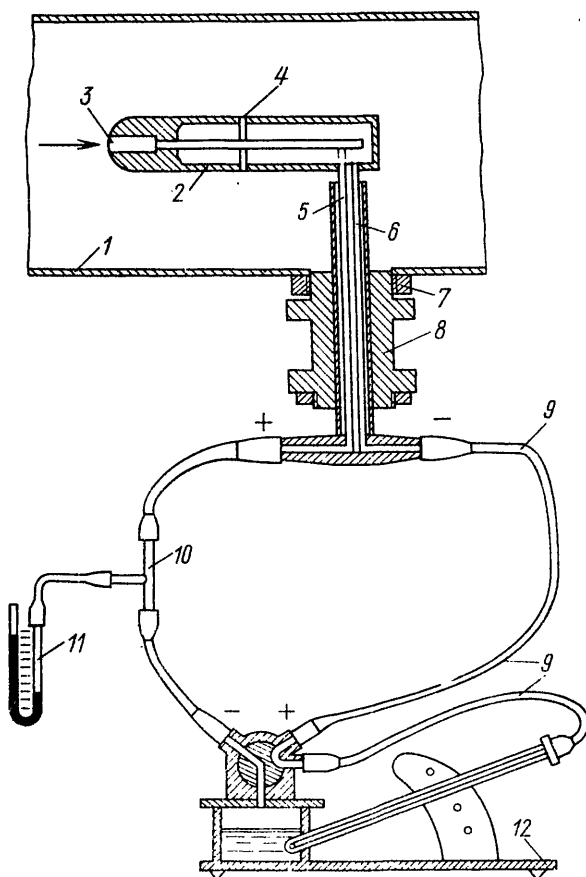


Рис. 13-5. Пневмометрическая трубка и схема ее установки

1 — воздухопровод; 2 — пневмометрическая трубка; 3 — канал для измерения полного давления; 4 — канал для измерения статического давления; 5 — канал для отвода статического напора; 6 — канал для отвода полного напора; 7 — кольцо для установки пневмометрической трубки; 8 — разрезной сальник; 9 — резиновый шланг; 10 — тройник; 11 — U-образный манометр; 12 — микроманометр

ность полного и статического давления, а U-образный манометр — статическое давление. Разность полного и статического напора представляет собой скоростной напор (динамический напор), по которому подсчитывается скорость (в м/с) в месте установки трубки:

$$w = K_{Pr} \sqrt{\frac{2h_d}{\rho}} = K_{Pr} \sqrt{\frac{2g\rho_m (A - a_0) \sin \alpha}{\rho \cdot 10^3}}, \quad (13-4)$$

где K_{Pr} — тарировочный коэффициент трубки Прандтля; при тщательном ее изготовлении в соответствии с рекомендованными в специальной литературе соотношениями он близок к единице; h_d — динамический напор, Па; ρ — плотность среды измеряемого

тока, кг/м^3 ; ρ_m — плотность жидкости, которой заполнен микро-
манометр, кг/м^3 ; A — показания микроманометра при измере-
нии, мм; a_0 — начальное показание микроманометра, мм; α —
угол наклона трубки микроманометра к горизонтали; обычно
 $\sin \alpha$ называют масштабом микроманометра и указывают в пас-
порте или на шкале прибора для каждого угла наклона трубки.

При измерении трубкой Прандтля необходимо следить за
правильностью ее установки. Полусферический насадок трубки
должен быть направлен навстречу потоку параллельно его оси.
Угол смещения трубки относительно оси потока не должен пре-
вышать 15° . Для определения направления и скорости двухмер-
ного потока применяются цилиндрические зонды, а трехмерного —
шаровые зонды. Однако измерение посредством цилиндрических
и шаровых зондов в эксплуатационных условиях сложно, поэтому
они применяются только при исследованиях. Описание цилиндри-
ческих и шаровых зондов, а также методика измерений приведены
в специальной литературе *.

Для определения средней скорости потока необходимо выявить
средний по сечению динамический напор. Для этого сечение трубо-
провода разбивают на равновеликие площадки. Круглое сечение
разбивают на равновеликие кольца, прямоугольное — на ква-
драты или прямоугольники с длиной стороны 150—200 мм. Число
колец, на которое разбивается круглое сечение, зависит от диа-
метра трубопровода. Трубопроводы диаметром от 300 до 1000 мм
разбивают соответственно на 6—16 колец. В круглом трубопро-
воде измерения динамического напора производят по одному из
диаметров, в каждом кольце в двух точках, расположенных
симметрично по обе стороны от центра трубопровода.

Расстояние точки замера в каждом кольце от центра трубо-
провода (в мм)

$$r_a = R_0 \sqrt{\frac{2a-1}{2z}}, \quad (13-5)$$

где R_0 — радиус трубопровода, в сечении которого производятся
измерения, мм; a — порядковый номер кольца, считая от центра;
 z — число колец, на которое разбито выбранное сечение.

В прямоугольном сечении, разбитом на квадраты или прямо-
угольники, проводят диагонали, на пересечении которых следует
производить измерения динамического напора.

Средний динамический напор для круглого сечения опреде-
ляется по формуле

$$\sqrt{h_{\text{ср}}} = K_p \sqrt{h_0}, \quad (13-6)$$

где

$$K_p = \frac{\sqrt{h_1} + \sqrt{h_2} + \dots + \sqrt{h_n}}{n}; \quad (13-7)$$

* Эстеркин Р. М., Иссерлин А. С., Певзнер М. И. Методы теплотехниче-
ских измерений и испытаний при сжигании газа и мазута. 2-е изд. Л.: Недра.
1982.

а для прямоугольного сечения — по формуле

$$h_{\text{ср}} = \frac{\sqrt{h_1} + \sqrt{h_2} + \dots + \sqrt{h_n}}{n}; \quad (13-8)$$

здесь K_p — коэффициент распределения скорости по сечению трубопровода; h_0 — динамический напор в центре сечения, Па; $h_1, h_2, \dots, h_n$ — динамические напоры в точках замера (на диаметрах или на пересечении диагоналей), Па; n — общее число точек замера в прямоугольном сечении.

Средняя скорость потока (в м/с) в круглом сечении

$$w_{\text{ср}} = K_p \sqrt{h_0} \sqrt{2/\rho}; \quad (13-9)$$

в прямоугольном сечении

$$w_{\text{ср}} = \sqrt{h_{\text{ср}}} \sqrt{2/\rho}. \quad (13-10)$$

Точность измерений среднего динамического напора трубкой Прандтля в значительной мере зависит от расположения сечения, в котором производятся измерения, по отношению к различным местным сопротивлениям (повороты, шибера, внезапные изменения сечения и др.). Сечение в котором производится измерение должно быть расположено на прямом участке длиной около четырех диаметров трубопровода (два диаметра до места установки трубки и два за ним). Перед измерениями следует проверить плотность микроманометра и соединительных линий. Для этого поочередно подключают каждую из линий к микроманометру и, создавая в них давление (или разрежение), пережимают соединительный шланг возможно ближе к трубке Прандтля. Если в течение 2—3 мин показания микроманометра останутся неизменными, соединительная линия и микроманометр герметичны. В спирте, залитом в микроманометр, не должно быть пузырьков воздуха. Удаление пузырьков достигается перемещением спирта взад и вперед по наклонной трубке микроманометра (12 на рис. 13-5). Перед началом измерений следует также проследить, чтобы в соединительных линиях не было капель воды или спирта.

При наладке и испытании теплотехнического оборудования необходимо измерение температуры различных потоков. Кроме приборов, выпускаемых промышленностью, при отдельных измерениях приходится применять нестандартные приборы, предназначенные для измерения высоких температур, температур газового потока, твердого тела, факела и т. д. Для указанных целей широко применяются термопреобразователи, конструируемые и изготавливаемые персоналом наладочной организации. При конструировании и изготовлении нестандартных термопреобразователей необходимо выбрать термоэлектроды и термоэлектродные провода, их изоляцию, вторичный прибор и изготовить рабочий спай. В настоящее время в различных наладочных организациях и институтах накоплен опыт применения нестандартных термопреобразователей для разных измерений.

При измерении температур в твердом теле применяют термопреобразователи, изготовленные из проволоки диаметром 0,1—0,2 мм. Для измерения температуры поверхности металла обогреваемого с одной стороны и охлаждаемого с другой (различные теплообменные аппараты, экранные трубы паровых котлов, поверхности нагрева бойлеров и других подогревателей или охладителей жидкости), установку термопреобразователя производят посредством его зачеканки или приварки. Для этого на поверхности металла делают канавку глубиной 0,5—0,6 мм и длиной не менее 50 диаметров термоэлектрода. Укладывая термопреобразователь в заготовленную канавку, изолируют его термоэлектроды тонкой слюдой или зубным цементом. Затем сверху канавку закрывают пластинкой, изготовленной из материала стенки. Для плотного примыкания пластинки к телу ее зачеканивают или приваривают.

При измерении термопреобразователями температуры незагрязненных продуктов горения, горячего воздуха, кислорода и других «чистых» газов возможны погрешности, обусловленные передачей теплоты к термоприемнику или от него за счет излучения; отводом теплоты от термоприемника путем теплопроводности; превращением кинетической энергии в тепловую вследствие торможения потока термоприемником (скоростная погрешность).

Погрешность от теплообмена излучением (в кельвинах) вычисляется по формуле

$$\Delta T_{\text{из}} = \frac{5,69\varepsilon (T_{\text{сп}}^4 - T_{\text{ст}}^4)}{\alpha_{\text{к}}}, \quad (13-11)$$

где 5,69 — постоянная излучения абсолютно черного тела, Вт/(м²·К⁴); ε — степень черноты спая; $T_{\text{сп}}$ — температура спая термопреобразователя, К; $T_{\text{ст}}$ — температура стенки канала, по которому движется поток, К; $\alpha_{\text{к}}$ — коэффициент теплоотдачи конвекцией от потока к термопреобразователю, Вт/(м²·К). Из этого уравнения ясно, что для уменьшения погрешности следует увеличивать температуру стенки ($T_{\text{ст}}$) и коэффициент теплоотдачи конвекцией ($\alpha_{\text{к}}$) или уменьшать степень черноты (ε). Увеличение температуры стенки достигается путем ее тщательной изоляции в месте измерений (на длине, примерно равной трем диаметрам трубопровода в обе стороны от термопары). Уменьшение степени черноты термопреобразователя довольно затруднительно, так как для стандартных термоэлектродов $\varepsilon = 0,8 \div 0,93$. Для уменьшения степени черноты рекомендуется покрывать спай и прилегающие к нему электроды металлом, имеющим малую степень черноты (серебро, золото, платина). Однако этот прием при наладочных испытаниях не применяется. Чаще всего для уменьшения радиационной погрешности устанавливают между термопреобразователем и стенкой камеры защитные экраны, отсасывая через них поток с большими скоростями, что приводит к заметному

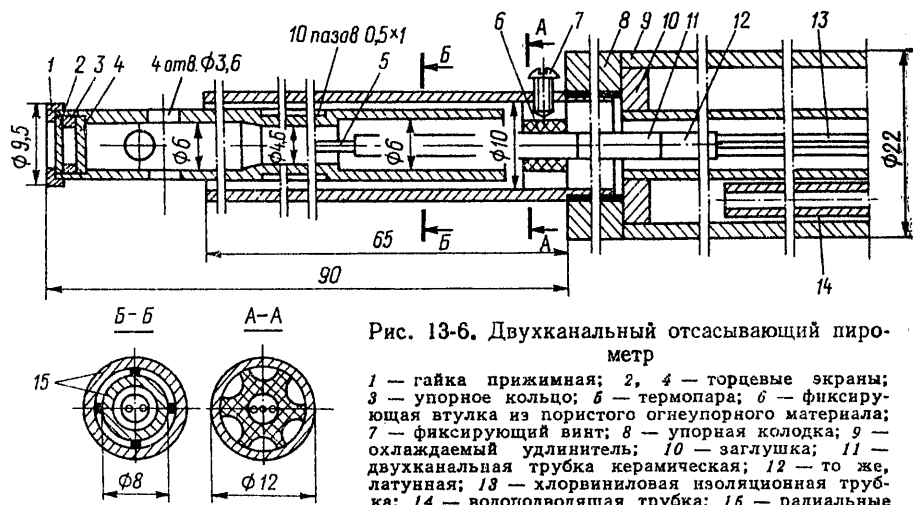


Рис. 13-6. Двухканальный отсасывающий пирометр

1 — гайка прижимная; 2, 4 — торцевые экраны; 3 — упорное кольцо; 6 — термопара; 6 — фиксирующая втулка из пористого огнеупорного материала; 7 — фиксирующий винт; 8 — упорная колодка; 9 — охлаждаемый удлинитель; 10 — заглушка; 11 — двухканальная трубка керамическая; 12 — то же, латунная; 13 — хлорвиниловая изоляционная трубка; 14 — водоподводящая трубка; 15 — радиальные экраны

повышению коэффициента теплоотдачи конвекцией. Термоприемники, использующие этот принцип, принято называть отсасывающими пирометрами.

На рис. 13-6 показан двухканальный отсасывающий пирометр, рекомендуемый для измерения температуры до 1400°C в незапыленных газовых потоках.

Снижение погрешности, обусловленной отводом теплоты от термоприемника достигается увеличением длины рабочего участка термопары. Во избежание заметной скоростной погрешности скорость отсоса потока у горячего спая термопары не должен превышать 150 м/с .

13-3. ПОНЯТИЕ О ПРИРОДЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ОШИБОК

В процессе наладочных работ и эксплуатации теплотехнического оборудования приходится измерять различные величины (температуру, расход, состав продуктов горения и т. д.). При измерении любой величины мы никогда не получаем ее истинного значения, так как результаты любых измерений содержат погрешность. В результате измерений удастся получить лишь приближенное значение измеряемой величины. Под измерением понимают сравнение измеряемой величины с другой величиной, принятой за единицу.

При наладке и испытании теплотехнического оборудования выполняют прямые и косвенные измерения. При прямых изме-

ниях определяемая величина сравнивается с единицей непосредственно или при помощи измерительного прибора, например при измерении длины линейкой, промежутков времени секундомером, температуры каким-либо термодатчиком. При косвенных измерениях определяемая величина вычисляется на основании прямых измерений, например потеря теплоты с уходящими газами определяется по измеренной температуре и составу уходящих газов.

При различных экспериментальных работах очень важно правильно выбрать класс точности используемых измерительных приборов. Под точностью прибора понимают его свойство, характеризующее степень приближения показаний данного прибора к действительным значениям измеряемой величины. Обычно точность прибора задается классом точности прибора или указывается в его паспорте. Очевидно, что чем точнее прибор, тем меньше его погрешность и выше стоимость.

Поэтому при планировании экспериментальных работ и выборе приборов для них анализ ошибок должен быть на первом плане.

При измерении любой физической величины обычно приходится выполнять следующие операции: проверку и установку приборов, отсчет их показаний, обработку результатов измерений и оценку погрешности.

Погрешности измерений определяются разностью измеренной и истинной величин и зависят от ряда причин. Погрешности разделяются на две группы: систематические и случайные (погрешности, вызванные неисправностью прибора или небрежностью экспериментатора, не рассматриваются).

Систематические погрешности обусловлены ограниченной точностью прибора, неправильным выбором метода измерения, неправильной установкой прибора или недоучетом некоторых внешних факторов, например теплообмена калориметра с внешней средой при определении теплоты сгорания топлива. Таким образом, систематическая погрешность наблюдается в тех случаях, когда среднее значение последовательных отсчетов отклоняется от известного точного значения и продолжает отклоняться независимо от числа последовательных отсчетов. Пусть, например, при измерении частоты вращения электродвигателя среднее значение получилось равным 950 об/мин, а эталонное значение или значение, полученное при калибровке тахометра, 1000 об/мин. Из этих данных можно сделать вывод, что тахометр неточен, даже если при измерении был малый разброс показаний. Определение систематической погрешности может быть произведено калибровкой прибора или его поверкой.

Случайные погрешности обусловлены большим числом различных случайных причин и имеют место, когда при последовательных измерениях постоянной величины получают различные

численные значения этой величины. Случайные погрешности вызываются вибрацией, незначительным движением воздуха, параллаксом и т. д. Погрешность от параллакса проявляется при неточном расположении глаз наблюдателя по отношению к шкале или указателю прибора (или уровню рабочей жидкости прибора). Случайную погрешность, даже если известно, что она имеется, никогда нельзя исключить и определить ее абсолютное значение по одному измерению.

Однако математическая теория случайных явлений позволяет уменьшить влияние этих погрешностей и разумно установить их значение.

При экспериментальных работах следует учитывать, что если случайная погрешность, полученная по данным измерений, окажется значительно меньше погрешности, определяемой точностью прибора, то нет смысла пытаться еще уменьшить случайную погрешность, так как результаты измерений от этого не станут точнее. Наоборот, если случайная погрешность больше приборной (систематической), то измерения следует произвести несколько раз, чтобы уменьшить случайную погрешность данной серии измерений и сделать эту погрешность меньше погрешности прибора или одного порядка с ней.

Существенным этапом любых экспериментов является первичная обработка результатов наблюдений, которая состоит в разметке результатов наблюдений и определении средних значений параметров, измеренных в ходе опыта. Целью разметки является обнаружение и исключение ошибочных измерений или измерений, которые вызывают сомнения. Редкий эксперимент обходится без того, чтобы не появилось хотя бы одно, резко выделяющееся значение. Наличие такой грубой погрешности (промаха) может заметно исказить среднее значение измеряемой величины. Поэтому из окончательного результата необходимо этот промах исключить. Обычно промах имеет значение, резко отличающееся от других. Однако это отклонение от других результатов измерений не дает еще права исключить это измерение, пока не проверено, не является ли это отклонение следствием статистического разброса.

Для выявления промахов применяется критерий

$$v = \frac{a_n - \bar{a}}{\sqrt{\frac{n-1}{n} \Delta S_n^2}}, \quad (13-12)$$

где a_n — наибольшее значение измеренной величины в серии из n измерений; $\bar{a}$ — среднее значение измеренной величины в серии из n измерений; ΔS_n^2 — выборочная дисперсия (корень квадратный из выборочной дисперсии определяет среднюю квадратическую погрешность отдельного измерения).

Значения u в зависимости от числа измерений n и надежности β

n	Значение u при β , равном			n	Значение u при β , равном		
	0,90	0,95	0,99		0,90	0,95	0,99
4	1,64	1,69	1,72	29	2,60	2,78	3,14
5	1,79	1,87	1,96	30	2,61	2,79	3,16
6	1,89	2,00	2,13	31	2,62	2,80	3,17
7	1,97	2,09	2,26	32	2,63	2,82	3,18
8	2,04	2,17	2,37	33	2,65	2,83	3,20
9	2,10	2,24	2,46	34	2,66	2,84	3,21
10	2,15	2,29	2,54	35	2,67	2,85	3,22
11	2,19	2,34	2,61	36	2,68	2,86	3,24
12	2,23	2,39	2,66	37	2,69	2,87	3,25
13	2,26	2,43	2,71	38	2,70	2,88	3,26
14	2,30	2,46	2,76	39	2,71	2,89	3,27
15	2,33	2,49	2,80	40	2,72	2,90	3,28
16	2,35	2,52	2,84	41	2,73	2,91	3,29
17	2,38	2,55	2,87	42	2,74	2,92	3,30
18	2,40	2,58	2,90	43	2,74	2,93	3,31
19	2,43	2,60	2,93	44	2,75	2,94	3,32
20	2,45	2,62	2,96	45	2,76	2,95	3,33
21	2,47	2,64	2,98	46	2,77	2,96	3,34
22	2,49	2,66	3,01	47	2,78	2,96	3,35
23	2,50	2,68	3,03	48	2,78	2,97	3,35
24	2,52	2,70	3,05	49	2,79	2,98	3,36
25	2,54	2,72	3,07	50	2,80	2,99	3,37
26	2,55	2,73	3,09	51	2,81	2,99	3,38
27	2,57	2,75	3,11	52	2,81	3,00	3,39
28	2,58	2,76	3,12	53	2,82	3,01	3,40

Выборочная дисперсия определяется уравнением

$$\Delta S_n^2 = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta a_i}{n-1}, \quad (13-13)$$

где n — число измерений.

В табл. 13-5 приведены максимальные возможные значения критерия u , возникающие вследствие статистического разброса, соответствующие заданной надежности. Из таблицы ясно, что вероятность больших отклонений, возникающих вследствие статистического разброса, растет при увеличении числа измерений.

Если значение критерия u , подсчитанного для резко выделяющегося измерения, окажется больше максимального возможного $u_{\text{макс}}$, определенного из табл. 13-5, то данное измерение можно считать промахом и следует исключить при подсчете среднего значения. Наоборот, если $u < u_{\text{макс}}$, то резко выделяющееся измерение является следствием статистического разброса и нет основания считать его промахом. В этом случае при подсчете среднего значения оно не исключается.

Методику выявления промаха рассмотрим на конкретном примере. Пусть в результате анализа продуктов горения получены значения RO_2 , указанные во втором столбце следующей таблицы.

Измерение	$(RO_2)_i$	$(RO_2)_i - \overline{RO_2}$	$[(RO_2)_i - \overline{RO_2}]^2$
1	10,4	0	0
2	10,2	-0,2	0,04
3	10,3	-0,1	0,01
4	10,1	-0,3	0,09
5	11,0	+0,6	0,36
6	10,5	+0,1	0,01
Сумма	62,5	+0,1	0,51

Среднее значение $\overline{RO_2} = 62,5 : 6 = 10,4$.

Определяем величину

$$\frac{n-1}{n} \Delta S_n^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n [(RO_2)_i - \overline{RO_2}]^2 = \frac{1}{6} \cdot 0,51 = 0,085;$$

отсюда

$$\sqrt{\frac{n-1}{n} \Delta S_n^2} = \sqrt{0,085} = 0,292.$$

Подсчитаем величину

$$v_5 = \frac{(RO_2)_5 - \overline{RO_2}}{\frac{n-1}{n} \Delta S_n^2} = \frac{11,0 - 10,4}{0,292} = 2,05.$$

Из табл. 13-5 находим для $n = 6$ и надежности $\beta = 0,95$ значение $v_{\text{макс}} = 2,00$. Ясно, что $v_5 > v_{\text{макс}}$. Это означает, что пятое измерение ($RO_2 = 11,0$) является промахом и его следует исключить при подсчете среднего значения. Таким образом, среднее значение RO_2 будет $51,5 : 5 = 10,3$.

Аналогично описанному исключаются из подсчета среднего заниженные значения из серии измерений. При этом используется критерий

$$v_1 = \frac{\bar{a} - a_1}{\frac{n-1}{n} \Delta S_n^2}. \quad (13-14)$$

После разметки результатов наблюдений производится подсчет средних значений измеренных параметров. При вычислении среднего арифметического какого-либо параметра не требуется суммировать все результаты измерений. С целью облегчить расчет

Обработка данных измерения температуры продуктов горения в котлом

Номер измерения n	Измеренная температура x , °C	Последняя цифра a	$a_i - a_0$ ($a_0 = 5$)	$a_i - a_0$ ($a_0 = 2$)
1	311	1	-4	-1
2	310	0	-5	-2
3	313	3	-2	1
4	319	9	4	7
5	317	7	2	5
6	312	2	-3	0
7	315	5	0	3
8	318	8	3	6
9	316	6	1	4
10	314	4	-1	2
Сумма	—	—	-5	25

пользуются преобразованным уравнением для определения среднего арифметического

$$x_{\text{ср}} = a_0 + \frac{(x_1 - a_0) + (x_2 - a_0) + \dots + (x_n - a_0)}{n} = a_0 + \frac{\sum_{i=1}^n x_i - a_0}{n}, \quad (13-15)$$

где a_0 — произвольное число, близкое к среднему арифметическому значению; $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ — результаты, полученные при измерении; n — число измерений.

Для примера рассмотрим, как производится подсчет средней температуры (в °C) продуктов горения за котлом по данным измерений (табл. 13-6). Из данных значений x видно, что первые две цифры во всех отсчетах одинаковы, от измерения к измерению меняется только последняя цифра. В связи с этим при подсчете среднего арифметического первые две цифры можно не принимать во внимание, учитывая их только в конечном результате. Последняя цифра значения x в таблице обозначена a . Эти цифры можно рассматривать как результат измерения температуры (x) и для них провести вычисления. Из данных a выбираем приблизительно число, близкое к среднему арифметическому (допустим, $a_0 = 5$). Затем подсчитываем разность последней цифры измеренной температуры и принятого среднего арифметического, т. е. $a_i - a_0$. Сумму $a_i - a_0$ для всех измерений легко подсчитать и затем определить среднее арифметическое, которое в примере равно 4,5 (см. ниже). Очевидно, что среднее арифметическое измеренной температуры составит 314,5 °C. Для контроля над правильностью

вычислений следует выбрать из данных a другое число, близкое к среднему арифметическому (ранее было выбрано число 5, а теперь выберем число 2). Для этого случая в таблице приведена разность $a_i - a'_0$, а внизу — сумма разностей для всех измерений. Если вычисления верны, то среднее арифметическое в обоих случаях, разумеется, получится одним и тем же при использовании $a_i - a_0$ и $a_i - a'_0$. Описанные вычисления имеют вид

$$a_{\text{ср}} = a_0 + \frac{\sum_{i=1}^n (a_i - a_0)}{n} = 5 - \frac{5}{10} = 4,5;$$

$$a'_{\text{ср}} = a'_0 + \frac{\sum_{i=1}^n (a_i - a'_0)}{n} = 2 + \frac{25}{10} = 4,5;$$

$$x_{\text{ср}} = 310 + 4,5 = 314,5.$$

При обработке результатов испытаний необходимо оценить точность, с которой следует производить подсчеты. Числовой материал должен обрабатываться с точностью, соответствующей точности произведенных измерений. При расчетах следует придерживаться такого правила: ошибка, получающаяся при расчетах, должна быть примерно в 10 раз меньше суммарной ошибки результатов измерений.

Значение цифры несет информацию об измеренных параметрах, поэтому число десятичных знаков должно соответствовать точности измерений. Если, например, измеренное избыточное давление в сосуде составило 5,3 МПа, т. е. известны две значащие цифры, то этот факт не изменится при записи 5 300 000 Па. Однако при такой записи возможна путаница, так как можно подумать, что давление измерено с точностью до седьмого знака. Во избежание недоразумения следует записать $53 \cdot 10^6$ Па.

Точность подсчета средних величин, наиболее часто встречающихся при испытании котельных установок, указана ниже:

Расход газа по счетчику или расходомеру, м ³	0,1
Перепад давления по дифференциальному манометру при измерении расхода газа, пара, питательной воды, Па	14,0
Давление пара, Па	1000
Температура пара, питательной воды, газа и воздуха, °С	0,1
Состав продуктов горения, %	0,01
Давление газа и воздуха, разрежение по газовому тракту, сопротивлению отдельных элементов газового и воздушного трактов, Па	1,0
Динамический напор при измерении пневмометрическими трубками, соединенными с микроманометром, Па	0,1
Перепад давлений при измерении диафрагмами, соединенными с микроманометром, Па	0,1

13-4. ОТБОР И РАЗДЕЛКА ПРОБ ТОПЛИВА И ОЧАГОВЫХ ОСТАТКОВ

ГОСТ 10742—71 устанавливает метод отбора и разделки проб бурых и каменных углей, антрацита и горючих сланцев для лабораторных испытаний. В соответствии с ГОСТ отбор проб производят из потока топлива в местах его перепада или с поверхности транспортирующих устройств. Отбор проб вручную допускается как исключение.

При эксплуатации котельных установок отбор проб может производиться с ленты транспортера или с пересыпных коробов при пересыпке топлива с одного конвейера на другой. При испытании котельных агрегатов промышленных предприятий и тепловых электрических станций отбор проб необходимо производить в течение всего опыта из топлива, которое поступает в топку котла. Осуществлять отбор можно из течек сырого топлива после питателей, с транспортера или с пересыпных участков между транспортерами.

Отбор проб из падающего потока производится специальными приспособлениями, периодически пересекающими падающий поток топлива. На рис. 13-7 показана схема отбора лабораторных проб твердого топлива из потока. В настоящее время для отбора проб из потока применяется отборник системы ВТИ, серийно изготавливаемый Темиртауским литейно-механическим заводом. Отбирающий элемент 8, подвешенный внутри короба на рычагах, соеди-

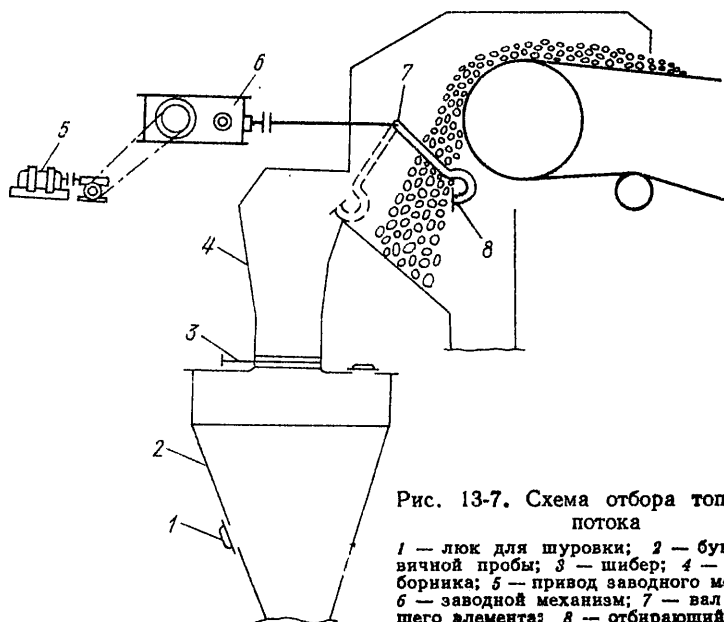


Рис. 13-7. Схема отбора топлива из потока

1 — люк для шуровки; 2 — бункер первичной пробы; 3 — шибер; 4 — точка отборника; 5 — привод заводного механизма; 6 — заводной механизм; 7 — вал отбирающего элемента; 8 — отбирающий элемент

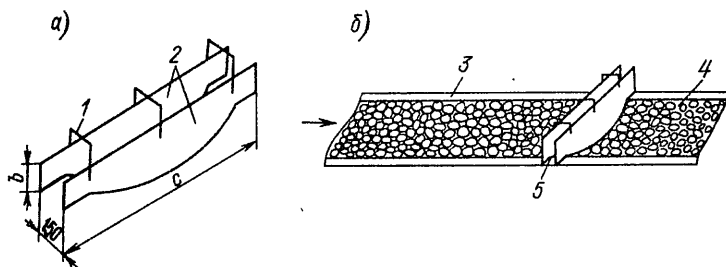


Рис. 13-8. Отбор пробы с транспортера: а — шаблон для отбора; б — схема установки шаблона

1 — скоба; 2 — грани шаблона; 3 — транспортер; 4 — слой топлива; 5 — место отбора пробы топлива

ненных с валом 7, периодически пересекает поток и производит отбор порций топлива. Привод отбирающего элемента осуществляется заводным механизмом 6. Заводной механизм расположен за пределами короба. Он приводится в действие электродвигателем через редуктор и цепную передачу. Отобранные порции топлива забрасываются через отверстие в течку 4, по которой проба направляется в сборный бункер 2.

При отборе проб с транспортера применяется специальный шаблон, устанавливаемый на ленте транспортера при ее остановке. Шаблон предназначен для отбора проб с горизонтально расположенных транспортеров бункерной галереи. Схема шаблона для отбора проб с ленты транспортера показана на рис. 13-8, а, а схема его установки — на рис. 13-8, б. Шаблон состоит из двух граней, изготовленных из листового железа толщиной 1,5—2,0 мм. Форма нижней кромки граней должна соответствовать профилю ленты транспортера. Длина граней (с) принимается равной ширине ленты, а высота (b) — равной высоте слоя топлива с таким расчетом, чтобы не было пересыпания топлива через верхние кромки шаблона. Грани шаблона должны быть параллельны между собой и устанавливаться на расстоянии около 150 мм друг от друга. Между собой грани скрепляются скобами, которые обеспечивают необходимую жесткость и служат пучками при пользовании шаблоном. Отбор проб производят через определенные промежутки времени после начала опыта. При этом топливо, имеющееся в бункере котла до начала опыта, должно быть израсходовано. Установку шаблона производят при остановленном транспортере в месте, где на ленте находится полный слой топлива, характерный для производительности транспортера в период испытаний.

При отборе проб шаблон должен быть установлен перпендикулярно ленте транспортера. Вырезание слоя производят так, чтобы нижние кромки граней коснулись ленты транспортера. Вырезанный шаблоном слой аккуратно посредством совка сбрасывают в ведро или другую емкость.



Рис. 13-9. Сокращение пробы методом квартования

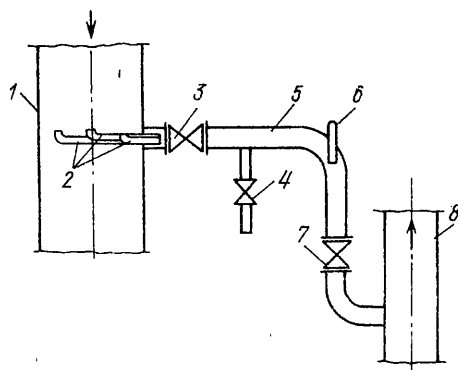
1 — топливо, насыпанное в виде конуса; 2 — сплюснутая проба; 3 — металлический круг; 4 — крестовина; 5 — удаляемые части пробы; 6 — остающиеся части пробы

Все отобранные порции топлива до конца опыта должны храниться в специальном помещении, защищенном от ветра и атмосферных осадков, в емкости с закрывающейся крышкой. Обработке подвергаются все отобранные порции. Обработка проб включает в себя дробление, сокращение пробы, измельчение и деление ее на специальном оборудовании. Дробление должно производиться механизированным способом. Для дробления топлива применяются дробилки различных типов, различающиеся производительностью и предельной крупностью исходной пробы топлива.

В соответствии с ГОСТ из пробы, измельченной до 3 мм и сокращенной по массе не менее чем до 2 кг, выделяют необходимое количество лабораторных проб массой не менее 0,5 кг. Для каждого опыта необходимо иметь не менее двух проб (одна из проб — контрольная). Для сокращения первичной пробы используются ковшовые или секторные сократители. Сокращение первичных проб вручную допускается только в исключительных случаях. Однако при испытании котельных агрегатов малой производительности при небольшом количестве первичной пробы, а также при отсутствии на предприятиях сократителей приходится вручную производить сокращение первичной пробы. Сокращение первичной пробы в этом случае производится методом квартования. Метод квартования заключается в том, что топливо насыпают в виде конуса на разделочный металлический лист (рис. 13-9). После формирования конуса на его вершину устанавливают металлический круг 3 и, надавливая на круг, сплюсшивают пробу, получая усеченный конус 2. Затем усеченный конус пробы разрезают на четыре части, вдавливая в него крестовину 4, изготовленную из листового железа. Две противоположные части пробы 5, не снимая крестовины, удаляют. Из оставшихся частей 6 снова приготавливают конус, сплюсшивают его и разрезают крестовиной, повторяя операцию сокращения до тех пор, пока не останется около 2 кг. Из этого количества выделяют две лабораторные пробы по 0,5 кг. Лабораторные пробы упаковывают в банки из листового оцинкованного железа с пропаянными швами и плотно закрывающимися крышками. Перед отправлением лабораторных

Рис. 13-10. Схемы отбора жидкого топлива

1 — подающий мазутопровод; 2 — пробоотборные трубки; 3, 4, 7 — вентили; 5 — мазутоотборная линия; 6 — термометр; 8 — трубопровод рециркуляции мазута



проб на анализ на банках указывают даты отбора пробы, номер опыта, режим испытания, вид пробы (основная или контрольная), подписывается лицо, производившее отбор пробы. Отбор проб жидкого топлива (мазута) произво-

дится непосредственно из мазутопровода перед форсунками испытываемого котла. Для отбора пробы в напорном мазутопроводе устанавливают мазутоотборную трубку, как показано на рис. 13-10. Для отбора порции мазута поступают следующим образом. Открывают вентили 3 и 7 на мазутоотборной линии и в течение нескольких минут сбрасывают мазут в линию рециркуляции, наблюдая за показаниями термометра 6. Повышение температуры до температуры мазута в подающем мазутопроводе указывает на то, что по мазутоотборной линии идет свежий мазут. Вытерев открытый конец пробоотборной трубки, подставляют под него специальную кружку емкостью около 1,25 л и, открыв вентиль 4, наполняют, сливают и снова наполняют пробоотборную кружку. Регулирование струи мазута производится путем прикрытия вентиля 7. Набранные две порции мазута сливают в дренажную емкость. Затем набирают в третью кружку около 1 л и сливают мазут в емкость для хранения отобранных порций. Эта емкость должна иметь плотно закрывающуюся крышку. В течение опыта достаточно отобрать через равные промежутки времени три-четыре порции по одному литру каждая. Собранные за опыт порции в течение 5—10 мин взбалтывают и отбирают в две литровые бутылки лабораторные пробы: одну для анализа, а другую в качестве контрольной.

Газообразное топливо, как и твердое, может быть неоднородным по составу вследствие условий добычи и транспортировки, а также в результате смешения природных газов различных месторождений. Расчет норм отбора газа ведется с учетом неоднородности его по низшей теплоте сгорания на сухую массу. При испытании котельных агрегатов достаточно за время опыта набрать три-четыре порции газа по 3 л. Отбор газа следует производить из газопровода испытываемого котла. Для этого в газопровод на половину его диаметра вводят трубку с внутренним диаметром 5—15 мм. На наружном конце трубки устанавливают кран или вентиль. Трубка должна устанавливаться на прямом горизонтальном или вертикальном участке газопровода, на расстоянии не менее

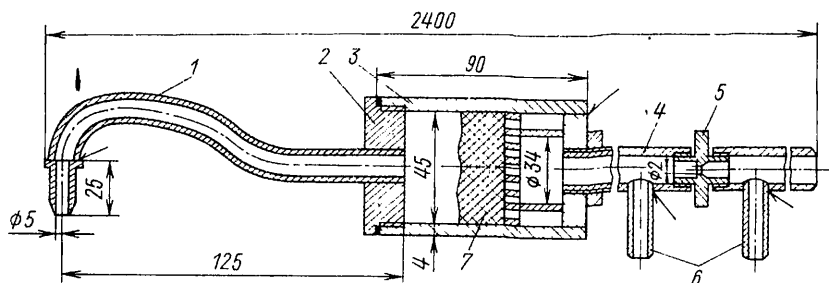


Рис. 13-11. Заборное устройство с фильтром

1 — отборная трубка; 2 — резьбовая пробка; 3 — обойма фильтра; 4 — термопара; 5 — дроссельная шайба для измерения расхода; 6 — штуцера для измерения перепада давлений; 7 — асбестовая вата

трех диаметром газопровода от различных местных сопротивлений (повороты, изменения сечения, задвижки и т. д.). Порции газа отбираются в сухие аспираторы вместимостью 0,5—1,0 л. Перед отбором пробы аспиратор следует продуть, чтобы вытеснить имеющийся в нем воздух, и затем поджечь газ, выходящий из аспиратора. После этого прекращается сброс газа из аспиратора, закрывая краны на выходе и входе.

Отбор первичной пробы шлака, провала и уловленного уноса следует производить из тех же соображений, что и отбор твердого топлива. Очаговые осадки перед отбором следует хорошо залить водой. При количестве шлака за опыт 200 кг все собранное количество входит в первичную пробу. При количестве шлака более 200 кг первичная проба составляет 30—35%, но не менее 200 кг за опыт. Количество провала и золы, отбираемое в первичную пробу, должно составлять примерно 100 кг. Размельчение и сокращение первичной пробы производится так же, как и проб угля.

При испытании котельных агрегатов необходимо определять содержание частиц углерода и сажи в продуктах горения. Для этого в настоящее время чаще всего пользуются методом фильтрации. Метод фильтрации заключается в том, что определенная порция продуктов горения отсасывается через фильтры различных конструкций. В качестве примера рассмотрим новое, разработанное ОРГРЭС заборное устройство, которое показано на рис. 13-11. В качестве фильтра используется предварительно прокаленный волокнистый асбест 7, который помещается в обойму 3. Отборная трубка 1 вместе с обоймой 3 вводится в газоход, что исключает конденсацию паров серной кислоты. Время, необходимое для отбора пробы в одной точке, составляет 15 мин. Для получения пробы, отражающей состав топлива, необходимо равенство скоростей продуктов горения в исследуемой точке газохода и во входном сечении наконечника. Это достигается с помощью сменных наконечников на отборной трубке 1, а также контролем над расходом газа по расходомерной шайбе 5 или по специально уста-

навливаемому реометру. После пропускa определенного количества продуктов горения заборное устройство удаляется из газохода и из заборного устройства извлекается асбестовый фильтр, который переносится в установку для определения содержания углерода. Установка для определения содержания углерода основана на принципе сжигания и последующего определения количества образовавшегося CO_2 .

13-5. СХЕМЫ УСТАНОВКИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ ИСПЫТАНИИ КОТЛОАГРЕГАТОВ НА ТВЕРДОМ ТОПЛИВЕ

Расстановка контрольно-измерительных приборов должна производиться по заранее разработанной схеме. Выбор схемы расстановки приборов зависит от конструкции котельного агрегата, вида сжигаемого топлива и задачи испытания. При балансовых испытаниях должны быть предусмотрены все измерения, обеспечивающие определение основных потерь теплоты и КПД котельного агрегата, а также измерение величин, характеризующих работу тягодутьевых устройств газозвдушного тракта. При выборе контрольно-измерительных приборов для испытаний следует исходить из того, что основными определяемыми величинами являются: нагрузка котла, параметры выдаваемого котлом пара, состав и температура продуктов горения по газовому тракту, температура питательной воды до водяного экономайзера и после него, разрежение по газовому тракту и давление воздуха по воздушному тракту.

При выборе контрольно-измерительных приборов для испытаний основное внимание должно быть обращено на точность их показаний. Класс точности прибора должен соответствовать необходимой точности эксперимента. При эксплуатационных испытаниях для измерения отдельных величин могут применяться менее точные приборы. Так, например, для измерения расходов можно применять не только специально устанавливаемые дифференциальные манометры типа ДТ-50, но и любые расходомеры класса точности 1,0. В то же время не следует пользоваться эксплуатационными термопарами в чехлах вследствие заметной инерции их.

На рис. 13-12 показана типичная схема измерений, применяемая при испытании котлоагрегатов типа КЕ при слоевом сжигании твердого топлива на цепной решетке обратного хода с пневмомеханическим забрасывателем.

Перечень средств измерений и их краткая характеристика приведены в табл. 13-7. Расход топлива может не измеряться, если нет возможности произвести его взвешивание по условиям подачи топлива. Однако для котлов паропроизводительностью до 25 т/ч желательно проводить взвешивание топлива, так как это позволяет проконтролировать точность сведения теплового

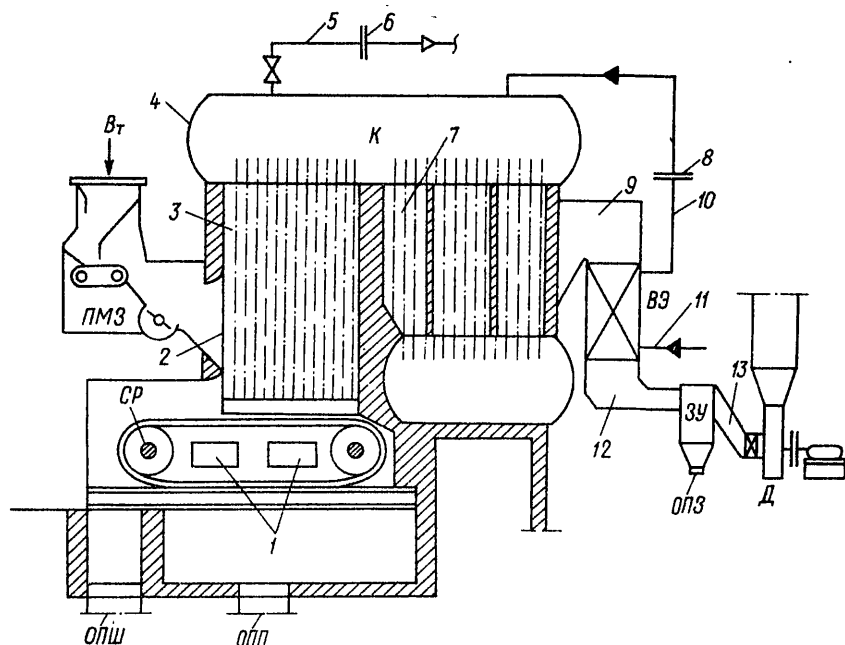


Рис. 13-12. Схема измерений при испытании котлов КЕ с цепными решетками и пневмомеханическими забрасывателями (перечень средств измерений и их характеристику см. в табл. 13-7)

ПМЗ — пневмомеханический забрасыватель; К — котельный агрегат; ВЭ — водяной экономайзер; ЗУ — золоуловитель; Д — дымосос

баланса. При испытании котлоагрегатов, не имеющих пароперегревателя, нагрузку агрегата приходится определять по расходу питательной воды, так как измерение сужающими устройствами расхода насыщенного пара дает значительную погрешность. Определение нагрузки котла по расходу питательной воды требует тщательной проверки плотности дренажной и продувочной арматуры и водяного экономайзера.

Расстановка средств измерения и проверка качества их работы является весьма существенным этапом любых испытаний. Для уменьшения числа наблюдателей, участвующих в испытании, и упрощения снятия показаний средств измерений желательно все измерения разбить на группы, сосредоточив в них однотипные измерения. Так, например, в одном месте следует сосредоточить средства измерений температуры по газовому тракту, состава продуктов горения, разрежения и т. д. При прокладке резиновых трубок от точек забора до приборов рекомендуется располагать их на достаточном расстоянии от обмуровки, от воздухопроводов горячего воздуха и от других поверхностей с высокой температурой. Для этого штуцера в местах отбора должны иметь длину не менее 300 мм. При прокладке резиновых шлангов предвари-

Средства измерений, необходимые для испытания котлов типа КЕ с цепными решетками и пневмомеханическими забрасывателями

Позиция на рис. 13-12	Измеряемая величина	Место установки средства измерения	Число точек замера	Средство измерения и его характеристика
11	Температура питательной воды до водяного экономайзера	Питательная линия до экономайзера	1	Ртутный стеклянный термометр с ценой деления 1 °С или термометр сопротивления
10	То же после водяного экономайзера	То же после экономайзера	1	То же
8	Расход питательной воды (для котлов без пароперегревателей)	Питательная линия до экономайзера или после него	1	Диафрагма, соединенная с дифференциальным манометром ДТ-50 или расходомером любого типа, класса точности не ниже 1,0
4	Давление пара	Барaban котла	1	Пружинный манометр любого типа, класса точности не ниже 1,0
5	Давление перегретого пара (только для котла с пароперегревателем)	Перед диафрагмой для измерения расхода пара	1	Пружинный манометр любого типа, класса точности не ниже 1,0
5	Температура перегретого пара	То же	1	Ртутный стеклянный термометр с ценой деления не более 2 °С или термометр пара
6	Расход пара (только для котлов с пароперегревателем)	Паропровод от котла к коллектору	1	Диафрагма, соединенная с дифференциальным манометром ДТ-50 или расходомером любого типа, класса точности не ниже 1,0
7	Состав продуктов горения на выходе из топки (по возможности в точке отбора проб в сечениях по выбору аналитика)	На выходе из камеры догорания	1	Газоанализатор типа ГХП-3, аспиратор Коро и хроматограф, на котором производится полный анализ пробы
9	То же за котлом	Газоход за котлом	1	То же
12	То же после водяного экономайзера	Газоход после водяного экономайзера	1	Газоанализатор типа ГХП-3

Позиция на рис. 13-12	Измеряемая величина	Место установки средства измерения	Число точек замера	Средство измерения и его характеристика
3	Разрежение в верхней части топочной камеры	Топочная камера	1	Тягомер типа ТНЖ с верхним пределом измерения 250 Па
9	Разрежение за котлом	Газоход за котлом	1	То же с верхним пределом измерения 630 Па
12	То же после водяного экономайзера	Газоход после водяного экономайзера	1	То же с верхним пределом измерения 1000 Па
13	То же перед дымососом	Газоход после золоуловителя	1	То же с верхним пределом измерения 1600 Па
9	Температура продуктов горения за котлом	Газоход за котлом	1	Термообразователь градуировки ХК и переносный потенциометр
12	То же после водяного экономайзера	Газоход после водяного экономайзера	1	То же
—	Давление воздуха после вентилятора	Воздухопровод после вентилятора	1	Тягонапорометр типа ТНЖ-Н с верхним пределом измерения 1600 Па
1	Давление воздуха по зонам	После шиберов, регулирующих подачу воздуха	По числу зон	То же с верхним пределом измерения 1000 Па
2	Давление воздуха перед соплами пневмозаброса	То же	По числу забрасывателей	То же с верхним пределом измерения 630 Па
—	Температура воздуха после вентилятора	Воздухопровод после вентилятора	1	Ртутный стеклянный термометр с ценой деления 1 °C
B _т	Расход топлива	В месте, удобном для взвешивания	1	Вагонеточные весы
—	Отбор пробы топлива	Питатель топлива или транспортер подачи топлива		Лабораторный анализ
ОПШ	Отбор пробы шлака	Шлаковый бункер	См. § 13-4	То же
ОПП	Отбор пробы провала	Зонные короба		»
ОПЗ	Отбор пробы уловленной зола	Золоуловитель		»
СР	Скорость решетки	Вал решетки	1	Секундомер

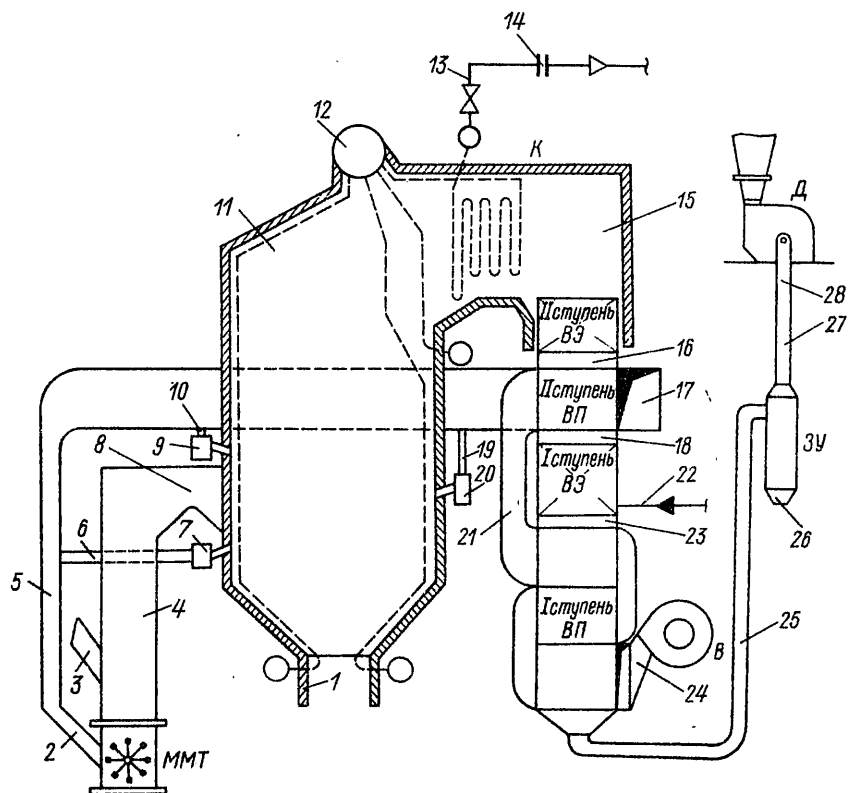


Рис. 13-13. Схема измерений при испытании пылеугольных котлов с молотковыми мельницами (перечень средств измерений и их характеристику, см. в табл. 13-8)

ММТ — молотковая мельница с тангенциальным подводом воздуха; К — котлоагрегат; ВЭ — водяной экономайзер; ВП — воздухоподогреватель; В — вентилятор; ЗУ — золоуловитель; Д — дымосос

тельно проверяют их плотность, а в местах поворота защищают от перегиба, надевая на них пружинки из проволоки или металлические трубки.

Приборы следует устанавливать в хорошо освещенных и удобных для обслуживания местах. Наблюдатели, участвующие в испытании, предварительно инструктируются по технике измерений и технике безопасности.

На рис. 13-13 показана типичная схема расстановки средств измерений при испытании котельных агрегатов с молотковыми мельницами. Перечень средств измерения и их краткая характеристика приведены в табл. 13-8. В связи со сложностью отбора проб пыли из гравитационных сепараторов молотковых мельниц, эти измерения могут не проводиться. В этом случае может быть

Средства измерений, необходимые для испытания пылеугольных котлоагрегатов типа ТП-35 с молотковыми мельницами

Позиция на рис. 13-13	Измеряемая величина	Место установки	Число точек замера	Средство измерения и его характеристики
22	Температура питательной воды на входе в водяной экономайзер	Питательная линия перед первой ступенью водяного экономайзера	1	Ртутный стеклянный термометр с ценой деления 1 °С
12	Давление насыщенного пара	Барабан котла	1	Пружинный манометр любого типа, класса точности не ниже 1,0
13	Давление перегретого пара	Паропровод перегретого пара (перед диафрагмой)	1	То же
14	Расход перегретого пара	Паропровод перегретого пара	1	Диафрагма, соединенная с дифференциальным манометром типа ДТ-50 или с эксплуатационным расходомером любого типа, класса точности не ниже 1,0
18	Температура перегретого пара	Паропровод перегретого пара (перед диафрагмой)	1	Термопреобразователь, соединенный с потенциометром класса точности не ниже 1,0
15	Состав продуктов горения за пароперегревателем	Газоход после пароперегревателя	2 по ширине газохода	Газоанализатор типа ГХП-3, аспиратор Коро и хроматограф, на котором производится полный анализ пробы
25	То же перед золоудовителем	Газоход перед золоудовителем	1	Газоанализатор типа ГХП-3
15	Температура продуктов горения за пароперегревателем	Газоход после пароперегревателя	2 по ширине газохода	Термопреобразователь градуировки ХА (хромель—алюмель), соединенный с потенциометром класса точности не ниже 1,0
16	То же после второй ступени водяного экономайзера	Газоход после второй ступени водяного экономайзера	То же	То же

Позиция на рис. 13-13	Измеряемая величина	Место установки	Число точек замера	Средство измерения и его характеристика
18	Температура продуктов го- рения после второй ступени воздухоподогревателя	Газоход после второй сту- пени воздухоподогревателя	1	Термопреобразователь градуировки ХА, соединенный с потенциометром класса точности не ниже 1,0
23	То же после первой ступе- ни водяного экономайзера	Газоход после первой сту- пени водяного экономайзера	1	Термопреобразователь градуировки ХК (хромель—копель), соединенный с потенциометром класса точности не ниже 1,0
25	То же перед золоуловите- лем (ухлодящие газы)	Газоход перед золоулови- телем	1	То же
11	Разрежение в топке	Верхняя часть топочной камеры	1	Тягомер типа ТНЖ
15	Разрежение за пароперегре- вателем	Газоход после пароперегре- вателя	1	То же
16	Разрежение после второй ступени водяного экономай- зера	Газоход после второй сту- пени водяного экономайзера	1	»
18	Разрежение после второй ступени воздухоподогревателя	Газоход после второй сту- пени воздухоподогревателя	1	У-образный манометр, заполненный водой
23	Разрежение после первой ступени водяного экономай- зера	Газоход после первой сту- пени водяного экономайзера	1	То же
25	Разрежение перед золоуло- вителем	Газоход перед золоулови- телем	1	»
28	Разрежение после золоуло- вителя	Газоход после золоулови- теля	1	У-образный манометр, заполненный водой

Позиция на рис. 13-13	Измеряемая величина	Место установки	Число точек замера	Средство измерения и его характеристика
24	Температура воздуха перед воздухоподогревателем	Воздухопровод на входе в воздухоподогреватель	1	Ртутный стеклянный термометр с ценой деления 1 °С
21	То же после первой ступени воздухоподогревателя	Соединительный короб между первой и второй ступенью воздухоподогревателя	1	То же
17	То же после второй ступени воздухоподогревателя	Воздухопровод горячего воздуха	1	То же или термообразователь градуировки ХК (хромель—копель), соединенный с потенциометром класса точности не ниже 1,0
24	Давление воздуха после вентилятора	Воздухопровод после вентилятора	1	У-образный манометр, заполненный водой
21	То же после первой ступени воздухоподогревателя	Соединительный короб между первой и второй ступенью воздухоподогревателя	1	То же
17	То же после второй ступени воздухоподогревателя	Воздухопровод горячего воздуха	1	»
20	Давление воздуха перед задними шлицами	Воздушный короб задних шлиц (после регулирующего шибера)	1	У-образный манометр, заполненный водой
7	То же перед нижними шлицами	Воздушный короб нижних шлиц (после регулирующего шибера)	1	То же
9	То же перед верхними шлицами	Воздушный короб верхних шлиц (после регулирующего шибера)	1	»

Позиция на рис. 13-13	Измеряемая величина	Место установки	Число точек замера	Средство измерения и его характеристика
2	Разрежение перед мельни- цей	Воздушный короб мельни- цы (после регулирующего цилиндра)	По числу мельниц	У-образный манометр, заполненный водой.
5	Расход воздуха на мель- нице	Общий воздухопровод на мельницы	1	Пневмометрическая трубка, соеди- ненная с микроманометром
19	То же на задние шлицы	Общий воздухопровод на задние шлицы	1	То же
10	То же на верхние шлицы	Общий воздухопровод на верхние шлицы	1	»
6	То же на нижние шлицы	Общий воздухопровод на нижние шлицы	1	Пневмометрическая трубка, соеди- ненная с микроманометром
3	Состав топлива	Питатель топлива или транспортёр подачи топлива на котел	См. § 13-4	Лабораторный анализ пробы
4	Температура смеси пыли с воздухом	Шахта мельницы	По числу мельниц	Эксплуатационный термопреобра- зователь со вторичным прибором
8	Состав пыли	Амбразура	В одной амбразуре	Пылеотборная трубка с циклоном
1	Содержание горючих в шлаке	Шлаковая шахта	См. § 13-4	Лабораторный анализ пробы
26	То же в уловленной золе	Золотоуловитель	То же	То же
27	» » в уносе	Перед дымососом или в ды- мовой трубе	1	Отбор методом фильтрации

использована следующая ориентировочная зависимость тонкости пыли от скорости аэросмеси в шахте:

Топливо	Сланец	Каменные угли	Бурые угли	Фрезерный торф
Остаток на сите 90 мкм	30—40	35—50	55—65	—
Скорость аэросмеси, м/с	1,2—1,8	2,2—1,9	2,2—3,0	3,5—4,5

Не обязательно также определение содержания горючих после золоуловителя.

13.6. СХЕМЫ УСТАНОВКИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ ИСПЫТАНИИ КОТЛОАГРЕГАТОВ НА ЖИДКОМ И ГАЗООБРАЗНОМ ТОПЛИВЕ

При разработке схемы установки средств измерений для испытания котельных агрегатов на газе следует предусмотреть измерения, необходимые для снятия регулировочной характеристики горелки. Регулировочная характеристика горелки показывает соотношение между давлением газа и давлением воздуха, при котором поддерживается оптимальный коэффициент избытка воздуха на выходе из горелки. Следовательно, регулировочная характеристика горелки позволяет персоналу для каждого давления газа устанавливать давление воздуха, при котором процесс горения будет наиболее эффективным.

Схема расстановки средств измерения, необходимых для снятия регулировочной характеристики горелки, показана на рис. 13-14, а в табл. 13-9 приведены перечень и краткая характеристика средств измерений, применяемых при испытании. Многочисленные исследования и испытания различных горелок с принудительной подачей воздуха показали, что расход и давление воздуха связаны между собой однозначно только при постоянном коэффициенте избытка воздуха. В связи с этим до снятия регулировочной характеристики необходимо определить, хотя бы ориентировочно, оптимальный коэффициент избытка воздуха.

Ориентировочное определение оптимального коэффициента избытка воздуха производится путем анализа продуктов горения на выходе из топочной камеры котельного агрегата на содержание в них RO_2 и O_2 (см. § 3-1).

При выбранном оптимальном коэффициенте избытка воздуха снимают зависимость расхода воздуха от давления его перед горелкой в следующем порядке: 1) устанавливают номинальное давление газа перед всеми горелками; 2) устанавливают перед всеми горелками давление воздуха, соответствующее оптимальному коэффициенту избытка воздуха, выполняя для этого режима контрольный анализ продуктов горения на содержание RO_2 и O_2 ; 3) снижают давление газа перед всеми горелками примерно на 10—15% по сравнению с установленным, уменьшая затем подачу воздуха с таким расчетом, чтобы коэффициент избытка воздуха остался неизменным (это контролируется анализом про-

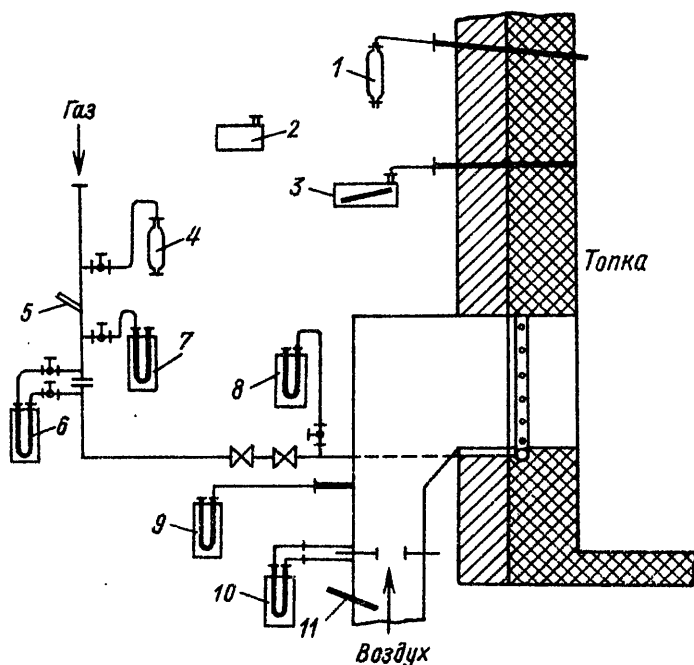


Рис. 13-14. Схема измерений при испытании горелок с принудительной подачей воздуха (перечень средств измерений и их характеристику см. в табл. 13-9)

дуктов горения, в которых содержание RO_2 и O_2 должно оставаться на прежнем уровне); постепенно снижая давление газа и затем давление воздуха перед всеми горелками, снимают зависимость $V_b = f(P_b)$ при 8—10 режимах, в которых удается поддерживать постоянным коэффициент избытка воздуха; 4) результаты испытания сводят в таблицу (табл. 13-10), по данным которой составляют ориентировочную регулировочную характеристику горелки (пример такой характеристики приведен в табл. 13-11); 5) ориентировочную регулировочную характеристику горелки уточняют путем контрольного полного анализа продуктов горения с определением содержания CO , CH_4 и H_2 при окончательном выборе α_{opt} (см. § 13-7).

Испытания горелок с предварительной закруткой воздушного потока производится аналогично описанному, но с дополнительными опытами, в которых выявляется влияние степени закрутки на оптимальный коэффициент избытка воздуха. Степень закрутки

Средства измерений, необходимые для снятия регулировочной характеристики горелки с принудительной подачей воздуха

Позиция на рис. 13-14	Измеряемая величина	Место установки	Число точек замера	Средство измерения и его характеристика
8	Давление газа перед горелкой	Газопровод к горелке (после рабочей задвижки)	1	Манометр U-образный. Заполнение выбирается в соответствии с измеряемым давлением
6	Расход газа на горелку	Газопровод к горелке	1	Нормальная острая диафрагма, соединенная с дифференциальным манометром. Расчет диафрагмы производят по «Правилам 28-64»
7	Давление газа перед диафрагмой	Газопровод к горелке (перед измерительной диафрагмой)	1	Манометр U-образный. Заполнение выбирается в соответствии с измеряемым давлением
5	Температура газа перед горелкой	Газопровод к агрегату или горелке (как можно ближе к диафрагме)	1	Ртутный стеклянный термометр с ценой деления 1 °C
2	Атмосферное давление	Помещение цеха	1	Барометр любого типа, точность определения давления ± 260 Па

Позиция на рис. 13-14	Измеряемая величина	Место установки	Число точек замера	Средство измерения и его характеристика
4	Состав (жигового газа	Газопровод перед горелкой (отбор пробы может производиться через кран или запальник)	1	Аспиратор Коро и хроматограф, на котором производится полный лабораторный анализ газа
9	Давление воздуха перед горелкой	Воздухопровод к горелке (после шибера, регулирующего подачу воздуха к горелке)	1	U-образный манометр или тягонапормер любого типа с ценой деления 5 Па
11	Температура воздуха	Воздухопровод к агрегату или горелке	1	Ртутный стеклянный термометр с ценой деления 1 °C
10	Расход воздуха на горелку	То же	1	Диафрагма или пневмометрическая трубка, соединенная с микроманометром
1	Содержание CO_2 и O_2 в продуктах горения	В газоходе на выходе из топки или в газоходе, как можно ближе расположенном к топочной камере	1—2 в зависимости ширины газохода	Газоанализатор ГХП-3 (или любого другого типа) с ценой деления бюретки 0,2%
3	Разрежение в топке	Верхняя часть топочной камеры	1	Тягонапормер любого типа с ценой деления 5 Па

Таблица 13-10

**Сводная таблица результатов измерения и расчета
при снятии регулировочной характеристики горелки**

Номер режима	Газ					Воздух			Разрежение в топке, Па	Состав, %	
	Перепад давления на диафрагме, кПа	Давление перед диафрагмой, кПа	Температура, °C	Расход при нормальных условиях, м³/ч	Давление перед горелкой, Па	Температура, °C	Давление перед горелкой, Па	Расход при нормальных условиях, м³/ч		RO₂	O₂
1	10,0	50,0	15,0	29,1	3440	26	32	323	10	10,1	3,0
2	15,4	50,1	15,0	36,2	3430	25	60	402	11	9,9	3,4
3	17,6	50,2	15,1	38,8	3950	23	66	431	10	10,0	3,2
4	22,3	50,0	15,2	43,5	4920	24	92	482	11	10,0	3,2
5	24,6	50,0	15,1	45,7	5430	24	102	508	11	10,1	3,0

Примечание. Испытания проводились на природном газе плотностью $\rho_H = 0,73 \text{ кг/м}^3$; барометрическое давление при испытании 98,4 кПа; коэффициент избытка воздуха по составу продуктов горелки $\alpha_{\text{опт}} = 1,165$.

Таблица 13-11

**Регулировочная характеристика горелки
с принудительной подачей воздуха**

Давление газа перед горелкой, Па	Давление воздуха перед горелкой, Па	Состав продуктов горения за котлом, %		Коэффициент избытка воздуха за котлом
		RO₂	O₂	
10 000	1100	10,0	3,2	1,18
6 500	800	10,0	3,2	1,18
4 000	550	9,4	4,2	1,25
2 000	300	9,2	4,6	1,28
700	100	8,8	5,3	1,34

воздушного потока у горелок с тангенциальным подводом воздуха изменяется с помощью языкового шибера, а у некоторых конструкций лопаточных закручивателей — изменением угла установки лопаток.

Мазутные форсунки чаще всего испытываются совместно с котельным агрегатом, так как измерения, характеризующие качество распыления мазута, могут быть выполнены только на специальных стендах. Перед испытанием котельных агрегатов, оборудованных мазутными форсунками, следует найти оптимальное положение форсунки по отношению к амбразуре и убедиться в том, что факел, выдаваемый форсункой, не соприкасается с задней стенкой топочной камеры.

Средства измерений, необходимые для испытания котлов типа ДКВ и ДКВР на жидком и газообразном топливе

Позиция на рис. 13-15	Измеряемая величина	Место установки	Число точек замера	Средство измерения и его характеристика
15	Температура питательной воды до водяного экономай- зера	Питательная линия до эко- номайзера	1	Ртутный стеклянный термометр с ценой деления 1 °С или термометр сопротивления То же
13	То же после водяного эко- номайзера	Питательная линия после экономайзера	1	То же
12	Расход питательной воды (для котлов без пароперегре- вателя)	Питательная линия до эко- номайзера или после него	1	Диафрагма, соединенная с диффе- ренциальным манометром ДТ-50 или расходометром любого типа, класса точности не ниже 1,0
9	Давление пара	Барaban котла	1	Пружинный манометр любого типа, класса точности не ниже 1,0 То же
10	Давление перегретого пара (только для котлов с паро- перегревателем)	Перед диафрагмой для из- мерения расхода пара	1	То же
10	Температура пара	Перед диафрагмой для из- мерения расхода пара	1	Ртутный стеклянный термометр с ценой деления не более 2 °С или термо- пара
11	Расход пара (только для котлов с пароперегревателем)	Паропровод от котла к коллектору	1	Диафрагма, соединенная с дифферен- циальным манометром ДТ-50 или рас- ходометром любого типа, класса точ- ности не ниже 1,0
14	Состав продуктов горения за котлом	Газоход за котлом (перед водяным экономайзером)	1	Газоанализатор типа ГХП-3, аспи- ратор Коро и хроматограф, на котором производится полный анализ пробы
16	То же после водяного эко- номайзера	Газоход после экономайзера	1	Газоанализатор типа ГХП-3
8	Разрежение в верхней части топочной камеры	Точная камера	1	Тягомер типа ТНЖ с верхним преде- лом измерения 250 Па
14	Разрежение за котлом	Газоход за котлом	1	Тягомер типа ТНЖ с верхним пре- делом измерения 630 Па

Позиция на рис. 13-15	Измеряемая величина	Место установки	Число точек замера	Средство измерения и его характеристика
16	Разрежение после водяного экономайзера	Газоход после водяного экономайзера	1	То же с пределом измерения 1000 Па
17	Разрежение перед дымососом	Газоход перед направляющим аппаратом	1	То же с пределом измерения 1600 Па
14	Температура продуктов горения за котлом	Газоход за котлом	1	Термопреобразователь градуировки ХК и переносный потенциометр
16	То же после водяного экономайзера	Газоход после водяного экономайзера	1	То же
1	Температура воздуха после вентилятора	Воздухопровод от вентилятора к горелке или форсунке	1	Ртутный стеклянный термометр с ценой деления 1 °С
1	Давление воздуха после вентилятора	Воздухопровод на выходном тракте	1	U-образный манометр, заполненный водой
2	Давление воздуха перед горелкой или форсункой	После шиберов, регулирующего подачу воздуха к горелке или форсунке	По числу горелок	То же
6	Давление газа	Перед диафрагмой или счетчиком	1	U-образный манометр, заполненный ртутью
4	Давление газа перед горелкой	После рабочей задвижки	По числу горелок	То же
6	Температура газа	Перед диафрагмой или счетчиком	1	Ртутный стеклянный термометр с ценой деления 1 °С
7	Расход газа	Газопровод к котлоагрегату	1	Газовый счетчик типа РС или диафрагма с дифференциальным манометром ДТ-50
5	Температура мазута перед форсунками	Мазутопровод (в непосредственной близости от форсунок)	1	Ртутный стеклянный термометр с ценой деления 1 °С
3	Давление мазута перед форсунками Расход мазута	После всех отключающих и регулирующих вентилях Исходя из местных условий	По числу форсунок 1	Пружинные манометры любого типа, класса точности не ниже 0,6 Специальный расходный бак (устройство описано в § 13-1)

циента избытка воздуха. Второй этап выполняется после опытов по выбору оптимальной тонкости пыли и положения факела в топочной камере.

Определение ориентировочного и окончательного значений оптимального коэффициента избытка воздуха $\alpha_{\text{опт}}$ производится при четырех нагрузках котлоагрегата (номинальной, минимальной и двух промежуточных).

Ориентировочное определение $\alpha_{\text{опт}}$ производится путем анализа продуктов горения с определением содержания RO_2 и O_2 на выходе из топочной камеры или за первой, ближайшей к топке поверхностью нагрева. Перед этим следует уплотнить тракт продуктов горения котлоагрегата, т. е. ликвидировать присосы холодного воздуха.

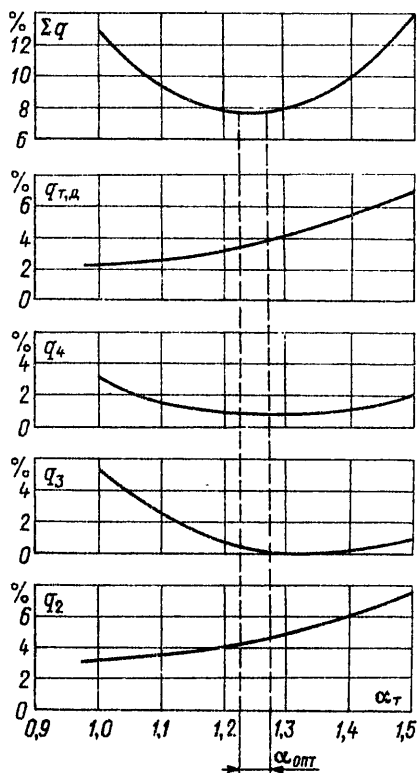
При сжигании топлива в топках с цепными решетками и пневмомеханическими забрасывателями для определения ориентировочного коэффициента избытка воздуха следует сначала выбрать распределение воздуха по зонам и соплам пневмозаброса, а также скорость цепной решетки. Скорость цепной решетки и распределение воздуха по зонам и на пневмозаброс выбирается с таким расчетом, чтобы процесс горения заканчивался перед последней зоной. Для этого в 1-ю и 4-ю зоны (по движению решетки) подается примерно 15%, во 2-ю и 3-ю зоны примерно 75% и на сопла пневмозаброса около 10% воздуха, необходимого для горения. При сжигании топлива на цепных решетках без забрасывателей в 1-ю и 4-ю зоны подается 15—20%, а во 2-ю и 3-ю 80—85% воздуха, необходимого для горения. При этом устанавливается толщина слоя для антрацита 180—220 мм, каменных углей 80—120 мм и бурых углей 200—250 мм.

В пылеугольных топках с молотковыми мельницами опыты ведутся при расчетной тонкости помола пыли. Распределение вторичного воздуха следует осуществить так, чтобы факел располагался на оси горелок и находился на одинаковом расстоянии от стен топочной камеры, а сепарация пыли в холодную воронку отсутствовала. Подача топлива и воздуха на все мельницы должна быть одинаковой.

На каждой нагрузке проводится три-четыре опыта: при минимальном, максимальном и одном-двух промежуточных коэффициентах избытка воздуха. Минимальный коэффициент избытка воздуха при слоевом сжигании топлива рекомендуется принимать не менее 1,2, максимальный не более 1,8. В пылеугольных топках минимальный коэффициент избытка воздуха 1,1—1,15; максимальный 1,45.

Во время опытов измеряются следующие величины: нагрузка котла, давление и температура перегрева пара, состав продуктов горения с определением содержания RO_2 и O_2 на выходе из топки и в уходящих газах, температура уходящих газов, температура воздуха перед воздухоподогревателем, после него и перед мель-

Рис. 13-16. Графический выбор оптимального коэффициента избытка воздуха



ницами, разрежение по тракту продуктов горения, давление воздуха по воздушному тракту, содержание горючих в шлаке и уносе, уловленном в золоуловителе.

При сжигании жидкого и газообразного топлив, как показали многочисленные испытания, оптимальный коэффициент избытка воздуха соответствует его минимальному значению, при котором отсутствует потеря теплоты от химической неполноты горения. Поэтому для ориентировочного определения оптимального коэффициента избытка воздуха $\alpha_{\text{опт}}$ достаточно произвести анализ продуктов горения на выходе из топки или возможно ближе к ней с определением содержания RO_2 и O_2 , построив зависимость, показанную на рис. 3-1. Кроме того, измеряются: нагрузка котла, давление и температура перегрева

пара, состав продуктов горения в уходящих газах, температура воздуха перед горелками, давление газа (мазута) или их расход на горелки, давление вторичного воздуха перед горелками.

На втором этапе после выбора оптимального положения факела (распределения воздуха по зонам при слоевом сжигании) и оптимальной тонкости пыли производится окончательный выбор оптимального коэффициента избытка воздуха. Для этого при каждой из выбранных нагрузок котла проводится 3—4 опыта в узком диапазоне изменения коэффициента избытка воздуха $\alpha_{\text{опт}} = \alpha'_{\text{опт}} \pm (0,03 \div 0,04)$. В этих опытах проводятся все измерения, необходимые для сведения теплового баланса котлоагрегата (см. § 13-5 и 13-6), а также полный анализ продуктов горения с определением содержания CO , CH_4 и H_2 .

За оптимальный коэффициент избытка воздуха принимается такой, при котором сумма потерь теплоты с уходящими газами, от химической и механической неполноты горения и расход электроэнергии на тягу и дутье минимальны. Обычно выявление $\alpha_{\text{опт}}$ производится графически. Для этого расход электроэнергии на

тягу и дутье (в процентах) необходимо пересчитать в условные потери теплоты по формуле

$$q_{т, д} = \frac{29400bN_{т, д}}{BQ_H^p} \cdot 100, \quad (13-16)$$

где b — удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч выработанной энергии, кг/(кВт·ч); $N_{т, д}$ — средний часовой расход электроэнергии на тягу и дутье, кВт; Q_H^p — низшая теплота сгорания рабочей массы сжигаемого топлива, кДж/кг; B — расход топлива, кг/ч.

Пример графического выбора оптимального коэффициента избытка воздуха по результатам испытаний показан на рис. 13-16.

13-8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТОНКОСТИ ПЫЛИ

Основной целью опытов является определение тонкости пыли, при которой сумма потерь теплоты от химической и механической неполноты горения и условного расхода теплоты на размол [см. формулу (3-4)] имеет минимальное значение. Опыты обычно проводятся при двух нагрузках котлоагрегата: номинальной и 0,7—0,8 номинальной. На каждой нагрузке котлоагрегата проводится 4 опыта с последующим построением зависимости $q_3 + q_4 + q_5 = f(R_{90})$.

На рис. 13-17 показана ориентировочная зависимость необходимой тонкости пыли при размоле ее в молотковых мельницах.

Опыты по выявлению оптимальной тонкости пыли рекомендуется проводить при следующих остатках на сите R_{90} :

Топливо	Остаток на сите R_{90}			
Каменные угли	15	20	25	35
Бурые угли	30	40	45	50

Изменение тонкости пыли при размоле ее в молотковых мельницах с гравитационными сепараторами достигается изменением подачи в мельницу воздуха. При инерционных сепараторах тонкость пыли регулируется поворотным шибером, а при центробежных сепараторах — поворотом лопаток.

Перед началом опытов следует установить возможность сжигания наиболее грубой пыли по условиям ее сепарации в холодную воронку и шлакования то-

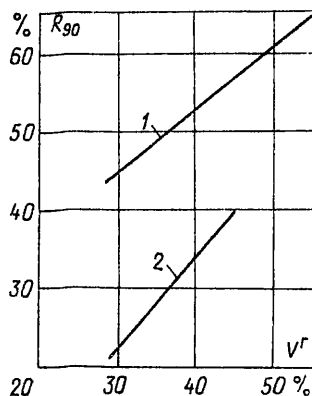


Рис. 13-17. Выбор тонкости пыли в зависимости от выхода летучих в топливе для топок с молотковыми мельницами

1 — бурые угли; 2 — каменные угли

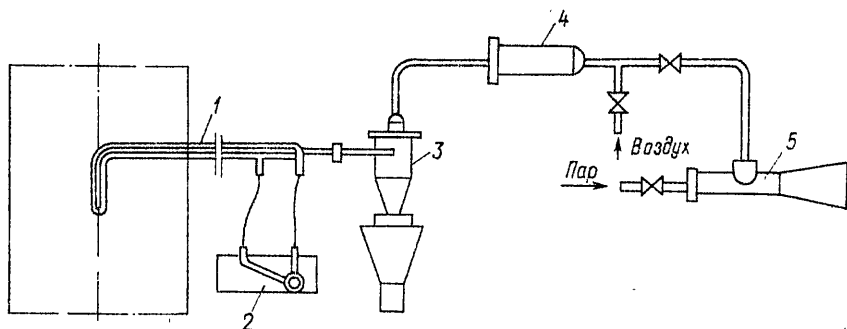


Рис. 13-18. Схема отбора проб пыли с циклоном и тканевым фильтром
1 — трубка ВТИ; 2 — микроманометр; 3 — циклон; 4 — тканевый фильтр; 5 — эжектор

почной камеры. В опытах по выявлению оптимальной тонкости пыли производятся все измерения, необходимые для составления теплового баланса котла (см. § 13-5). Опыты проводятся при ориентировочно выбранном оптимальном коэффициенте избытка воздуха.

В системах пылеприготовления с молотковыми мельницами отбор проб пыли производится из аэропотока (поток пыли с воздухом или другим сушильным агентом). Метод отбора пыли в этом случае основан на отборе небольшой части аэросмеси с последующим отделением из нее пыли. Для отбора аэросмеси используют специальные отборные трубки ВТИ им. Ф. Э. Дзержинского или трубки Альнера с последующим отделением пыли в циклоне. Затем пробы пыли разделяются и для просеивания отбирается средняя проба массой около 25 г.

На рис. 13-18 приведена одна из распространенных схем отбора пыли с трубкой нулевого типа ВТИ им. Ф. Э. Дзержинского, циклоном и тканевым фильтром. Для отбора пробы необходимо равенство скоростей в точке отбора основного потока в канале и отводимого потока во входном сечении трубки. В приведенной схеме это достигается поддержанием равной нулю (по микроманометру) разности статических напоров, измеряемых в канале (в точке отбора) и в отборной трубке. Очень важно также правильно выбрать место отбора пыли. При выборе места отбора рекомендуется соблюдать следующие правила: в сечении отбора основной поток должен находиться в установившемся состоянии, в потоке должны отсутствовать обратные токи, отбор желательно производить на вертикальных участках.

Выбор оптимальной тонкости пыли по результатам опытов обычно производится графически. Пример выбора оптимальной тонкости пыли показан на рис. 3-11.

13-9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ФАКЕЛА

Основной целью опытов по определению оптимального положения факела в топке является выявление режимных условий, при которых обеспечивается работа топки с минимальными потерями теплоты, отсутствием шлакования радиационных поверхностей нагрева, обеспечением надежной циркуляции в котле и расчетной температуры перегрева пара.

О положении факела в топке судят по распределению температуры в характерных сечениях топочной камеры по ее высоте. Для этого на высоте топки необходимо иметь равномерно расположенные лючки. Для паровых и водогрейных котлов в зависимости от их мощности достаточно иметь от 30 до 60 лючков, через которые производится измерение температуры.

Температура измеряется отсосными термопреобразователями или пирометрами излучения. Отсосные термопреобразователи используются только при исследованиях, поскольку такие измерения весьма трудоемки. Пирометры излучения не обеспечивают достаточной точности, но позволяют удовлетворительно оценить распределение температуры по объему топочной камеры. Измерение температуры пирометрами излучения требует мало времени (10—40 с). Поэтому при испытании котельных агрегатов для измерения температуры в объеме топки пользуются пирометрами излучения. Из различных типов пирометров излучения чаще всего пользуются наиболее удобными в работе оптическими пирометрами с исчезающей нитью, имеющими погрешность $\pm(1,5—2,0)\%$. Однако при измерении температуры в топке при сжигании газа оптические пирометры непригодны, так как спектр излучения в этом случае линейный. Для оценки распределения температуры в объеме топки при сжигании газа возможно применение термопреобразователей с оголенным рабочим концом и без отсоса продуктов горения, но с обязательной градуировкой их по контрольному термопреобразователю.

На котлоагрегатах с пылеугольными топками для выявления оптимального положения факела проводится четыре опыта. Объем измерений зависит от конструкции котлоагрегата, схемы пылеприготовления и типа пылеугольных горелок.

Для паровых и водогрейных котлов промышленных и отопительных котельных обычно применяются пылеугольные топки с прямым вдуванием пыли. В этом случае регулирование положения факела в топке осуществляется изменением распределения только вторичного воздуха, так как изменение расхода первичного воздуха весьма ограничено из-за необходимости поддержания заданной тонкости пыли.

При установке прямоточно-вихревых (улиточных) горелок с рассекающим конусом изменение положения факела достигается воздействием на поток аэросмеси перемещением конуса и степенью

крутки вторичного воздуха. При установке эжекционных амбразур положение факела регулируется изменением подачи вторичного воздуха на сопла верхней и нижней пряди.

В пылеугольных топках с сухим шлакоудалением ядро факела должно располагаться на уровне горелок и находиться на одинаковом расстоянии от стен топочной камеры. Желательно, чтобы факел заполнял весь объем топочной камеры, но не опускался ниже середины холодной воронки.

Опыты по выявлению оптимального положения факела проводятся при номинальной или близкой к ней нагрузке с ориентировочно выбранным оптимальным или расчетным коэффициентом избытка воздуха. Тонкость помола пыли также должна быть оптимальной или поддерживаться на уровне расчетной, рекомендуемой для данного топлива (бурые угли и сланцы: $R_{90} = 40 \div 60\%$, $R_{200} = 15 \div 35\%$; каменные угли в зависимости от выхода летучих: $R_{90} = 15 \div 40\%$, $R_{200} = 1,3 \div 13\%$; антрациты и полуантрациты, тощие угли: $R_{90} = 7 \div 15\%$, $R_{200} = 0,3 \div 1,2\%$).

Для котлоагрегатов с молотковыми мельницами измеряются следующие величины: нагрузка котла; расход воды на пароохладитель; давление пара и его температура; состав продуктов горения (возможно ближе к топке); расход первичного воздуха на мельницы и вторичного воздуха на каждую группу установленных сопел; давление (разрежение) перед мельницами и соплами вторичного воздуха; разрежение по тракту продуктов горения. Фиксируются номера работающих мельниц и горелок; производится отбор проб топлива и очаговых остатков; измеряется расход электроэнергии на мельницы и тягодутьевые устройства; измеряется температура продуктов горения по газовому тракту и воздуха по воздушному тракту.

Оптимальным является такое положение факела, при котором топочные потери и шлакование топки минимальны, поддерживается номинальная температура перегрева пара (при умеренном расходе воды на пароохладитель) и обеспечиваются надежные условия работы поверхностей нагрева.

При слоевом сжигании твердого топлива на цепных решетках без забрасывателей выбирается оптимальная толщина слоя топлива, скорость движения решеток, распределение воздуха по зонам. При наличии забрасывателей выбирается скорость цепной решетки и распределение воздуха по зонам. Для выбора оптимальной толщины слоя топлива достаточно четырех опытов. В этих опытах определяется также оптимальное распределение воздуха по зонам и скорость цепной решетки. Опыты проводятся при трех-четырех нагрузках котлоагрегата: номинальной, 75 и 50% номинальной и максимальной.

Для котлоагрегатов с цепными решетками и забрасывателями и без них измеряются следующие величины: нагрузка котлоагрегата; давление и температура перегретого пара; температура и давление питательной воды; состав продуктов горения (воз-

можно ближе к топочной камере); температура продуктов горения по газовому тракту и воздуха по воздушному тракту; толщина слоя топлива на решетке (при отсутствии забрасывателей); давление воздуха по воздушному тракту и в каждой зоне решетки; скорость цепной решетки; нагрузка по амперметру электродвигателей решетки, дымососа и вентилятора. Кроме того, производится отбор проб шлака и уноса, уловленного в золоуловителе.

Если котельный агрегат оборудован устройством для возврата уноса и острым дутьем, программа опытов соответственно расширяется.

Оптимальным режимом из серии опытов для данной нагрузки считается режим, при котором сумма потерь теплоты от химической и механической неполноты горения и потерь с уходящими газами имеет минимальное значение.

При сжигании жидкого и газообразного топлива достаточно трех опытов для нахождения оптимального положения факела. Признаками удовлетворительного расположения факела являются следующие: пламя располагается вблизи устья горелок, ядро факела чистое и располагается в средней части топки, в конце факела нет длинных языков и летящих «мушек», факел не затягивается в камеру догорания или в газосток пароперегревателя. Как правило, оптимальное положение факела достигается при равномерном распределении топлива и воздуха по всем горелкам при номинальной или близкой к ней нагрузке. При установке горелок в несколько ярусов следует проверить влияние на температуру перегрева пара различного распределения топлива и воздуха по отдельным ярусам горелок. Оптимальный режим выбирается по минимуму суммы потерь теплоты от химической неполноты горения и потерь с уходящими газами.

13-10. МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ И СОСТАВЛЕНИЕ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА

В результате испытаний и обработки опытных данных должны быть получены показатели котельного агрегата и его хвостовых поверхностей нагрева, характеризующие экономичность сжигания топлива, интенсивность работы топочной камеры, поверхностей нагрева, гидравлические сопротивления газового и воздушного тракта.

При обработке результатов испытаний необходимо выполнить теплотехнические расчеты, характеризующие топливо и продукты горения, определить коэффициент избытка воздуха и присосы воздуха в газосток котла, составить тепловой баланс котельного агрегата с определением отдельных потерь и КПД, составить частные тепловые балансы пароперегревателя, водяного экономайзера и воздухоподогревателя, а также выполнить вспомогательные расчеты.

Вся поступившая в котельный агрегат теплота расходуется на выработку полезной теплоты (в виде пара или горячей воды) и на покрытие тепловых потерь, возникающих в процессе работы. Тепловым балансом котельного агрегата называют равенство между поступившей в него теплотой и суммой выработанной полезной теплоты и теплоты, израсходованной на покрытие тепловых потерь. Поступившую в котельный агрегат теплоту называют располагаемой теплотой. Располагаемая теплота (в кДж/кг) для твердого и жидкого топлива определяется по формуле

$$Q_p^p = Q_n^p + Q_{в. вн} + Q_T + Q_\phi - Q_k, \quad (13-17)$$

а для газообразного топлива

$$Q_p^p = Q_n^c + Q_{в. вн} + Q_T, \quad (13-18)$$

где Q_n^p — низшая теплота сгорания рабочей массы твердого или жидкого топлива, кДж/кг; Q_n^c — низшая теплота сгорания сухой массы газообразного топлива, кДж/м³; $Q_{в. вн}$ — теплота, внесенная в котельный агрегат воздухом при подогреве его вне агрегата отборным паром, отработанным паром или другим теплоносителем, кДж/кг; Q_T — физическая теплота, внесенная топливом, кДж/кг или кДж/м³; Q_ϕ — теплота, вносимая в агрегат при паровом распыле жидкого топлива, кДж/кг; Q — теплота, затраченная на разложение карбонатов, учитывается только при сжигании сланцев, кДж/кг;

$$Q_{в. вн} = \beta (I_{х. в}^0 - I_v^0); \quad (13-19)$$

$$Q_T = c_T t_T; \quad (13-20)$$

$$Q_\phi = 0,35 (i_\phi - 2530); \quad (13-21)$$

$$Q_k = 40,74k (CO_2)_k^p. \quad (13-22)$$

Здесь β — отношение количества воздуха на входе в котельный агрегат (в воздухоподогреватель) к теоретически необходимому; I_v^0 , $I_{х. в}^p$ — теплосодержание теоретически необходимого количества воздуха на входе в котельный агрегат и холодного воздуха, кДж/кг; c_T — удельная теплоемкость рабочего топлива, кДж/(кг·К) или кДж/(м³·К); t_T — температура топлива, К; k — коэффициент разложения карбонатов, принимаемый при слоевом сжигании равным 0,7; при камерном 1,0; $(CO_2)_k^p$ — содержание углекислоты в карбонатах в рабочей массе, %.

Тепловой баланс составляется для установившегося теплового режима испытуемого котельного агрегата на 1 кг твердого и жидкого топлива или на 1 м³ газообразного топлива при нормальных условиях. Уравнение теплового баланса имеет вид

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \quad (13-23)$$

где Q_1 — полезная теплота, выработанная котельным агрегатом, кДж/кг или кДж/м³; Q_2 — потеря теплоты с уходящими продуктами горения, кДж/кг или кДж/м³; Q_3 — потеря теплоты химической неполноты сгорания, кДж/кг или кДж/м³; Q_4 — потеря теплоты от механической неполноты сгорания, имеет место только при сжигании твердого топлива, кДж/кг; Q_5 — потеря теплоты в окружающую среду (от наружного охлаждения), кДж/кг или кДж/м³; $Q_6 = Q_{6\text{шл}} + Q_{6\text{охл}}$ — потеря теплоты с физическим теплом шлака и потеря на охлаждение не включенных в циркуляционную схему котла панелей и балок ($Q_{6\text{шл}}$ имеет место только при сжигании твердого топлива), кДж/кг или кДж/м³.

Физическую теплоту, внесенную топливом (Q_T), следует учитывать только при сжигании мазута в форсунках любого типа, а теплоту, вносимую при паровом распыле (Q_F), только при установке редко применяемых паровых форсунок. Теплота, внесенная в топку воздухом при подогреве его вне котельного агрегата, может не учитываться, если температура воздуха измеряется на входе в котельный агрегат (в воздухоподогреватель). Это упрощает испытания и составление теплового баланса за счет исключения из Q_P^p величины $Q_{в. вн.}$.

Эксплуатационные и наладочные испытания обычно проводятся с определением КПД котельной установки с точностью до $\pm 2\%$. Следовательно, при этих испытаниях физическая теплота топлива, вносимая с подогретым мазутом, может не учитываться, так как дает относительную погрешность при определении КПД менее 0,8%.

Уравнение теплового баланса котельного агрегата с учетом сказанного о располагаемой теплоте и потерях теплоты при сжигании различных топлив для твердого топлива (в кДж/кг), за исключением сланцев, примет вид

$$Q_P^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \quad (13-24)$$

для жидкого топлива (в кДж/кг)

$$Q_P^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_5 + Q_{6\text{охл}}; \quad (13-25)$$

для газообразного топлива (в кДж/м³)

$$Q_P^c = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_5 + Q_{6\text{охл}}. \quad (13-26)$$

Коэффициентом полезного действия (брутто) котельного агрегата называют отношение выработанной котельным агрегатом теплоты к располагаемой теплоте (в процентах):

$$\eta_{бр} = \frac{Q_1}{Q_P^p} \cdot 100.$$

Потери теплоты в котельном агрегате также относят к располагаемой теплоте (в процентах):

$$q_i = \frac{Q_i}{Q_P^p} \cdot 100.$$

Разделив обе части уравнений (13-24), (13-25), (13-26) на низшую теплоту сгорания рабочей массы топлива, получим уравнение теплового баланса котельного агрегата в следующем виде: для твердого топлива (в процентах)

$$100 = \eta_{бр} + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6; \quad (13-27)$$

для жидкого и газообразного топлива (в процентах)

$$100 = \eta_{бр} + q_2 + q_3 + q_5 + q_6_{охл}. \quad (13-28)$$

Из этих уравнений может быть определен КПД котла (брутто), если известны потери теплоты.

В результате эксплуатационных испытаний при отсутствии продувки, отпуска насыщенного пара мимо пароперегревателя и вторичного перегрева пара КПД котельного агрегата (в процентах) может быть определен и по уравнению

$$\eta_{бр} = \frac{D (i_{пе} - i'_{п.в})}{B Q_H^p} 100, \quad (13-29)$$

где D — нагрузка котла, кг/с; $i_{пе}$ — энтальпия перегретого пара или (при отсутствии пароперегревателя) энтальпия насыщенного пара, кДж/кг; $i'_{п.в}$ — энтальпия питательной воды на входе в индивидуальный водяной экономайзер, кДж/кг; B — расход топлива, кг/с или м³/с.

Определение КПД по прямому балансу (13-29) применяется при анализе работы установки за длительные промежутки времени (декада, месяц). При испытании котельных агрегатов этот метод применяется редко, так как связан с необходимостью определения расхода топлива. За короткое время опыта, особенно при сжигании твердого топлива в механических топках, расход топлива с достаточной точностью определить трудно. При испытании котельных агрегатов КПД определяют по обратному балансу из уравнения (13-27) или (13-28); такое определение значительно точнее, особенно при высоких КПД современных котлоагрегатов.

Методика обработки опытных данных имеет свои особенности в зависимости от вида сжигаемого топлива (твердое, жидкое или газообразное). Техника теплотехнических расчетов, базируясь на основных уравнениях, может развиваться в направлении уточнения их путем введения новых дополнительных факторов или в направлении упрощения расчета для облегчения применения его в инженерной практике. Последнее направление весьма перспективно, если оно не искажает сущности рассчитываемых физических процессов и обеспечивает необходимую точность решения практических вопросов. Советскими учеными создан ряд упрощенных методик теплотехнических расчетов. К ним относятся теплотехнические расчеты по обобщенным константам продуктов горения, разработанные проф. М. Б. Равичем, и теплотехнические расчеты по приведенным характеристикам топлива, наиболее полно разработанные проф. С. Я. Корницким и развитые в по-

следнее время Я. Л. Пеккером. Упрощенные методики теплотехнических расчетов разработаны применительно к методу обратного баланса.

Опыт работы различных наладочных организаций и исследовательских институтов, выполнивших за последние годы большое количество испытаний котельных агрегатов, показал, что при сжигании газообразного и жидкого топлива обработку результатов эксплуатационных испытаний целесообразно производить по упрощенной методике, разработанной проф. М. Б. Равичем.

В основу упрощенной методики положены более стабильные характеристики, чем теплота сгорания топлива, которая испытывает заметные колебания при изменении элементарного состава горючей массы топлива. При расчете по упрощенной методике используются следующие характеристики:

1) максимальная температура $t_{\text{макс}}$, развиваемая при полном сгорании топлива в теоретических условиях, т. е. при коэффициенте избытка воздуха, равном единице, без потерь теплоты (Д. И. Менделеев назвал эту величину жаропроизводительностью топлива); 2) количество теплоты (P), приходящееся на 1 м^3 (при нормальных условиях) сухих продуктов горения, выделяющееся при полном сгорании рабочего топлива в теоретически необходимом количестве воздуха; 3) отношение (B) объемов сухих и влажных продуктов горения в теоретических условиях; 4) изменение (h) объема сухих продуктов горения в реальных условиях по отношению к объему сухих продуктов горения в теоретических условиях.

При обработке результатов испытаний по упрощенной методике не требуется определения теплоты сгорания топлива, что значительно сокращает время испытаний и обработки опытных данных. Так как упрощенная методика базируется на обобщенных константах продуктов горения, определение их состава должно выполняться тщательно.

Составление теплового баланса и расчет отдельных потерь теплоты производится в следующем порядке.

1. По результатам анализа продуктов горения определяется содержание $RO_{2\text{макс}}$;

$$RO_{2\text{ макс}} = \frac{100 (RO_2 + CO + CH_4)}{100 - 4,76 (O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)}; \quad (13-30)$$

при полном горении

$$RO_{2\text{ макс}} = \frac{100RO_2}{100 - 4,76O_2}. \quad (13-31)$$

Если вид топлива известен, то полученное по анализу продуктов горения значение сравнивается с табличными данными (табл. 13-13). Заметное расхождение между значениями $RO_{2\text{макс}}$, подсчитанными по анализу продуктов горения, и табличными данными (более 0,3%) указывает на ошибку анализа или на отклонение состава сжигаемого топлива от усредненных данных.

Некоторые характеристики и коэффициенты газообразного и жидкого топлива, необходимые для составления теплового баланса (по данным М. Б. Равича)

Топливо	Значение Q_p^D для газа, кДж/м³; для жидкого топ- лива, кДж/кг	$t_{\text{макс}},$ °C	Содержание RO_2 макс, %	$P,$ кДж/м³	B
Природный газ	35 700	2010	11,8	4200	0,80
Нефтепромысловый газ	59 640	2050	13,2	4200	0,83
Коксовый газ	17 640	2090	10,4	4578	0,77
Доменный газ	4 116	1470	24,5	2604	0,98
Генераторный газ	1 200	1660	20,0	2940	0,91
Малосернистый ма- зут	39 354	2100	16,5	4053	0,88
Сернистый мазут	39 354	2100	16,0	4074	0,87
Соляровое масло	42 462	2098	15,6	4095	0,87

2. Определяется коэффициент, показывающий увеличение объема продуктов горения вследствие содержания в них избыточного воздуха по отношению к объему сухих продуктов горения в теоретических условиях,

$$h = \frac{RO_{2 \text{ макс}}}{RO_2 + CO + CH_4}, \quad (13-32)$$

где $RO_{2 \text{ макс}}$ — максимальное суммарное содержание в сухих газах CO_2 и SO_2 (SO_2 образуется только при сжигании сернистых топлив); значение $RO_{2 \text{ макс}}$ для природного газа, мазута и других газов приведено в табл. 13-13; RO_2 , CO , CH_4 — суммарное содержание сернистого ангидрида и углекислого газа, содержание оксида углерода и метана в сухих продуктах горения по данным анализа при испытании, %.

3. Подсчитывается потеря теплоты с уходящими газами (в процентах): если $h > 1$,

$$q_2 = \frac{t_{yx} - t_{в.з}}{t_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) KB] \cdot 100; \quad (13-33)$$

если $h < 1$,

$$q_2 = \frac{t_{yx} - t_{в.з}}{t_{\text{макс}}} C' h \cdot 100, \quad (13-34)$$

где t_{yx} — средняя температура уходящих газов по данным измерений при испытании, °C; $t_{в.з}$ — средняя температура воздуха, забираемого вентилятором, а при его отсутствии температура воздуха, поступающего в горелки, по данным измерений при испытании, °C; $t_{\text{макс}}$ — жаропроизводительность топлива, при-

**Поправочные коэффициенты C' и K для газообразного
и жидкого топлива (по данным М. Б. Равича)**

Температура уходящих продуктов горения t_{yx} , °C	Поправочные коэффициенты			
	при жаропроизводительности $t_{\max} > 1800$ °C		при жаропроизводительности $t_{\max} < 1800$ °C	
	C'	K	C'	K
100	0,82	0,78	0,83	0,79
200	0,83	0,78	0,84	0,79
300	0,84	0,79	0,86	0,80
400	0,86	0,80	0,87	0,81
500	0,87	0,81	0,88	0,82
600	0,88	0,82	0,90	0,83
700	0,89	0,83	0,91	0,84
800	0,90	0,83	0,92	0,85
900	0,91	0,84	0,93	0,86
1000	0,92	0,85	0,94	0,87

нимается по данным табл. 13-13; l — коэффициент, характеризующий отношение произведения действительного объема воздуха, поданного в топку, и его удельной теплоемкости к произведению объема продуктов горения и их удельной теплоемкости (принимается для природного газа 0,85, а для жидкого топлива и нефтяных газов 0,9); B — коэффициент, показывающий отношение объема сухих продуктов к объему влажных продуктов горения в теоретических условиях; принимается по табл. 13-13; C' — поправочный коэффициент, показывающий отношение средневзвешенной удельной теплоемкости не разбавленного воздухом продуктов горения в температурном интервале от 0 °C до t_{yx} к их средневзвешенной удельной теплоемкости в температурном интервале от 0 °C до $t_{\max}$; принимается по данным табл. 13-14; K — поправочный коэффициент, показывающий отношение средней удельной теплоемкости воздуха в температурном интервале от 0 °C до t_{yx} к средневзвешенной удельной теплоемкости не разбавленного воздухом продуктов горения в температурном интервале от 0 °C до $t_{\max}$; принимается по данным табл. 13-14.

4. Вычисляется потеря теплоты от химической неполноты горения (в процентах)

$$q_3 = \frac{127,84CO + 118,36H_2 + 359,31CH_4}{P} h \cdot 100, \quad (13-35)$$

где P — низшая теплота сгорания рабочего топлива, отнесенная к 1 м³ (при нормальных условиях) сухих продуктов сгорания, образующихся при сжигании топлива в теоретических условиях, принимается по данным табл. 13-13; CO, H₂, CH₄ — содержание

оксида углерода, водорода и метана в уходящих продуктах горения по данным анализа, %

Для точного сведения теплового баланса и определения потерь теплоты при сжигании твердого топлива необходимо при испытании взвешивать топливо и очаговые остатки, проводить лабораторный анализ отобранных проб с определением не только теплоты сгорания, влажности и зольности, но и элементарного состава: содержания углерода, водорода, азота и серы (содержание кислорода получают вычитанием, считая, что сумма влаги, золы, углерода, водорода, азота, кислорода и серы в аналитической пробе должна быть равна 100%). При испытании в эксплуатационных условиях серийных котельных агрегатов с целью составления режимных карт для эксплуатационного персонала едва ли целесообразно взвешивание топлива и очаговых остатков, а следовательно, и точное сведение теплового баланса.

Взвешивание топлива и очаговых остатков с подробным анализом сжигаемого топлива целесообразно при исследовании новых конструкций котлоагрегатов или при испытании серийных котлоагрегатов на новых видах топлива. При таких испытаниях сведение теплового баланса следует производить нормативным методом теплового расчета, разработанным ЦКТИ имени И. И. Ползунова и ВТИ имени Ф. Э. Дзержинского.

При эксплуатационных испытаниях котельных агрегатов, во время которых не взвешивается топливо и очаговые остатки, а анализ топлива производится с определением только теплоты сгорания, зольности и влажности, сведение теплового баланса может производиться по упрощенной методике, разработанной проф. С. Я. Корницким и развитой в последние годы Я. Л. Пеккером. В этой методике используются приведенные характеристики топлива. Расчеты по приведенным характеристикам топлива основаны на отнесении расчетных величин и характеристик к теплоте сгорания топлива в отличие от общепринятой методики, основанной на отнесении их к 1 кг топлива.

При расчетах по обобщенной методике определяющей характеристикой топлива является приведенная влажность W^p . Под приведенной влажностью понимают отношение массы влаги, содержащейся в топливе, к его низшей рабочей теплоте сгорания. Аналогично пользуются приведенной зольностью, приведенным содержанием серы и т. д. Однако выражение приведенной влажности, зольности, содержания серы в кг/кДж неудобно, так как пришлось бы пользоваться очень малыми числами. Для того чтобы величины W^p , A^p , S^p выражались целыми числами, относят массу влаги, золы и серы не к 1 кДж, а к 1000 кДж низшей теплоты сгорания рабочей массы топлива. Рабочая влажность, зольность и сернистость выражаются в процентах. При этих условиях приведенная влажность, зольность и сернистость измеряются в 10^6 кг/кДж.

Составление теплового баланса с расчетом отдельных потерь теплоты и определением других параметров, характеризующих работу котла при сжигании твердого топлива, производится в следующем порядке.

1. По данным лабораторных анализов топлива подсчитывается приведенная влажность, зольность, сернистость (в 10^6 кг/кДж):

$$W^p = \frac{1000W^p}{Q_H^p}; \quad (13-36)$$

$$A^p = \frac{1000A^p}{Q_H^p}; \quad (13-37)$$

$$S^p = \frac{1000S^p}{Q_H^p}, \quad (13-38)$$

где W^p , A^p , S^p — содержание влаги, золы и серы в рабочем топливе, %; Q_H^p — низшая теплота сгорания рабочей массы топлива, кДж/кг.

2. Определяется теоретическое количество воздуха, необходимое для горения, и теоретическое количество продуктов горения (в m^3/kg)

$$V_0 = a \frac{Q_H^p + 25,2W^p}{4200}; \quad (13-39)$$

$$V_0^r = b \frac{Q_H^p + 25,2W^p}{4200} + 0,0124W^p, \quad (13-40)$$

где a , b — коэффициенты, усредненные по группам топлива, принимаются по данным табл. 13-15.

3. Подсчитывается по данным анализа очаговых остат-

Таблица 13-15

Коэффициенты, входящие в формулы (13-39), (13-40) и (13-49)

Вид топлива	Значения коэффициентов				
	a	b	K_s	C	b_s
Антрациты и полуантрациты Топкие угли Каменные (пламенные) угли	1,10	1,140	3,50 + 0,084 W^p	0,32 + 0,168 W^p	0,11
	1,10	1,148	3,50 + 0,084 W^p	0,32 + 0,168 W^p	0,12
	1,10	1,168	3,50 + 0,084 W^p	0,4 + 0,168 W^p	0,16 при $W^p \leq 0,72$; 0,12 + 0,0588 W^p при $W^p > 0,72$
Бурые угли: $V_r \leq 45\%$ $V_r > 45\%$ Сланцы с $V_r \approx 80\%$ Торф Дрова	1,10	1,178	3,46 + 0,0884 W^p	0,51 + 0,177 W^p	0,016 + 0,0462 W^p
	1,10	1,188	3,45 + 0,0884 W^p	0,65 + 0,181 W^p	0,19 + 0,0504 W^p
	1,10	1,228	3,42 + 0,0884 W^p	0,76 + 0,185 W^p	0,25 + 0,042 W^p
	1,05	1,227	3,33 + 0,084 W^p	0,8 + 0,185 W^p	0,25 + 0,042 W^p

Доля золы топлива, перешедшая в шлак и унос
(по данным «Норм теплового расчета котельных агрегатов»)

Вид топлива	Значение $a_{\text{шл}}$ (числитель) и $a_{\text{ун}}$ (знаменатель) для топок					
	с цепной решеткой прямого хода	с пневмомеханическими забрасывателями и цепной решеткой обратного хода	с пневмомеханическими забрасывателями и цепной решеткой прямого хода	с пневмомеханическими забрасывателями и неподвижной решеткой	камерных с твердым шлакоудалением	с жидким шлакоудалением для котлов произв. мощностью более 75 т/ч
Донецкий антрацит АС и АМ с $A^{\text{п}} = 0,47$	$\frac{0,9}{0,1}$	—	—	—	—	—
Каменные угли типа кузнецких Г и Д с $A^{\text{п}} = 0,33$	—	$\frac{0,80}{0,20}$	$\frac{0,80}{0,20}$	$\frac{0,84}{0,16}$	$\frac{0,05}{0,95}$	$\frac{0,20}{0,80}$
Каменные угли типа донецких Г и Д с $A^{\text{п}} = 0,76$	—	$\frac{0,83}{0,17}$	$\frac{0,83}{0,17}$	$\frac{0,87}{0,13}$	$\frac{0,05}{0,95}$	$\frac{0,20}{0,80}$
Бурые угли типа артемовского угля с $W^{\text{п}} = 0,75$; $A^{\text{п}} = 1,0$	—	$\frac{0,81}{0,19}$	$\frac{0,81}{0,19}$	$\frac{0,85}{0,15}$	$\frac{0,05}{0,95}$	$\frac{0,20}{0,80}$
Бурые угли типа веселовского угля с $W^{\text{п}} = 2,0$; $A^{\text{п}} = 1,55$	—	$\frac{0,85}{0,15}$	$\frac{0,85}{0,15}$	$\frac{0,87}{0,13}$	$\frac{0,05}{0,95}$	$\frac{0,20}{0,80}$
Бурые угли типа ирша-бородинского угля с $W^{\text{п}} = 2,1$; $A^{\text{п}} = 1,1$	—	$\frac{0,73}{0,27}$	—	$\frac{0,78}{0,22}$	$\frac{0,05}{0,95}$	$\frac{0,20}{0,80}$
Бурые угли типа подмосковного угля с $W^{\text{п}} = 3,04$; $A^{\text{п}} = 2,1$	—	$\frac{0,89}{0,11}$	—	$\frac{0,89}{0,11}$	$\frac{0,05}{0,95}$	$\frac{0,20}{0,80}$
Фрезерный торф	—	—	—	—	$\frac{0,05}{0,95}$	—

ков потеря теплоты от механической неполноты горения в шлаке, провале и уносе, а также общая потеря теплоты от механической неполноты горения (в процентах)

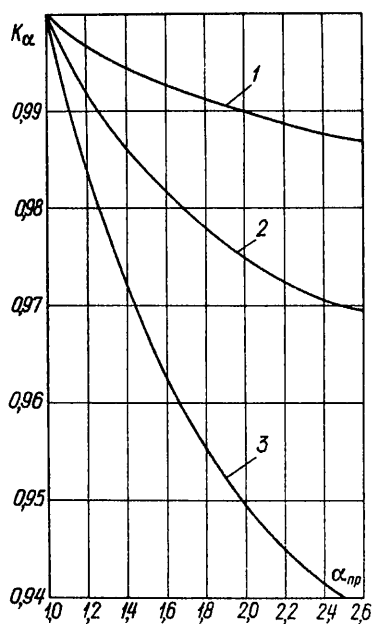
$$q_4^{\text{шл}} = a_{\text{шл}} \frac{\Gamma_{\text{шл}} A^{\text{п}}}{100 - \Gamma_{\text{шл}}} \frac{32\,760}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}; \quad (13-41)$$

$$q_4^{\text{пр}} = a_{\text{пр}} \frac{\Gamma_{\text{пр}} A^{\text{п}}}{100 - \Gamma_{\text{пр}}} \frac{32\,760}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}; \quad (13-42)$$

$$q_4^{\text{ун}} = a_{\text{ун}} \frac{\Gamma_{\text{ун}} A^{\text{п}}}{100 - \Gamma_{\text{ун}}} \frac{32\,760}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}; \quad (13-43)$$

$$q_4 = q_4^{\text{шл}} + q_4^{\text{пр}} + q_4^{\text{ун}}, \quad (13-44)$$

Рис. 13-19. Поправочный коэффициент для определения коэффициента избытка воздуха
1 — твердые топлива; 2 — мазут; 3 — природные и нефтяные газы



где $a_{шл}$, $a_{пр}$, $a_{ун}$ — доля золы топлива, перешедшая в шлак, провал и унос; $a_{шл}$ и $a_{ун}$ принимаются в зависимости от способа сжигания топлива и типа топки из табл. 13-16; $a_{пр}$ для современных топок мало и может не учитываться; $G_{шл}$, $G_{пр}$, $G_{ун}$ — содержание горючих в шлаке, провале, уносе по данным лабораторных анализов проб, отобранных во время испытаний, %.

4. Определяется коэффициент избытка воздуха по данным газового анализа для всех видов топлива по уточненной углекислотной или кислородной формуле:

$$\alpha_{тч} = K_{\alpha} \alpha_{пр} = K_{\alpha} \frac{RO_2 \text{ макс}}{RO_2}; \quad (13-45)$$

$$\alpha_{тч} = K_{\alpha} \alpha_{пр} = K_{\alpha} \frac{21}{21 - O_2}, \quad (13-46)$$

где $\alpha_{пр}$ — приближенное значение коэффициента избытка воздуха, подсчитанное по углекислотной или кислородной формуле:

$$\alpha_{пр} = \frac{RO_2 \text{ макс}}{RO_2}; \quad (13-47)$$

$$\alpha_{пр} = \frac{21}{21 - O_2}; \quad (13-48)$$

RO_2 — максимальное содержание в продуктах горения CO_2 и SO_2 , подсчитывается по формуле (13-30) или (13-31); K_{α} — поправочный коэффициент, определяется из графика на рис. 13-19 по приближенному значению коэффициента избытка воздуха ($\alpha_{пр}$).

5. Подсчитывается потеря теплоты с уходящими газами (в процентах) по формуле, уточненной Я. Л. Паккером:

$$q_2 = (K_1 \alpha_{yx} + C) \left(t_{yx} - \frac{\alpha_{yx}}{\alpha_{yx} + b_1} t_{x.в} \right) A_t \left(1 - \frac{q_d}{100} \right) \cdot 10^{-2}, \quad (13-49)$$

где K_1 , C , b_1 — коэффициенты, зависящие от сорта и приведенной влажности топлива; значения их, усредненные по группам топлив, приведены в табл. 13-15; t_{yx} — соответственно температура уходящих продуктов горения в балансовой точке, °C; α_{yx} — коэффициент избытка воздуха в той же точке; $t_{x.в}$ — температура

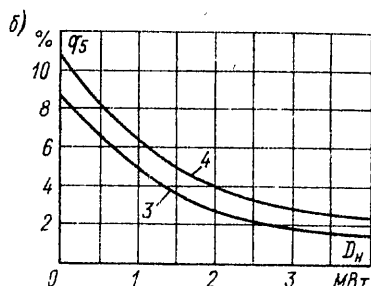
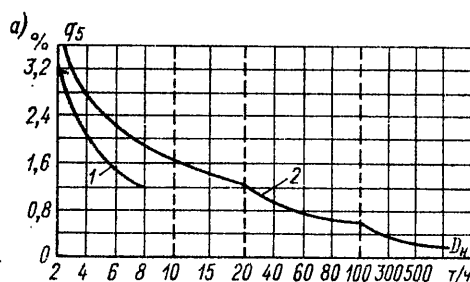


Рис. 13-20. Графики для определения потери теплоты от наружного охлаждения: а — для паровых котлов; б — для водогрейных и малых паровых котлов 1 — собственно котел; 2 — котел с хвостовыми поверхностями; 3 — без экономайзера; 4 — с экономайзером

воздуха, забираемого дутьевым вентилятором, °С; q_4 — суммарная потеря теплоты от механической неполноты сгорания; %; A_t — поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на теплоемкость продуктов горения, определяется по формуле

$$A_t = 1 + 0,013 \frac{t_{yx} - 150}{100}. \quad (13-50)$$

6. Подсчитывается потеря теплоты от химической неполноты сгорания для всех твердых топлив (в процентах):

$$q_3 = 0,11 (126,84CO + 118,36H_2 + 359,31CH_4)(\alpha_{yx} - 0,02) \times \\ \times (1 + 0,0252W^n)(1 - 0,01q_4), \quad (13-51)$$

где CO, H_2 , CH_4 — содержание оксида углерода, водорода и метана в балансовой точке, %.

7. Потеря теплоты от наружного охлаждения при работе котельных агрегатов на всех видах топлива с номинальной нагрузкой определяется по графику (рис. 13-20). При нагрузках, отличающихся от номинальной, потеря теплоты от наружного охлаждения (в процентах) подсчитывается по формуле

$$q_5 = q_{5n} \frac{D_n}{D}, \quad (13-52)$$

где D_n — номинальная нагрузка котла, т/ч; D — действительная нагрузка котла при испытании, т/ч.

8. При сжигании твердых топлив в слоевых топках и в камерах с жидким шлакоудалением потеря теплоты с физической теплотой шлаков (в процентах) определяется по формуле

$$q_{6\text{ шл}} = a_{\text{шл}} q'_{6\text{ шл}}, \quad (13-53)$$

где $q'_{6\text{ шл}}$ определяется из графика на рис. 13-21.

В качестве примера в табл. 13-17, 13-18 приведены результаты испытаний котельных агрегатов при сжигании газообразного и твердого топлива.

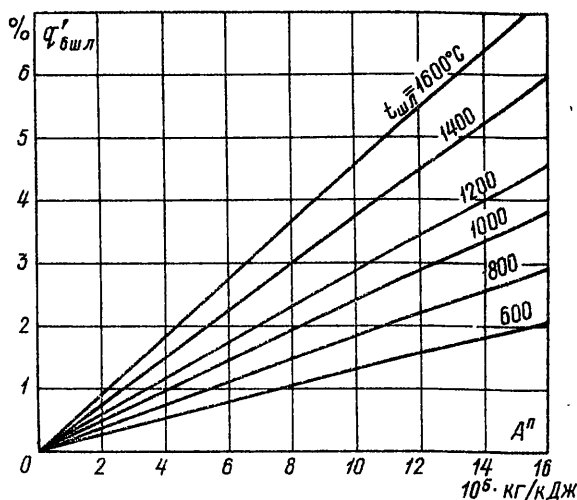


Рис. 13-21. Зависимость потери с физической теплотой шлаков от приведенной зольности топлива и температуры шлака

По результатам испытаний котельного агрегата должен быть составлен технический отчет, в котором следует отразить этапы проделанной работы, дать анализ основных показателей котлоагрегата, а также рекомендовать мероприятия, направленные на улучшение работы и повышение экономичности котельной установки.

В начале отчета должна быть помещена краткая аннотация, в которой сжато излагаются результаты работы и основной вывод о качестве эксплуатации и экономичности котельного агрегата. Затем в отчете приводится краткое описание испытанной установки с указанием проектных параметров и основных конструктивных характеристик котельного агрегата и его вспомогательного оборудования.

Специальный раздел отчета должен быть посвящен методике измерений и расчетов. В этом разделе приводится подробная схема расстановки средств измерения (по типу схем, приведенных на рис. 13-12, 13-13 и 13-15), указывается тип приборов, которые использовались при испытании, оценивается погрешность измерения основных параметров (состава продуктов горения по тракту, температуры продуктов горения, расхода пара и питательной воды и т. п.), приводятся результаты тарировки газоходов, воздухопроводов и других элементов с указанием коэффициентов тарировки и схем разбивки сечений, в которых производились измерения. При описании методики расчетов приводятся основные уравнения, по которым составлялся тепловой баланс котлоагрегата, с указанием параметров, принятых без измерений.

Сводная ведомость результатов испытания котла ДКВР-6,5-14

Позиция на рис. 13-15	Величина	Способ определения	Нагрузка котла, т/ч				
			8,90	8,66	7,37	4,22	2,80
—	Продолжительность опыта, ч	Измерение	4,0	4,3	4,2	4,0	3,9
—	Топливо	—	Ленинградский смешанный газ				
—	Низшая теплота сгорания газа, кДж/м³	Лабораторный анализ	30 200	29 800	30 000	29 800	29 600
7	Расход газа при нормальных усло- виях, м³/ч	Измерение	875	870	733	410	281
6	Температура газа, °С	»	10				
4	Давление газа, Па: перед горелкой № 1 перед горелкой № 2	»	3 100	3 090	2 000	670	250
2	Давление воздуха, Па: перед горелкой № 1 перед горелкой № 2	»	3 100	3 100	2 000	650	250
11 или 12	Паропроизводительность котла, кг/с	»	900	1 000	550	180	10
10	Давление пара, МПа	»	900	1 020	550	200	10
13	Температура питательной воды, °С	»	2,47	2,41	2,05	1,20	0,78
1	Энтальпия пара, кДж/кг	Из табл. Измерение	1,06	1,09	0,93	0,94	0,79
8	Температура воздуха, °С	»	56	56	47	54	47
14	Разрежение, Па:	Из таблиц водяных паров	2 779	2 781	2 775	2 776	2 769
14	Состав продуктов горения за кот- лом, %:	Анализ продуктов го- рения	27	22	21	23	23
	RO₂	»	26	27	25	25	25
	O₂	»	200	221	135	60	45
	H₂	Анализ продуктов го- рения	10,88	10,40	11,10	10,50	8,40
	CO₂	»	2,76	3,41	2,07	3,17	6,76
	CH₄	»	0	0	0	0	0
		»	0	0	0	0	0
		»	86,3	86,19	86,83	86,33	84,84

Позиция на рис. 13-15	Величина	Способ определения	Нагрузка котла, т/ч				
			8,90	8,66	7,37	4,22	2,80
—	Коэффициент избытка воздуха за котлом	По формуле (13-46)	1,13	1,16	1,11	1,16	1,43
14	Температура уходящих газов за котлом, °C	Измерение	320	314	288	227	195
—	Жаропроизводительность газа, °C	По табл. 13-13	2 010	2 010	2 010	2 010	2 010
—	Максимальное содержание RO_2 в продуктах горения, %	По формуле (13-31)	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4
—	Отношение действительного объема продуктов горения к теоретическому	По формуле (13-32)	1,14	1,19	1,12	1,18	1,48
—	Поправочный коэффициент: к теплоемкости продуктов горения C'	По табл. 13-14	0,84	0,84	0,84	0,83	0,83
—	к теплоемкости воздуха K к температуре воздуха	По табл. 13-14	0,79	0,79	0,79	0,78	0,78
—	Отношение (B) объемов сухих и влажных продуктов горения в теоретических условиях	Из текста на стр. 000	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
—	Низшая теплота сгорания газа, отнесенная к 1 м³ сухих продуктов горения (P), образующихся при сжигании в теоретических условиях, кДж/м³	По табл. 13-13	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
—	Потери теплоты, %	По табл. 13-13	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
—	с уходящими газами за котлом от химической неполноты сгорания в окружающую среду	По формуле (13-33)	13,7	14,1	12,3	9,73	9,85
—	КПД (брутто) собственно котла, определенный по обратному балансу, %	По формуле (13-35)	0	0	0	0	0
—	То же, по прямому балансу, %	По графику на рис. 13-20 и по формуле (13-52)	1,0	1,0	1,4	2,3	3,6
—	Невязка испытания, %	По формуле (13-28)	85,30	84,90	86,30	87,97	86,55
—	Невязка испытания, %	По формуле (13-29)	85,60	85,10	86,60	88,00	86,50
—	Невязка испытания, %	$\Delta\eta = \eta_{пр} - \eta_{обр}$	$\pm 0,30$	$\pm 0,20$	$\pm 0,30$	$\pm 0,03$	$-0,05$

Сводная ведомость результатов испытания котла ТП-35

Позиция на рис. 13-13	Величина	Способ определения	Нагрузка котла, т/ч				
			24,2	25,0	30,5	34,0	40,2
—	Продолжительность опыта, ч	Измерение	6,0 2	6,0 2	6,5 2	5,5 2	6,2 2
—	Число мельниц в работе	Лабораторный анализ	25 550	26 200	26 100	26 250	26 200
3	Топливо	То же	8,45	7,33	6,82	8,52	8,82
3	Низшая теплота сгорания рабочей массы, кДж/кг	По формуле (13-36)	15,76	14,82	15,65	13,51	13,11
3	Влажность рабочей массы, %	По формуле (13-37)	1,39	1,22	1,10	1,36	1,41
—	Зольность рабочей массы, %	По формуле	2,59	2,38	2,52	2,16	2,10
8	Приведенная влажность, 10 ⁶ кг/кДж	Ситовой анализ проб	0,12	0,23	0,28	0,20	0,20
—	Приведенная зольность, 10 ⁶ кг/кДж	То же	22,2	22,1	22,6	22,4	20,4
—	Тонина помола пыли: остаток на сите R ₃₀₀ , %	По формуле (13-23)	0,842	0,996	0,983	1,092	1,289
—	Среднечасовой расход топлива, кг/с	По формуле BQ _н ² /V _г	111	135	134	149	175
14	Среднечасовой расход топлива, кг/с	Измерение	6,58	8,24	8,47	9,45	11,20
13	Видимая тепловая нагрузка топочного объема, МВт/м ³	По формуле	3,02	2,91	2,88	2,85	2,85
13	Давление перегретого пара, МПа	По формуле	381	400	371	399	392
—	Температура перегретого пара, °С	По таблицам перегретого пара	3220	3240	3180	3240	3220
22	Энтальпия перегретого пара, кДж/кг	Измерение	129	130	127	129	129
24	Температура воды, поступающей в водяной экономайзер, °С	По формуле	40	42	40	40	38
21	Температура воздуха до воздухоподогревателя, °С	По формуле	150	156	146	162	160

Позиция на рис. 13-13	Величина	Способ определения	Нагрузка котла, т/ч				
			24,2	29,0	30,5	34,0	40,2
17	То же после второй ступени, °C	Измерение	262	257	250	274	279
4	Температура смеси в шахте, °C:						
	правая шахта						
	левая						
24	Давление воздуха до воздухоподогревателя, Па						
17	То же после воздухоподогревателя, Па						
9	Давление воздуха на правые верхние плиты, Па						
9	То же на левые верхние плиты, Па						
7	То же на правые нижние плиты, Па						
7	Давление воздуха на левые нижние плиты, Па						
20	То же на правые задние плиты, Па	»	—80	—70	70	50	600
20	То же на левые задние плиты, Па						
2	Разрежение перед правой мельницей (№ 1), Па						
2	Разрежение перед левой мельницей (№ 2), Па						
15	Содержание RO_2 в продуктах горения за пароперегревателем, %:						
	слева						
	справа						
	Коэффициент избытка воздуха за пароперегревателем						
	По формуле (13-45) и графику на рис. 13-19						
		13,0	13,7	14,1	13,5	14,0	
		1,38	1,32	1,30	1,33	1,32	

Номинация на рис. 13-13	Величина	Способ определения	Нагрузка котла, т/ч				
			24,2	29,0	30,5	34,0	40,2
25	Состав продуктов горения за установкой, %: RO_2 O_2 CO H_2 CH_4	Измерение и лабораторный анализ	11,1 8,2 0,0 0,0 0,0 80,7	11,7 7,4 0,0 0,0 0,0 80,9	12,1 7,1 0,0 0,0 0,0 80,8	11,7 7,6 0,0 0,0 0,0 80,7	11,7 7,6 0,0 0,0 0,0 80,7
—	Коэффициент избытка воздуха за установкой Температура продуктов горения по тракту, °C:	По формуле (13 46) и графику на рис 13-19	1,64	1,56	1,51	1,56	1,56
15	за пароперегревателем (слева/справа)	Измерение	404/396	433/420	420/395	445/441	439/445
16	за второй ступенью водяного экономайзера	»	313	344	328	352	357
18	за второй ступенью воздухоподогревателя	»	244	259	255	273	279
23	за первой ступенью водяного экономайзера	»	190	202	200	208	214
25	за установкой (ухлодящие газы)	»	106	112	108	115	118
11	Разрежение по тракту, Па:						
15	в топке	»	40	30	30	30	30
16	за пароперегревателем	»	60	70	80	90	100
16	за второй ступенью водяного экономайзера	»	110	140	140	170	200
18	за второй ступенью воздухоподогревателя	»	160	180	180	210	290

Позиция на рис. 13-13	Величина	Способ определения	Нагрузка котла, т/ч				
			24,2	29,0	30,5	34,0	40,2
23	Разряжение по тракту, Па: за первой ступенью водяного экономайзера	Измерение	200	260	260	280	370
25	перед золоуловителем	»	330	390	400	500	600
28	перед дымососом	»	560	750	740	940	1190
1	Содержание горючих, %:						
26	в шлаке	По данным лабораторного анализа	25,65	14,30	9,80	7,28	11,90
27	в золе из-под золоуловителя в уносе		31,61	37,93	29,15	28,47	28,63
			26,87	28,45	23,33	25,08	22,59
1	Доля золы топлива:						
26	в шлаке	По данным табл. 13-16 и опытным данным	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
27	в уносе из-под золоуловителя в неуловленном уносе		0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
			0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
—	Потеря теплоты с уходящими газами, %	По формуле (13-49)	3,86	3,94	3,82	4,35	4,66
—	Потеря теплоты от химической неполноты сгорания	По формуле (13-51)	0	0	0	0	0
—	Потеря теплоты от механической неполноты сгорания, %:						
	со шлаком						
	с золой из-под золоуловителя с уносом в трубу	По формуле (13-41) По формуле (13-43) То же	0,35 8,49 1,85	0,15 7,90 1,84	0,11 5,63 1,48	0,07 4,71 1,41	0,11 4,60 1,19
—	Суммарная потеря теплоты от механической неполноты сгорания	По формуле (13-44)	10,69	9,89	7,22	6,19	5,90
—	Потеря теплоты от наружного охлаждения, %	По графику на рис. 13-20 и формуле (13-52)	1,55	1,22	1,08	1,07	1,07
—	КПД (брутто) котельного агрегата, %	По формуле (13-27)	83,90	84,95	87,88	88,39	88,37

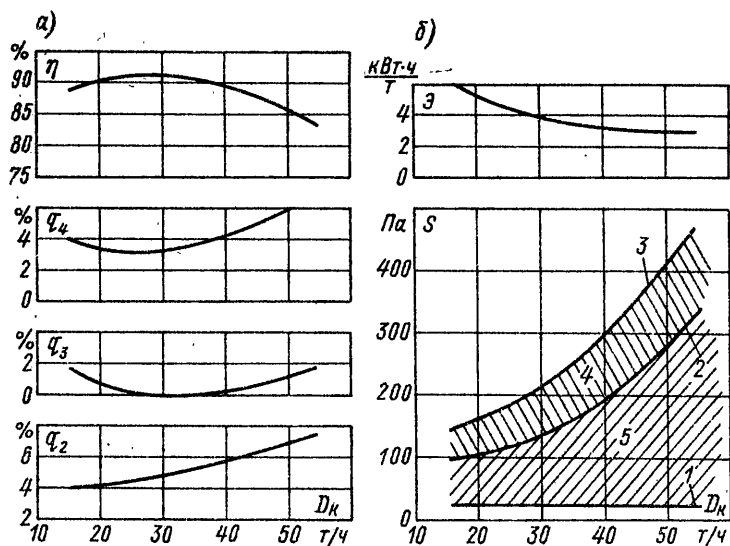


Рис. 13-22. Основные зависимости, получаемые в результате испытания котла: а — зависимость тепловых потерь и КПД от нагрузки котла; б — зависимость сопротивления газового тракта и удельного расхода электроэнергии на тягу и дутье от нагрузки котла

1 — разрежение в топке; 2 — разрежение за котлом; 3 — разрежение после водяного экономайзера; 4 — сопротивление водяного экономайзера; 5 — сопротивление собственно котла

Один из разделов отчета должен быть посвящен описанию проведенных опытов. При описании опытов дается оценка каждого опыта с указанием его продолжительности, колебаний основных параметров, результатов визуальных наблюдений. Давая характеристику опытов, следует указать, как изменялся состав топлива в продолжение всех испытаний, как производился выбор оптимального коэффициента избытка воздуха, как работал эксплуатационный персонал в период испытаний. Основным в отчете является раздел, в котором приводится анализ результатов испытаний. Прежде всего приводится анализ работы топочного устройства, описываются дефекты, выявленные при испытании топочных механизмов, газовых горелок или мазутных форсунок; дается критическая оценка надежности и экономичности работы топки не только по данным проведенных испытаний, но и по результатам глубокого анализа и обработки данных эксплуатации (ремонтные журналы, суточные ведомости работы котлоагрегата, показания записывающих приборов, данные опроса эксплуатационного персонала и другие материалы). Затем анализируется тепловой баланс котла с подробным рассмотрением и оценкой каждой потери теплоты. Анализ производят с учетом графических зависимостей, построенных по данным испытаний. В качестве примера на рис. 13-22 приведены основные зависимости, которые должны быть

Режимная карта котла ДКВР-6,5-13, оборудованного горелками типа НГМГ-4 при сжигании природного газа и мазута (пример).

Параметр	Паропроизводительность котла, т/ч			
	2	4	6	8
Давление пара в барабане котла, кПа	700 ± 50			
Расход мазута, кг/ч	160	325	500	675
Давление газа перед горелкой, Па	100	570	1640	2600
Температура мазута, °С	90			
Давление вторичного воздуха перед горелкой (расходуемого на горение), Па	$\frac{40}{50}$	$\frac{140}{260}$	$\frac{400}{450}$	$\frac{600}{850}$
Давление первичного воздуха (распыляющего), Па	$\frac{250}{2900}$			
Содержание CO_2 в котлом, % (по объему)	$\frac{7,6}{10,7}$	$\frac{8,7}{11,1}$	$\frac{10,7}{11,7}$	$\frac{10,7}{12,3}$
O_2	$\frac{7,5}{7,3}$	$\frac{5,5}{6,9}$	$\frac{2,0}{6,1}$	$\frac{2,0}{5,4}$
Температура продуктов горения в котлом, °С	$\frac{205}{220}$	$\frac{250}{275}$	$\frac{300}{330}$	$\frac{340}{385}$
Разрежение в топке, Па	20			
Разрежение в котлом, Па	$\frac{40}{60}$	$\frac{70}{100}$	$\frac{100}{180}$	$\frac{200}{350}$

Пр и м е ч а н и е. В числителе приведены данные для газа, в знаменателе — для мазута.

получены в результате эксплуатационных испытаний. На основании анализа опытных данных делаются выводы и даются рекомендации для повышения надежности и экономичности работы установки. Приводится режимная карта работы агрегата для различных нагрузок (табл. 13-19).

13-11. ИСПЫТАНИЯ ТЯГОДУТЬЕВЫХ МАШИН И ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА

Качество работы тягодутьевых устройств в значительной мере влияет на показатели работы котельного агрегата, поэтому их наладка и испытание, а также выявление сопротивлений газового и воздушного тракта являются весьма существенными в общем комплексе наладочных работ котельных установок.

Испытания тягодутьевых устройств разделяются на эксплуатационные и полные. Эксплуатационные испытания проводятся для выявления соответствия установленных тягодутьевых машин потребности котлоагрегата в тяге и дутье и для определения удельных расходов электроэнергии на тонну вырабатываемого пара. Полные испытания тягодутьевых машин проводятся для проверки гарантийных и расчетных параметров, выданных заводом-изготовителем. Полные испытания наиболее точно могут быть выполнены на специальном стенде. При установке дымососа (или вентилятора) в тракте полные испытания могут быть проведены только на остановленном котле, но с меньшей точностью, чем на испытательном стенде.

Испытания газового и воздушного тракта проводятся при работе котла и могут быть совмещены с эксплуатационными испытаниями дымососа (или вентилятора). Для построения кривых, характеризующих сопротивление газового и воздушного тракта, испытания обычно проводятся при пяти-шести режимах в возможно более широком диапазоне производительности котельного агрегата.

Для испытаний тягодутьевых машин и газозвоздушного тракта необходимо подготовить следующие средства измерений: пневмометрические трубки, Ч-образные манометры, наклонные тягомеры, микроманометр, барометр, стеклянные термометры, термопары со вторичным прибором и переключателем на несколько точек.

Тягодутьевые машины и газозвоздушный тракт котельного агрегата до начала испытаний должны быть внимательно осмотрены с последующим устранением выявленных дефектов и неисправностей. На остановленном котле осматривают: все шиберы газового и воздушного тракта и их приводы, направляющие аппараты тягодутьевых машин, рабочие лопатки дымососа (или вентилятора), зазоры между рабочим колесом и направляющим воротником всасывающего патрубка дымососа (или вентилятора); проверяют чистоту поверхностей нагрева по тракту продуктов горения. Кроме того, до начала испытаний следует устранить все неплотности газового и воздушного тракта. Шиберы газового и воздушного тракта должны плотно закрываться, а их крайние положения — соответствовать расположению рукояток привода. Лопатки направляющих аппаратов дымососа (или вентилятора) при полном открытии должны устанавливаться параллельно геометрической оси потока.

На рис. 13-23, а показана схема расстановки средств измерений при полных испытаниях дымососа, а на рис. 13-23, б — вентилятора на остановленном котле. Измерение расхода продуктов горения (и воздуха) обычно производится пневмометрическими трубками, которые желательно устанавливать на прямых, наиболее длинных участках тракта. При испытании дымососов расход газов следует измерять не ближе чем в 3 м от входа в рабочее

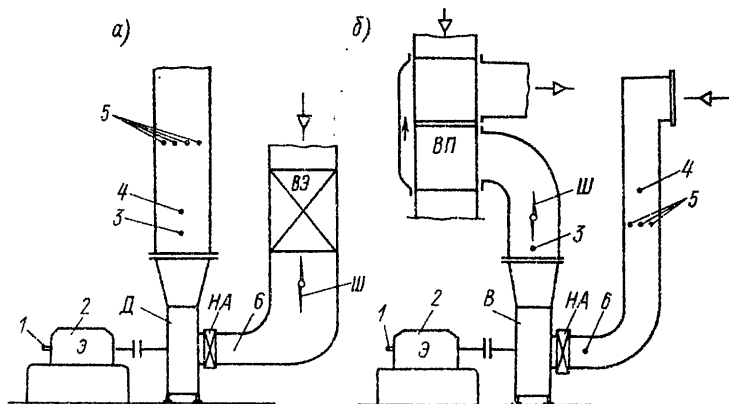


Рис. 13-23. Схема измерений при полных испытаниях тягодутьевых машин:
а — дымососа; б — вентилятора

1 — частота вращения электродвигателя; 2 — мощность, потребляемая электродвигателем; 3 — статический напор после дымососа (или вентилятора); 4 — температура воздуха; 5 — расход воздуха; 6 — статический напор перед направляющим аппаратом дымососа (или вентилятора); 7 — электродвигатель; Д — дымосос; НА — направляющий аппарат; Ш — шибер; ВЭ — водяной экономайзер; ВП — воздухоподогреватель

колесо или в дымовую трубу. Измерение расхода при испытании вентилятора наиболее удобно производить во всасывающем воздухопроводе, забирающем воздух из верхних зон котельного цеха. Измерение расхода воздуха после воздухоподогревателя не рекомендуется из-за наличия в последнем утечек. При работе двух вентиляторов на общий тракт и полном испытании одного из вентиляторов второй должен быть отсоединен заглушкой. Изменение производительности машины осуществляется только шибером при полностью открытом направляющем аппарате. Если шибер отсутствует, то его приходится устанавливать на время испытаний, так как при регулировании производительности машины направляющим аппаратом невозможно снять ее напорную характеристику. Это обусловлено тем, что направляющий аппарат расположен в непосредственной близости от рабочего колеса, поэтому правильно измерить статический напор на входе в дымосос (или вентилятор) невозможно. Если измерять статический напор перед направляющим аппаратом, то при регулировании им производительности машины будет измерен напор на всасывающей стороне дымососа (или вентилятора) совместно с сопротивлением направляющего аппарата.

Испытания машины обычно проводятся для 6—8 режимов в возможно более широком диапазоне ее производительности. При испытании дымососов не всегда удается полностью открыть шибер из-за перегрузки электродвигателя вследствие работы дымососа на холодном воздухе. Для каждого режима, создаваемого фиксированным положением шибера, производятся измерения.

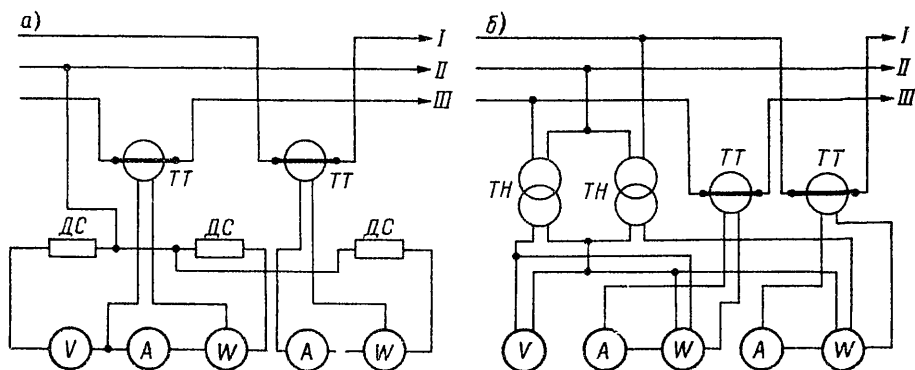


Рис. 13-24. Схема измерения мощности способом двух ваттметров: а — для сети низкого напряжения; б — для сети высокого напряжения
 ТТ — трансформатор тока; ДС — добавочное сопротивление; ТН — трансформатор напряжения; А — амперметр; В — вольтметр; W — ваттметр

Для измерения мощности, потребляемой электродвигателем, применяют схему двух ваттметров, показанную на рис. 13-24. Для каждого режима отсчет показаний прибора производят через каждые две минуты. Мощность электродвигателя можно также измерить проверенным счетчиком по числу оборотов якоря за определенное время.

Обработка результатов испытания машины заключается в определении для каждого режима ее производительности, полного напора и КПД. Рекомендуется следующий порядок обработки опытных данных.

1. Рассчитывается действительная плотность воздуха (в $\text{кг}/\text{м}^3$)

$$\rho = \rho_n \frac{273}{273 + t} \frac{P_a \pm H_{ст}}{101\,080}, \quad (13-54)$$

где t — температура воздуха при испытании, $^{\circ}\text{C}$; P_a — атмосферное давление, Па; $H_{ст}$ — статическое давление в месте измерения расхода (знак плюс при давлении выше атмосферного, минус при давлении ниже атмосферного), Па; ρ_n — плотность воздуха при нормальных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$.

2. Определяется средний динамический напор при измерении пневмометрической трубкой: в круглом сечении по формуле (13-6), в прямоугольном сечении по формуле (13-8). По среднему динамическому напору рассчитывается средняя скорость по формуле (13-9) или (13-10).

3. Рассчитывается расход (в $\text{м}^3/\text{ч}$) воздуха (производительность машины)

$$V = 3600 F w_{ср}, \quad (13-55)$$

где $w_{ср}$ — средняя скорость, рассчитанная в п. 2; F — площадь поперечного сечения газовоздухопровода в месте измерения динамического напора, м^2 .

4. Рассчитываются динамические напоры (в Па) на входе в машину и на выходе из машины в сечениях измерения статических напоров:

$$H'_d = \frac{V\rho^2}{2(3600F')^2}; \quad (13-56)$$

$$H''_d = \frac{V^2\rho}{2(3600F'')^2}, \quad (13-57)$$

где V — расход воздуха, м³/ч; F' , F'' — площади сечения соответственно в месте измерения статического напора при входе в машину и при выходе из нее, м².

5. Определяется полный напор (в Па) на входе в машину и на выходе из нее:

$$H'_n = H'_d + H_{ст}; \quad (13-58)$$

$$H''_n = H''_d + H_{ст}, \quad (13-59)$$

где $H'_{ст}$, $H''_{ст}$ — статические напоры, измеренные при входе в машину и на выходе из нее ($H'_{ст}$ и $H''_{ст}$ при давлении выше атмосферного имеют знак плюс, при разрежении — минус), Па.

6. Определяется полный напор, создаваемый машиной,

$$H_n = H''_n - H'_n. \quad (13-60)$$

7. Полный напор (в Па), создаваемый машиной, и мощность (в кВт), потребляемая электродвигателем, приводятся к условиям, указанным в каталоге (температура продуктов горения для дымососов и воздуха для вентиляторов):

$$H_n^{np} = H_n \frac{273 + t}{273 + t_{кат}}; \quad (13-61)$$

$$N^{np} = N \frac{273 + t}{273 + t_{кат}}, \quad (13-62)$$

где t — температура воздуха при испытании, °C; $t_{кат}$ — температура воздуха или продуктов горения, принятая в заводском каталоге машины, °C; N — мощность, потребляемая электродвигателем машины, кВт.

Мощность (в кВт), потребляемая из сети электродвигателем, при измерении методом двух ваттметров (рис. 13-24) определяется по формуле

$$N = K_I K_U c (m_1 + m_2) \cdot 10^{-3}, \quad (13-63)$$

где K_U — коэффициент трансформации трансформатора напряжения; K_I — коэффициент трансформации трансформатора тока; c — цена деления на шкале ваттметра, Вт; m_1 , m_2 — показания ваттметров.

При измерении мощности (в кВт), потребляемой от сети, посредством счетчика расчет производится по формуле

$$N = An K_I K_U / z, \quad (13-64)$$

Результаты испытания дымососа на неработающем котле

Позиция на рис. 13-23, а	Величина	Способ определения	Режим				
			1	2	3	4	5
5	Средний динамический напор, Па	Измерение и по формуле (13-8)	26,9	31,8	38,6	44,8	49,6
4	Температура воздуха, °C	Измерение	80	85	89	88	90
—	Плотность воздуха, мг/м³	По формуле (13-54)	1,000	0,986	0,975	0,976	0,972
—	Производительность дымососа, м³	По формуле (13-55)	21 200	23 200	25 760	27 700	29 200
1	Частота вращения, об/мин	Измерение	730	730	730	730	730
6	Статический напор перед дымососом, Па	»	-1 100	-1 100	-1 020	-1 000	-1 000
—	Скорость в сечении измерения статического напора перед дымососом, м/с	По формуле (13-55)	10,6	11,6	12,9	13,8	14,6
—	Динамический напор перед дымососом, Па	По формуле (13-56)	57	68	87	96	106
3	Полный напор перед дымососом, Па	По формуле (13-58)	-1 043	-1 032	-933	-904	-54,4
—	Статический напор после дымососа, Па	Измерение	-180	-210	-180	-180	-210
—	Скорость в сечении измерения статического напора после дымососа, м/с	По формуле (13-55)	25,5	27,9	31,0	33,3	35,1
—	Динамический напор после дымососа, Па	По формуле (13-57)	332	397	477	547	614
—	Полный напор после дымососа, Па	По формуле (13-59)	152	187	297	367	404
—	Полный напор, создаваемый дымососом, Па	По формуле (13-60)	1 195	1 219	1 230	1 271	1 298
2	То же, приведенный к $t = 200^\circ\text{C}$, Па	По формуле (13-61)	893	922	941	970	992
—	Мощность, потребляемая двигателем дымососа, кВт	Измерение	15,2	15,5	15,7	17,1	18,9
—	То же, приведенная к $t = 200^\circ\text{C}$, кВт	По формуле (13-62)	11,3	11,7	12,0	13,1	14,5
—	КПД установки, %	По формуле (13-65)	45,6	49,8	55,0	55,9	54,4
—	КПД дымососа, %	По формуле (13-66)	49,6	54,1	59,1	59,9	57,8

где A — постоянная счетчика; n — число оборотов счетчика в течение времени τ , выраженного в секундах; z — продолжительность опыта, ч.

8. Определяется КПД установки и КПД дымососа (или вентилятора):

$$\eta_y = VH_{\pi}^{np} / N_{\pi}^{np}; \quad (13-65)$$

$$\eta = \eta_y / \eta_{\text{э}}, \quad (13-66)$$

где $\eta_{\text{э}}$ — КПД электродвигателя, принимается по каталогу в зависимости от его загрузки (для большинства двигателей, устанавливаемых для привода дымососов или вентиляторов, колеблется от 0,79 до 0,94, причем меньшее число принимается при работе с нагрузкой, равной 26% номинальной).

В табл. 13-20 в качестве примера приведены результаты испытаний дымососа на остановленном котле в соответствии со схемой измерений, показанной на рис. 13-23, а.

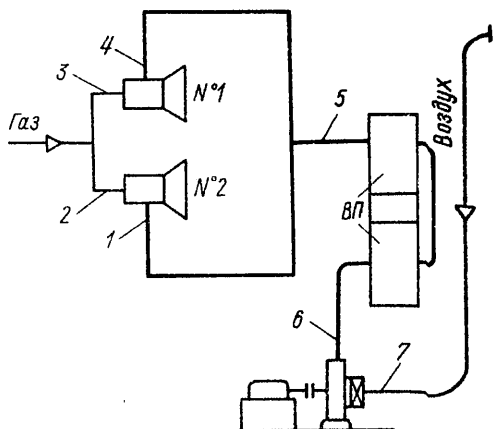
При испытании газового тракта необходимо измерять: статический напор в топке, за котлом, после водяного экономайзера и воздухоподогревателя, перед дымососом и за ним, содержание RO_2 и $\text{RO}_2 + \text{O}_2$ в тех же точках, за исключением топочной камеры. Расход продуктов горения измеряется в одном сечении (желательно перед дымососом или после него).

При испытании воздушного тракта измеряются: расход воздуха, подаваемого вентилятором, и расход воздуха в отдельных ответвлениях тракта; температура и статический напор на входе в вентилятор и после него, перед воздухоподогревателем и за ним, после шиберов, регулирующих поступление воздуха в топочную камеру. На рис. 13-25 показана схема расстановки средств измерений при испытании воздушного тракта, а в табл. 13-21 приведен пример результатов испытания.

Сопротивление каждого элемента тракта определяется как разность полных напоров на входе и на выходе этого элемента. С достаточной для практики точностью сопротивление отдельных элементов газового и воздушного трактов может быть определено по разности статических на-

Рис. 13-25. Схема измерений при испытании воздушного тракта котла

1, 4 — расход воздуха и статическое давление перед горелками № 1 и № 2; 2, 3 — давление газа перед горелками № 2 и № 1; 5 — температура и расход воздуха после воздухоподогревателя; 6 — статическое давление воздуха после вентилятора; 7 — статическое давление воздуха перед направляющим аппаратом вентилятора



Результаты испытания воздушного тракта котла ТП-35 при сжигании газа

Позиция на рис. 13-25	Величина	Способ определения	Паропроницаемость котла, кг/ч				
			12.30	10.90	0.85	0.74	0.51
3	Давление газа перед горелкой № 1, Па	Измерение	770	520	320	220	120
2	То же перед горелкой № 2, Па	»	780	520	320	220	120
5	Температура воздуха после воздухо- подогревателя, °С	»	285	254	233	220	213
5	Действительный расход воздуха после воздухоподогревателя, м³/ч	»	69 200	57 000	37 800	34 100	30 900
—	То же при нормальных условиях (0 °С, 101 кПа)	»	33 850	29 520	20 650	18 800	17 300
4	Действительный расход воздуха, м³/ч: на горелку № 1	$V_H = V \frac{p}{101} \frac{273}{T}$	34 500	28 400	18 700	17 000	15 400
1	на горелку № 2		34 700	28 600	19 100	17 100	15 500
7	Напор воздуха по тракту, Па: перед направляющим аппаратом вен- тилятора статический динамический полный		—140	—90	—50	—40	—30
	после вентилятора статический динамический полный		70	40	20	10	10
6			—70	—50	—30	—30	—20
		Измерение	2910	2110	990	810	670
		По формуле (13-57)	140	90	40	30	20
		По формуле (13-59)	3050	2200	1030	840	690

Позиция на рис. 13-25	Величина	Способ определения	Паропроницаемость котла, кг/с				
			12,30	10,90	0,85	0,74	0,51
5	Статический напор, Па: после воздухоподогревателя перед горелкой № 1	Измерение	220	1650	700	600	500
4	перед горелкой № 2	»	1700	1270	530	440	360
1	перед горелкой № 2	»	1730	1280	540	450	360
—	Динамический напор, Па: после воздухоподогревателя перед горелкой № 1	$H_d = \frac{V^2 p}{2 (3600 F)^2}$	60	40	30	20	10
—	перед горелкой № 2		170	130	60	50	40
—	Полный напор, Па: после воздухоподогревателя перед горелкой № 1	$H_{\Pi} = H_d + H_{ст}$	170	130	60	50	40
—	перед горелкой № 2		2260	1690	730	620	510
—	Сопротивление отдельных элементов тракта, Па: всасывающего тракта вентилятора		1870	1400	590	490	400
—	воздухоподогревателя	$H_{\Pi}^{вх} - H_{\Pi}^{вых}$	1900	1410	600	500	400
—	воздухопровода от воздухоподогревателя до горелки № 1	$(H_{\Pi}^{вх} \text{ и } H_{\Pi}^{вых} - \text{полный напор на входе и выходе})$	70	50	30	30	20
—	Сопротивление отдельных элементов тракта до горелки № 2		790	510	300	220	180
—	горелки № 1		390	290	140	130	110
—	горелки № 2		360	280	130	120	110
—	Сопротивление всего воздушного тракта	$H_{\Pi}'' - H_{\Pi}'$	1870	1400	590	490	400
—			1900	1410	600	500	400
—			3120	2250	1060	870	710

поров в начале исследуемого участка и на выходе из него. Это допускается в тех случаях, когда площади сечения газозовдухопроводов в местах измерения статических напоров примерно равны или отличаются друг от друга не более чем на 30% при скорости движения потока в меньшем сечении до 10 м/с.

Контрольные вопросы

1. Каково устройство мерных баков, применяемых для измерения расходов?
2. В чем заключается методика обобщенной градуировки сужающих устройств?
3. В чем заключается методика определения скоростей пневмометрической трубкой?
4. Какие погрешности наблюдаются при измерении температуры продуктов горения?
5. Каковы правила отбора и разделки проб твердого топлива и очаговых остатков при испытании?
6. Какие параметры необходимо определять при испытании газовых горелок?
7. Какие основные правила испытания инжекционных горелок полного предварительного смещения?
8. Как определяется расходная характеристика газовой горелки?
9. Как снимается регулировочная характеристика горелки с принудительной подачей воздуха?
10. Какие предварительные опыты необходимо провести при испытании котельных агрегатов и для чего?
11. По каким признакам можно выявить ошибки газового анализа?
12. Как производится первичная обработка результатов наблюдений?
13. Как производится составление теплового баланса и расчет отдельных потерь по упрощенным методикам при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива?
14. В чем заключаются и как проводятся эксплуатационные испытания тягодутьевых машин?
15. В чем заключаются полные испытания дымососов и вентиляторов?

Глава четырнадцатая

РЕЖИМНАЯ НАЛАДКА ТЕПЛОИСПОЛЬЗУЮЩИХ УСТАНОВОК

14-1. СХЕМЫ УСТАНОВКИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ ИСПЫТАНИИ

Основной целью наладки теплоиспользующих установок является выбор оптимальных режимов работы, при которых обеспечивается высокое качество продукции, максимальная производительность установки и минимальный расход теплоты и других видов энергии.

Режимно-наладочные испытания теплоиспользующих установок состоят из серии балансовых и упрощенных опытов. В результате режимной наладки удается выявить соответствие экс-

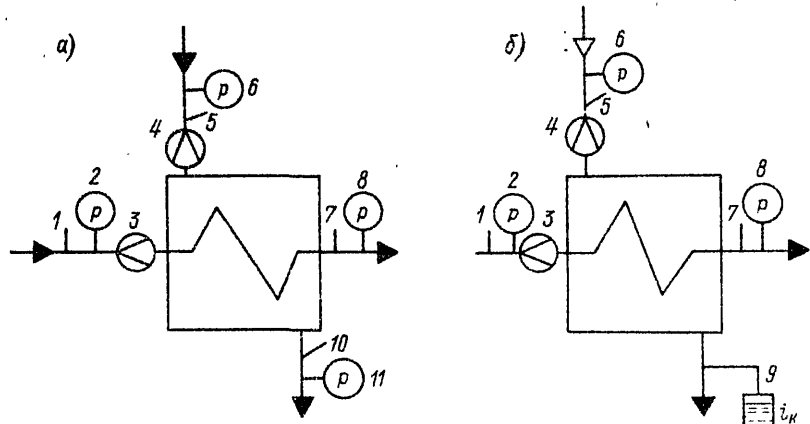


Рис. 14-1. Схема измерений при балансовых испытаниях рекуперативного теплообменного аппарата: а — без изменения агрегатного состояния теплоносителя; б — при изменении агрегатного состояния теплоносителя (перечень средств измерений и их характеристику см. в табл. 14-1)

пультационных показателей установки проектным, проанализировать экономические показатели и разработать рациональные энерготехнологические режимы. Перед наладкой должна быть составлена программа испытаний и разработана схема установки средств измерений.

При балансовых испытаниях теплоиспользующих установок составляют тепловой и материальный балансы, а при упрощенных ограничиваются определением удельного расхода теплоты на единицу выпускаемой продукции.

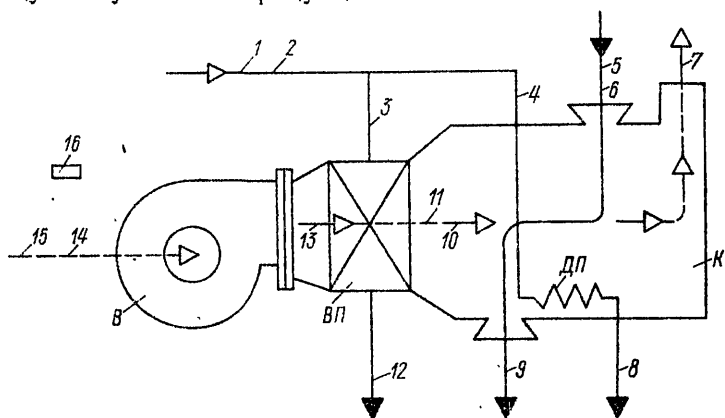


Рис. 14-2. Схема расстановки средств измерений при испытании конвективной сушилки (перечень средств измерений и их характеристику см. в табл. 14-2)
В — вентилятор; ВП — выносной подогреватель воздуха; ДП — внутрикамерный (дополнительный) подогреватель; К — камера сушилки

Средства измерения, необходимые при балансовых испытаниях рекуперативного аппарата поверхностного типа

Позиция на рис. 14-1	Измеряемая величина	Место установки	Число точек замера	Средство измерения и его характеристика
4	Расход пара или греющей жидкости	Трубопровод пара или греющей жидкости к аппаратам	1	Для перегретого пара и жидкости диафрагма, соединенная с дифференциальным манометром
9	Расход и энтальпия конденсата	Конденсатопровод	1	Мерная calorиметрическая емкость
3	Расход нагреваемой жидкости	Трубопровод нагреваемой жидкости к аппарату	1	Диафрагма, соединенная с дифференциальным манометром
6	Давление пара или греющей жидкости	Трубопровод к аппарату (перед диафрагмой)	1	Манометр пружинный класса точности 1,0
2	Давление нагреваемой жидкости перед аппаратом	Трубопровод нагреваемой жидкости к аппарату	1	То же
8	То же после аппарата	То же после аппарата	1	»
11	Давление греющей жидкости после аппарата	Трубопровод греющей жидкости после аппарата	1	»
5	Температура пара или греющей жидкости	Трубопровод пара или греющей жидкости к аппарату	1	Ртутный термометр с ценой деления 0,1 °C
1	Температура нагреваемой жидкости на входе в аппарат	Трубопровод нагреваемой жидкости к аппарату	1	То же
7	То же после аппарата	То же после аппарата	1	»
10	Температура греющей жидкости после аппарата	Трубопровод греющей жидкости после аппарата	1	»

Средства измерения, необходимые при балансовых испытаниях конвективной сушилки
с однократным использованием сушильного агента

Позиция на рис. 14-2	Измеряемая величина	Место установки	Число точек замера	Средство измерения и его характеристика
5	Количество материала, поступающего в сушилку	Вход в сушилку	1	Весы любого типа
6	Влажность материала, поступающего в сушилку	Отбор пробы перед сушилкой	1	Лабораторный анализ
9	То же, выходящего из сушилки	То же после сушилки	1	То же
16	Атмосферное давление	Помещение цеха	1	Барометр любого типа
14	Температура воздуха по мокрому и сухому термометру перед вентилятором	Место забора воздуха	1	Психрометр
7	То же на выходе воздуха из сушилки	Воздухопровод после сушилки	1	»
10	Температура воздуха после выносного подогревателя	Воздухопровод после выносного подогревателя	1	Ртутный термометр с ценой деления 1 °С
13	Давление воздуха перед выносным подогревателем	Воздухопровод после вентилятора	1	Ш-образный манометр, залитый водой

Позиция на рис. 14-2	Измеряемая величина	Место установки	Число точек замера	Средство измерения и его характеристика
11	То же после выносного подогревателя	То же после выносного подогревателя	1	То же
15	Расход воздуха	Прямой участок всасывающего или нагнетательного воздухопровода	1	Анемометр чашечный или пневмометрическая трубка, соединенная с микроманометром
1	Давление пара перед подогревателем	Паропровод к подогревателям	1	Манометр образцовый
2	Температура пара перед подогревателями	То же	1	Ртутный термометр с ценой деления 1 °C
3, 4	Расход пара	Паропровод на подогреватели или конденсаторов подогревателей	1—2	При перегретом паре диафрагма с дифференциальным манометром ДТ-50; при насыщенном паре мерный бак, измеряющий расход конденсата
12	Энтальпия конденсата после выносного подогревателя	Конденсаторовод	1	Калориметрическая мерная емкость
8	То же после внутрикамерного подогревателя	Конденсаторовод	1	Калориметрическая мерная емкость

При испытании теплоиспользующих установок производятся измерения количества и оценка качества материала (продукта) в начальной и конечной стадиях процесса, измерения количества и параметров теплоносителя, температуры поверхности элементов оборудования и других параметров, характеризующих технологический процесс в промежуточных стадиях.

На рис. 14-1 показана схема измерений при балансовых испытаниях рекуперативного теплообменного аппарата поверхностного типа непрерывного действия при протекании процессов без изменения и с изменением агрегатного состояния одного из теплоносителей, а в табл. 14-1 дана краткая характеристика применяемых средств измерений.

На рис. 14-2 показана схема измерений при испытании конвективной сушилки с однократным использованием сушильного агента, а в табл. 14-2 приведены характеристики применяемых при этом средств измерений.

14-2. МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЙ И ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Испытания теплоиспользующих установок производятся при номинальной производительности. Перед испытанием необходимо произвести тщательный осмотр установки и ликвидировать все выявленные дефекты. Особенно следует обращать внимание на исправность конденсатоотводчиков (пропуск пара, скопление конденсата, гидравлические удары и т. д.).

Аппараты непрерывного действия испытываются при установленном тепловом режиме. Продолжительность испытания теплоиспользующих установок обычно составляет одну рабочую смену, но не менее одного технологического цикла. Отсчет показаний измерительных приборов производят через каждые 10 мин, за исключением показаний дифференциальных манометров, измеряющих расход пара или жидкости. Показания дифференциальных манометров снимаются через каждые 2 мин. В течение опыта следует производить хронометраж всех операций: пуска, остановки, поступления в аппарат материала и выхода готовой продукции. При использовании насыщенного пара расход его следует определять по количеству конденсата, измеряемого мерной емкостью.

На рис. 14-3 показана мерная калориметрическая емкость, которая позволяет определить расход конденсата и его энтальпию. Мерная калориметрическая емкость устанавливается после конденсатоотводчика. В нее наливается определенное количество холодной воды (G_1) с температурой t_1 . Затем в течение определенного времени τ , отсчитываемого по секундомеру, подается конденсат. Количество воды увеличивается до G_2 , температура смеси — до t_2 . По этим данным определяются расход конденсата (в кг/с) и его энтальпия (в кДж/кг):

$$G_K = \frac{G_2 - G_1}{\tau}; \quad (14-1)$$

$$i_K = \frac{4,2 (G_2 t_2 - G_1 t_1) + K_{пр} (t_2 - t_1)}{G_2 - G_1}, \quad (14-2)$$

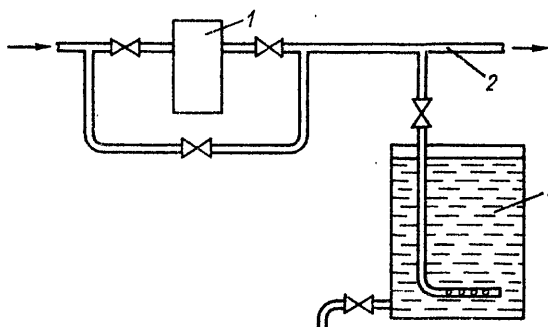


Рис. 14-3. Мерная калориметрическая емкость
1 — конденсатоотводчик; 2 — тройник; 3 — калориметрическая емкость

где $K_{пр}$ — тепловой эквивалент калориметрической емкости (в кДж/К), учитывающий затраты теплоты, необходимой для нагревания прибора на 1 К;

$$K_{пр} = g_1 c_1 + g_2 c_2,$$

g_1 и g_2 — масса сосуда и змеевика, кг; c_1 , c_2 — удельные теплоемкости материала сосуда и змеевика, кДж/(кг·К).

Из сравнения полученного значения энтальпии конденсата с табличным значением энтальпии жидкости при температуре насыщения можно судить о качестве работы конденсатоотводчика. Если $i_k = i_n$, то в конденсате пролетный пар отсутствует; если $i_k > i_n$, то вместе с конденсатом через конденсатоотводчик прорывается пролетный пар. При $i_k < i_n$ конденсатоотводчик заливается конденсатом, т. е. недостаточен по производительности или неисправен.

В результате испытания теплоиспользующих установок после усреднения измеренных величин составляют материальный и тепловой баланс аппарата, а также определяют средний коэффициент теплопередачи.

Для рекуперативных теплообменных аппаратов при теплообмене без изменения агрегатного состояния уравнение теплового баланса примет вид

$$Q = M_1 c_1 (T'_1 - T''_1) \eta_n = M_2 c_2 (T''_2 - T'_2), \quad (14-3)$$

где M_1 , M_2 — массовый расход греющей и нагреваемой жидкости, кг/с; T'_1 , T''_1 — температура греющей жидкости на входе в аппарат и на выходе из аппарата К; c_1 , c_2 — удельные теплоемкости греющей и нагреваемой жидкости, кДж/(кг·К); T'_2 , T''_2 — температура нагреваемой жидкости на входе в аппарат и на выходе из него, К; η_n — коэффициент, учитывающий потери теплоты в окружающую среду; Q — в кВт.

Для рекуперативных аппаратов при теплообмене с конденсацией одного из теплоносителей

$$Q = D(i - i_k) \eta_n = M_2 c_2 (T''_2 - T'_2), \quad (14-4)$$

где i , i_k — энтальпия греющего пара и его конденсата, кДж/кг; D — расход пара, кг/с. Из уравнения теплового баланса по результатам испытания можно определить η_n и по нему судить о качестве изоляции. Из уравнения теплопередачи $Q = kF \Delta t$ можно определить действительный коэффициент теплопередачи и сравнить его с расчетным.

Обработка результатов испытаний конвективной сушилки с однократным использованием сушильного агента производится в такой последовательности.

1. По показаниям психрометра, установленного на входе вентилятора, определяются по t_0^C и t_0^M (показания сухого и мокрого термометров) параметры влажного воздуха.

2. По показаниям психрометра, установленного на выходе из сушилки, по t_2^C и t_2^M определяются параметры влажного воздуха, влагосодержание d_2 , энтальпия I_2 , парциальное давление p_n и энтальпия пара i_n в воздухе.

3. Количество испаренной влаги (в кг/ч)

$$W = M_1 \frac{w_1 - w_2}{100 + w_1}, \quad (14-5)$$

где M_1 — масса влажного материала при входе в сушилку, кг/ч; w_1, w_2 — начальная и конечная влажность материала, %.

4. Масса сухого материала (в кг/ч)

$$M_2 = M_1 - W. \quad (14-6)$$

5. КПД выносного подогревателя воздуха

$$\eta_{ВП} = \frac{V_v (I'_{ВП} - I''_{ВП})}{D_1 (i - i'_к)}, \quad (14-7)$$

где V_v — расход воздуха, кг/ч; D_1 — расход пара, кг/ч; i — энтальпия пара, кДж/кг; $I'_{ВП}, I''_{ВП}$ — энтальпия воздуха на входе в подогреватель и после него (в кДж на 1 кг сухого воздуха); $i'_к$ — расчетная энтальпия конденсата при давлении греющего пара, кДж/кг.

6. Теплота (в кВт), отданная в выносном и внутрикамерном подогревателях воздуха,

$$Q_{ВП} = D_1 (i - i'_к) \eta_{ВП}; \quad (14-8)$$

$$Q_{ДП} = D_2 (i - i''_к), \quad (14-9)$$

где D_1, D_2 — расходы пара на выносной и внутрикамерный подогреватели, кг/с; $i, i'_к, i''_к$ — энтальпия пара на выносном и внутрикамерном подогревателе, кДж/кг; $\eta_{ВП}$ — КПД выносного подогревателя.

7. Расход теплоты (в кДж на 1 кг испаренной влаги) в выносном и внутрикамерном подогревателе

$$q_{ВП} = Q_{ВП}/W; \quad (14-10)$$

$$q_{ДП} = Q_{ДП}/W. \quad (14-11)$$

8. Определяются и сравниваются расходы сухого воздуха (в килограммах на 1 кг влаги) по балансу теплоты и балансу влаги:

$$l = \frac{q_{ВП}}{c_{вл.в} (T_1 - T_0)}; \quad (14-12)$$

$$l = \frac{1000}{d_2 - d_0}, \quad (14-13)$$

где $c_{вл.в}$ — удельная теплоемкость влажного воздуха, кДж/(кг·К); T_0, T_1 — температура воздуха перед калорифером и после него, К; d_0, d_2 — влагосодержание воздуха перед калорифером и воздуха, выходящего из сушилки (в граммах на 1 кг сухого воздуха).

9. Расход теплоты на испарение влаги (в кДж/кг)

$$q_1 = i''_п - 4,2\theta_1, \quad (14-14)$$

где $i''_п$ — энтальпия водяного пара в воздухе, уходящем из сушилки, кДж/кг;

θ_1 — температура влаги, поступающей с материалом в сушилку, °С.

10. КПД сушилки (в процентах)

$$\eta = \frac{q_1}{q_{ВП} + q_{ДП}} 100. \quad (14-15)$$

11. Удельная теплоемкость влажного материала [в кДж/(кг·К)]

$$c_m = \frac{(c_{сух} \cdot 100 + w_2)}{100 + w_2}, \quad (14-16)$$

где $c_{сух}$ — удельная теплоемкость сухого материала, кДж/(кг·К).

Сводная таблица результатов испытаний конвективной сушилки

Позиция на рис. 14-2	Величина	Способ определения	Численное значение
5	Среднечасовое количество материала, поступающего в сушилку, кг/ч	Измерение	265
	Температура материала перед сушилкой, °C	»	22,0
	То же после сушилки, °C	»	65,5
6	Влажность материала на входе в сушилку, %	Лабораторный анализ	95
9	То же на выходе из сушилки, %	То же	5
	Удельная теплоемкость сухого материала, кДж/(кг·K)	По таблицам	1,55
15	Расход воздуха, кг/ч	Измерение	3420
16	Атмосферное давление, кПа	»	99,09
14	Температура воздуха по сухому термометру перед вентилятором, °C	»	25,0
7	То же после сушилки, °C	»	65,5
14	Температура воздуха по мокрому термометру перед вентилятором, °C	»	22,0
7	То же после сушилки, °C	»	43,5
10	Температура после выносного подогревателя, °C	»	110
13	Давление после вентилятора, Па	»	500
11	То же после выносного подогревателя, Па	»	300
1	Давление пара перед выносным подогревателем, МПа	»	0,245
2	Температура пара, °C	»	144,5
	Энтальпия, кДж/кг	По таблицам	2764
3	Расход пара, кг/ч	Измерение	142
1	Давление пара перед внутрикамерным подогревателем, МПа	»	0,245
2	Температура пара, °C	»	144,5
	Энтальпия пара, кДж/кг	По таблицам	2764
4	Расход пара, кг/ч	Измерение	128
12	Энтальпия конденсата после выносного подогревателя, кДж/кг	»	546
8	То же после внутрикамерного подогревателя, кДж/кг	»	794
	Сопротивление калорифера по воздушной стороне, Па	Разность давлений воздуха после вентилятора и после калорифера	200
—	Сопротивление сушилки, Па	Разность давлений воздуха после калорифера и после сушилки	300

Позиция на рис. 14-2	Величина	Способ определения	Числен- ное значение
—	Расход теплоты на испарение влаги:		
	в кВт	$q_1 \frac{W}{3600}$	84,7
	в кДж/кг	По формуле (14-14)	2540
	в %	$q_{ДП} + q_{ВП}$	54,9
—	Потеря теплоты с уходящим воздухом		
	в кВт	$q_2 \frac{W}{3600}$	39,9
	в кДж/кг	По формуле (14-17)	1200
	в %	$\frac{q_2}{q_{ДП} + q_{ВП}} 100$	25,9
—	Потеря теплоты с уходящим материалом:		
	в кВт	$q_m \frac{W}{3600}$	2,9
	в кДж/кг	По формуле (14-18)	88
	в %	$\frac{q_m}{q_{ДП} + q_{ВП}} 100$	1,9
—	Потери теплоты в окружаю- щую среду в сумме с невязкой испытания:		
	в кВт	$q_{тр} \frac{W}{3600}$	26,6
	в кДж/кг	По формуле (14-20)	798
	в %	$\frac{q_{тр}}{q_{ДП} + q_{ВП}} 100$	17,3

12. Потеря теплоты с уходящим воздухом (в кДж на 1 кг испаренной влаги)

$$q_2 = i_{c_{вл. в}} (T_2^c - T_0^c), \quad (14-17)$$

где $c_{вл. в}$ — удельная теплоемкость влажного воздуха, кДж/(кг·К); T_0^c , T_2^c — температура воздуха перед вентилятором и на выходе из сушилки по сухому термометру, К.

13. Потеря теплоты с уходящим материалом (в кДж на 1 кг испаренной влаги)

$$q_m = \frac{M_2}{W} c_m (\theta_2 - \theta_1), \quad (14-18)$$

где θ_1 , θ_2 — температура материала на входе в сушилку и на выходе из нее, К.

14. Потеря теплоты с транспортными приспособлениями (в кДж на 1 кг испаренной влаги)

$$q_{\text{тр}} = \frac{M_{\text{тр}}}{W} c_{\text{тр}} (\theta'_{\text{тр}} - \theta''_{\text{тр}}), \quad (14-19)$$

где $M_{\text{тр}}$ — масса транспортных приспособлений, кг; $c_{\text{тр}}$ — удельная теплоемкость материала транспортных приспособлений, кДж/(кг·К); $\theta'_{\text{тр}}$, $\theta''_{\text{тр}}$ — температура транспортных приспособлений при входе и выходе из сушилки, К.

15. Потеря теплоты в окружающую среду и невязка опыта (в кДж на 1 кг испаренной влаги)

$$q_b = q_{\text{ВЛ}} + q_{\text{ДП}} - q_1 - q_2 - q_m - q_{\text{тр}}. \quad (14-20)$$

В качестве примера в табл. 14-3 приведена сводная таблица испытаний конвективной сушилки с однократным использованием сушильного агента.

Для теплоиспользующих установок других типов (выпарные аппараты, варочные котлы, ректификационные установки и т. д.) в результате испытаний также составляются материальный и тепловой балансы, которые позволяют судить об эффективности работы аппарата. При испытании следует контролировать работу не только теплообменного аппарата, но и конденсатоотводчиков, конденсаторов, насосов и другого вспомогательного оборудования.

Контрольные вопросы

1. При каких условиях производятся испытания теплоиспользующих установок?
2. Как устроена мерная калориметрическая емкость?
3. Как определить качество работы конденсатоотводчика?
4. Какие уравнения используются для обработки результатов испытания рекуперативных теплообменных аппаратов?
5. Как определяются параметры влажного воздуха?
6. Какими параметрами характеризуется экономичность работы сушильной установки?
7. Как составить уравнение теплового баланса для однокорпусной установки?

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бакластов А. М. Проектирование, монтаж и эксплуатация теплоиспользующих установок. М.: Энергия, 1970.
2. Котлы паровые низкого и среднего давления. Руководящий технический материал. РТМ 24.030.24-72. М.: Министерство тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения, 1972.
3. Ляндю И. М. Эксплуатация мазутного хозяйства котельной промышленного предприятия. М.: Энергия, 1968.
4. Нечаев Е. В., Лубнин А. Ф. Механические топки. Л.: Энергия, 1968.
5. Пеккер Я. Л. Теплотехнические расчеты по приведенным характеристикам топлива. М. Энергия, 1966.
6. Правила безопасности в газовом хозяйстве. М.: Недра, 1980.
7. Правила технической эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей и правила техники безопасности при эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей. Днепропетровск: Проминь, 1973.
8. Рекомендации по применению и эксплуатации водогрейных котлов теплопроизводительностью 4 и 6,5 Гкал/ч. Руководящие указания, вып. 35. Л.: ЦКТИ, 1973.
9. Сборник правил и руководящих материалов по котлонадзору. Изд. 4-е. М.: Недра, 1977.
10. Столпнер Е. Б., Эстеркин Р. И. Наладка и эксплуатация систем газоснабжения и котельных установок. Изд. 2-е. Л.: Недра, 1964.
11. Эксплуатация паровых котлов и паротрубопроводов. Киев: Техника, 1969.
12. Эксплуатация топок скоростного горения системы ЦКТИ при работе на древесных отходах. Руководящие указания, вып. 23. Л.: ЦКТИ, 1969.
13. Эстеркин Р. И. Перевод промышленных котлов на газообразное топливо. Л.: Энергия, 1967.
14. Эстеркин Р. И. Промышленные парогенерирующие установки. Л.: Энергия, 1980.
15. Эстеркин Р. И., Иссерлин А. С., Певзнер М. И. Теплотехнические измерения при сжигании газового и жидкого топлива. Изд. 2-е. Л.: Недра, 1981.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- | | |
|---|---------------------------------|
| Аварийная остановка котла 94 | Блочная инжекционная горелка 65 |
| — — насоса 140 | Буекер котлоагрегата 16 |
| — — теплоподготовительной установки 143 | Вентиляция мельницы 46 |
| — — тягодутьевых машин 136 | — топки 84 |
| Авария, ликвидация 198 | Взрыв пыли 45 |
| Амбразуры мазутных топок 63 | Влажность материала 147 |
| — оплавление 74 | — пара 111 |
| — топок с молотковыми мельницами 48 | — приведенная 267 |
| Арматура трубопроводов 154, 155 | Водяной экономайзер 104 |
| Баланс тепловой 118 | Возврат уноса, конструкция 35 |
| Балансовые испытания котла 236 | Воздух первичный 48 |
| — — теплоиспользующих установок 288 | —, распределение 43 |
| Балансовый опыт 209 | Воздухонаправляющий аппарат 55 |
| | Воздухоподогреватели 105 |
| | Воздушный режим топки 86 |
| | — тракт 137 |

- Вязкость условная 54
- Газ, воспламенение 74
- природный 65
- утечки 72
- Газовый тракт 137
- Гидравлические удары 83
- Горелки блочные инжекционные 65
- —, испытания 245
- вертикальные щелевые 69
- горизонтальные щелевые 67
- , очередность зажигания 66
- пылегазовые 72
- Горение вибрационное 69
- , режим 90
- Градуировка диафрагм 216
- Давление нормальное 206
- пробное 205
- Деаэраторы 111
- Деление проб 285
- Диффузор 134
- Дренаж паропроводов 154
- Дробильное устройство 177
- Естественная циркуляция 88
- Журнал вахтенный 10
- дефектов 10
- наблюдений 213
- щелочения 203
- Забрасыватель пневмомеханический 32
- Загорение саж и уноса 107
- Закрутка воздушного потока 64
- Запальник, расположение 74
- Затворы шлаковые и золотые 116
- Золотый баланс 269
- Золоуловитель 117, 118
- Зольность мазута 64
- Измерения расхода 215
- температур 223
- Износ бил 42
- Износ золотой поверхностей нагрева 89
- лопаток 135
- рабочего колеса 135
- Изоляция золоуловителей 118
- мазутопроводов 19
- тепловых сетей 157
- Изоляция теплоиспользующих установок 141
- трубопроводов 154
- Испытание газозоудного тракта 235
- гидравлических сосудов 142
- теплоиспользующих установок 205
- горелок с принудительной подачей воздуха 245
- на плотность 206
- котельных агрегатов 198
- — тепловых сетей 157
- , расстановка средств измерения 213
- режимно-наладочные 211
- тягодутьевых машин 280
- Кавитация 140
- Камера пропарочная 150
- теплопровода 156
- Канал скреперный 117
- Категория трубопроводов 152
- Квартирование 233
- Класс испытаний 261
- точности приборов 236
- Комплексное опробование котлов 197
- — теплоиспользующих установок 205
- Компоновка вертикальных щелевых горелок 69
- горизонтальных щелевых горелок 67
- форсунок 63
- Конденсатоотводчик 147
- Конденсатор 148
- Коррозия внутренних поверхностей нагрева 85
- водогрейных котлов 93
- газопроводов 22
- Коррозия конденсатопроводов 157
- межкристаллитная 110
- тепловых сетей 156, 157
- Коэффициент избытка воздуха 26
- местного сопротивления 138
- полезного действия 120
- размолоспособности 42
- расхода 245
- трансформации трансформатора 283
- Линия, подающая теплосети 207
- сгонная экономайзера 104
- Мазут, коксование 57
- Манометр дифференциальный 236
- пружинный 238
- Мельницы молотковые 285
- —, износ бил 43
- —, опробование 198
- —, производительность 42
- Мерные баки 215
- Метод фильтрации 235
- Механизация шлакозолоудаления 116
- Мощность горелки 245
- Нагрузка котла номинальная 270
- топочного объема 46
- Накипь 110
- Направляющий аппарат 134
- Напряжение парового объема 111
- Насосы мазутные 18
- питательные 139
- Неполадки цепных решеток 32

Непрерывная продувка 108

Обдувка поверхностей нагрева 113
Обкатка оборудования 198
Обслуживание водяных экономайзеров 105
— воздухоподогревателей 105
— мазутных форсунок 57
— тепловых сетей 156
— топок ТЛЗ 33
— топок шахтных 40
Обход тепловых сетей 156
Ограждения 136
Опрессовка газопроводов 24
Опробование вспомогательных механизмов 136
Оптимальное распределение нагрузки 123
Освидетельствование сосудов 141
Осмотр котла перед испытанием 212
— оборудования при пуске 176
Остановка котла 190
— теплоподготовительной установки 143
— топок 183
Отбор проб газа 234
— — жидкого топлива 234
— — очаговых остатков 235
— — твердого топлива 231
Отвод продуктов горения 84
Относительный прирост расхода топлива 124
Отрыв пламени 187
Охлаждение подшипников 136
Ошибки систематические 225
— случайные 225
Параллельная работа машин 135
Пароперегреватели 100
—, надежность 100
—, промывка 101
Пикнометр 216
Пирометр отсасывающий 224
Питатель приемного бункера 17
— топлива 41
Плотность вентиля 110
— газопроводов 22
Плотность паровая 203
— теплоиспользующих установок 205
Пневматические зонды 221
Пневмомеханический забрасыватель 32, 33
Повреждения вертикально-цилиндрических котлов 86
— коллекторов горелок 72
Подогрев мазута 54
Подогреватели выпарной установки 147
— мазута 19
Подшипники, нагрев 137

— охлаждение 137
— промывка 136
Показатели экономичности котла 121
Помещения топливоподдачи 16
Предохранительные взрывные клапаны 80
Приборы водоподогревательной установки 142
— выпарной установки 147
— котла 82
— ректификационной установки 149
Приведенные характеристики топлива 267
Присадки 13
Присос воздуха 87
Проба топлива лабораторная 233
Проверка компенсаторов 207
— приборов 82
— плотности газопроводов 24
Продувка газопроводов 23
— котла непрерывная 108
— — периодическая 108
— — при щелочении 203
Противоаварийные тренировки 7
Пульсация пламени 64
Пуск котла 84
— системы газоснабжения 22
— тепловых сетей 158

Располагаемое тепло 260
Распределение нагрузки 126
Распопка топки на газе 72
— — с молотковыми мельницами 41
Распопка топки системы А. А. Давыдова 51
Расходомер дроссельный 286
Регулирование подачи воздуха — производительности тягодутьемашин 134
Режим работы ректификационной установки 149
— сушики 147
Режимная карта 197
Ремонт аварийный 24
— капитальный 24
— планово-предупредительный
Репер 151
Рециркуляция воздуха 106
— горячей воды 104
Решетка цепная обратного

Сальник 155
Сепаратор гравитационный
— инерционный 44
— магнитный 14
— продувки 108
— центробежный 44
Сепарационные устройства
Склад топлива базисный 17
— расходный 11

Склад топлива резервный 11
 Сопротивление теплосети 207
 — тракта 279
 Ступенчатое испарение 112
 Сушилка конвективная 147
 Сушка обмуровки 200
 — поверхности нагрева 94
 Тарировка сечения 220
 Температура воспламенения ма-
 вута 20
 — точки росы 94
 Тепловой баланс котла 260
 Теплоиспользующие установки 141
 Теплосодержание 260
 Теплота сгорания 260
 Теплохимические испытания 108
 Техническая документация 9
 Течки пересыпные 16
 Тонкость пыли 44
 Тонкость пыли оптимальная 47
 Топка механическая 30
 — системы В. В. Померанцева 39
 — — А. А. Шершнева 51
 — слоевая 32
 — с молотковыми мельницами 50
 — шахтная 38, 39
 Топливо резервное 11
 Точность испытаний 261
 — подсчетов 230
 Транспортёр шлака 117
 Тренировки противоаварийные 7
 Тягодутьевые машины 133
 — —, проверка под нагрузкой 136
 — —, регулирование 134
 Удельный расход тепла 289
 Уплотнение узлов обмуровки 200
 Упрощенная методика С. Я. Корниц-
 кого 266
 — — М. Б. Равича 265
 Утечки воздуха 200
 — газа 21
 Факел, длина 67
 —, расположение 48
 —, удар 90
 Фильтры грубой очистки 18
 — тонкой очистки 18

Фланцевые соединения, обтяжка 203
 Флегма 149
 Форсировка топки 93
 Форсушки 53
 Фосфатный режим 110
 Характеристика напорная 133
 — регулировочная 245
 — сети 133
 Хозяйство мазутное 12
 — топливное 11
 Хранение жидкого топлива 13
 — проб топлива 233
 Циклон выносной 97
 Циркуляция естественная 88
 — —, нарушения 90
 Циркуляция паровоздушной смеси 150
 Шаблон отбора проб 232
 Шахтно-мельничные топки 51
 — —, выбор тонкости помола 47
 — —, испытания 236
 Шиберы 84
 Шлакозодоудаление 116
 Шлам 110
 Шурфовый осмотр газопроводов 22
 — — тепловых сетей 157
 Щелочение котла 203
 Эксплуатация арматуры 90
 — водогрейных котлов 91
 — водяных экономайзеров 103
 — газовых горелок 65
 — газорегуляторных установок 23
 — золоуловителей 117
 — пароводогрейных котлов 91
 — паровых котлов 86
 — пароперегревателей 101
 — пропарочных камер 150
 — ректификационных установок 149
 — систем мазутоснабжения 18
 — скребковых транспортеров 16
 — скреперных установок 117
 Эксплуатация теплоподготовительных
 установок 142
 — топочных устройств 26
 Этапы наладочных работ 197

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава первая. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	4
1-1. Организационная структура энергетического хозяйства предприятия	—
1-2. Подготовка эксплуатационного персонала	6
1-3. Техническая документация, контроль и отчетность	9
Глава вторая. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТОПЛИВНОГО ХОЗЯЙСТВА ПРОМЫШЛЕННЫХ И ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ	11
2-1. Хранение твердого и жидкого топлива	—
2-2. Топливоподача при сжигании твердого топлива	14
2-3. Топливоподача при сжигании жидкого топлива	17
2-4. Газоснабжение промышленных и отопительных котельных	20
Глава третья. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТОПОЧНЫХ УСТРОЙСТВ	26
3-1. Контроль над процессом горения	—
3-2. Топки для слоевого сжигания твердого топлива	30
3-3. Пылеугольные топки	40
3-4. Топки для сжигания жидкого топлива	53
3-5. Топки для сжигания газа	65
Глава четвертая. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ ПРАВИЛАМИ ГОСГОРТЕХНАДЗОРА К ПАРОВЫМ И ВОДОГРЕЙНЫМ КОТЛАМ	76
4-1. Конструкция, материалы, изготовление и монтаж котлов	—
4-2. Приборы безопасности и арматура	78
4-3. Регистрация и освидетельствование	84
Глава пятая. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПАРОВЫХ И ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ	86
5-1. Паровые котлы	—
5-2. Водогрейные и пароводогрейные котлы	91
5-3. Пароперегреватели	100
5-4. Хвостовые поверхности нагрева	103
5-5. Водный режим и сепарация пара	108
5-6. Очистка поверхностей нагрева от золы. Шлакозолоудаление и золоулавливание	113
5-7. Экономичная эксплуатация котельных установок	118
Глава шестая. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	128
6-1. Защита воздушной среды от вредных выбросов	—
6-2. Сточные воды котельных и их очистка	131
Глава седьмая. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ МАШИН	133
7-1. Тягодутьевые машины	—
7-2. Газовоздушный тракт котельной установки	137
7-3. Центробежные насосы	139

Глава восьмая. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЕПЛОИСПОЛЬЗУЮЩИХ УСТАНОВОК	140
8-1. Общие положения	—
8-2. Теплоподготовительные установки промышленных и отопительных котельных	142
8-3. Сушильные установки	145
8-4. Выпарные установки	147
8-5. Ректификационные установки	149
8-6. Установки для термовлажностной обработки железобетонных изделий	150
Глава девятая. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	151
9-1. Внутрицеховые трубопроводы котельного цеха	—
9-2. Тепловые сети предприятия	156
Глава десятая. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТОВ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	160
10-1. Виды ремонтов и их планирование	—
10-2. Организация ремонтов	162
Глава одиннадцатая. ПРАКТИЧЕСКИЕ УПРАЖНЕНИЯ И ЗАДАЧИ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	165
11-1. Упражнения и задачи	—
11-2. Решения упражнений и задач	174
Глава двенадцатая. ПУСКОВАЯ НАЛАДКА ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	196
12-1. Организация пусконаладочных работ	—
12-2. Пусковая наладка котельных установок	198
12-3. Пусковая наладка теплоиспользующих установок	205
12-4. Пусковая наладка тепловых сетей предприятия	206
Глава тринадцатая. ИСПЫТАНИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК	208
13-1. Организация работ	—
13-2. Специальные средства измерений	215
13-3. Понятие о природе экспериментальных ошибок	224
13-4. Отбор и разделка проб топлива и очаговых остатков	231
13-5. Схемы установки средств измерений при испытании котлоагрегатов на твердом топливе	236
13-6. Схемы установки средств измерений при испытании котлоагрегатов на жидком и газообразном топливе	245
13-7. Определение оптимального коэффициента избытка воздуха	252
13-8. Определение оптимальной тонкости пыли	255
13-9. Определение оптимального положения факела	257
13-10. Методика обработки результатов испытаний и составление теплового баланса	259
13-11. Испытания тягодутьевых машин и газовоздушного тракта	279
Глава четырнадцатая. РЕЖИМНАЯ НАЛАДКА ТЕПЛОИСПОЛЬЗУЮЩИХ УСТАНОВОК	288
14-1. Схемы установки средств измерений при испытании	—
14-2. Методика испытаний и обработки результатов измерений	293
Список рекомендуемой литературы	299
Предметный указатель	—



УЧЕБНИК ДЛЯ ТЕХНИКУМОВ

Р. И. ЭСТЕРКИН

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ,
РЕМОНТ,
НАЛАДКА
И ИСПЫТАНИЯ
ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ**