Л. В. Деев, Н. А. Балахничев

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ и их обслуживание

МОСКВА «ВЫСШАЯ ШКОЛА» 1990

ББК 31 361
Д26
УДК 621 182

Рекомендовано к изданию
Государственным комитетом СССР
по народному образованию

Рецензенты д р техн наук, проф С Г Ушаков (Ивановский энергетический институт), инж В И Пенкин (Учебно курсовой комбинат Кировэнерго)

Деев Л. В., Балахничев Н. А.

Д26 Котельные установки и их обслуживание Практ пособие для ПТУ.— М.: Высш шк , 1990.—239 с · ил.

ISBN 5-06-000555-0

В книге рассмотрены схемы устройство и принцип работы котла, его основных элементов вспомогательного оборудования даны общие сведения об энергетическом топливе организации водоснабжения и подготовке воды на электростанциях Большое внимание уделено эксплуатации теплотехнического оборудования котельного цеха Практическое пособие предназначено для учащихся профтехучилищ и может быть также использовано при профессиональном обучении рабочих на производстве

Д $\frac{2203060000(4307000000)-013}{052(01)-90}$ 38—89

ББК 31.361
6П2.22

ISBN 5-06-000555-0

© Издательство «Высшая школа», 1990

ПРЕДИСЛОВИЕ

Развитие энергетической промышленности, теплофикации сопровождается освоением новых технологий производства тепловой и электрической энергии, развитием конструкций паровых котлов и их вспомогательного оборудования, освоением новых видов топлива, совершенствованием контрольно-измерительной техники и средств управления оборудованием.

Подготовка квалифицированных кадров машинистов паровых котлов невозможна без овладения знаниями и навыками эксплуатации тепломеханического оборудования. Надежность и эффективность работы этого оборудования определяется уровнем эксплуатации, грамотностью обслуживающего персонала, его умением быстро и правильно ориентироваться в различных ситуациях и принимать правильные решения, соблюдением технических условий и требований. Это возможно лишь при хорошем знании эксплуатируемого оборудования, условий его работы, физико-химических процессов, происходящих в нем, путей управления этими процессами.

В данном пособии преимущественно использована Международная система единиц (СИ). Но, учитывая распространенность приборов, градуированных в единицах измерения системы МКГСС, и материал некоторых нормативных документов, в ряде случаев применяют единицы измерения других систем.

Практическое пособие может быть использовано при подготовке и переподготовке рабочих на производстве по профессиям: машинист котлов, старший машинист котельного оборудования, машинист-обходчик по котельному оборудованию, старший машинист котельно-турбинного цеха, а также частично по профессиям: слесарь по ремонту оборудования котельных и пылеприготовительных цехов. Книга может оказаться полезной учащимся техникумов, а также среднему техническому и эксплуатационному персоналу тепловых электрических станций.

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

Энергетической программой СССР и Основными направлениями экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года намечена широкая перспектива совершенствования и развития топливно-энергетического комплекса страны, предусмотрены дальнейшее развитие энергетических мощностей и значительный рост производства электроэнергии на базе ввода мощных блочных электростанций, коренной реконструкции энергетических установок, внедрении энергосберегающей техники и технологии; обеспечение устойчивого снабжения теплотой и электроэнергией всех отраслей народного хозяйства; замена мелких неэффективных котельных теплоэлектроцентралями на органическом и ядерном топливе и укрупненными котельными. Эти работы должны сопровождаться ростом производительности труда, снижением себестоимости производства электрической и тепловой энергии, повышением надежности работы энергетического оборудования.

За относительно небольшой срок развития энергетической промышленности существенно возросла мощность котельных установок (до 3950 т/ч в блоках 1200 МВт), возросли параметры производимого пара, широкое развитие получила теплофикация.

Учитывая широкое развитие теплоснабжения на базе укрупненных котельных и высокоэкономичных теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), основным оборудованием которых являются паровые котлы и котельные установки, в соответствии с программой подготовки, в учебном пособии основное внимание авторы уделили паровым котлам и котельным установкам средней и большой мощности, применяемым на ТЭЦ, среди которых преимущественно используются барабанные котлы. Так как в настоящее время большинство тепловых электростанций ориентированы на сжигание твердого топлива, в книге подробно рассматриваются вопросы подготовки к сжиганию углей, пылеприготовления и процессы, обусловленные присутствием золы в продуктах сгорания (шлакование, загрязнение, износ поверхностей нагрева, улавливания золы и т. д.).

Последовательность изложения материала построена с учетом практических занятий и производственной практики слушателей.

Сначала показывается место котельной установки (парового котла) в технологическом процессе производства тепло-

вой и электрической энергии, в организации теплоснабжения потребителей. Далее приводятся общие сведения об объекте изучения — паровом котле и его оборудовании, о типах и особенностях различных котлов, рассматриваются характеристики используемых в котельной установке компонентов: топлива (как источника энергии), продуктов сгорания (основного теплоносителя), воды и водяного пара (рабочего тела).

Рассмотрение конструкции парового котла, его элементов и вспомогательного оборудования сопровождается изучением физико-химических процессов, протекающих в этом оборудовании (горение, водный режим, шлакование, загрязнения и т. д.), их воздействия на надежность и экономичность котла. Основное внимание в книге уделено эксплуатации оборудования котельной установки, контролю и управлению работой котла.

Заключительной темой является организация безопасной работы (знакомство с основными документами по технике безопасности, противопожарной безопасности и соблюдению санитарно-гигиенических требований при работе машиниста).

После теоретического курса учащиеся направляются на предвыпускную производственную практику на рабочих местах базового предприятия и безопасная работа их там в качестве стажеров в значительной степени определяется полученными знаниями по указанным выше вопросам.

Глава первая

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛОТЫ

§ 1. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И КЛАССИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Электрическими станциями, или электростанциями (ЭС), называют предприятия, на которых установлено оборудование, обеспечивающее получение электрической энергии. Электроэнергию на них получают преобразованием других видов энергии. Ими могут быть энергия движущейся воды, топлива, ветра, морских приливов и отливов, солнечная энергия и др. Наибольшее распространение в настоящее время получили электростанции, использующие энергию воды и топлива. Их соответственно называют гидравлическими (ГЭС) и тепловыми (ТЭС) электростанциями.

Тепловые электрические станции могут работать на органическом (уголь, газ, мазут) или ядерном топливе. Электростанции, использующие теплоту ядерного распада веществ, называют атомными электростанциями (АЭС).

Тепловые электростанции, вырабатывающие только электроэнергию, называют конденсационными (КЭС), а электростанции производящие наряду с электрической также и тепловую энергию — теплоэлектроцентралями (ТЭЦ). В последних пар и нагретая вода используются для обогрева и обеспечения протекания различных технологических процессов.

Современная электростанция — сложное предприятие, включающее большое количество различных видов оборудования (теплосилового, электрического, электронного и др.) и громоздкие строительные конструкции. Основным оборудованием тепловых электростанций являются: котельная установка (или реактор и парогенератор на АЭС), паротурбинная установка, электрический генератор и преобразователи электрической энергии (трансформаторы подстанции).

Котельная установка представляет комплекс устройств, предназначенных для получения перегретого пара заданных параметров или горячей воды.

§ 2. ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ЕГО НАЗНАЧЕНИЕ

Последовательность получения и использования пара и преобразования одних видов энергии в другие можно проследить на примере технологической и тепловых схем электростанции на твердом топливе (рис. 1, 2).

Для получения перегретого пара в котельной установке сжигается топливо, поступающее на электростанцию преимущественно по железной дороге. Топливо из вагонов *14* (рис. 1) выгружается в разгрузочном сарае *15* с помощью вагоноопрокидывателей в специальные бункера, под которыми расположены конвейеры *16*. Конвейерами топливо через дробильное помещение *12* подается в бункера сырого угля (БСУ) *5* котельного цеха или на резервный склад *13*. Перед подачей топлива из БСУ в топку *21* парового котла *9* его предварительно размалывают в мельницах *22* и одновременно подсушивают горячим воздухом. Из полученной в мельницах угольной пыли улавливаются в сепараторе *7* крупные частицы и возвращаются снова в мельницу, а мелкая пыль после отделения в циклонах накапливается в бункерах *6* угольной пыли, откуда в требуемом количестве дозируется в пылепроводы и далее в топку.

Продукты сгоревшего топлива при прохождении по газоходам котла, в которых расположены поверхности нагрева *10*, отдают теплоту воде и получаемому из нее пару, проходящим по этим поверхностям нагрева. Продукты сгорания топлива будем называть теплоносителем, а воду и образующийся пар — рабочим телом.

Получаемый в котле пар в зависимости от назначения котельной установки направляется потребителю или в турбину *2* для вращения ротора турбины и соединенного с ним ротора генератора, обеспечивая таким образом выработку в генераторе электроэнергии, которая затем передается потребителю.

В последних ступенях турбины при охлаждении могут появляться капли влаги, изнашивающие лопатки турбины.

Для уменьшения степени конденсации пара в последних ступенях турбины понижают давление (повышают вакуум), применяя конденсаторы *28*, в которых используется вода из естественного или искусственного источника *24*, подаваемая насосами *25*, установленными на береговой насосной станции *23*.

Полученный конденсат насосами *32* перекачивается далее через обессоливающую установку и подогреватели низкого давления (ПНД) *31* в деаэратор *4*, где при температуре, близкой к насыщению, происходит удаление растворенных в воде газов, могущих вызывать внутреннюю коррозию оборудования. Восполнение потерь конденсата (утечки через неплотности в трубопроводах ТЭС или в линиях потребителей ТЭЦ) производится химически очищенной в специальных установках *29* водой, добавляемой в деаэратор. Далее дегазированная и подогретая вода, называемая питательной, снова подается питательными насосами *27* в паровой котел. При этом она дополнительно подогревается в регенеративных подогревателях высокого давления (ПВД) *26*.

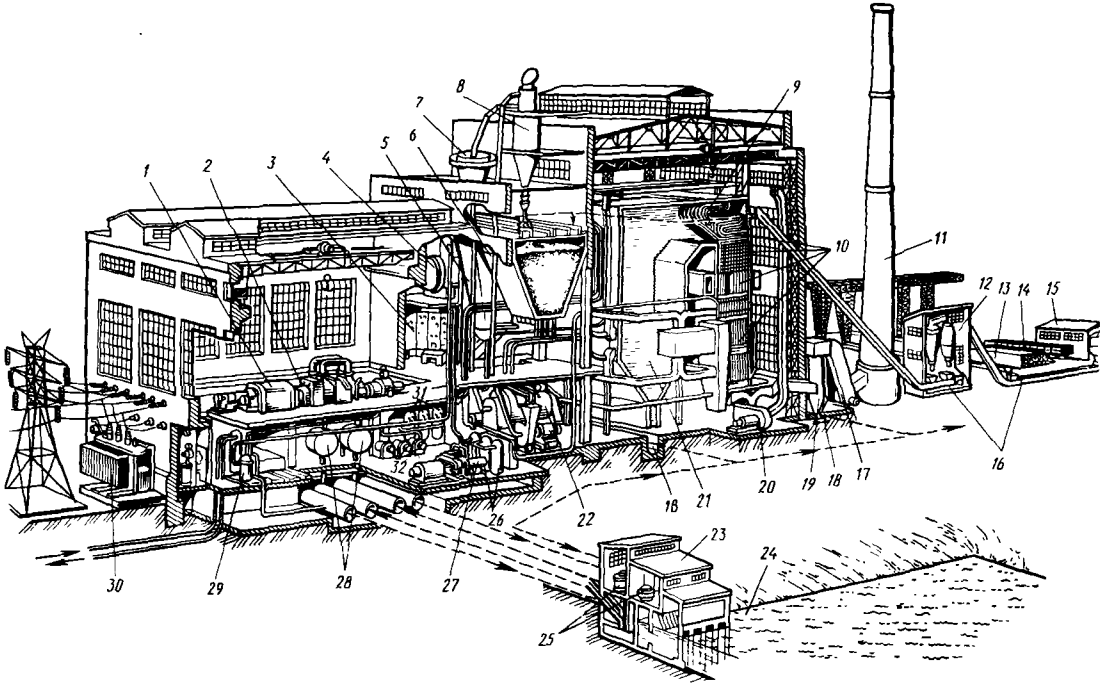


Рис. 1. Технологическая схема электростанции: *1* — генератор, *2* — турбина, *3* — щит управления, *4* — деаэратор, *5* — бункер сырого топлива, *6* — бункер угольной пыли, *7* — сепаратор, *8* — циклон, *9* — паровой котел, *10* — поверхности нагрева (теплообменники) котла, *11* — дымовая труба, *12* — дробильное помещение (узел пересыпки), *13* — резервный склад, *14* — железнодорожные вагоны, *15* — разгрузочный сарай, *16* — конвейеры, *17* — дымососы, *18* — каналы гидрозолоудаления, *19* — золоуловитель, *20* — дутьевой вентилятор, *21* — топка котла, *22* — мельницы, *23* — береговая насосная станция, *24* — водоем, *25* — насосы, *26* — подогреватели высокого давления, *27* — питательные насосы, *28* — конденсаторы, *29* — установка химической подготовки воды, *30* — преобразователи (трансформаторы) электроэнергии, *31* — подогреватели низкого давления, *32* — конденсатные насосы

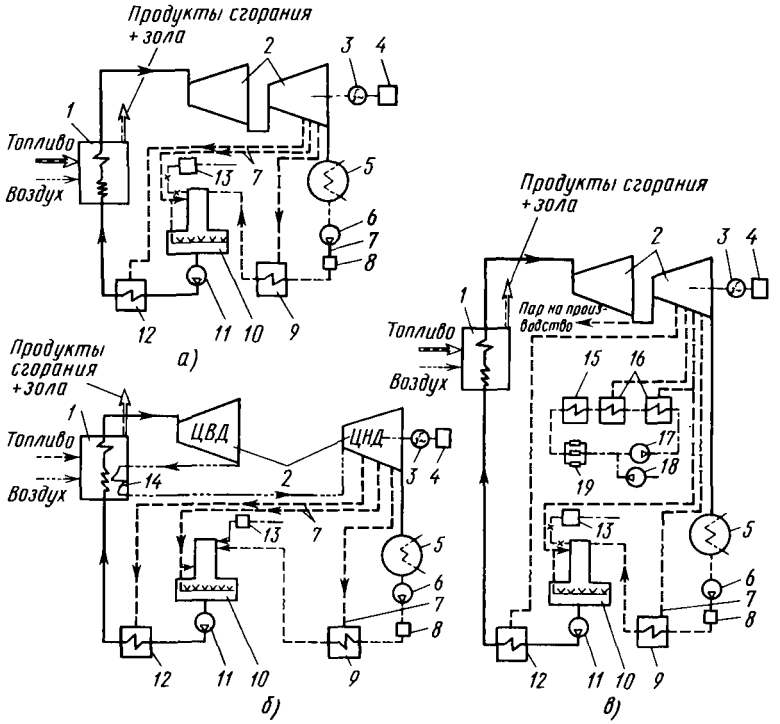


Рис. 2. Упрощенные тепловые схемы электростанций конденсационных без промежуточного (*а*) и с промежуточным (*б*) перегревом пара; теплоэлектроцентрали (*в*):

1— паровой котел, *2*— турбина, *3*— генератор, *4*— преобразователь электроэнергии, *5*— конденсатор, *6*— конденсатный насос, *7*— регенеративные отборы пара, *8*— обессоливающая установка, *9*— ПНД, *10*— деаэратор, *11*— питательный насос, *12*— ПВД, *13*— химическая водоподготовка, *14*— промежуточный пароперегреватель, *15*— пиковый водогрейный котел, *16*— подогреватели сетевой воды (бойлеры), *17*— насос сетевой воды, *18*— насос подпиточной воды, *19*— потребители теплоты

Подогрев воды в ПНД, деаэраторе и ПВД (регенеративный подогрев) позволяет повысить кпд теплового цикла электростанции.

На рис. 2,*а* представлена упрощенная тепловая схема описанной электростанции с оборудованием тракта рабочего тела. Схема ТЭЦ (рис. 2,*в*) отличается от схемы КЭС наличием отводящих паропроводов к промышленным и тепловым потребителям теплоты *19* и специальных подогревателей сетевой воды *16*, использующих отборы пара из турбины (аналогичные отборам к ПНД, ПВД, деаэратору и т. д.). В контурах сетевой воды установлены насосы *17* и линия подпитки со своими насосами *18*, а также пиковые водогрейные котлы *15*.

Повышение мощности и параметров (давления, температуры) рабочего тела потребовало применения промежуточ-

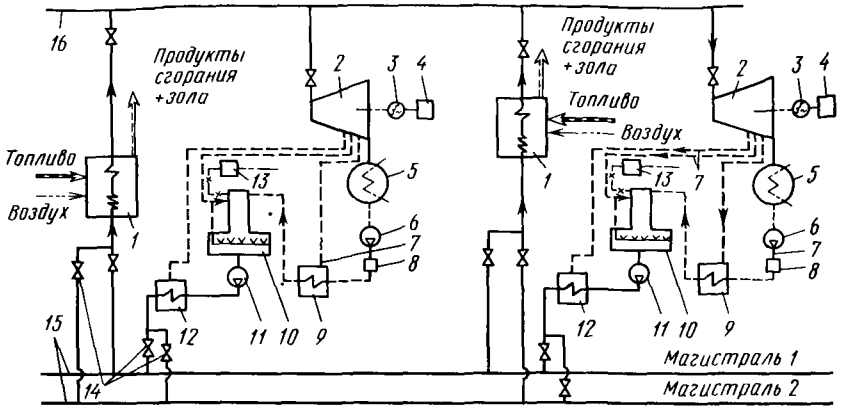


Рис. 3. Схемы коммуникаций электростанции с поперечными связями: *1—13*— см. обозначения на рис. 2, *14*— регулирующая арматура, *15*— общестанционные трубопроводы питательной воды, *16*— общестанционные паропроводы

ного перегрева пара. При высоком и особенно сверхкритическом давлении (СКД) пара на последних ступенях турбины в случае глубокого снижения температуры перед конденсатором может появляться значительное количество влаги. Это ведет к понижению кпд и надежности работы турбины. Во избежание этого производят дополнительный (промежуточный) перегрев пара до температуры близкой (или несколько выше) к начальной. Для этого в паровом котле устанавливают промежуточные пароперегреватели *14* (рис. 2,*б*), в которые подают пар из цилиндра высокого давления турбины (ЦВД), возвращая его после нагрева в цилиндр низкого давления турбины (ЦНД). Появление промежуточных пароперегревателей и дополнительных паропроводов «горячего» и «холодного» промежуточного пара со своей арматурой значительно усложнило схему коммуникаций электростанции, тепловую схему регулирования работы паровых котлов и турбин. В связи с этим вместо электростанций с поперечными связями (рис. 3), когда во все паровые котлы *1* вода подавалась из общей питательной магистрали *15* и перегретый пар собирался в общем главном паропроводе *16* (т. е. когда все котлы ЭС имели связь по воде и пару), появляются блочные установки (паровой котел *1* — турбина *2* — генератор *3* — трансформатор *4*), не связанные с другими такими же установками по основному рабочему телу. Такие установки называют энергетическим блоком (см. рис. 2,*б*).

§ 3. ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ТЭЦ

Основной особенностью работы любой электростанции (конденсационной или теплоэлектроцентрали с комбинированной выработкой электроэнергии и теплоэнергии) является

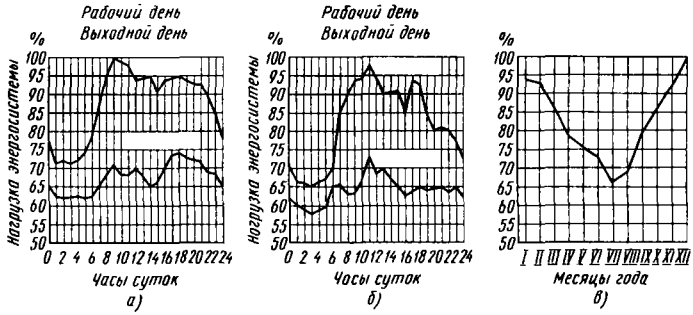


Рис. 4. Графики нагрузки энергосистемы:
а — суточный в зимнее время, *б* — суточный в летнее время, *в* — годовой

то, что ее промышленная продукция (электрическая и тепловая энергия) потребляется в момент производства и не может вырабатываться «на склад» или в резерв. Это значит, что электростанция в каждый данный момент времени должна вырабатывать энергии ровно столько, сколько потребляют ее промышленные предприятия, транспорт, сельское хозяйство, бытовые и другие потребители.

Потребление электроэнергии у разных потребителей меняется во время суток в течение года. Оно, как правило, снижается летом и возрастает в зимнее время, неравномерно изменяется в течение недели (снижается в выходные и праздничные дни) и даже в течение одних суток, завися от многих факторов.

Изменение мощности электростанции в зависимости от потребления энергии выражают диаграммами, называемыми графиками нагрузки (рис. 4). В зависимости от периода времени, который они охватывают, графики могут быть суточными (рис. 4,*а,б*), месячными, сезонными и годовыми (рис. 4,*в*).

Если электрическая нагрузка меняется ежесуточно в течение года в большей или меньшей степени единообразно, то отпуск тепловой нагрузки ТЭЦ в значительной степени зависит от потребителя. При использовании теплоты на технологические нужды промышленного предприятия ее расход определяется графиком работы этого предприятия. Коммунальные нужды требуют теплоту на отопление жилых, общественных и производственных зданий, на вентиляцию, горячее водоснабжение и др.

Несмотря на значительное разнообразие тепловой нагрузки, ее можно разбить на две группы по характеру протекания во времени: сезонную и круглогодичную. Величина и характер изменения сезонной тепловой нагрузки зависят главным образом от климатических условий: температуры наружного

воздуха, направления и скорости ветра, влажности воздуха, солнечного излучения и других факторов. Большое значение имеет температура наружного воздуха. К сезонной тепловой нагрузке относятся отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха. Сезонная нагрузка имеет сравнительно постоянный суточный график и переменный годовой график. Максимум тепловой нагрузки приходится на зимние дни с минимальной температурой наружного воздуха. В течение суток температура наружного воздуха меняется, режим же отпуска теплоты задается обычно по усредненной температуре и поэтому потребление теплоты изменяется в небольших пределах.

К круглогодичной нагрузке относятся технологическая нагрузка и горячее водоснабжение. Величина и характер графика технологической нагрузки зависят от режима работы предприятий и их профиля. Например, предприятия шинной, химической и других отраслей промышленности имеют равномерную технологическую нагрузку в течение всех суток, месяцев и года в целом, а предприятия пищевой, машиностроительной, микробиологической и других отраслей промышленности вследствие особенностей их технологии в течение суток допускают неравномерное потребление теплоэнергии и колебания технологической нагрузки.

Величина и характер графика нагрузки горячего водоснабжения зависят от благоустройства жилых и общественных зданий, состава населения и распорядка его рабочего дня, от режима работы коммунальных предприятий. График потребления теплоты по часам суток на горячее водоснабжение крайне неравномерен. Он также неравномерен по дням недели и временам года. В рабочие дни недели график потребления горячей воды имеет ясно выраженный пик нагрузки в вечерние часы. С 18 до 21 часа потребление горячей воды более среднесуточного значения в 2—3 раза и в ночные часы снижается до минимального значения.

В субботние и воскресные дни график более равномерен. В летнее время года потребление горячей воды заметно снижается. Это объясняется повышением температуры речной и водопроводной воды, повышением температуры сырья, поступающего в обработку, изменением тепловых потерь оборудования и другими причинами.

Размещение промышленности и климатические условия отдельных регионов страны различны, поэтому различны и графики потребления теплоты: суточные и годовые. На основе суточных графиков ее потребления строятся годовые графики для каждого конкретного города и определяется годовой расход теплоты.

На рис. 5 приведены графики сезонной нагрузки на отопление и вентиляцию в зависимости от отопительного периода года и температуры воздуха.

Длительность отопительного периода года $n_и$ и уровень на-

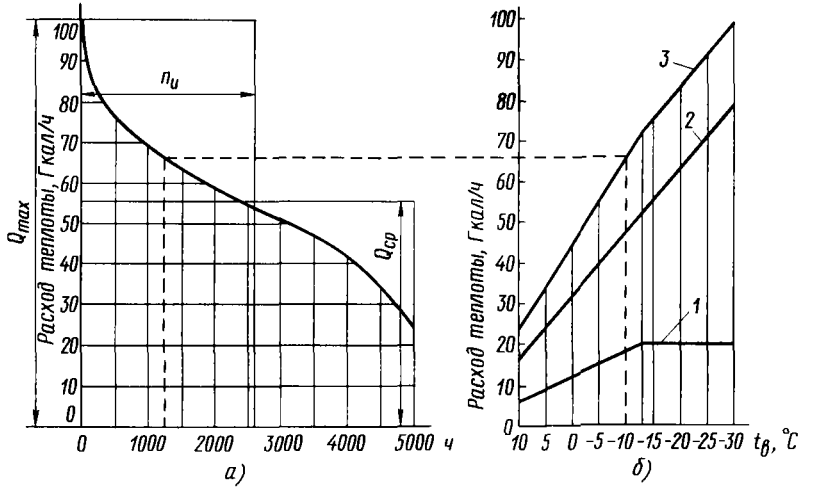


Рис 5 Графики сезонного расхода теплоты на отопление в течение отопительного периода (*а*) и зависимости расхода теплоты от температуры воздуха (*б*)

1— вентиляционная нагрузка, *2*— отопительная нагрузка, *3*— суммарная нагрузка

ружных температур $t_в$ воздуха определяют на основе многолетних климатических данных по климатологическим справочникам и таблицам.

Например, длительность отопительного сезона составляет:

для Сибири, Урала и Севера европейской части СССР — 5500 ч,

для средней полосы европейской части СССР и северной части Средней Азии — 5000 ч,

для европейской части СССР, южнее Харькова — 4000—4500 ч,

для Крыма, Кавказа и юга Средней Азии — 2500—3000 ч.

Число часов стояния среднесуточных температур наружного воздуха за отопительный период для Москвы составляет: 475 ч (от +10 до +5° С), 1151 ч (от —5 до —10° С), 29 ч (—25 до —30° С) и т. д.

Суммарный годовой расход теплоты $Q_{год}$ на отопление и вентиляцию можно определить, используя графические зависимости (рис. 5), как площадь, ограниченную осями координат, находящуюся под кривой $Q=f(n_и)$.

Зная годовой расход теплоты, можно определить требуемый расход топлива B и среднечасовой расход теплоты $Q_{ср}$ за отопительный период:

$$B=b\cdot Q_{год},$$

$$Q_{ср}=\frac{Q_{год}}{n_и}$$

где b — удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, кг/МДж (кг/Гкал).

Важное значение для определения потребной тепловой мощности станции, по которой выбирается ее теплоэнергетическое оборудование, имеет максимальная тепловая нагрузка Q_{max} в наиболее напряженный (как правило, наиболее холодный) период работы (на рис. 5 n_u^{max} — длительность отопительного периода в условиях обеспечения суммарной годовой теплоты $Q_{год}$ при максимальной загрузке оборудования Q_{max}). Часть тепловой нагрузки электростанции передается потребителям в результате использования теплоты пара из отборов турбины (например, для подогрева сетевой воды в теплообменниках-бойлерах *16* на рис. 2, *в*).

Отношение тепловой нагрузки $Q_{турб}$, покрываемой теплотой пара из отборов турбины, к максимальной тепловой нагрузке называют коэффициентом теплофикации ТЭЦ:

$$\alpha_т = \frac{Q_{турб}}{Q_{max}} .$$

Выбор экономической величины коэффициента теплофикадля ТЭЦ имеет большое значение. Оптимальные значения этого коэффициента определяются технико-экономическими расчетами по минимальным суммарным затратам на производстве электрической и тепловой энергии. Для современных турбин с низким давлением в отопительном отборе оптимальные значения коэффициента теплофикации находятся в интервале 0,4—0,70. Нижний предел этого коэффициента относится к условиям, когда начальные параметры пара ТЭЦ значительно ниже, чем на конденсационных электростанциях, работающих в энергосистемах или в объединении. Верхний предел относится к одинаковым начальным параметрам ТЭЦ и конденсационных электростанций.

Глава вторая

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКЕ И ПАРОВЫХ КОТЛАХ

§ 4. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ, НАЗНАЧЕНИЕ И ПРИНЦИП РАБОТЫ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

Котельные установки могут быть либо основным элементом тепловой электрической станции, либо выполнять самостоятельные функции. Например, отопительные котельные установки служат для обеспечения отопления и горячего водоснабжения, промышленные — для технологического тепло- и пароснабжения и т. д. В зависимости от назначения котельная установка состоит из парового или водогрейного котла и соответствующего вспомогательного оборудования, обеспечивающего его работу.

Паровой (водогрейный) котел — это устройство, в котором для получения пара (горячей воды) требуемых параметров используют теплоту, выделяющуюся при сгорании органического топлива или отходящих газов.

Как правило котлы, использующие теплоту отходящих от других устройств газов, называют котлами-утилизаторами.

Для нормального функционирования котла требуется обеспечить подачу, подготовку и сжигание топлива, подачу окислителя для горения, а также удалить образующиеся продукты сгорания, золу и шлак (при сжигании твердого топлива) и др. Вспомогательное оборудование, предназначенное для этих целей, включает:

дутьевые вентиляторы и дымососы — для подачи воздуха в котел и удаления из него в атмосферу продуктов сгорания;

бункера, питатели сырого топлива и пыли, углеразмольные мельницы — для обеспечения непрерывного транспорта и приготовления пылевидного топлива требуемого качества;

золоулавливающее и золошлакоудаляющее оборудование — комплекс устройств для очистки дымовых газов от золовых частиц с целью охраны окружающей среды от загрязнения и для организованного отвода уловленной золы и шлака;

устройства для профилактической очистки наружной поверхности труб котла от загрязнений;

контрольно-измерительную аппаратуру;

водоподготовительные установки — комплекс устройств для обеспечения обработки исходной (природной) воды до заданного качества.

Для удобства рассмотрения схемы котельной установки целесообразно представить ее в виде отдельных трактов соответствующего назначения: топливного, воздушного, газового, пароводяного и золошлакоудаляющего. В качестве примера на рис. 6 представлена технологическая схема котельной установки барабанного котла высокого давления с естественной циркуляцией со сжиганием твердого топлива в пылевидном состоянии с твердым удалением шлака.

Основными элементами парового котла являются поверхности нагрева — теплообменные поверхности, предназначенные для передачи теплоты от теплоносителя к рабочему телу (вода, пароводяная смесь, пар или воздух). Поступающая в котельную установку питательная вода не догрета до кипения. При прохождении по поверхностям нагрева котла она постепенно нагревается до состояния насыщения, полностью испаряется, а полученный пар перегревается до заданной температуры.

По происходящим процессам преобразования рабочего тела различают нагревательные, испарительные и пароперегревательные поверхности нагрева.

Теплота от продуктов сгорания может передаваться излу-

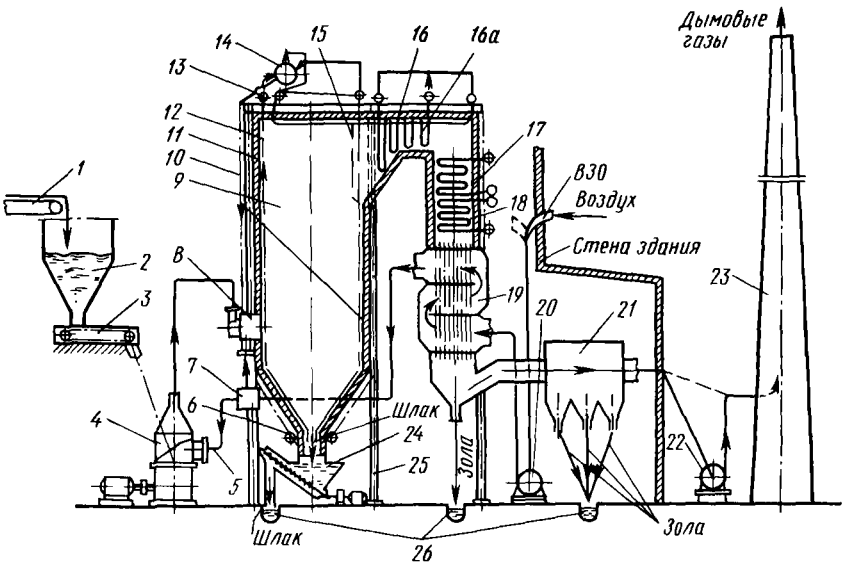


Рис. 6. Схема котельной установки с барабанным котлом естественной циркуляции на твердом топливе:

1— угольный конвейер, *2*— бункер сырого топлива, *3*— питатель угля, *4*— мельница, *5*— короб первичного воздуха (на сушку), *6*— нижние коллекторы экранов, *7*— общий короб горячего воздуха, *8*— горелки, *9*— топочная камера, *10*— опускные трубы, *11* — обмуровки, *12*— трубы топочных экранов, *13*— верхние коллекторы топочных экранов, *14* — барабан, *15* — фестон, *16, 16а* — потолочный и конвективный пароперегреватели, *17*— промежуточный пароперегреватель, *18*— экономайзер, *19*— воздухоподогреватель, *20*— дутьевой вентилятор, *21*— золоуловнтель (электрофильтр), *22*— дымосос, *23*— дымовая труба, *24*— шлакоудаляющее устройство, *25*— колонны каркаса, *26*— каналы гидрозоло(шлако)удаления

чением (радиацией) или конвекцией. В соответствии с этим различают поверхности нагрева:

радиационные — получающие в основном теплоту от продуктов сгорания за счет их излучения;

конвективные — с преимущественным получением теплоты конвекцией;

радиационно-конвективные — получающие теплоту излучением и конвекцией примерно в равных количествах.

В качестве нагревательных поверхиостей нагрева применяют экономайзеры *18* — обогреваемые продуктами сгорания устройства, предназначенные для подогрева (или для подогрева и частичного парообразования) воды, поступившей в паровой котел.

В соответствии с этим различают экономайзеры *некипящего или кипящего типа.* Экономайзеры располагают в зоне относительно невысоких температур в конвективной опускной шахте; они являются конвективными поверхностями нагрева.

Испарительные поверхности преимущественно располагают в топке, где развиваются наиболее высокие температуры, или

в газоходе сразу за топочной камерой. Это, как правило, радиационные или радиационно-конвективные (полурадиационные) поверхности нагрева — топочные экраны, фестоны, котельные пучки. Топочные экраны (или просто экраны) парового котла — это поверхности нагрева, состоящие из труб *12*, расположенных в одной плоскости у стен топочной камеры и способствующих ограждению последних от воздействия высоких температур. Экраны могут устанавливать и внутри топки, подвергая двухстороннему облучению. В этом случае они называются двухсветными. В прямоточных котлах докритического давления испарительные топочные экраны располагают в нижней части топки. Поэтому их называют нижней радиационной частью (НРЧ). Фестон *15* и особенно котельные пучки применяют в котлах среднего давления относительно небольшой производительности.

Фестон — полурадиационная поверхность нагрева, располагаемая в выходном окне топки и образованная, как правило, трубами заднего экрана, разведенными на значительные расстояния путем образования многорядных пучков.

Котельный пучок — это система параллельно включенных труб конвективной парообразующей поверхности котла, соединенных общими коллекторами или барабанами.

Пароперегревательные поверхности нагрева (или пароперегреватели) могут быть радиационными, полурадиационными или конвективными.

Радиационные пароперегреватели располагают на стенах топки или на ее потолке и соответственно называют настенным радиационным или потолочным пароперегревателем. В прямоточных котлах топочные экраны, расположенные в средней и верхней частях, преимущественно являются перегревательными. Их соответственно называют средней (СРЧ) или верхней радиационной частью (ВРЧ).

Полурадиационные пароперегреватели устанавливают в выходном сечении топки. Как правило, это ширмовые пароперегреватели — поверхности нагрева, в которых соседние трубы одного ряда отстоят друг от друга на значительном расстоянии (не менее пяти диаметров трубы).

Конвективные пароперегреватели 16 а преимущественно устанавливают в переходном горизонтальном газоходе или в начале (по ходу газов) конвективной шахты.

При повышении давления перегретого пара стали применять дополнительный (промежуточный) перегрев пара, для чего в котлах предусматриваются соответственно промежуточные пароперегреватели *17*.

Совокупность последовательно расположенных по ходу рабочего тела поверхностей нагрева, соединяющих их трубопроводов и установленных дополнительных устройств составляет пароводяной тракт парового котла. В основной

пароводяной тракт рассматриваемого барабанного котла входят: экономайзер *18*, отводящие трубы, барабан *14*, опускные трубы *10* и нижний распределительный коллектор *6*, трубы топочных экранов *12*, потолочный пароперегреватель *16* и конвективный пароперегреватель *16 а*. Промежуточные пароперегреватели *17* являются элементами пароводяного тракта промежуточного перегрева пара.

Топливный тракт рассматриваемого котла представляет собой совокупность оборудования для транспорта топлива и подготовки его к сжиганию. Он включает конвейер *1*, бункер *2* и питатель *3* угля, а также питатели пыли, топливные течки и пылепроводы. Бункера *2* сырого топлива — емкости, предназначенные для хранения определенного, постоянно возобновляемого запаса топлива, обеспечивающие непрерывную работу котельной установки в условиях неравномерного поступления топлива в котельную. Питатели *3* сырого топлива — устройства для дозирования и подачи топлива из бункера в мельницу *4*, предназначенную для получения угольной пыли требуемого качества. В мельницу одновременно с топливом для его сушки подается по коробу *5* сушильный агент, в данном случае воздух. Готовая пылевоздушная смесь из мельниц через горелки *8* подается в топочную камеру *9*.

Для сжигания топлива в качестве окислителя используют воздух, забираемый из атмосферы дутьевым вентилятором *20*. Оборудование, обеспечивающее забор воздуха, его подогрев (воздухоподогреватели *19*) и подачу через элементы котла и топливного тракта (короб *5*, мельница *4*, пылепроводы к горелкам *8*) образует воздушный тракт котла.

Воздушный тракт (кроме заборного воздуховода) работает под избыточным давлением, развиваемым дутьевым вентилятором. Подогрев воздуха в воздухоподогревателе позволяет обеспечить сушку топлива и повысить интенсивность и экономичность горения топлива. Различают рекуперативные и регенеративные воздухоподогреватели.

Рекуперативный (в данном случае трубчатый) *воздухоподогреватель* — теплообменник, в котором теплота от продуктов сгорания передается воздуху через разделяющую их стенку теплообменной поверхности.

Регенеративный воздухоподогреватель — это такой теплообменник, в котором передача теплоты осуществляется через одни и те же периодически нагреваемые (продуктами сгорания) и охлаждаемые (воздухом) теплообменные поверхности.

Из топочной камеры продукты сгорания проходят последовательно все поверхности нагрева (*15, 16, 17, 18, 19*) и после очистки от золы в золоуловителях *21* выводятся через дымовую трубу *23* в атмосферу. Указанное оборудование входит в газовый тракт котла. Газовый тракт котла может находиться под давлением (дутьевого вентилятора) либо, как в рассматриваемой котельной установке, под разрежением.

В последнем случае в газовом тракте после золоуловителей устанавливают дымососы *22*.

Шлакоудаляющие устройства *24*, золоуловители *21* и каналы *26* входят в тракт золошлакоулавливания и золошлакоудаления.

Помимо поверхностей нагрева, других элементов пароводяного тракта с установленной на нем арматурой, топочной камеры и газоходов непосредственными элементами парового котла считают:

обмуровку *11* — систему огнеупорных и теплоизоляционных ограждений или конструкций, предназначенных для уменьшения тепловых потерь и обеспечения газовой плотности;

каркас *25* — несущую металлическую конструкцию, воспринимающую нагрузку от массы котла с находящимся в нем рабочим телом (с учетом временных и особых нагрузок) и обеспечивающую требуемое взаимное расположение его элементов. На каркасе котла располагают площадки обслуживания и переходные лестницы.

§ 5. КЛАССИФИКАЦИЯ ПАРОВЫХ КОТЛОВ, ПАРАМЕТРЫ И МАРКИРОВКА

В зависимости от характеристики соответствующего тракта и его оборудования вводится соответствующая классификация паровых котлов.

По виду сжигаемого топлива различают паровые котлы для газообразного, жидкого и твердого топлива.

По особенностям газовоздушного тракта различают котлы с естественной тягой, с уравновешенной тягой (рис. *7, а*) и с наддувом (рис. *7, б*). Паровые котлы, в которых движение воздуха и продуктов сгорания обеспечивается напором, возникающим под действием разности плотностей атмосферного воздуха и газа в дымовой трубе, называются *котлами с естественной тягой.*

Если сопротивление газового тракта (так же как и воздушного) преодолевается работой дутьевых вентиляторов *4*, то котлы работают *с наддувом* (кривая *б*, рис. *7, в*).

Котлы, в которых давление в топке и начале горизонтального газохода (перед поверхностью нагрева *15* — см. рис. 6) поддерживается близким к атмосферному совместной работой дутьевых вентиляторов и дымососов (соответственно *20* и *22* — рис. 6 или *4* и *7* — рис. 7), называют *котлами с уравновешенной тягой* (кривая *а*, рис *7, в*). В этих котлах воздушный тракт находится под давлением и его сопротивление преодолевается с помощью дутьевого вентилятора, а газовый тракт находится под разрежением (сопротивление этого тракта преодолевается дымососом). Работа газового тракта под разрежением позволяет уменьшить выбросы из газоходов в котельное помещение высокотемпературных газов и золы.

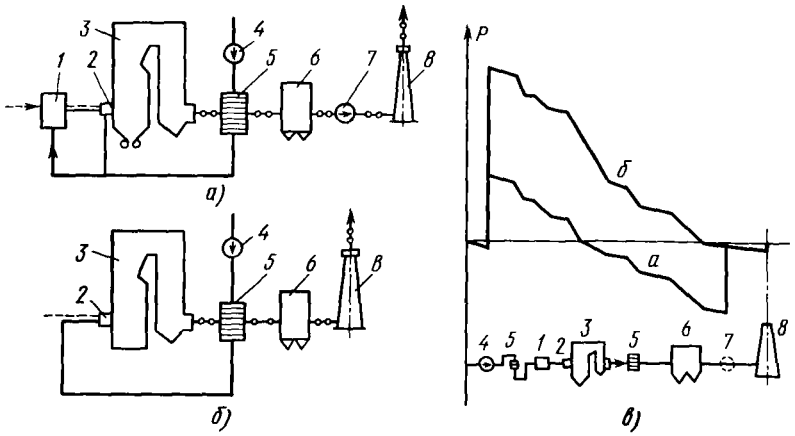


Рис. 7. Схемы газовоздушного тракта в котлах с уравновешенной тягой (*а*), под наддувом (*б*) и распределение давления в них (*в*):
1— короб горячего воздуха, *2*— горелки, *3*— паровой котел, *4*— дутьевой вентилятор, *5*— воздухоподогреватель, *6*— золоуловитель, *7*— дымосос, *8*— дымовая труба

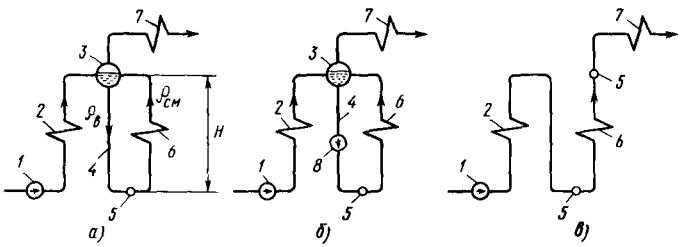


Рис. 8. Схемы пароводяного тракта паровых котлов:
а — барабанного с естественной циркуляцией, *б* — барабанного с принудительной циркуляцией, *в* — прямоточного; *1*— питательный насос, *2*— экономайзер, *3*— барабан, *4*— опускные трубы, *5*— коллектор, *6*— подъемные трубы испарительной поверхности нагрева, *7*— пароперегреватель, *8*— циркуляционный насос

В настоящее время стремятся все котлы, в том числе и с уравновешенной тягой, изготовлять в газоплотном исполнении.

По виду водопарового (пароводяного) тракта различают барабанные (рис. 8, *а, б*) и прямоточные (рис. 8, *в*) котлы. Во всех типах котлов по экономайзеру *2* и пароперегревателю *7* вода и пар проходят однократно. Различие определяется принципом работы испарительных поверхностей нагрева *6*.

В барабанных котлах пароводяная смесь в замкнутом контуре, включающем барабан *3*, коллекторы *5* и испарительные поверхности нагрева (см. экраны *12* на рис. 6 и трубы *6* на рис. 8), проходит многократно, причем в котлах с принудительной циркуляцией перед входом воды в трубы испарительных поверхностей ставят дополнительный насос *8* (рис. 8, *б*). В прямоточных

котлах (рис. 8, *в*) рабочее тело по всем поверхностям нагрева проходит однократно под действием напора, развиваемого питательным насосом *1*.

По фазовому состоянию выводимого из котла (топки) шлака различают котлы с твердым и жидким шлакоудалением. В котлах с твердым шлакоудалением (ТШУ) шлак из топки удаляется в твердом состоянии, а в котлах с жидким шлакоудалением (ЖМУ) шлак удаляется в расплавленном состоянии.

Паровые котлы характеризуются основными параметрами: номинальной паропроизводительностью, давлением, температурой пара (основного и промежуточного перегрева) и питательной воды.

Под номинальной паропроизводительностью понимают наибольшую нагрузку (т/ч или кг/с), которую стационарный котел должен обеспечивать в длительной эксплуатации при сжигании основного топлива (или при подводе номинального количества теплоты) при номинальных значениях температуры пара и питательной воды (с учетом допускаемых отклонений).

Номинальными давлением и температурой пара считают те, которые должны быть обеспечены непосредственно перед паропроводом к потребителю пара при номинальной производительности котла (для температуры — дополнительно при номинальном давлении и температуре питательной воды).

Номинальной температурой промежуточного перегрева пара называют температуру пара непосредственно за промежуточным пароперегревателем котла при номинальных значениях давления пара, температуры питательной воды, паропроизводительности, а также номинальных значениях остальных параметров пара промежуточного перегрева с учетом допускаемых отклонений.

Номинальная температура питательной воды — это температура, которую необходимо обеспечить перед входом воды в экономайзер или в другой относящийся к котлу подогреватель питательной воды (при их отсутствии — перед входом в барабан котла) при номинальной паропроизводительности.

По параметрам рабочего тела различают котлы низкого (менее 1 МПа), среднего (1—10 МПа), высокого (10—22,5 МПа) и сверхкритического давления (более 22,5 МПа). Наиболее характерные особенности котла и основные параметры вводятся в его обозначение. В принятых по ГОСТ 3619—82 обозначениях указывается тип котла, паропроизводительность (т/ч) и давление (МПа), температура перегрева и промежуточного перегрева пара, вид сжигаемого топлива и системы шлакоудаления для твердого топлива и некоторые другие особенности.

Буквенные обозначения типа котла и вида сжигаемого топлива: Е — с естественной циркуляцией, Пр — с принудительной циркуляцией, П — прямоточный, Пп — прямоточный с промежуточным перегревом; Еп — барабанный с естественной

циркуляцией и промежуточным перегревом; Г — газообразное топливо, М — мазут, Б — бурые угли, К — каменные угли, Т, Ж — соответственно с твердым и жидким шлакоудалением.

Например, котел барабанный с естественной циркуляцией производительностью 210 т/ч с давлением 13,8 МПа и температурой перегрева пара 565° С на каменном угле с твердым шлакоудалением обозначают: Е-210-13,8-565 КТ.

§ 6. ОСОБЕННОСТИ И ПРИНЦИП РАБОТЫ БАРАБАННЫХ КОТЛОВ

Барабанные котлы нашли широкое применение на тепловых электростанциях и теплоэлектроцентралях. Наличие барабана, в котором зафиксирована граница раздела между паром и водой, является отличительной чертой этих котлов. Питательная вода после экономайзера *2* (если его нет, то прямо после насоса *1* из питательного трубопровода) подается в барабан *3* (рис. 8, *а*), где смешивается с котловой водой (водой, заполняющей барабан). Верхняя часть объема барабана заполнена паром и называется паровым объемом (пространством) барабана, нижняя, заполненная водой, называется водяным объемом, а поверхность раздела между ними — зеркалом испарения. Смесь котловой и питательной воды с плотностью $\rho_в$ по опускным необогреваемым трубам из барабана поступает в нижние распределительные коллектора *5*, питающие испарительные поверхности *6* (как правило, это топочные экраны). Вода, поднимаясь по трубам этих поверхностей, воспринимает теплоту от продуктов сгорания топлива (топочных газов), нагревается до температуры насыщения, а затем частично испаряется. Из обогреваемых труб полученная пароводяная смесь поступает в барабан, где происходит разделение пара и воды. Уровень воды (зеркало испарения) делит барабан на водный и паровой объемы. Из последнего пар по трубам, расположенным в верхней части барабана, направляется в пароперегреватель *7* (рис. 8, *а*). Вода же, смешиваясь в водяном объеме с питательной водой, поступающей из экономайзера, вновь направляется в опускные трубы.

Уровень воды в барабане при работе котла колеблется между низшим и высшим положением. Первое из них устанавливают исходя из обеспечения надежного поступления воды в опускные трубы, а второе — из исключения возможности попадания воды в пароперегреватель. Объем воды, заключенный между этими уровнями, позволяет барабанному котлу некоторое время работать без подачи в него питательной воды.

В парообразующих трубах за один проход испаряется лишь часть (4—25%) поступающей в них воды. Это позволяет обеспечить достаточно надежное охлаждение металла подъемных труб, а также предотвратить накопление солей, выпадающих при испарении воды на внутренней поверхности труб, путем

организации непрерывного удаления части котловой воды из котла. Поэтому для питания котла допускается использование воды с довольно значительным содержанием растворимых в ней солей.

Замкнутую систему, состоящую из барабана *3*, опускных труб *4*, коллектора *5* и подъемных труб *6*, по которой многократно движется рабочее тело, принято называть к о н т у р о м ц и р к у л я ц и и, а многократное движение воды в нем — ц и р к у л я ц и е й. Движение рабочей среды, обусловленное только различием между массой столба воды в опускных трубах и пароводяной смеси в подъемных, называют естественной циркуляцией, а паровой котел — барабанным с естественной циркуляцией.

Возникающий в контурах циркуляции перепад давлений $\Delta P_{дв}$, называемый движущим напором циркуляции, зависит от высоты контура H и разности плотностей воды $\rho_в$ в опускных и пароводяной смеси $\rho_{см}$ в подъемных трубах:

$$\Delta P_{дв} \approx H(\rho_в - \rho_{см})g.$$

Он расходуется на преодоление сопротивления движению рабочего тела по трубам. Обычно его величина в паровых котлах с естественной циркуляцией относительно невелика (не более 0,1 МПа), что не позволяет развивать в контурах циркуляции высоких скоростей. Так как при невысоких скоростях пароводяной смеси возможно ее расслоение, то в котлах с естественной циркуляцией обогреваемые трубы не могут располагаться горизонтально или быть слабонаклоненными: преимущественное расположение труб — вертикальное.

Естественную циркуляцию следует применять в котлах с давлением в барабане не выше 17,5—18,5 МПа. При высоком давлении (близком к критическому) из-за малой разницы в плотностях пара и воды обеспечение устойчивого движения рабочей среды в циркуляционном контуре весьма затруднительно. В этом случае в котле следует использовать принудительную циркуляцию.

Установка циркуляционного насоса в котлах с принудительной циркуляцией (рис. 8, *б*) позволяет повысить напор в циркуляционном контуре и обеспечить произвольное (как вертикальное, так и горизонтальное) расположение обогреваемых испарительных труб, а также повысить степень парообразования, влекущее уменьшение кратности циркуляции (отношение количества поступающей в контур циркуляции воды к количеству образующегося пара). Так, если в паровых котлах с естественной циркуляцией в зависимости от высоты контура и параметров рабочего тела кратность циркуляции составляет $K_ц = 5 \div 30$, то в паровых котлах с принудительной циркуляцией она уменьшается до $K_ц = 3 \div 10$.

§ 7. БАРАБАННЫЕ КОТЛЫ С ЕСТЕСТВЕННОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ МАЛОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ (НИЗКОГО И СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ)

Простейшим барабанным котлом с естественной циркуляцией является цилиндрический котел (рис. 9, *а*), выполненный в виде горизонтального барабана *2*, на $^3/_4$ объема заполненного водой, с топкой *1* под ним. Стенки барабана, обогреваемые снаружи продуктами горения топлива, выполняют роль теплообменной поверхности. Этот котел при простоте конструкции и ряде эксплуатационных достоинств имел относительно большие габаритные размеры, малую величину удельного паросъема (количество пара, кг, с 1 м^2 поверхности нагрева), значительную величину удельного расхода металла, низкий кпд.

Совершенствование его конструкции было связано с повышением паропроизводительности котла, параметров пара, вырабатываемого котлом, его кпд, а также с уменьшением удельного расхода металла на изготовление. Это производилось путем увеличения поверхностей нагрева в одном агрегате, например расположением в водном объеме барабана труб, обогреваемых топочными газами. Так появились жаротрубные, дымогарные и комбинированные газотрубные котлы. В жаротрубных котлах (рис. 9, *б*) в одном объеме барабана *2* устанавливали несколько жаровых труб *3* большого диаметра (500—800 мм), а в дымогарных и комбинированных газотрубных котлах (рис. 9, *в*) устанавливали пучок дымогарных труб *4* малого диаметра, причем в комбинированных котлах топочная камера *1* размещалась внутри барабана *2* у одной из его стен.

Производительность этих котлов и повышение параметров пара ограничивались возможностью размещения труб в водяном объеме барабана.

Дальнейшее развитие конструкции паровых котлов связано с заменой одного барабана несколькими цилиндрами меньшего диаметра, заполненными водой и пароводяной смесью. Это привело вначале к созданию батарейных паровых котлов, а затем при замене части этих цилиндров трубами меньшего диаметра, расположенными в потоке дымовых газов, к созданию водотрубных котлов. Большие возможности увеличения паропроизводительности в этом типе котлов обеспечили их широкое распространение в энергетике. Первоначально водотрубные котлы имели слабо наклоненные к горизонтали (10—15°) пучки труб *6*, которые с помощью плоских камер *5* (рис. 9, *г*) или круглых камер присоединялись к одному или нескольким горизонтальным барабанам. Котлы такой конструкции получили название горизонтально-водотрубных. Среди них следует выделить котлы В. Г. Щухова (рис. 9, *д*), широко ранее применявшиеся при давлении 0,8—1,5 МПа. Идея разделения общих камер, барабанов и трубных пучков на однотипные группы (секции) с одинаковой длиной и числом труб, заложенная в их

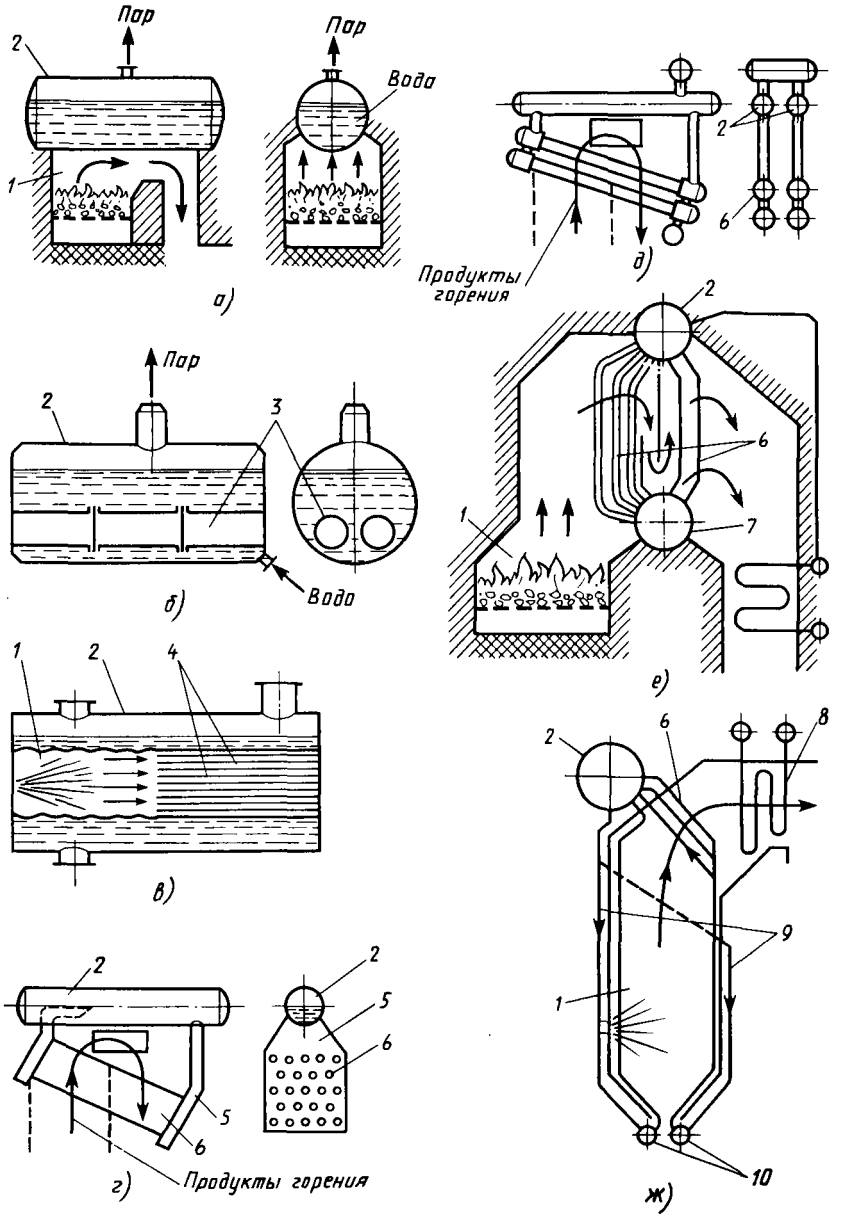


Рис. 9. Схемы барабанных котлов с естественной циркуляцией:
а — цилиндрического, *б* — жаротрубного, *в* — с дымогарными трубами, *г* — камерного горизонтально-водотрубного, *д* — секционного горизонтально-водотрубного, *е*, *ж* — вертикально-водотрубного (много- и однобарабанного); *1* — топка, *2* — барабан, *3* — жаровые трубы, *4* — дымогарные трубы, *5* — плоские камеры, *6* — трубы котельных пучков, *7* — нижний барабан, *8* — пароперегреватель, *9* — опускные трубы, *10* — нижние коллекторы

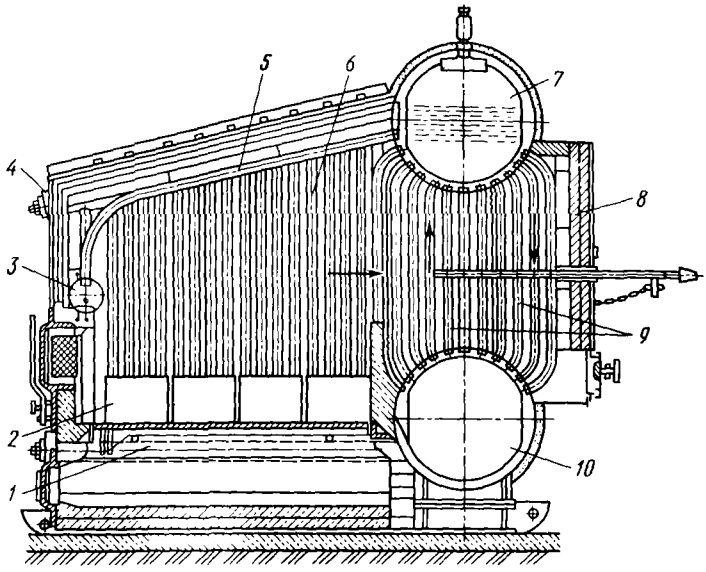


Рис. 10. Паровой двухбарабанный котел типа Е-1/9:
1, 4— входной и выходной коллекторы бокового экрана, *2*— топочная камера, *3*— входной коллектор фронтально-потолочного экрана, *5*— трубы фронтально-потолочного экрана, *6*— трубы боковых экранов, *7, 10*— верхний и нижний барабаны, *8*— обмуровка, *9*— котельный (конвективный) пучок

конструкцию, давала возможность собирать котлы разной паропроизводительности из стандартных деталей. Вместе с тем котлы не были приспособлены к резким изменениям нагрузки, сложно решались вопросы очистки труб от загрязнений, затраты металла на единицу производительности были высоки.

В значительной мере эти проблемы удалось решить в вертикально-водотрубных котлах (рис. 9, *е, ж*).

Вертикально-водотрубные котлы, получившае широкое распространение в энергетике, в отличие от газотрубных обладают практически неограниченными возможностями увеличения паропроизводительности. Основные особенности конструктивных изменений сводились к следующему. Последовательно осуществлен переход от многобарабанной (рис. 9, *е*) к однобарабанной конструкции (рис. 9, *ж*). Нижний барабан *7* заменен цилиндрической камерой *10* небольшого диаметра (коллектором). Опускные трубы *9* и барабан *2* частично вынесены из зоны обогрева за обмуровку котла. Реализовано полное экранирование топочной камеры. Конвективные пучки труб с продольным омыванием дымовыми газами заменены на пучки *6* с поперечным омыванием. Внедрены подогрев воздуха и пароперегреватели *8*.

Рассмотрим некоторые типы современных вертикально-водотрубных котлов, применяемых в котельных установках небольшой мощности.

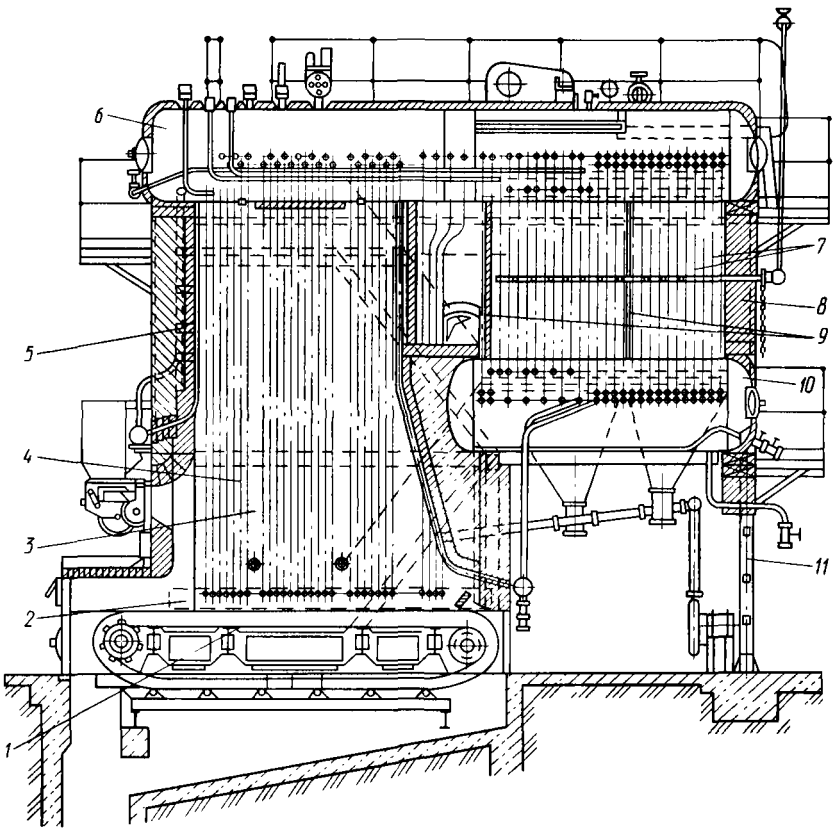


Рис. 11. Паровой двухбарабанный котел ДКВ (ДКВр)-10-1,3(2,3):
1— колосниковая решетка, *2*— коллектор, *3*— топочная камера, *4*— трубы боковых экранов, *5*— опускные трубы, *6, 10*— верхний и нижний барабаны, *7*— трубы котельного (конвективного) пучка, *8*— обмуровка, *9*— перегородка, *11*— постамент (фундамент)

Паровые двухбарабанные котлы с развитыми котельными пучками типа Е, Е (КЕ), ДКВ. В котлах типа Е (рис. 10), применяемых для сжигания газового, жидкого и твердого топлива, топочная камера *2* изнутри покрыта боковыми *6* и фронтально-потолочными *5* экранами, соединенными с входными коллекторами *1* и *3*. Пароводяная смесь из экранов поступает в верхний барабан *7* (из боковых экранов после коллектора *4*). За топкой в газоходе, имеющем поперечные перегородки, расположен котельный пучок *9*, образующий с барабанами *7* и *10* самостоятельный циркуляционный контур, в котором по передним, сильно обогреваемым трубам поднимается пароводяная смесь, а по задним, слабообогреваемым опускается вода.

Эти котлы малой производительности (до 1 т/ч) и давления (0,9 МПа), не имеют экономайзеров и перегревателей, предусмотрена установка дымососа для удаления газов.

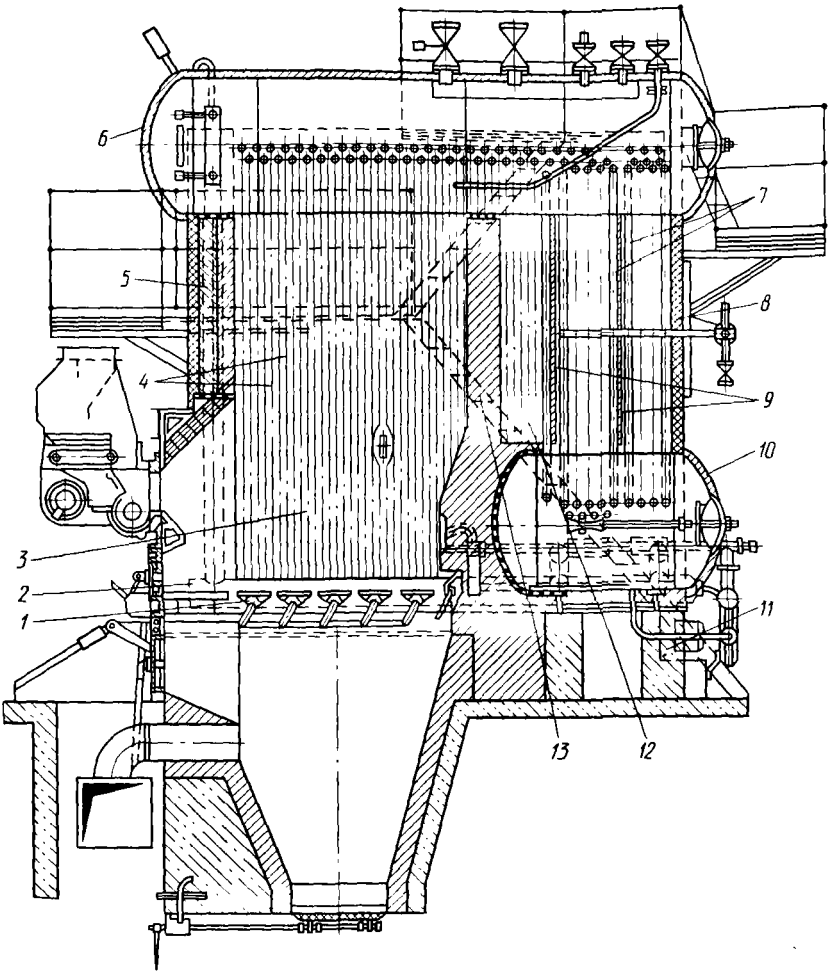


Рис. 12. Паровой котел Е(КЕ) типоразмера Е-10-1,4Р (КЕ-10-1,4С):
1— колосниковая решетка, *2*— коллектор, *3*— топочная камера, *4*— трубы боковых экранов, *5*— опускные трубы, *6* и *10*— верхний и нижний барабаны, *7*— трубы конвективного пучка, *8*— обмуровка, *9*— перегородки, *11*— постамент, *12*— камера догорания, *13*— кирпичная перегородка

Котлы ДКВ, ДКВр (рис. 11) применяют с продольным расположением барабанов *6* и *10*, причем нижний барабан *10* укорочен, что позволяет в передней части котла разместить колосниковую решетку *1* и топочную камеру *3*, покрытую экранами *4*. Вода в экраны поступает из коллекторов *2*, а пароводяная смесь отводится в переднюю часть барабана *6*. Опускные трубы *5* экранов служат одновременно опорами передней части верхнего барабана, а задняя часть барабана *6* через трубы

котельного пучка *7* и нижний барабан *10* опирается на постамент *11*. Котлы выпускаются производительностью 2,5—3,5 т/ч на насыщенном или перегретом паре с давлением 1,3—3,8 МПа. В котлах производительностью 10, 20 и 35 т/ч экранированы не только боковые стенки топки, но фронтовая и задняя (рис. 11). Между трубами котельного пучка предусмотрены вертикальные перегородки *9*, обеспечивающие более полное омывание труб газами в результате горизонтальных поворотов. При установке пароперегревателя его размещают за правой перегородкой вместо части труб кипятильного пучка.

Котлы малой мощности серии Е(КЕ), выпускаемые производительностью 2,5—25 т/ч для получения насыщенного и перегретого пара, используются на технологические и отопительно-вентиляционные нужды различных отраслей промышленности, строительства, сельского хозяйства. Они предназначены для слоевого сжигания бурых и каменных углей, имеют экранированную трубами топочную камеру, разделенную кирпичной перегородкой *13* (как и в котлах ДКВр производительностью $\leqslant 10$ т/ч) на собственно топку *3* и камеру догорания *12* (рис. 12). Топочные экраны из труб $\varnothing 51 \times 2{,}5$ установлены с плотным шагом $S = 55$ мм, что позволяет облегчить обмуровку *8* за экранами. Конструктивно котлы этой серии похожи на котлы ДКВр. В случае применения экономайзера и пароперегревателя их устанавливают отдельно в газоходе за котлом.

Котлы типа Е(ДЕ) и Е(ГМ). Для использования насыщенного и перегретого (до 380—440° С) пара давлением 1,4—3,9 МПа на технологические нужды промышленных предприятий, в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения широко используются газомазутные котлы серии Е(ДЕ) и Е(ГМ).

Котлы Е(ДЕ) производительностью 4—25 т/ч (за исключением топки) похожи на котлы Е(КЕ) и ДКВр — двухбарабанные с продольным расположением барабанов. Они экранированы по всем стенам топки, в газоходе между барабанами имеют котельный пучок с установленными в нем перегородками. Котлы изготавливаются и поставляются блоками, включающими барабаны, экраны и кипятильный (котельный) пучок, каркас и опорную раму. Отдельными блоками поставляются чугунные экономайзер и пароперегреватель. На монтаже котлы обмуровывают и обшивают металлическим листом.

В котлах Е(ГМ) (рис. 13) сохранены верхний *8* и нижний *11* барабаны, соединенные трубами котельного пучка *10*, как и в ранее рассмотренных конструкциях котлов низкого давления. Однако высота и объем топочной камеры *3* значительно превышают размеры котельного пучка. Топочная камера плотно экранирована трубами *2*, питающимися водой из нижнего коллектора *1*, соединенного опускными трубами *15* с нижним

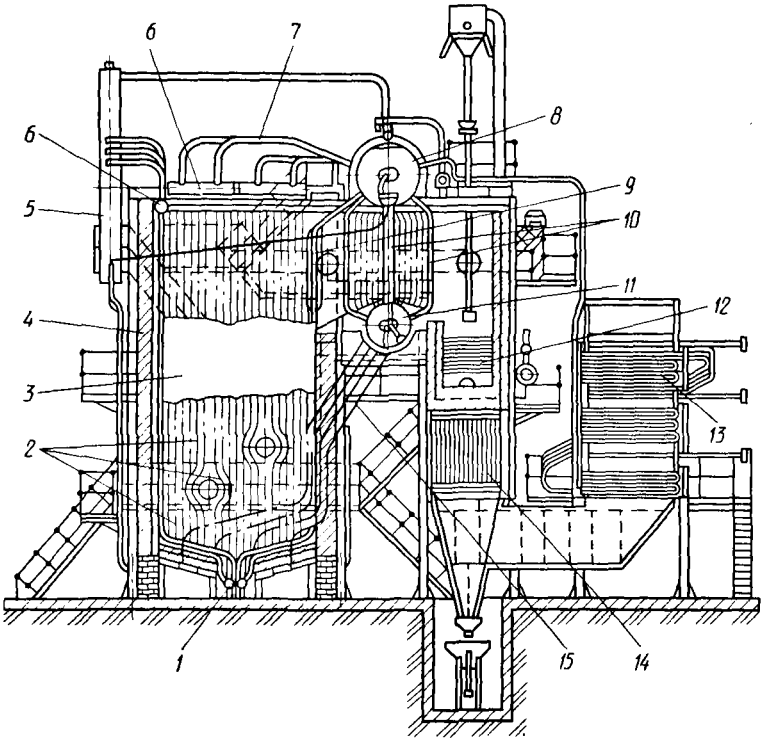


Рис. 13. Двухбарабанный паровой котел типа Е(ГМ):
1, 6 — нижний и верхний коллекторы, *2* — трубы топочных экранов, *3* — топочная камера, *4* — обмуровка, *5* — выносной циклон, *7* — отводящие трубы, *8* и *11* — верхний и нижний барабаны, *9* — фестон, *10* — трубы котельного пучка, *12* — пароперегреватель, *13* — экономайзер, *14* — воздухоподогреватель, *15* — опускные трубы

барабаном *11*. Пароводяная смесь из экранов *2* собирается в выходных коллекторах *6* и по трубам *7* отводится в верхний барабан или в выносной циклон *5*. Трубы заднего однорядного экрана переходят вверху в многорядный фестон *9*.

Котел имеет помимо топки и соединительного газохода, в котором расположен котельный пучок, еще два газохода — опускной и подъемный. В опускном газоходе расположен стальной змеевиковый пароперегреватель *12* и воздухоподогреватель *14*, а в подъемном — вынесенный экономайзер из чугунных ребристых труб. Поверхности нагрева подвешены к балкам каркаса, опирающегося вместе с обмуровкой на фундамент. Основные характеристики котлов типа Е(ГМ) приведены в табл. 1.

С повышением производительности котлов и применением факельного сжигания твердого топлива, а также в газомазутных котлах увеличиваются объем топки и поверхность ее

Таблица 1. Технические характеристики паровых газомазутных котлов типа Е(ГМ) паропроизводительностью 35—75 т/ч

Наименование	Марка котла					
	Е-35-ГМ (БГМ-35М)	Е-50-1,4ГМ (ГМ-50-14)	Е-50-1,4ГМ (ГМ-50-14/250)	Е-50-4,0ГМ (БМ-35РФ)	Е-50-4,0ГМ (ГМ-50-40)	Е-75-3,9ГМ (БКЗ-75-39ГМА)
	газ/мазут	газ	мазут	мазут	газ/мазут	газ/мазут
Номинальная производительность, т/ч	35/40	50	50	50	50	75
Давление пара, МПа (кгс/см^2)	4,0(40)	1,4(14)	1,4(14)	4,0(40)	4,0(40)	4,0(40)
Температура, °С:						
перегретого пара	440	—	250	440	440	440
питательной воды	145	100	100	145	145	145
уходящих газов	158/178	126	155	185	188/216	127/180
Расчетный кпд (брутто), %	90,8/90,7	92	91	90	89,6/88,2	92,4/90,36
Гарантийный кпд (брутто), %	—/88,0	—	90	89	87,0/86,0	—/89,0
Сопротивление газового тракта, кПа (кгс/м^2)	0,27(270)/0,23(230)	3,14(314)	3,32(332)	1,22(122)	0,17(170)/0,19(190)	—/0,67(67)
Сопротивление воздушного тракта, кПа (кгс/см^2)	2,92(292)/2,93(293)	3,00(300)	3,15(315)	3,09(309)	3,16(316)/3,2(320)	—/3,26(326)
Габаритные размеры котла, мм:						
высшая отметка котла*	15 180	14 954	14 954	15 800	15 570	19 375
ширина по осям колонн каркаса	5740	6320	6320	5310	5930	6810
глубина по осям колонн каркаса	9850	14 204	14 204	12 280	9778	9 900
Масса котла в объеме заводской поставки, т	128	142**	164**	173,3	258	259,0

* При заглублении системы очистки котла.
** В сейсмическом исполнении.

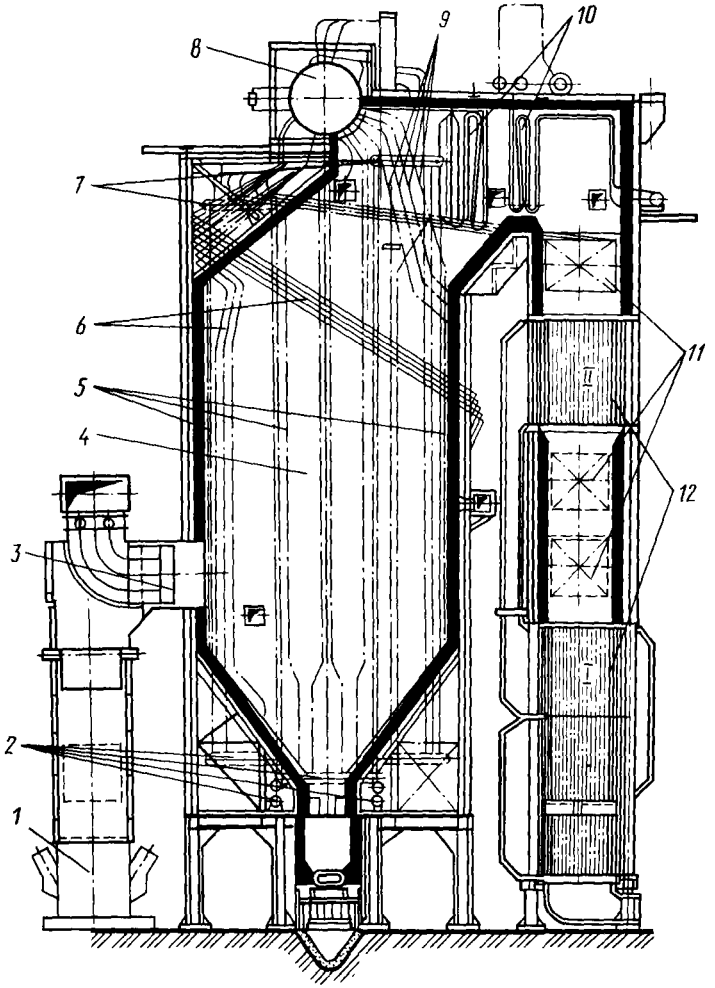


Рис. 14. Однобарабанный паровой котел среднего давления с пылевидным сжиганием твердого топлива Е-75-3,9-440-БТ (БКЗ-75-39Ф):
1— мельница, *2, 7*— верхние и нижние коллекторы, *3*— прямоточная горелка, *4*— топочная камера, *5*— топочные экраны, *6*— опускные трубы, *8*— барабан, *9*— фестон, *10*— пароперегреватель, *11*— экономайзер, *12*— воздухоподогреватель; *I*— первая ступень (по ходу рабочего тела), *II*— вторая ступень

стен, которые в современных котлах покрыты трубами — топочными экранами. Так как в котлах с естественной циркуляцией топочные экраны преимущественно испарительные поверхности нагрева, то с ростом производительности котла роль кипятильных (котельных) пучков постепенно уменьшается и отпадает надобность в установке двух барабанов, что видно при сопоставлении котлов (см. рис. 10—13) с однобарабанным котлом (рис. 14).

Однобарабанные вертикально-водотрубные паровые котлы с естественной циркуляцией среднего давления выпускаются на давление 2,4 и 3,9 МПа, производительностью 25, 35, 50, 75, 100 и 160 т/ч с перегревом пара до 440° С. Как правило, они имеют П-образную компоновку с размещением топки в подъемной шахте и конвективных поверхностей нагрева (экономайзера, воздухоподогревателей, а иногда и ступеней пароперегревателя) в опускном газоходе.

На рис. 14 приведен однобарабанный котел типа БКЗ-75-39Ф (Е-75-3,9-440-БТ) с пылевидным сжиганием твердого топлива. Все стены топочной камеры *4* экранированы испарительными трубами *5*, образующими вместе с опускными трубами *6*, нижними *2* и верхними *7* коллекторами и барабаном *8* отдельные циркуляционные контуры. Трубы заднего экрана переходят в верхней части у горизонтального газохода в четырехрядный фестон *9*. Размалываемое в мельницах *1* топливо вместе с подсушивающим воздухом входит в топку через прямоточные горелки *3*, расположенные на фронтовой стене.

В горизонтальном газоходе за фестоном расположен вертикальный пароперегреватель *10*, состоящий из двух ступеней (*I* и *II*).

В опускной конвективной шахте расположены экономайзер *11* и воздухоподогреватель *12* (по две ступени *I* и *II*). Подобная компоновка поверхностей нагрева котла характерна для большинства котлов с естественной циркуляцией как среднего, так и высокого (см. § 8) давления, производительностью равной или более 35 т/ч.

§ 8. БАРАБАННЫЕ КОТЛЫ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

На тепловых электростанциях СССР и в промышленных котельных при докритическом давлении наиболее распространенными являются котлы с естественной циркуляцией. В основном это однобарабанные котлы (рис. 15) с топочными камерами *3* больших размеров, покрытыми изнутри экранными трубами *2*, являющимися испарительной поверхностью нагрева. Как и в котлах среднего давления повышенной производительности, вода в экранные трубы поступает из барабана *6* по опускным трубам *4* и раздающему нижнему коллектору *1*, а пароводяная смесь отводится в верхние коллекторы *5* и по перепускным трубам поступает снова в барабан *6*. Насыщенный пар, отделяемый в барабане от воды, по подводящим трубам направляется сначала в радиационной потолочный пароперегреватель *7*, а затем в различной последовательности в ширмовый *8* и конвективный пароперегреватель *9*.

Соотношение размеров нагревательной, испарительной и перегревательной поверхностей котла, их компоновка в нем во многом зависит от параметров пара (температуры и давления). Поскольку с увеличением давления и температуры эн-

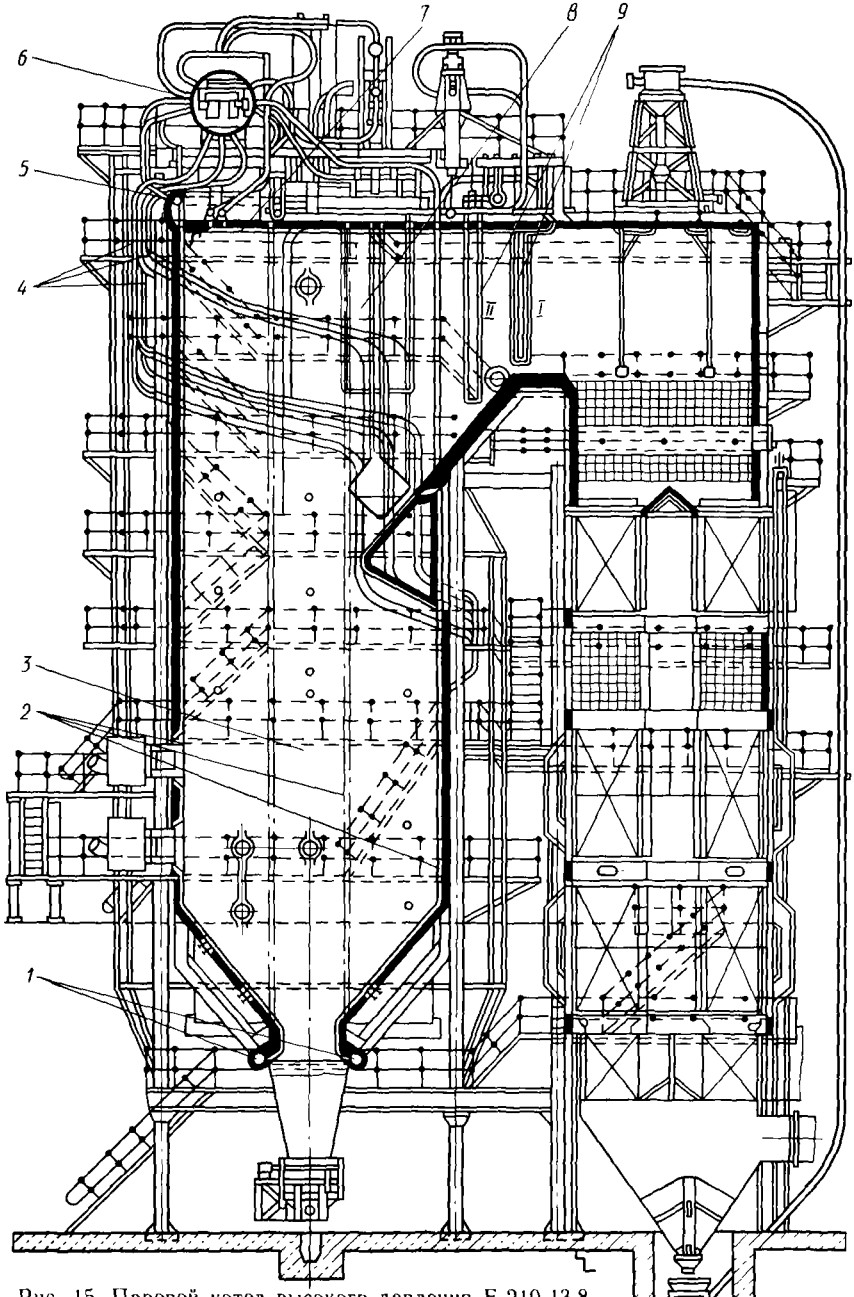


Рис. 15. Паровой котел высокого давления Е-210-13,8-560 (БКЗ-210-140Ф):

1, 5— нижние и верхние коллекторы, *2*— экранные трубы, *3*— топочная камера, *4*— опускные трубы, *6*— барабаи, *7*— потолочный пароперегреватель, *8*— ширмовый пароперегреватель, *9*— конвективный пароперегреватель (I и II ступени)

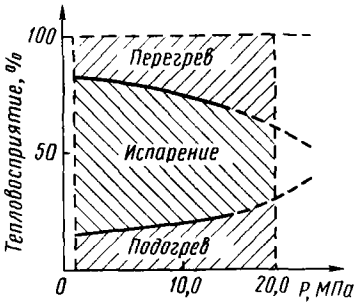


Рис. 16. Соотношение тепловосприятия поверхностей нагрева в зависимости от давления пара

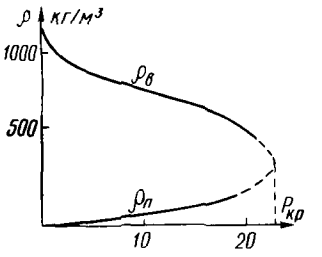


Рис. 17. Зависимость плотности воды $\rho_в$ и плотности пара $\rho_п$ от давления

тальпия жидкости и пара возрастает, а теплота парообразования, наоборот, падает, то с ростом параметров пара увеличивается доля экономайзерной и перегревательной поверхностей в котле и соответственно уменьшается доля испарительной поверхности (рис. 16).

В зависимости от параметров пара и соотношения испарительных и перегревательных поверхностей на выходе из топки устанавливают ширмовый пароперегреватель *8* (см. рис. 15) в котлах высокого давления или фестон *9* (см. рис. 14) на котлах среднего и пониженных значений высокого давления. Пароперегреватели располагают в горизонтальном переходиом газоходе и также иногда в верхней части опускного газохода конвективной шахты. Далее по ходу газов находятся экономайзер и воздухоподогреватель.

Барабанные котлы с естественной циркуляцией в отечественной энергетике применяют до давлений 18,5 МПа. При более высоком давлении (рис. 17) плотность пара $\rho_п$ приближается к плотности воды, и развиваемый напор естественной циркуляции стремится к нулю, а при $P \geqslant 22{,}5$ МПа пароводяная смесь становится однородной ($\rho_п \approx \rho_в$) и движение рабочего тела при естественной циркуляции прекращается, т. е. при таком давлении барабанные котлы с естественной циркуляцией неработоспособны. При $P > P_{кр}$ используются только прямоточные котлы.

§ 9. ПРЯМОТОЧНЫЕ КОТЛЫ

В прямоточных котлах отсутствует барабан. Питательная вода в них, как и в барабанных котлах, последовательно проходит экономайзер *2* (см. рис. *8, в*), испарительные *6* и пароперегревательные поверхности *7*. Движение рабочей среды по поверхностям нагрева однократное. Осуществляется оно за счет напора, создаваемого питательным насосом *1*. Вода, по-

ступающая в испарительную поверхность, на выходе из нее полностью превращается в пар. Это позволяет отказаться от тяжелого и громоздкого барабана. Надежное охлаждение металла труб испарительной поверхности обеспечивается повышенными скоростями движения рабочего тела. В прямоточных котлах нет четкой фиксации границ между экономайзерной, парообразующей и пароперегревательной зонами. Изменение параметров питательной воды (температуры, давления), характеристик топлива, воздушного режима приводит к изменению соотношения между размерами экономайзерной, испарительных и пароперегревательных зон. Меняется и положение границ между этими зонами. Так, снижение давления в котле приводит к уменьшению размеров экономайзерной зоны (зоны подогрева), увеличению испарительной зоны (из-за роста при снижении давления величины теплоты парообразования) и некоторому сокращению зоны перегрева.

Прямоточные котлы по сравнению с барабанными имеют значительно меньший аккумулирующий объем воды. Поэтому при их работе требуется синхронизация подачи воды, топлива и воздуха в котле. При ее нарушении в турбину может поступать недогретый либо чрезмерно перегретый пар.

Прямоточные котлы могут работать как на докритических, так и на сверхкритических давлениях. Требования к качеству питательной воды у них значительно выше, чем у барабанных котлов, ибо даже при ее хорошем качестве (когда содержание солей в ней измеряется миллионными долями грамма) из-за постоянного роста отложений в трубах прямоточные котлы приходится периодически останавливать и подвергать кислотной промывке. Наиболее интенсивное отложение солей происходит в той части испарительной зоны, в которой испаряются последние капли влаги и начинается перегрев пара. В котлах докритического давления эта часть испарительной зоны по величине изменения энтальпии достаточно узка (200—250 кДж/кг) и ее размещают в конвективной шахте (выносная переходная зона). При сравнительно невысокой температуре продуктов сгорания, обтекающих змеевики выносной переходной зоны, отложения солей вызывают незначительный рост температуры стенки металла. Поэтому толщину отложений можно допускать большой, не опасаясь пережога труб, удлиняя тем самым межпромывочный период котла.

Появление прямоточных котлов связано со стремлением упростить конструкцию барабанных котлов, отказаться от громоздкого дорогостоящего барабана. Их распространение в СССР связано с именем Л. К. Рамзина, под руководством которого был проведен большой объем исследовательских и конструкторских работ по созданию прямоточного котла докритического давления, а также создан котел сверхкритического давления.

В котле Л. К. Рамзина (рис. 18) вода после питательного

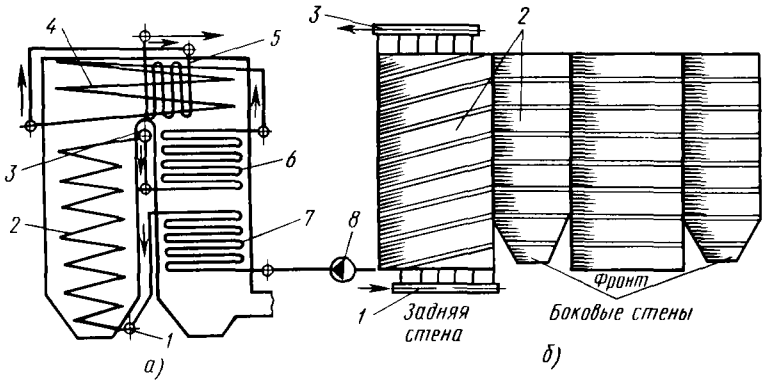


Рис. 18. Схемы прямоточного котла Л. К. Рамзина (*а*) и навивки топочных экранов (*б*):
1, 3— входной и выходной коллекторы НРЧ, *2*— НРЧ, *4*— ВРЧ, *5*— конвективный пароперегреватель, *6*— переходная зона, *7*— экономайзер, *8*— питательный насос

насоса *8* по трубопроводам направляется в экономайзер *7* и далее по необогреваемым трубам во входные *1* коллекторы радиационной части, разделенной по высоте на нижнюю радиационную *2* (НРЧ) и верхнюю радиационную *4* (ВРЧ) части. Иногда выделяют также и среднюю радиационную часть (СРЧ), устанавливаемую после НРЧ. Нижняя радиационная часть выполнена в виде ленты труб с горизонтально-подъемной навивкой по стенам топки (рис. 18, *б*). В НРЧ вода догревается до кипения и примерно 80% ее испаряется. Из НРЧ пароводяная смесь направляется в переходную зону *6*, расположенную в конвективном газоходе. В переходной зоне завершается испарение воды и осуществляется слабый перегрев пара (на 10—20° С). При этом часть солей, содержащихся в воде, может выпадать в виде накипи на стенках труб. Затем пар направляется в ВРЧ и после потолочных труб в выходной конвективный перегреватель, а оттуда в турбину.

Прямоточные котлы нашли широкое применение на электростанциях. Вследствие того что при давлении выше критического плотности пара ($\rho_п$) и воды ($\rho_в$) практически равны (см. рис. 17), барабанные котлы с естественной циркуляцией не могут работать и основным типом котлов становятся прямоточные. В отопительных же котельных и на теплоэлектроцентралях при докритическом давлении в основном применяются барабанные котлы с естественной циркуляцией, которые рассматриваются при изложении последующего материала.

§ 10. ВОДОГРЕЙНЫЕ КОТЛЫ

Подогрев воды на ТЭЦ для нужд отопления (теплоснабжения потребителей) производят в сетевых подогревателях па-

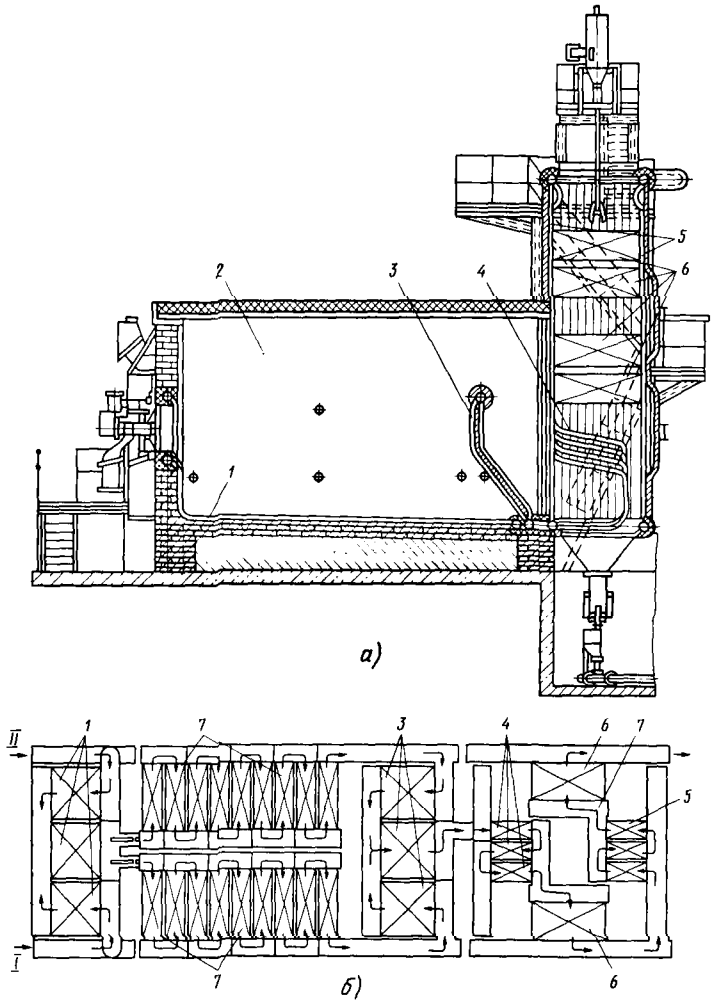


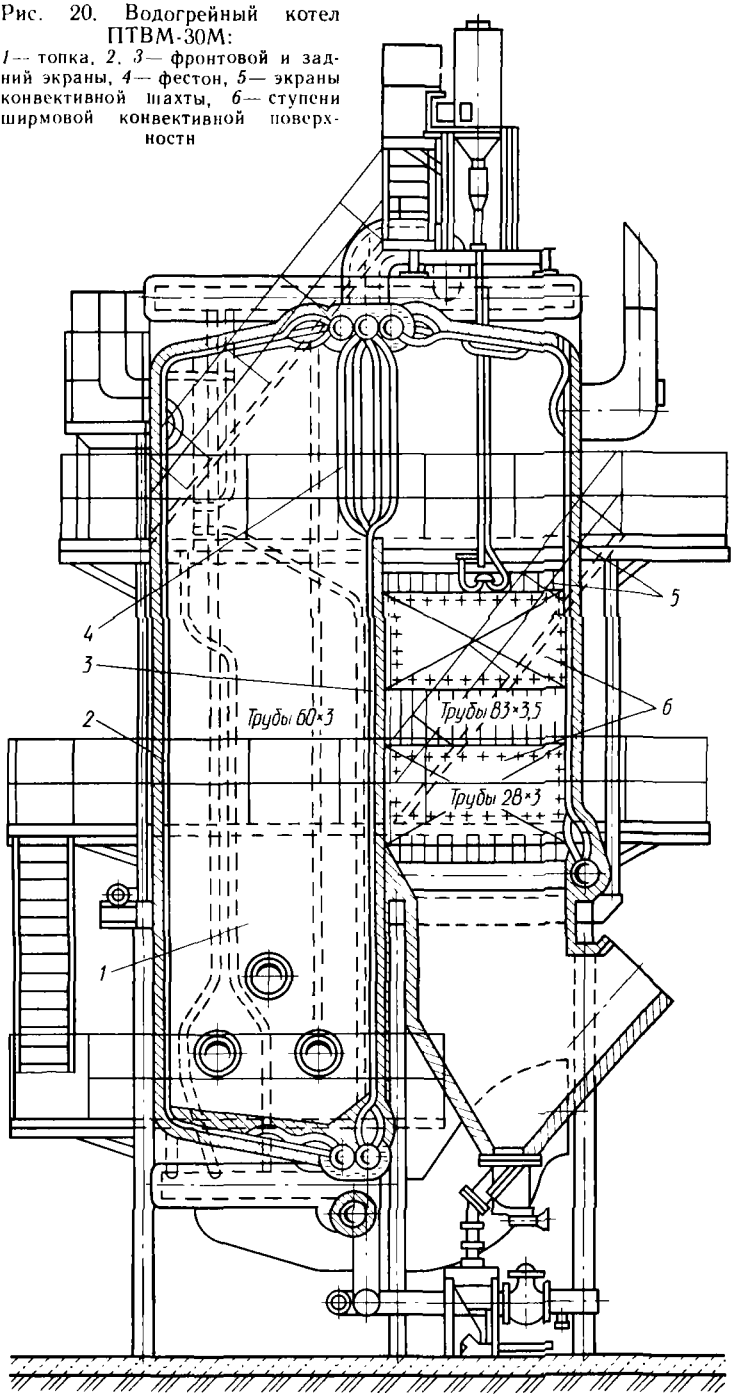
Рис. 19. Водогрейный котел КВГМ-20 (*а*) и схема его пароводяного тракта (*б*):
1, 3, 7— подовофронтовой, задний и боковые экраны, *2*— топка, *4*— фестон, *5*— экраны конвективной шахты, *6*— конвективные пучки; *I, II*— потоки воды

ром из теплофикационных (регенеративных) отборов турбины (см. рис. 2). В то же время для покрытия пиковых тепловых нагрузок в отопительный период широко используются водогрейные и пароводогрейные котлы. Среди них наиболее широкое распространение получили газомазутные котлы типов КВГМ и ПТВМ.

Котлы типа КВГМ (рис. 19) тепловой мощности 4; 6,5; 10; 20 и 30 Гкал/ч (4,8—35 МВт) имеют горизонтально рас-

Рис. 20. Водогрейный котел ПТВМ-30М:

1 — топка, *2*, *3* — фронтовой и задний экраны, *4* — фестон, *5* — экраны конвективной шахты, *6* — ступени ширмовой конвективной поверхности



положенную топку и поверхности нагрева с прямоточным принудительным движением воды. В рассматриваемом котле КВГМ-20 подогрев воды до 150° С последовательно осуществляется в подовофронтовом *1*, боковых *7*, заднем *3* экранах, затем в фестоне *4*, конвективных секциях *6* (пучках) и в экранах конвективной шахты *5*. Конвективные секции состоят из вертикальных стояков, в которые входят П-образные змеевики из труб диаметром 28 мм. Движение воды обеспечивается насосом.

При увеличении тепловой мощности наиболее распространенными стали П-образные и башенные компоновки котлов, причем наряду с применением жидкого и газового топлива появились водогрейные котлы со слоевым сжиганием твердого топлива (типа КВ-ТС).

Котлы типа ПТВМ теплопроизводительностью 30—180 Гкал/ч (35—210 МВт) выполняют с П-образной (рис. 20) или башенной (рис. 21) компоновкой.

Газомазутные водогрейные котлы ПТВМ-30М (см. рис. 20) предназначены для подогрева воды от 70 до 150° С, имеют П-образную компоновку. Топка экранирована трубами диаметром 60×3 мм, причем задний экран *3* до фестона *4* выполнен газо-

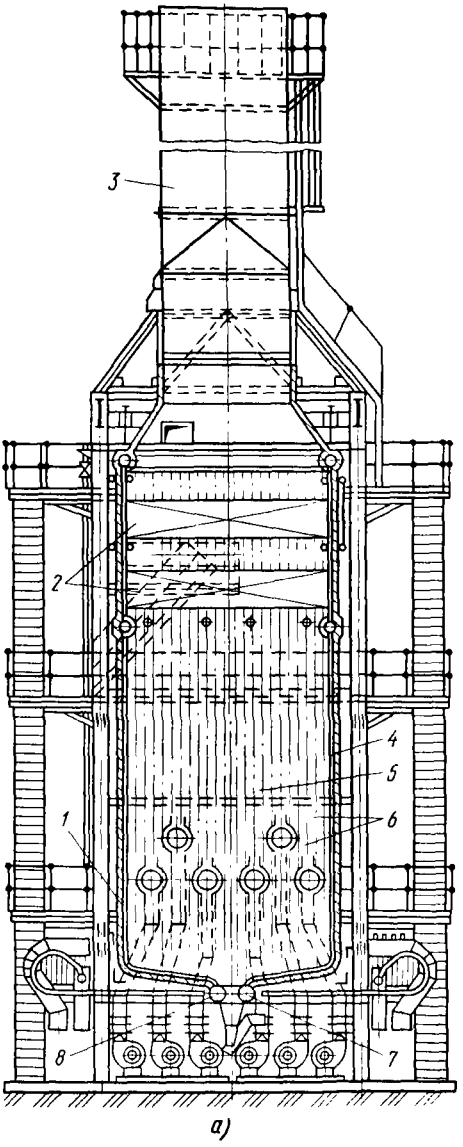


Рис. 21. Водогрейный котел ПТВМ-50 (*а*) и его четырехходовая (*б*) и двухходовая (*в*) схемы циркуляции:

1, *4*, *6*— задний, фронтовой и боковые экраны, *2*— конвективные поверхности, *3*— дымовая труба, *5*— топка, *7*— нижний коллектор фронтового экрана, *8*— нижний коллектор заднего экрана; *I*, *II*— вход и выход воды

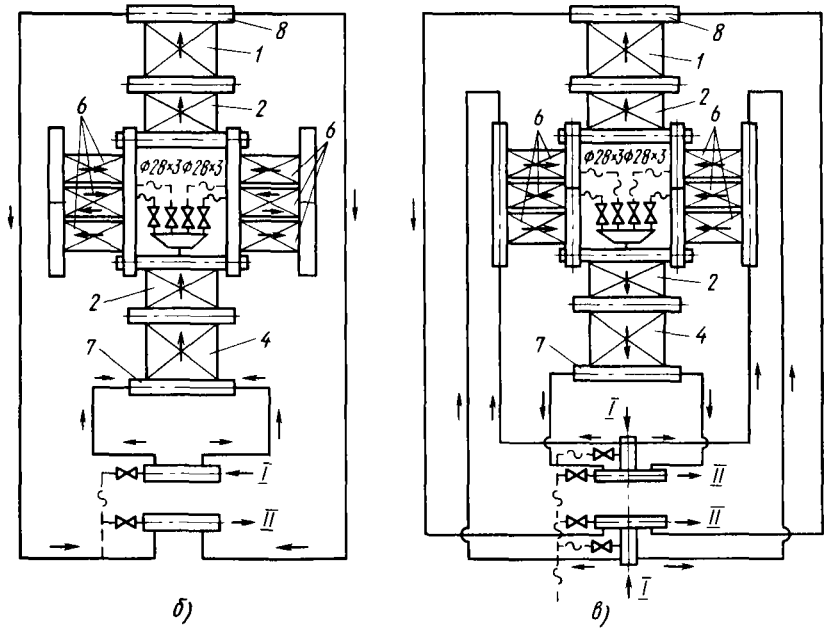


Рис. 21. Продолжение

плотным и является разделительной стенкой топки и конвективной шахты, задняя *5* и боковые стены которой также экранированы трубами диаметром 28×3 мм. На боковых стенах конвективной шахты расположены также трубы диаметром 83×3,5 мм, являющиеся коллекторами конвективных ширмовых поверхностей нагрева *6* из труб диаметром 28×3 мм.

Вода по всем поверхностям движется прямоточно, причем при сжигании газа поверхности включены в такой последовательности: экраны конвективной шахты (после чего единый поток делится на два параллельных подпотока) — ширмы *6* конвективной шахты — задний *3* (или фронтовой *2* по подпотокам) и боковые *1* экраны. При сжигании мазута последовательность включения обратная.

Водогрейные котлы типа ПТВМ-50, ПТВМ-100 (см. рис. 21, *а*) и ПТВМ-180, выполняемые с башенной компоновкой, имеют экранированную топку *5* и расположенные над ней конвективные поверхности. Последние состоят из И-образных змеевиков *2* диаметром 28×3 мм, вваренных в стояки диаметром 83×3,5 мм. Змеевики расположены в шахматном порядке. По ходу газов конвективные пакеты выполнены в две ступени.

В зависимости от температуры поступающей сетевой воды и ее расхода котел без переделки может работать по четы-

Таблица 2. **Технические характеристики водогрейных котлов типа КВГМ**

Наименование	Марка котла		
	КВГМ-10	КВГМ-20	КВГМ-30
Теплопроизводительность, ккал/ч	10×10^6	20×10^6	30×10^6
Рабочее давление, МПа (кгс/см^2)	1,0—2,5(10—25)	1,0—2,5(10—25)	1,0—2,5(10—25)
Температура воды, °С:			
на входе	70	70	70
на выходе	150	150	150
Расход воды, т/ч	123,5	247,0	370
Гидравлическое сопротивление, кгс/см^2	1,5	2,3	1,9
Коэффициент полезного действия, %:			
на природном газе	91,8	91,5	91,8
на сернистом мазуте	88,5	88,85	88,6
Температура уходящих газов, °С:			
на природном газе	185	190	195
на сернистом мазуте	230	240	240
Расход топлива:			
на газе, м^3/ч	1290	2580	3680
на мазуте, кг/ч	1200	2450	3870

рехходовой (в зимний период) или двухходовой (в летний период) схеме циркуляции воды.

При четырехходовой (рис. 21, *б*) схеме вода подается в один из нижних коллекторов *7* фронтового экрана *4* и проходит последовательно фронтовой экран, часть пакетов *2* конвективной поверхности, боковые экраны *6* (в два подпотока), оставшуюся часть пакетов *2* конвективной поверхности и задний *1* экран. Отвод горячей воды производят из нижнего коллектора *8* заднего экрана.

При двухходовой схеме (рис. 21, *в*), позволяющей пропускать удвоенный расход воды, вода поступает одновременно в оба нижних коллектора боковых экранов *6* и далее в два подпотока проходит соответственно конвективные пакеты *2* и в зависимости от подпотока фронтовой *4* или задний *1* экраны.

Вследствие небольшого числа коллекторов и водоперепускных труб котел характеризуется небольшим сопротивлением водяного тракта, небольшой металлоемкостью, что позволило применить башенную компоновку и расположить дымовую (металлическую) трубу над котлом с опорой на общий каркас котла.

Таблица 3. **Технические характеристики водогрейных котлов типа ПТВМ**

Наименование	Марка котла			
	КВ-ГМ-30-150М (ПТВМ-30М)	ПТВМ-50	ПТВМ-100	ПТВМ-180
Теплопроизводительность, Гкал/ч (МВт)	30(34,8)	50(58,2)	100(116,3)	180(209)
Давление, МПа (кгс/см^2)	2,5(25)	2,5(25)	2,5(25)	2,5(25)
Температура воды, °С: на входе:				
в пиковом режиме	104	104	104	110
в основном режиме	70	70	70	70
на выходе	150	150	150	150
Расход воды, т/ч:				
в пиковом режиме	495	1250	2140	4420
в основном режиме	375	618	1235	2210
Расчетный кпд котла (брутто) при работе, %:				
на газе	88,7	92,5	92,6	91,7
на мазуте	87,7	91,1	91,3	90,9
Компоновка котла	П-образная		Башенная	
Количество газомазутных горелок, шт.	6	12	16	20
Количество дутьевых вентиляторов и дымососов, шт.	2 вентилятора и 1 дымосос	12 вентиляторов	16 вентиляторов	20 вентиляторов
Габаритные размеры, мм:				
длина	5030	5160	6900	14 400
ширина	4740	5180	5180	7300
высота	5140	13 500	14 450	29 000

Простейшая конфигурация котла и небольшое сопротивление конвективных пакетов позволили работать с естественной тягой, не требующей установки дымососов. Характеристики некоторых водогрейных котлов приведены в табл. 2 и 3.

Глава третья

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО И ЕГО ПОДГОТОВКА К СЖИГАНИЮ

§ 11. КЛАССИФИКАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОПЛИВА

Под энергетическим топливом понимают горючие вещества, которые экономически целесообразно использовать для получения тепловой и электрической энергии. Это сложные углеродистые и углеводородистые соединения, содержащие некоторое количество минеральных веществ, образовавшиеся из

продуктов разложения растительного и животного происхождения за счет процессов, происходивших под давлением и без доступа воздуха на протяжении длительного времени. По агрегатному состоянию топлива делят на *твердые, жидкие* и *газообразные*, по происхождению — на *естественные* (природные), используемые в том виде, в котором они находятся в природе, и *искусственные*, полученные в результате переработки природных топлив. К естественным топливам относят уголь, нефть, природный газ, к искусственным — кокс, брикеты, отходы углеобогащения, дизельное топливо, мазут, доменный, коксовый и генераторный газы.

Состав топлива. Обычно топливо состоит из горючей, негорючей (минеральной) частей и влаги. В состав горючей части входят углерод C, водород H и сера S.

Углерод является одной из главных составляющих топлива, содержится в нем в виде сложных соединений с кислородом, азотом и серой. Чем больше его в составе, тем выше теплота сгорания топлива (количество теплоты, выделяющееся при сгорании единицы массы вещества). В твердом топливе содержание углерода колеблется от 25% всей массы для сланцев и до 70% для антрацита.

Водород содержится в топливе в небольших количествах (2—10%). Поэтому количество теплоты, выделяемое при сжигании водорода топлива, невелико, хотя теплота его сгорания в 4 раза больше, чем углерода.

Сера топлива в зависимости от вида соединений, в состав которых она входит, подразделяется на: органическую $S_о$, если она связана с углеродом, водородом, азотом и кислородом; колчеданную $S_к$, связанную с железом (обычно это железный колчедан FeS_2), и сульфатную $S_с$ в виде соединений RSO_4. Сера, входящая в состав органических и колчеданных соединений, участвует в процессе горения, выделяя при этом теплоту, образуя сернистый SO_2 и серный SO_3 ангидриды. Поэтому часто органическую и колчеданную серу называют летучей горючей $S = S_о + S_к$. Сера, входящая в состав $CaSO_4$, Na_2SO_4, $FeSO_4$, не горит.

В твердом топливе содержание серы достигает 5%, в жидком — 3,5%. Наличие серы в топливе нежелательно, так как образующиеся при горении серы оксиды SO_2 и SO_3 в присутствии влаги образуют слабые растворы сернистой и серной кислот, которые вызывают коррозию труб поверхностей нагрева конвективной шахты парового котла и оказывают вредное воздействие на окружающую среду.

Кроме горючих элементов в топливо входят кислород O и азот N, находящиеся в сложных соединениях с горючими элементами.

Кислород в составе топлива находится в различных соединениях, в том числе и с горючими элементами, снижая тем самым количество теплоты, выделяемой при сжигании

топлива. Поэтому кислород относят к внутренней балластной составляющей топлива.

Азот, как и кислород, относят к внутреннему балласту топлива. Содержание его в топливе невелико (в твердом топливе до 3%). При горении большая часть азота топлива переходит в токсичные оксиды NO и NO_2.

Минеральной частью топлива считаются негорючие примеси. Количество их определяется происхождением топлива и технологией его добычи. Различают внутренние минеральные примеси, образовавшиеся из материнского вещества топливообразователей при формировании угольной залежи, и внешние минеральные примеси, попавшие в топливо при его добыче из прилегающих пластов пород. Первые в отличие от вторых достаточно равномерно распространены в топливе и поэтому практически не могут быть отделены от горючей массы.

При горении топлива минеральные примеси подвергаются превращениям с образованием золы. Последнюю, как правило, принято включать вместо минеральной части в исходный состав топлива. Содержание золы в топливе определяется по величине твердого остатка, полученного после сжигания предварительно высушенной пробы топлива определенной массы в платиновом тигле и последующем прокаливании этого остатка.

Важное значение для работы котлов имеет температурная характеристика плавкости золы, которая зависит от состава золы и от окружающей ее газовой среды. Оценка плавкости производится по трем температурам: t_1 — начала деформации, t_2 — начала размягчения и t_3 — жидкоплавкого состояния.

Для исключения загрязнений поверхностей нагрева, расположенных за топкой, важно охладить в топке газы до температуры ниже значения температуры затвердевания золы, наступающего после прохождения ею области высоких температур. Обычно величина этой температуры ниже t_2 на 50—100° С. При горении топлива в топке в зоне высоких температур происходит частичное или полное расплавление золы. Некоторая часть ее образует летучую золу (унос), которая уходит с топочными газами из топки. Оставшаяся зола, частично разлагаясь, превращается в сплавленную или спекающуюся массу, называемую шлаком, который затем в жидком или гранулированном состоянии удаляется из нижней части топки.

В топках с твердым шлакоудалением не следует допускать расплавления шлака и его налипания на стены топки. В топках же с жидким шлакоудалением для свободного самопроизвольного вытекания из топки образующегося шлака необходимо поддерживать температуру газов внизу топки выше, чем температура жидкоплавкого состояния золы. Эту температуру называют температурой нормального жидкого шлакоудаления

$t_{н.ж}$. Ее величина определяется химическим составом шлака и, как правило, она на 100—200° С больше t_3.

Влага, как и минеральная часть, является балластом топлива. Она снижает его теплоту сгорания. Кроме того, влага, превращаясь при горении в пар, отнимает часть теплоты сгоревшего топлива. Поскольку температура уходящих газов котла обычно выше 100° С, то теплота, затраченная на испарение, полезно не используется, а теряется в атмосфере.

Принято влагу, содержащуюся в топливе, разделять на внешнюю и внутреннюю (гигроскопическую). *Внешняя влага* попадает в топливо при его добыче, транспортировке и хранении. Количество ее колеблется в широких пределах (1—40%). Эта влага может быть удалена из топлива при его сушке. *Внутренняя влага* связана как с органической частью топлива, так и с минеральными примесями в нем. К ней относят коллоидную и гидратную влагу. *Коллоидная влага* присутствует в топливе в виде гелей. Количество ее зависит от природы и состава топлива, содержания влаги в атмосферном воздухе. *Гидратная влага* химически связана с минеральными примесями топлива. Содержание ее в топливе невелико, при сушке топлива часть коллоидной влаги испаряется, содержание гидратной влаги не меняется.

Влажное твердое топливо после пребывания на воздухе теряет влагу, а подсушенное, наоборот, приобретает ее. Эти процессы идут в указанном направлении до тех пор, пока не наступит равновесие между парциальным давлением пара в воздухе и паров воды в топливе. Топливо с полученной таким образом влажностью называют *воздушно-сухим*.

Если воздушно-сухое топливо нагреть при атмосферном давлении до температуры 105° С, то практически вся приобретенная влага из топлива будет удалена. Влагу, удаленную из воздушно-сухого топлива, называют *гигроскопической*.

Принято состав топлива представлять в виде совокупности входящих в него отдельных элементов и компонентов, выраженных в массовых процентах. Топливо в том виде, в каком оно поступает для сжигания, называют рабочим, а вещество, составляющее его,— *рабочей массой*. Входящие в состав рабочей массы элементы записываются с индексом r:

$$C_l^r + H_l^r + S_l^r + O_l^r + N_l^r + A_l^r + W_l^r = 100\%.$$

Если из топлива удалена внешняя и внутренняя влага, то оно представляет собой *сухую массу* (индекс d), имеющую следующий состав:

$$C_l^d + H_l^d + S_l^d + O_l^d + N_l^d + A_l^d = 100\%.$$

Если условно удалить из сухой массы содержащуюся в ней золу, то полученный состав представляет собой *сухую беззольную* (горючую) *массу топлива*:

$$C_o^{daf} + H_o^{daf} + S_o^{daf} + O_o^{daf} + N_o^{daf} = 100\%.$$

Таблица 4. **Коэффициенты пересчета составов топлива**

Заданная масса топлива	Искомая масса топлива		
	рабочая	сухая	горючая
Рабочая	1	$100/(100-W_t^r)$	$100/(100-W_t^r-A_t^r)$
Сухая	$(100-W_t^r)/100$	1	$100/(100-A_t^d)$
Горючая	$(100-W_t^r-A_t^r)/100$	$(100-A_t^d)/100$	1

Если из горючей массы выделить серу колчеданную и сульфатную, то оставшуюся массу топлива называют *органической массой.*

Состав рабочей и сухой массы одного и того же топлива в зависимости от условий добычи и погоды может колебаться в достаточно широких пределах. Состав же горючей массы стабилен. Поэтому его используют для проведения пересчета горючей массы на сухую и рабочую. Формулы пересчета состава с одной массы на другую выведены из приведенных выше уравнений составов. Коэффициенты пересчета одинаковы для всех элементов пересчитываемых масс топлива. Например, при пересчете с сухой на рабочую массу надо поэлементно состав сухой массы умножить на коэффициент $(100-W_t^r)/100$, т. е. $C^r=C^d(100-W_t^r)/100$; $H^r=H^d(100-W_t^r)/100$ и т. д.

В табл. 4 приведено значение коэффициентов пересчета составов твердого и жидкого топлив.

Газообразное топливо представляет собой смесь горючих (водорода H_2, углеводородов метанового ряда, тяжелых углеводородов C_mH_n, сероводорода H_2S и оксида углерода CO) и небольшого количества негорючих (кислорода O_2, азота N_2, диоксида углерода CO_2 и водяных паров H_2O) газов. Состав топлива задается в виде составляющих его соединений в процентах по объему, а все расчеты ведут исходя из единицы объема сухого газа, взятого при нормальных условиях (давлении 0,1 МПа и температуре 0° С):

$$CH_4+C_6H_6+C_3H_8+\\+\sum C_mH_n+H_2+H_2S+CO+N_2+O_2+CO_2=100\%$$

Важными теплотехническими характеристиками твердых топлив являются величина выхода летучих и свойства коксового остатка. Если топливо нагревать без доступа воздуха, то из него в результате термического разложения нестойких содержащих кислород углеводородистых соединений выделяются летучие вещества и остается твердый нелетучий остаток (кокс).

Выход летучих V^{daf} определяется по уменьшению горючей массы топлива при нагревании его в течение 7 мин без доступа воздуха при температуре 850° С. Эту величину принято давать в процентах от горючей массы топлива.

В состав летучих обычно входят водород H, углеводороды C_mH_n, оксид углерода CO, диоксид углерода CO_2. Величина выхода летучих и температура начала их выхода зависят от возраста топлива. Чем выше выход летучих и ниже температура начала их выделения, тем легче воспламеняется топливо. Наибольший выход летучих и наименьшую температуру начала их выхода имеют молодые топлива: торф ($V^{daf}=70\%$, $t_{вых}=100\div110°$ C), бурые угли ($V^{daf}=40\div65\%$, $t_{вых}=130\div170°$ C).

Твердый остаток, который остается после выхода летучих из топлива, может иметь различный вид: *спекшийся, слабоспекшийся* и *порошкообразный*. Лишь некоторые каменные угли дают плотный, спекшийся остаток с большим числом пор, называемый коксом.

Теплота сгорания топлива определяется опытным путем и представляет собой ту теплоту, которая выделяется при полном сжигании 1 кг (1 м^3 для газа) топлива. Поскольку количество выделяемой теплоты зависит от конечного состояния продуктов сгорания, в частности от того, в каком агрегатном состоянии находится влага (в виде пара или воды), различают высшую Q_s и низшую Q_i теплоту сгорания топлива. Различие между ними состоит в том, что высшая теплота сгорания топлива учитывает теплоту, которая выделяется при конденсации водяных паров (влага в продуктах сгорания находится в виде воды), а низшая эту теплоту не учитывает. Так как в паровом котле температура продуктов сгорания достаточно высока и конденсации водяных паров не происходит, то теплота, затраченная на испарение влаги, теряется. Поэтому в тепловых расчетах котла используется величина низшей теплоты сгорания рабочего топлива. Если известно значение Q_s^r, то величина Q_i^r, МДж/кг, может быть найдена из выражения

$$Q_i^r = Q_s^r - 25{,}2(W_i^r/100 + 9H_i^r/100),$$

где $25{,}2(W_i^r/100+9H_i^r/100)$ — количество теплоты, затраченной на испарение влаги ($W_i^r/100$), содержащейся в топливе, и воды ($9H_i^r/100$), образующейся при горении водорода, МДж/кг; 25,2 — теплота парообразования воды при давлении, равном 0,1 МПа, МДж/кг.

При отсутствии опытных данных приближенное значение Q_i^r для твердого топлива и мазута может быть определено по формуле, предложенной Д. И. Менделеевым:

$$Q_i^r = 0{,}399C_i^r + 1{,}03H_i^r - 0{,}109(O_i^r - S_i^r) - 0{,}252W_i^r.$$

Значение теплоты сгорания газообразного топлива Q_i^d, МДж/м^3, при нормальных условиях и известном процентном содержа-

нии газов, входящих в его состав, определяется по зависимости

$$Q_i^d = 0{,}01[Q_{CH_4} \cdot CH_4 + Q_{C_2H_6} C_2H_6 + \sum C_m H_n \cdot Q_{C_mH_n} + Q_{H_2} \cdot H_2 + Q_{CO} \cdot CO],$$

где Q_{CH_4}, $Q_{C_2H_6}$, ...— теплота сгорания отдельных газов, входящих в состав газообразного топлива, МДж/м^3.

При сравнении энергетической ценности и эффективности использования различных топлив используется понятие условного топлива, т. е. топлива, теплота сгорания которого равна 29,3 МДж/кг. Понятием условного топлива пользуются при определении различных топливных ресурсов, сравнении удельных расходов топлива на единицу выработанной энергии и проведении технико-экономических расчетов. При сравнительной оценке качества топлив удобны приведенные характеристики топлива $W_{пр}$, $A_{пр}$, $S_{пр}$, %/(МДж/кг), отражающие соответственно содержание влаги, золы и серы в топливе, отнесенное к низшей теплоте сгорания его рабочей массы:

$$W_{пр}^r = \frac{W_i^r}{Q_i^r}, \quad A_{пр}^r = \frac{A_i^r}{Q_i^r}, \quad S_{пр}^r = \frac{S_i^r}{Q_i^r}.$$

Топлива с приведенной влажностью $W_{пр}^r < 0{,}7\%/(МДж/кг)$ считаются маловлажными, с $W_{пр} = 0{,}7 + 1{,}89\%/(МДж/кг)$ — средней влажности, с $W_{пр}^r > 1{,}89\%/(МДж/кг)$ — высоковлажными.

Абразивность твердого топлива, т. е. способность его при контакте с другими материалами вызывать их износ, зависит от количества содержащихся в нем колчеданной серы, золы и состава топлива. Эта характеристика важна для выбора и эксплуатации размольного оборудования, пылепроводов и т. д.

Твердость твердого топлива (сопротивляемость измельчению — размолу характеризуется величиной коэффициента размолоспособности $K_{ло}$, который представляет собой отношение удельного расхода электроэнергии, затраченной на помол эталонного топлива (антрацита), к удельному расходу энергии, затраченной на помол рассматриваемого топлива (ГОСТ 15489—84). Чем мягче топливо, тем больше величина $K_{ло}$. Этот показатель топлива учитывается при проектировании систем пылеприготовления, в первую очередь при выборе типа и производительности размольного оборудования.

Плотность твердого топлива, кг/м^3, как одна из его характеристик, широко используется при выборе оборудования систем загрузки, хранения, транспортировки топлива и системы пылеприготовления, от нее зависит фактический массовый расход топлива, проходящего по указанным элементам, и обеспечение проектных условий эксплуатации котла. При снижении плотности должен возрасти объем сжигаемого топлива, а системы топливоподачи и пылеприготовления могут не пропустить повышенный объем, что приведет к необходимости снижения нагрузки котла.

Различают кажущуюся $\rho_{тл}^{каж}$ и насыпную $\rho_{тл}^{нас}$ плотности топлива. Под *кажущейся* плотностью понимают массу единицы объема куска топлива с внутренними порами, заполненными воздухом и влагой. *Насыпная* плотность представляет собой массу топлива, содержащуюся в единице объема, заполненного кусками топлива и воздушными прослойками между ними.

Жидкое топливо характеризуется условной вязкостью, а также температурами застывания и вспышки.

Условную вязкость принято выражать в условных градусах (°*ВУ*). Ее определяют как отношение времени вытекания определенного объема ($2 \cdot 10^{-4}$ м^3) жидкого топлива к времени вытекания такого же объема воды, находящейся при температуре 20° С. При маркировке мазута после буквенного обозначения указывают величину его условной вязкости при температуре 50° С. Так, марка мазута М100 указывает, что условная его вязкость при температуре 50° С составляет 100° *ВУ*. Величина условной вязкости сильно зависит от температуры:

$$^{\circ} ВУ_t = {}^{\circ} ВУ_{50} \left(\frac{50}{t}\right)^n,$$

где $^{\circ}ВУ_t$ — условная вязкость жидкого топлива при температуре t; $^{\circ}ВУ_{50}$ — условная вязкость при $t = 50°$ С; n — показатель степени:

$^{\circ}ВУ_{50}$	2	5	10	15	20
n	1,8	2,3	2,6	2,75	2,86

Для качественного распыла и надежной транспортировки жидкого топлива по трубопроводам значение его условной вязкости не должно превышать величину 2—3° *ВУ*. Такое состояние можно обеспечить предварительным подогревом мазута в специальных теплообменниках или добавкой (рециркуляцией) нагретого мазута. В зависимости от марки сжигаемого мазута его подогревают до 110—135° С.

Температура застывания — минимальная температура, при которой жидкость теряет текучесть. Слив и перекачка жидкости становятся невозможными. Для мазута значения этой температуры в зависимости от марки меняются в диапазоне 5—25° С.

Температура вспышки — это та температура, при которой пары жидкого топлива в смеси с воздухом вспыхивают при соприкосновении с пламенем. Для мазута значение этой температуры составляет 80—140° С. Поэтому при открытой системе подогрева мазута температура его подогрева на 10—15° С должна быть ниже температуры вспышки.

Классификация топлива проводится по таким показателям, как степень разложения, теплота сгорания, выход летучих, влажность, а также по крупности ископаемых углей. Ископаемые твердые топлива подразделяются на торф, бурые, каменные угли и антрацит.

Торф — наиболее геологически молодое твердое топливо, характеризующееся невысокой степенью разложения органических остатков вымершей растительности и относительно низкой теплотой сгорания, повышенным содержанием летучих ($V^{daf}=70\%$), водорода ($H^{daf}=5\div6\%$), кислорода ($O^{daf}=30\%$) и азота ($N^{daf}=2\div2{,}5\%$). Торфу свойственна очень высокая гигроскопичность и влажность ($W_t^r=35\div60\%$).

К бурым углям (марка Б) относят угли с высшей теплотой сгорания обеззоленной рабочей массы $Q_s^r\frac{100}{100-A_t^r}<23{,}9$ МДж/кг. По геологическому происхождению это следующая за торфом разновидность твердого топлива, в которой еще достаточно велико содержание летучих ($V^{daf}=65\div40\%$), водорода ($H^{daf}=4\div6{,}5\%$ и более), кислорода ($O^{daf}=15\div30\%$); высока гигроскопичность и влажность.

К каменным относят угли, у которых $Q_s^r\frac{100}{100-A}>23{,}9$ МДж/кг. Они характеризуются высоким уровнем содержания углерода ($C^{daf}=75\div89\%$), высокой плотностью, значительной величиной теплоты сгорания. С увеличением содержания углерода доля кислорода, водорода и летучих уменьшается. По выходу летучих с учетом способности спекания твердого остатка в СССР принята следующая классификация каменных углей: длиннопламенные (Д); газовые (Г); газовые жирные (ГЖ); жирные (Ж); коксовые жирные (КЖ); коксовые (К); обогащенные спекающиеся (ОС); слабоспекающиеся (СС); тощие (Т). По мере перехода от углей марки Д к Т выход летучих меняется от 36% и более у Д до 9—17% у Т, а влажность W_t^r соответственно уменьшается с 14 до 5%.

Полуантрациты (ПА) и антрациты (А) характеризуются низким выходом летучих ($V^{daf}<9\%$), высокой теплотой сгорания и наиболее высоким содержанием углерода ($C^{daf}=89\div92{,}5\%$) при малом содержании водорода ($H^{daf}=2\div3{,}6\%$), азота ($N^{daf}=0{,}8\div1{,}3\%$), кислорода ($O^{daf}=2{,}2\div5\%$), серы ($S^{daf}=0{,}6\div0{,}9\%$).

У полуантрацитов выход летучих больше 5%, теплота сгорания выше, чем у антрацитов. Полуантрациты и антрациты являются высокосортным топливом, в энергетических установках используются их отходы.

По размерам получаемых при добыче кусков различают классы угля: плита (П), крупный (К), орех (О), мелкий (М), семечко (С), штыб (Ш) и рядовой (Р). Переход углей от К к Ш сопровождается уменьшением размера кусков от 50—100 мм (К) до 6—13 мм (С). В классе Ш куски угля мельче 6 мм, а в Р размеры кусков неограничены и могут колебаться от 0 до 200 (300) мм.

В качестве жидкого топлива в энергетике в основном

Таблица 5. **Расчетные характеристики твердых топлив**

Бассейн, месторождение	Марка топлива	Состав рабочей			
		W_r^r	A_r^r	$S_{к\,т\,ор}^r$	C_r^r
Донецкий	Д	13,0	24,4	1,8	47,0
	Г	10,0	25,2	2,1	51,2
	Т	6,0	25,4	1,6	61,1
	АШ	8,5	30,2	1,1	56,4
	А, шлам	20,0	32,0	1,0	43,9
Кузнецкий	Д	12,0	13,2	0,4	58,6
	Г	8,0	14,3	0,5	63,3
	СС	9,0	18,2	0,4	64,4
	Д (рокI)	15,0	12,8	0,4	54,5
	Т (рокI)	9,0	15,5	0,4	66,7
Уронское	Д	16,6	8,3	0,3	58,0
Новоказанское	Г	10,5	10,7	0,4	63,8
Сибиргинское	Т, А	8,0	20,7	0,3	65,7
Экибастузский	СС	6,5	36,9	0,4 + 1,2	44,8
Подмосковный	Б2	32,0	28,6	1,7 + 1,0	26,0
Печорский, Воркутинское	Ж	5,5	28,5	0,9	55,5
Интинское	Д	11,5	27,4	2,5	45,8
Канско-Ачинский					
Ирша-Бородинское	Б2	33,0	6,7	0,2	43,1
Назаровское	Б2	39,0	7,8	0,4	37,6
Березовское	Б2	33,0	4,7	0,2	44,2
Итатское	Б1	40,5	6,8	0,4	36,6
Азейское	Б3	25,0	14,3	0,4	44,9
Гусиноозерское	Б3	28,0	19,3	0,7	43,6
Букачачинское	Г	8,0	10,1	0,6	67,2
Харанорское	Б1	40,0	11,1	0,4	35,0
Райчихинское	Б2	37,5	9,4	0,3	37,7
Подгородненское	Т	4,0	40,8	0,4	48,7
Артемовское	Б3	23,0	30,8	0,3	31,6
Реттиховское	Б1	42,5	19,0	0,2	26,0
Чихезское	Б1	41,5	14,8	0,2	30,3
Бикинское	Б1	44,5	20,5	0,3	22,9
Эстонсланец	Горючий сланец	12,0	44 + 16,7	1,4	19,9
Росторф	Фрезерный торф	50,0	6,3	0,1	24,7
Нерюнгринское	СС	10,0	19,8	0,2	60,0

массы, %			Низшая теплота сгорания, МДж/кг	Предельные значения, %		Температура плавкости золы, °С		
H_i^r	N_i^r	O_i^r	Q_i^r	влажности	зольности	начала деформации t_1	начала размягчения t_2	начала жидкоплавкого состояния t_3
3,4	1,0	8,1	18,50	18,0	35,0	1000	1200	1280
3,6	0,9	5,9	20,47	12,0	37,5	1050	1200	1280
2,9	1,0	1,2	23,4	8,0	35,0	1120	1200	1250
1,1	0,5	1,7	19,97	9,0	35,0	1110	1210	1240
0,9	0,4	1,5	15,09	—	45,0	1130	1240	1280
4,2	1,9	9,7	22,86	13,0	19,0	1110	1230	1310
4,4	2,1	7,4	25,25	11,0	22,0	1150	1270	1340
3,3	1,5	3,2	24,70	12,0	30,0	1180	> 1500	> 1500
3,8	1,7	11,8	20,89	19,0	20,0	1140	1340	1400
2,8	1,6	4,0	24,70	13,0	22,0	1280	1450	1480
3,8	1,7	11,3	22,02	—	2,0	1125	1230	1270
4,2	1,8	8,6	25,12	—	17,0	1220	1480	> 1500
1,5	1,4	1,4	23,49	12	—	1200	1400	1490
3,0	0,8	7,3	17,88	—	43,0	1300	> 1500	> 1500
2,1	0,4	8,2	9,84	40,0	45,0	1350	1500	1500
3,6	1,7	4,4	22,02	8,0	32,0	1060	1250	1360
3,1	1,5	8,2	17,54	12,0	33,0	1050	1220	1300
3,0	0,6	13,4	15,49	36,0	20,0	1180	1210	1230
2,6	0,4	12,7	13,02	45,0	20,0	1200	1220	1240
3,1	0,4	14,4	15,66	—	—	1270	1290	1310
2,6	0,4	12,7	12,81	—	—	1200	1220	1240
3,2	0,8	11,4	16,91	28,0	28,0	1100	1295	1310
3,0	0,6	9,8	16,16	26,0	28,0	1070	1220	1250
4,7	0,8	8,6	26,04	10,5	13,0	1170	1300	1330
2,2	0,5	10,8	11,97	52,0	22,0	1150	1250	1300
2,3	0,5	12,3	12,73	15,0	40,0	1150	1250	1310
2,6	0,3	3,7	18,88	6,0	45,0	1250	1440	> 1500
2,6	0,6	11,0	11,74	30,0	45,0	1320	> 1500	> 1500
2,1	0,5	9,7	8,81	47,0	37,0	1150	1360	1410
2,6	0,3	10,5	10,74	44,0	30,0	1190	1300	1490
1,9	0,6	9,8	7,58	50,0	40,0	1250	1500	> 1500
2,6	0,1	2,9	9,00	—	—	1300	1400	1480
2,6	1,1	15,2	8,12	52,0	28,0	1140	1280	1330
3,1	0,6	6,3	22,48	12,0	28,0	1240	1340	1400

используется мазут — тяжелый остаток перегонки нефти, получающийся после отгона из нее легких фракций (бензина, керосина, легроина и др.). Мазут является малозольным и почти безводным топливом и классифицируется по содержанию соединений серы, а также по вязкости. По количеству серосодержащих соединений мазут разделяют на *малосернистый* ($S^{daf}<0,5\%$), сернистый ($S^{daf}=0,5\div2\%$) и *высокосернистый* ($S^{daf}>2\%$). На электростанциях применяют преимущественно мазут марок: М40, М100 (М200). В настоящее время доля сжигаемого жидкого топлива на электростанциях сокращается.

Газообразным топливом, используемом на электростанциях, в основном является природный газ, который делят на две группы: газ из чисто газовых и из газоконденсатных месторождений. Природный газ в местах добычи очищается от песка и других примесей, осушается и по трубопроводам направляется к потребителям. Природный газ — сухое, практически беззольное топливо, с высокой теплотой сгорания. Он имеет следующий состав: метан (85—98%), тяжелые углеводороды C_mH_n (2—6%), диоксид углерода CO_2 (0,1—1,0%), азот N_2 (1—5%).

В табл. 5 приведены характеристики ряда твердых топлив, широко используемых в энергетике. Аналогичные таблицы составляются для газообразного и жидкого топлив.

Основными месторождениями органического топлива являются Донецкий, Экибастузский, Кузнецкий, Карагандинский, Печорский, Закавказский каменноугольные бассейны, а также месторождения Киргизии, Восточной Сибири, Казахстана и ряда других регионов.

Наибольшими месторождениями бурых углей являются Канско-Ачинское (Назаровское, Ирша-Бородинское, Березовское), Подмосковного бассейна, Урала, Дальнего Востока, Бурятии, Средней Азии.

Небольшая глубина залегания углей Канско-Ачинского бассейна, значительная мощность пластов на обширных площадях позволяют производить дешевую добычу этих углей открытым способом.

Месторождения жидкого топлива сосредоточены в следующих нефтегазовых районах, областях и бассейнах: Западно-Сибирском, Южно-Каспийском, Волго-Уральском, Краснодарском, Мангышлакском и на о. Сахалин.

Среди разведанных газовых месторождений крупнейшее расположено в Тюменской области. Существенные месторождения газа находятся на Северном Кавказе, на Украине, Волге, Северном Урале и в Средней Азии.

§ 12. ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И КОТЕЛЬНЫХ

В современных паровых котлах котельных и электростанций сжигают различные виды топлива, причем одни виды используются как основные, а другие — в качестве резервных или растопочных. Поэтому в топливном хозяйстве предусматривается совокупность соответствующего оборудования для транспортировки и подготовки к сжиганию различающихся видов топлива: твердого и жидкого, твердого и газового или жидкого и газового.

Тракт сырого твердого топлива (рис. 22) включает оборудование доставки и разгрузки топлива, транспортировки его на резервные склады или для дальнейшей обработки и оборудование предварительной подготовки топлива перед поступлением в котельную, где осуществляется конечная подготовка к сжиганию.

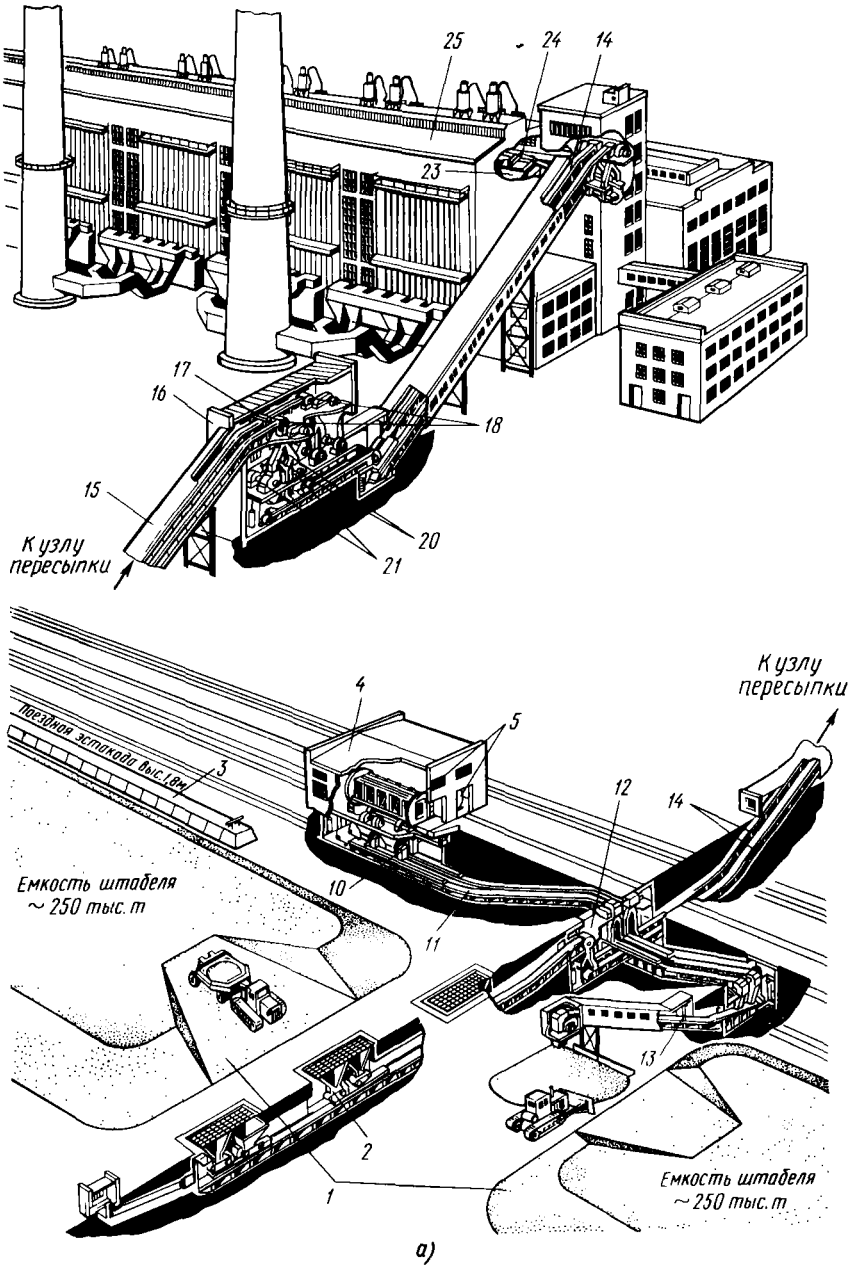
Твердое топливо в котельные и на электростанции доставляется автомобильным (в мелкие котельные) или железнодорожным транспортом. Поступающее на электростанцию топливо в осенне-зимний период прогревается и размораживается в специальных тепляках. По мере прогрева и размораживания вагоны с углем подают в разгрузочные помещения *4*, преимущественно оснащенные вагоноопрокидывателями *5*.

Вагон с углем сверху специальными захватами *8* прижимается к участку железнодорожного полотна *9* и сбоку к одной из стенок (к стойкам) вагоноопрокидывателя. Затем с помощью кантователей *7* по роликам *6* опрокидывается и встряхивается. Высыпающееся в бункера *10* разгрузочного устройства топливо с помощью конвейеров *11* подается в помещение *12* первого узла пересыпки, откуда в зависимости от нужд станции направляется однониточным конвейером *13* на резервный склад *1* или наклонными двухниточными конвейерами *14*, укрытыми в галереях (эстакадах) *15*, во второй узел пересыпки, совмещенный с дробильным помещением *16*, и далее в главный корпус *25*, в бункера *23* сырого топлива котлов.

Для измельчения крупных кусков топлива, высыпающегося из вагонов на решетки, могут применять специальные механизмы или установленные перед бункерами разгрузочного устройства дробилки грубого дробления.

На резервном складе топливо укладывают специальными роторными погрузчиками или штабелеукладчиками. Для уменьшения простоя железнодорожных вагонов (при переполнении бункеров котельной) предусматривают буферные штабели угля и специальные разгрузочные эстакады *3*, которые могут также использоваться для разгрузки неисправных вагонов.

С резервного склада уголь специальными бульдозерами


25
24
14
23
17
16
18
15
20
21
К узлу пересыпки
К узлу пересыпки
4
5
Подземная эстакада Выс. 18м
3
12
14
Емкость штабеля ~ 250 тыс. т
10
11
13
2
1
Емкость штабеля ~ 250 тыс. т

а)

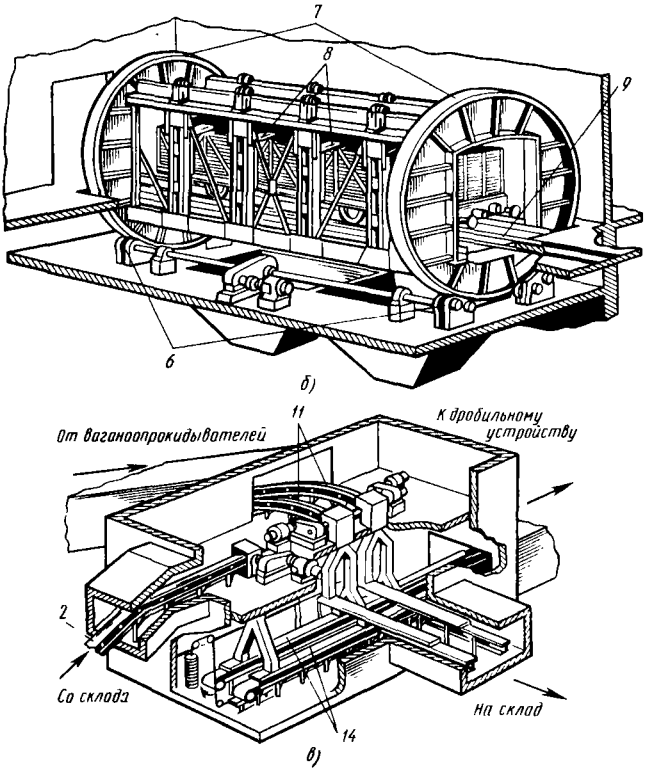
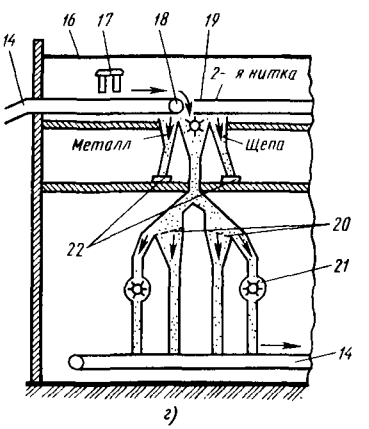


Рис. 22. Угольное хозяйство электростанции и его узлы:
а — общий вид, *б* — вагоноопрокидыватель, *в* — оборудование узла пересыпки, *г* — дробильное помещение; *1* — резервный склад, *2* — конвейер подачи угля с резервного склада (*2, 11, 13, 14* — угольные конвейеры), *3* — подъездная железнодорожная эстакада, *4* — разгрузочное помещение (с устройствами), *5* — вагоноопрокидыватели, *6* — опорные ролики, *7* — кантователи, *8* — прижимные устройства, *9* — поворотный участок железнодорожного полотна, *10, 23* — бункера разгрузочного помещения и сырого угля котельной, *12* — узел пересыпки, *15* — крытая галерея, *16* — дробильное помещение, *17, 18* — подвесной и барабанный металлоуловители, *19* — щепоуловители, *20* — наклонный грохот, *21* — дробилки, *22* — конвейеры удаления щепы, металла и др., *24* — плужковый сбрасыватель, *25* — главный корпус



или иными механизмами подают через решетчатые проемы на самостоятельный (подземный) однониточный конвейер *2*.

На входе в котельную топливо не должно содержать кусков крупнее 20 мм, для чего предусмотрена установка зубчатых или молотковых дробилок *21*. Перед этими дробилками тонкого дробления на концевых участках, входящих в дробильное помещение конвейеров *14*, улавливают находящийся в топливе металл с помощью подвесных *17* и шкивных (или барабанных) *18* электромагнитных металлоуловителей с чувствительными опережающими металлоискателями. Для среднеходных мельниц металлоуловители устанавливают также за дробилками.

За дробилками тонкого помола, а для некоторых топлив (например, для фрезерного торфа) и до них устанавливают барабанные уловители *19* щепы и длинномерных предметов. Уловленные металл, щепа, пни удаляются из дробильного помещения специальными конвейерами *22*. Можно уменьшить энергозатраты на размол угля, отделив от него перед дробилками мелкие куски с помощью специальных наклонных грохотов *20*.

Топливо, поступающее в котельное помещение, взвешивается ленточными весами и далее сбрасывается с распределительных конвейеров индивидуальными плужковыми сбрасывателями *24* в соответствующие бункера *23* сырого топлива отдельных котлов. Могут устанавливаться также и передвижные сбрасыватели.

При проектировании и обслуживании топливного тракта руководствуются «Правилами взрывопожаробезопасности топливоподач электростанций».

Мазутное хозяйство (основное или растопочное) сооружается при сжигании мазута в энергетических или водогрейных котлах в качестве основного или резервного топлива, а также в котлах с камерным пылевидным сжиганием твердого топлива, использующих мазут как растопочный. На электростанции мазут доставляется преимущественно железнодорожным транспортом. Для разогрева загустевшего мазута предусмотрены специальные крытые тепляки или подача пара в цистерны.

Разогретый мазут из цистерн *1* (рис. 23) сливается в межрельсовые каналы *2* и далее в приемный бак *3*, перед которым могут устанавливать фильтры для улавливания наиболее крупных примесей. Из приемных баков мазут откачивается насосами *4* в основные резервуары *5* мазутного хозяйства.

Для обеспечения надежной прокачки и транспортировки мазут в основных резервуарах и в последующем тракте находится в подогретом состоянии. Подогрев мазута обеспечивается подогревателями *8* одной или двух степеней и рециркуляцией мазута (трубы *9* рециркуляции мазутной на-

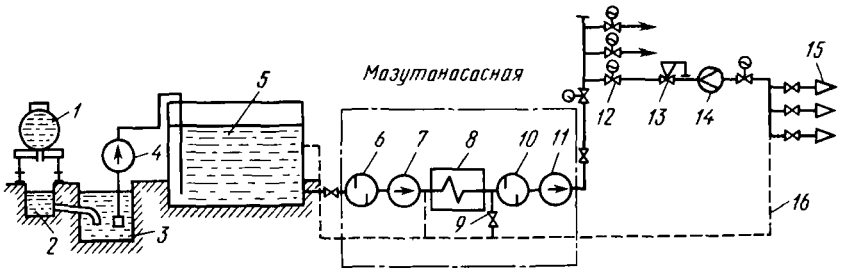


Рис. 23. Схема подготовки мазута:
1 — цистерна, *2* — канал (лоток), *3* — приемный бак, *4* — насос перекачки из приемного бака, *5* — основной резервуар, *6, 10* — фильтры грубой и тонкой очистки, *7, 11* — иососы I и II ступеней, *8* — подогреватель мазута, *9* — линия рециркуляции мазутной насосной, *12* — аварийные задвижки, *13* — регулятор давления мазута, *14* — расходомер мазута, *15* — форсунки котла, *16* — рециркуляционный мазутопровод из котельной в мазутную насосную

сосной и *16* — из котельной в мазутохозяйство). Степень подогрева мазута определяется из условий обеспечения его вязкости в трубопроводах котельной не более 2—3° *ВУ* при установке механических форсунок *15* и 6° *ВУ* — при паровых форсунках.

В зависимости от требуемого давления мазута предусматриваются основные насосы одной или двух ступеней, размещаемые в специальном помещении — насосной, с установкой перед каждым из них специальных фильтров *6, 10* непрерывной очистки. На всасывающих и нагнетательных мазутопроводах на расстоянии 10—50 м от насосной для повышения пожаровзрывобезопасности устанавливается аварийная запорная арматура *12* так же, как и на вводе мазутопроводов в котельную.

Газовое хозяйство электростанции (котельной) включает оборудование на газопроводах, расположенных после газорегуляторной станции (ГРС) и подводящей магистрали *1* (рис. 24). Перед вводом в газорегуляторный пункт (ГРП) устанавливают отключающие (запорные) задвижки *2*.

Поступающий на станцию газ в ГРП осушается конденсатоотводчиком *3*, очищается от механических примесей в фильтрах *5* и редуцируется до требуемого давления в регуляторах *8* типа РДУК-2Н. О загрязнении фильтров судят по перепаду давления на фильтрующей кассете, измеряемому манометром *4*. В случае замены фильтров или их забивании предусмотрен байпасный газопровод *6* для пропуска газа помимо фильтра. Предохранительно-запорный клапан *7* служит для прекращения подачи газа на станцию в случае отклонения давления в магистрали за установленные пределы. Газовые горелки рассчитывают на определенное давление, поддержание которого обеспечивается регулятором *8*.

Перед включением ГРП и газопроводов котельной, а так-

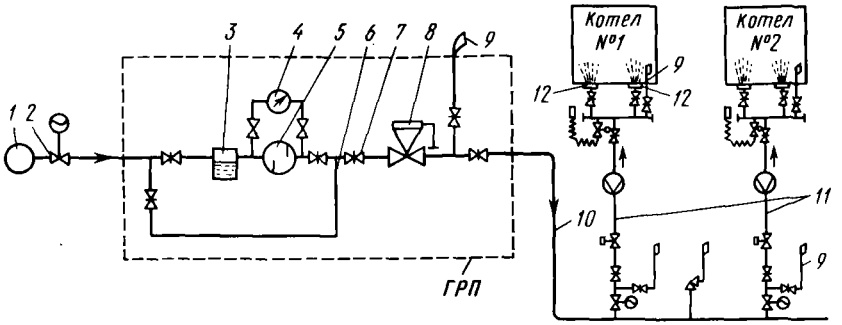


Рис. 24. Газовое хозяйство электростанции (котельной):
1— городская газовая магистраль, *2*— запорные задвижки, *3*— конденсатоотводчики, *4*— манометр, *5*— фильтр, *6*— байпасный газопровод, *7*— предохранительно-запорный клапан, *8*— регулятор давления, *9*— сбросные трубопроводы — «свечи», *10*— магистраль котельной, *11*— газопровод котла, *12*— горелка

же перед растопкой котла производится их продувка со сбросом газа из газопроводов в атмосферу через специальные сбросные трубопроводы *9* («свечи») с выводами выше кровли помещений. Продувка прекращается при снижении содержания кислорода в продуваемых газопроводах ниже 1%.

После ГРП газ подводится к магистральному газопроводу *10* котельной, прокладываемому обычно вне помещения. К горелкам *12* каждого котла газ подводится по отдельному газопроводу *11*, на котором установлена соответствующая запорная и регулирующая арматура.

§ 13. СИСТЕМЫ ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЯ, РАЗМОЛЬНОЕ И ДОЗИРУЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Твердое топливо сжигается в топках в подвижном или неподвижном слое, либо в объеме топки в виде мелкой пыли (так называемый камерный или факельный способы сжигания). При факельном сжигании скорость горения тем выше, чем мельче размолото топливо, так как при этом возрастает удельная поверхность пыли $f_{пл}$ — суммарная поверхность частиц 1 кг пыли. Для сферических частиц равного диаметра d она равна

$$f_{пл} = \frac{\pi d^2}{\frac{\pi d^3}{6}\rho_{пл}^{каж}} = \frac{6}{d\rho_{пл}^{каж}}.$$

В действительности при размоле получается пыль с частицами различного размера неправильной формы. Для определения качества измельчения используют рассев пыли на ситах разного диаметра, при котором определяют процентное отношение остатков R, %, на ситах с различным разме-

ром x, мкм, ячеек: $R(x)=f(x)$. Наиболее распространенными показателями являются остатки на ситах 90 и 200 мкм (R_{90} и R_{200}).

Пропорционально увеличению поверхности пыли растут затраты энергии на размол. Сопоставлением потерь от недожога топлива и затрат энергии на размол находят оптимальный состав пыли (оптимальную тонкость помола), при котором суммарные затраты энергии минимальны. В зависимости от характеристик исходного топлива и способа сжигания принимают схему приготовления топлива.

Подготовка сырого топлива к сжиганию в котельном цехе осуществляется в системах пылеприготовления, где оно размалывается в мельницах специальной конструкции, одновременно подсушивается и далее в размельченном состоянии подается в топку непосредственно или предварительно накапливается в пылевых бункерах, а из них уже дозаторами в требуемом количестве подается в топку. Для сушки применяют горячий воздух, топочные газы, пар или их смеси.

Различают системы пылеприготовления: центральные и индивидуальные. В *центральных системах пылеприготовления (с центральным пылезаводом)* сушка и размол вынесены за пределы котельных цехов (а чаще за пределы основного здания ТЭС). Иногда за пределы цехов выносят лишь процесс сушки (схемы с сушильным заводом). В *индивидуальных системах пылеприготовления* устройства для размола и сушки топлива находятся около котла и связаны с работой последнего.

Более распространенные индивидуальные системы пылеприготовления подразделяют на системы прямого вдувания, когда угольная пыль после мельниц сушильным агентом подается в топку, и на системы с промежуточными бункерами, в которых пыль отделяется от сушильного агента после мельниц, накапливается в бункерах готовой пыли и по мере необходимости подается в топочную камеру либо сушильным агентом, либо горячим воздухом. В последнем случае сушильный агент в это время подается по специальным сбросным соплам в топку или после тщательной очистки от угольной пыли выбрасывается в атмосферу.

Индивидуальные схемы пылеприготовления с прямым вдуванием и сушкой горячим воздухом (рис. 25, *а*) применяют при сжигании бурых углей умеренной (до 40%) влажности и торфа (с влажностью 50%), а также при сжигании некоторых каменных углей.

Сырое топливо из бункера *1* питателем *3* подают в мельницу *9*, где одновременно с размолом осуществляется сушка горячим воздухом, подаваемым по коробу *6*. Температура аэросмеси за мельницей должна машинистом контролироваться и поддерживаться на определенном (для каждого

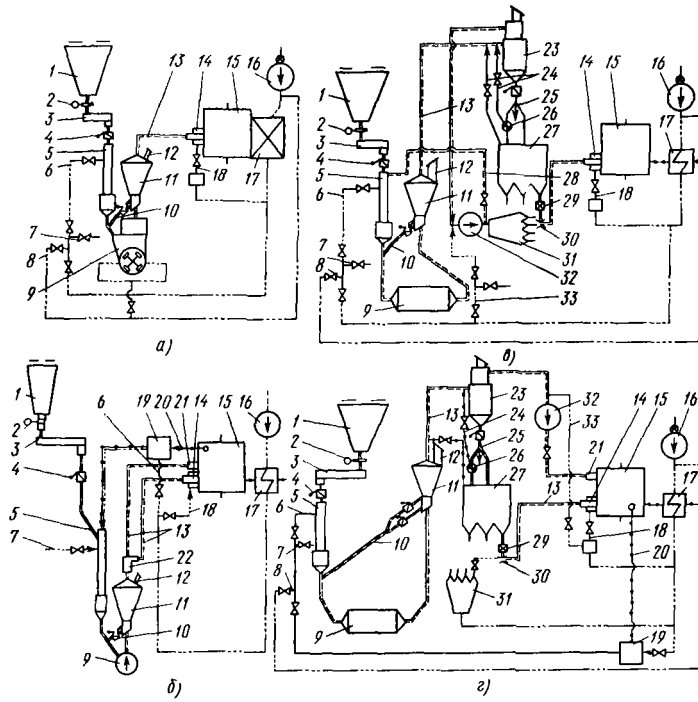


Рис. 25. Схема индивидуальных систем пылеприготовления:
а — прямого вдувания с молотковыми мельницами и воздушной сушкой топлива, *б* — прямого вдувания с мельницами-вентиляторами и газовоздушной сушкой, *в* — с пылевыми бункерами, воздушной сушкой и подачей пыли отработанным сушильным агентом, *г* — с пылевыми бункерами, газовоздушной сушкой и подачей пыли горячим воздухом: *1* — бункер сырого угля, *2* — отключающий шибер, *3* — питатель угля, *4* — клапан-мигалка, *5* — труба-сушилка, *6, 7, 8* — короба горячего воздуха, присадки воздуха и холодного воздуха, *9* — мельница, *10* — течка возврата пыли, *11* — сепаратор, *12* — взрывной клапан, *13* — пылепровод, *14* — горелка, *15* — котел, *16, 32* — дутьевой и мельничный вентиляторы, *17* — воздухоподогреватель, *18* — воздуховод вторичного воздуха, *19* — смеситель, *20* — газоход, *21* — сбросные сопла, *22* — пылеконцентратор, *23* — циклон, *24* — трубы влагоотсоса, *25* — перекидной шибер, *26* — реверсивный шнек, *27* — бункер пыли, *28* — линия рециркуляции, *29* — питатель пыли, *30* — смеситель пыли, *31* — распределитель первичного воздуха, *33* — воздуховод горячего воздуха

топлива) уровне, чтобы не допустить перегрева этой смеси, ее загорания и взрыва. Регулирование температуры аэросмеси достигается изменением расхода сушильного агента и его температуры перед мельницей путем добавки к горячему воздуху холодного по коробу *8* или *7* (в аварийных случаях). Сушку топлива можно производить и до мельницы в специальных трубах *5*. Шибер *2* и мигалки *4* предусмотрены для перекрытия топливного потока при ремонтах, а также для предотвращения движения горячего воздуха в питатель и бункер и соответственно для уменьшения опасности загораний топлива.

Выносимая сушильным агентом из мельницы пыль в сепараторах *11* разделяется на мелкие и крупные фракции. Мелкие частицы с сушильным агентом по пылепроводам *13* поступают через горелки *14* в топку котла *15*. Крупные же частицы возвращаются по трубопроводу *10* снова на размол в мельницу.

В горелки также подается по воздуховоду *18* горячий вторичный воздух, нагретый в воздухоподогревателе *17*. Чтобы уменьшить разрушительные последствия взрывов, в системах пылеприготовления предусмотрены взрывные клапаны *12*.

При высокой влажности углей, когда температура горячего воздуха (более 410° С) оказывается недостаточной, для сушки используют высокотемпературные (до 900° С) топочные газы, отбираемые из котла по газоходам *20* и смешиваемые при необходимости с горячим или холодным воздухом в смесителях *19* (рис. 25, *б*). При этом иногда с целью повышения устойчивости горения и температуры в зоне горелок устанавливают пылеконцентраторы *22* (рис. 25, *б*), позволяющие отделить большую часть пыли от сушильного агента и подать ее с горячим воздухом в основные горелки *14*, а сушильный агент с оставшейся пылью поступает в сбросные сопла *21*.

В индивидуальных схемах прямого вдувания пылеприготовительное оборудование имеет прямую связь с котлом и сильно влияет на его работу: все отклонения в режимах пылеприготовления сразу передаются в топку (неустойчивость работы мельниц, пульсации в подаче топлива, изменение качества топлива и т. д.). Этого недостатка в значительной степени лишены индивидуальные схемы пылеприготовления с промежуточными бункерами *27* (рис. 25, *в, г*).

При использовании для сушки горячего воздуха часто готовая пыль, подаваемая из бункеров *27* питателями *29* в смесители *30* пылепроводов *13*, транспортируется отработанным сушильным агентом, отделенным ранее в циклонах *23* от пыли. Для подачи отработанного сушильного агента используют мельничные вентиляторы *32*, позволяющие преодолевать значительное сопротивление системы пылеприготовления и обеспечить ее работу под разрежением, снизив тем самым запыленность помещений котельного цеха. Уловленная в циклонах пыль может накапливаться в пылевых бункерах котла или шиберами *25* перебрасываться в реверсивные шнеки *26*, транспортирующие ее в бункера соседнего котла.

В системах с пылевыми бункерами мельницы преимущественно работают на постоянной оптимальной загрузке до заполнения пылью бункеров и затем останавливаются. При остановках мельниц работа котла продолжается, но подачу пыли осуществляют горячим воздухом, подаваемым по воздуховоду *33*.

Чтобы уменьшить конденсацию водяных паров, поступа-

ющих с пылью в бункера, предусматривают линии влагоотсоса *24*.

Для влажных углей, особенно при использовании для сушки дымовых газов, применяют в системах с пылевыми бункерами подачу пыли горячим воздухом как при останове, так и при работе мельниц, а отработанный сушильный агент после циклонов *23* с частью неуловленной пыли подается в сбросные сопла *21* (рис. 25, *а*).

Выделение зоны горения подсушенной пыли с горячим воздухом позволяет повысить температуру у основных горелок, повысить устойчивость и надежность воспламенения и горения пыли даже достаточно влажных углей.

Рассмотренные выше системы пылеприготовления являются замкнутыми, так как сушильный агент поступает в топку котла. Для дальнейшего повышения устойчивости горения и надежности работы котла, уменьшения зависимости его работы от характеристик поступающего на станцию топлива применяют в системах с промежуточными бункерами разомкнутые схемы пылеприготовления, когда после мельничных вентиляторов *32* сушильный агент сбрасывается не в топку, а в атмосферу. При этом как с позиции экономии топлива, так и охраны воздушной среды сушильный агент должен полностью очищаться от угольной пыли.

При транспортировке по пылепроводам пыль может оседать и отлагаться в них, особенно на слабонаклонных и горизонтальных участках. Чтобы уменьшить отложение пыли, применяют высокие скорости аэросмеси в пылепроводах, вызывающие в свою очередь износ их стенок и пыление.

Замечено, что если через пыль продувать с небольшой скоростью воздух, то она приобретает текучесть подобно жидкости и может произвольно двигаться («течь») по слабонаклонным пылепроводам. Это находит применение в появившихся системах пылеприготовления с пылепроводами высокой концентрации (ПВК), работающими под давлением ($ПВК_д$) или под разрежением ($ПВК_р$). В таких системах скорость аэрированной пыли и износ пылепроводов невелики, а так как концентрация пыли велика (до 40—50 кг/кг), то используют пылепроводы малого диаметра, которые просто ремонтируются.

Экономичность котла и его надежность в значительной степени определяются работой системы пылеприготовления и пылесжигания, в частности тониной помола, характеризуемой остатками на ситах R_{90} и R_{200}. С уменьшением крупности пыли (уменьшением R_{90}) повышается экономичность горения — снижаются потери от недожога топлива, но одновременно возрастают затраты на размол, которые определяются удельными затратами энергии ($Э_р$) на получение единицы массы измельченной пыли. Эти затраты суммируются в основном из затрат на перемещение мелющих органов и

топлива в мельнице, а также зависят от типа мельницы, ее массы.

Для каждого вида твердого топлива и мельницы существует оптимальная тонкость помола ($R_{90}^{опт}$), при которой суммарные затраты на размол и от потерь с недожога топлива минимальные.

Величина $R_{90}^{опт}$ определяется при испытаниях. Она обеспечивается соответствующими режимами работы мельниц и сепараторов — устройств, в которых из полученной пыли отделяются крупные частицы и возвращаются снова в мельницу на дополнительное измельчение.

Мельницы для размола твердого топлива различают по скорости движения: *тихоходные, быстроходные* и *среднеходные*. По принципу измельчения можно выделить размол ударом, истиранием и раздавливанием.

К тихоходным относятся шаровые барабанные мельницы (0,25—0,4 1/с), к быстроходным — молотковые и мельницы-вентиляторы (8,17—24,5 1/с). Среднеходные мельницы имеют скорость вращения рабочего органа 1,3—0,84 (0,67) 1/с.

Шаровые барабанные мельницы (ШБМ) получили наиболее широкое распространение в системах пылеприготовления с промежуточными бункерами пыли и используются для размола антрацитов и полуантрацитов, тощих, каменных углей и некоторых видов бурых углей (например, Подмосковного).

Мельница (рис. 26) состоит из вращающейся цилиндрической обечайки *4*, покрытой изнутри волнистыми *5* или (каблучковыми) броневыми плитами, и примыкающих по торцам конических стенок *7* с цапфами *9*, опирающихся на опорно-упорный *2* и упорный *8* подшипники. Цапфы с внутренней стороны имеют направляющие, обеспечивающие возврат шаров и неразмолотого топлива в мельницу.

Для шумопоглощения и тепловой изоляции между обечайкой и броней прокладывают асбестовые листы, а снаружи обечайку закрывают двух-трехслойным покрытием. Броневые плиты прижимают к обечайке распорными клиновидными вставками *13* с помощью болтов *11*.

Уголь поступает в барабан вместе с сушильным агентом по патрубку *1*, а готовая пыль по патрубку *10* отводится к сепаратору и далее к котлу. Размол в мельнице производится шарами *6*, падающими на слой перекатывающегося топлива, а также частично раздавливанием и истиранием кусков в слое. Эффективность размола возрастает с увеличением высоты подъема шаров, их количества и частоты вращения барабана. Поэтому применяют броневые плиты волнообразной формы или с уступами (каблучками). Частоту вращения и шаровую загрузку мельницы выбирают исходя также из того, что с их ростом увеличиваются затраты энергии на размол, а при некотором критическом значении частоты вра-

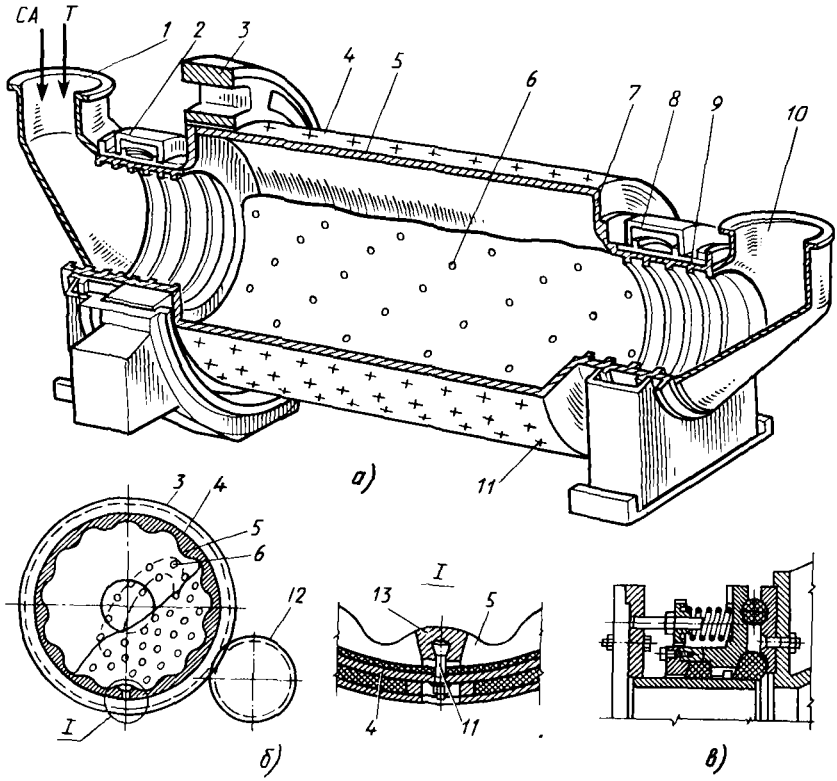


Рис. 26. Шаровая барабанная мельница:
а, б — внешний вид, *в* — уплотнение подвижной и неподвижной частей; *1*— углеподающий патрубок, *2*— опорно-упорный подшипник, *3*— зубчатый венец (зубчатое колесо), *4*— обечайка, *5*— броневые плиты, *6*— шары, *7*— торцевые стенки, *8*— опорный подшипник, *9*— цапфы, *10*— пылевыдающий патрубок, *11*— болты, *12*— зубчатое колесо, *13*— клиновидная вставка; *СА* — сушильный агент, *Т* — топливо

щения $n_{кр}$ центробежные силы превысят силу тяжести, шары не будут отрываться от брони и в результате прекратится выдача готовой пыли. Мельница получает вращение от электродвигателя через редуктор, приводную шестерню *12* и разъемный зубчатый венец *3*, в зацеплении которых возникает осевое усилие, которое воспринимает наряду с массовой нагрузкой расположенный со стороны зацепления опорно-упорный подшипник *2*.

В ШБМ наряду с зубчатым применяют фрикционное зацепление с расположением приводных роликов и колес по торцам барабана. В таких мельницах дополнительно также устанавливают опорные (напротив приводных) и упорные ролики во избежание смещения барабана. В этом случае отпадает необходимость в цапфах и подшипниках.

Для предотвращения пыления и присосов холодного воз-

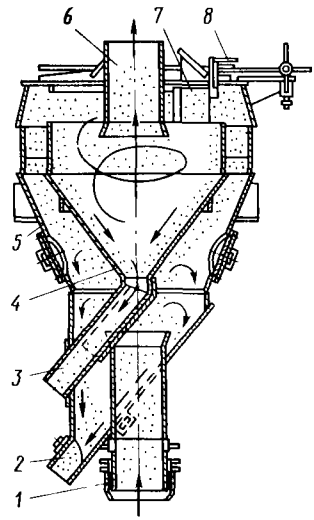


Рис. 27. Центробежный сепаратор ШБМ:
1, 6— входной и выходной патрубки, *2, 3*— патрубки отвода уловленной пыли, *4*— внутренний конус, *5*— наружная обечайка (корпус), *7*— лопатки, *8*— привод лопаток

духа в мельницу неподвижные патрубки *1* и *10* сочленены с вращающимися цапфами *9* с помощью специальных (прижимных или сальниковых) уплотнений (рис. 25, *в*). По мере износа шары добавляются в мельницу по специальному трубопроводу у углеподающего патрубка или во время ревизии мельниц. Поступающий в мельницу сушильный агент вентулирует ее внутренний объем и транспортирует далее готовую пыль. Температуру сушильного агента на входе в углеподающий патрубок следует ограничивать (не более 450° С) в зависимости от условий надежной работы подшипников.

В процессе вентиляции мельницы происходит грубая сепарация пыли, а более полное отделение крупных частиц происходит в сепараторах. В системе с ШБМ наиболее распространены центробежные сепараторы (рис. 27).

Поступающая по патрубку *1* в пространство между наружной обечайкой *5* и внутренним конусом *4* пылевоздушная смесь тормозится и из нее при уменьшении скорости происходит выпадение крупных частиц, которые, скапливаясь в нижней части, скатываются по патрубку *2* в мельницу. Остальная пыль по кольцевоми зазору поступает в закручивающий аппарат с лопатками *7*. Из закрученного пылевого потока более крупные частицы под действием центробежных сил прижимаются к внутренним стенкам конуса *4* и выпадают в патрубок *3* и далее в мельницу, а оставшуюся мелкую пыль с транспортирующим агентом (воздух, сушильный агент) по выходному патрубку *6* направляют к котлу.

В ШБМ достигается мелкий размол твердого топлива. Эти мельницы широко применяются для углей повышенной твердости с низкими коэффициентами размолоспособности $K_{ло} \leqslant 1{,}0$. Повышенная металлоемкость ШБМ вызывает боль-

шие расходы энергии на привод самой мельницы даже при холостом ходе, поэтому увеличение расхода топлива (производительности мельницы) несущественно увеличивает затраты энергии. Удельные же затраты энергии на помол единицы массы топлива при этом снижаются существенно. Поэтому наиболее целесообразно ШБМ эксплуатировать с максимально возможной производительностью, а при наполнении бункеров пыли их останавливают.

Молотковые мельницы (ММТ) получили в отечественной энергетике очень широкое распространение при сжигании каменных углей с повышенным выходом летучих ($V^{daf} \geqslant 30\%$), бурых углей, сланцев и фрезерного торфа. Измельчение угля в молотковых мельницах (рис. 28) происходит в результате удара по кускам топлива размольных органов — бил *3*, шарнирно закрепленных с помощью пальцев *4* на билодержателях *5*, которые в свою очередь подвешены шарнирно на дисках *6*, установленных с помощью шпонок на валу *9*. В зависимости от габаритных размеров мельницы и температуры сушильного агента вал может быть сплошным неохлаждаемым или полым, с внутренним охлаждением водой.

Частичное измельчение топлива происходит также в результате его истирания в зазоре между быстро вращающимися билами и броней *2*, закрепленной на корпусе *1* мельницы болтами с прокладкой между ними теплозвукопоглощающей изоляции (асбестовых листов). Величина зазора (установочный размер 30 мм) оказывает существенное влияние на качество размола и производительность мельницы. По мере его увеличения в результате износа бил необходимо производить замену последних. Периодичность этой замены определяется в процессе эксплуатации мельниц в зависимости от абразивных свойств топлива (колеблется от 100 до 2000—3000 ч).

Топливо и сушильный агент подводятся по патрубкам *7* и *8*. По способу подвода сушильного агента различают аксиальные (ММА) и тангенциальные молотковые мельницы (ММТ). В ММА воздух подают в боковые карманы, расположенные по бокам мельницы вдоль вала, а в ММТ воздух и топливо подводят параллельными потоками по касательной (тангенциально) к ротору. В настоящее время преимущественно выпускаются ММТ производительностью до 100 т/ч (по бурому углю).

Ротор (вал, диски, билодержатели, била) через самоустанавливающиеся роликовые подшипники *10* опирается на единую с корпусом раму *12* и соединяется с электродвигателем с помощью дробевой муфты. В местах прохода вала ротора через корпус мельницы предусмотрены воздушные (реже сальниковые) уплотнения *13*, в которые подают воздух с избыточным давлением (после вентилятора *16* — см. рис. 25, *а*).

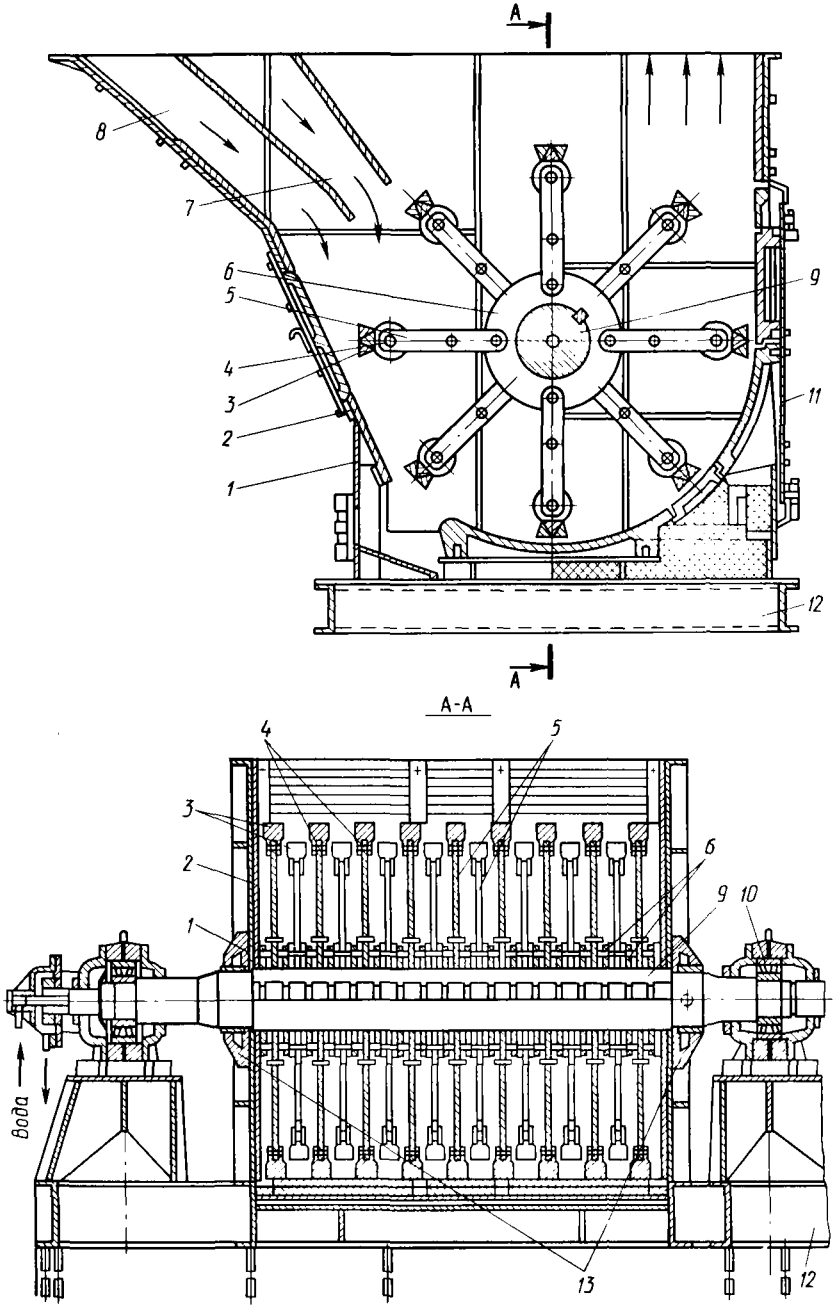


Рис. 28. Молотковая тангенциальная мельница:

1— корпус, *2*— брояя, *3*— била, *4*— пальцы, *5*— билодержатель, *6*— диск, *7*, *8*— входные патрубки топлива и сушильного агента, *9*— вал, *10*— самоустанавливающиеся роликовые подшипники, *11*— дверцы, *12*— опорная рама, *13* – воздушное уплотнение

Для проведения ремонта мельницы (смена бил, брони, выемка ротора) предусмотрены на корпусе дверцы *11* и соответствующие разъемы, закрываемые накладками.

В ММТ поступающий сушильный агент направляется под ротор через слой вращающегося топлива. Это обеспечивает более полную сушку размалываемого топлива. С ростом количества топлива (при перегрузках) увеличивается сопротивление для прохода сушильного агента, уменьшается его расход и может происходить заваливание мельницы топливом. Поэтому по сравнению с ММА в ММТ достигаются более качественная сушка и высокая экономичность размола, но ММТ чувствительны к перегрузкам, к качеству топлива, им свойственна также пульсационная выдача готовой пыли.

Достоинством молотковых мельниц являются простота и малая металлоемкость конструкции, удобство и экономичность эксплуатации, возможность использования для топлив повышенной взрывоопасности. Среди недостатков следует отметить грубость помола и интенсивный износ мелющих органов на топливах повышенной абразивности, чувствительность к попаданию металла.

Требуемого качества пыли в молотковых мельницах добиваются установкой сепараторов, поставленных соответственно типоразмеру мельницы, и некоторым изменением расхода сушильного агента. Диапазон изменения расхода сушильного агента в мельнице, с одной стороны, ограничен возможностью появления перегрузок и завалов, а с другой — ее расхолащиванием и связанными с этим загораниями и взрывами.

Отделение крупной пыли происходит под действием сил тяжести — в гравитационных (рис. 29, *а*) сепараторах и во входных патрубках *1* центробежных сепараторов (см. рис. 27) или под действием инерционных сил в результате поворотов и закрутки пылевоздушных потоков — в инерционных и центробежных сепараторах (рис. 27 и 29, *б, в*).

В гравитационных сепараторах требуемая тонина достигается установлением необходимой скорости восходящего потока сушильного агента в корпусе, а в инерционных сепараторах — в результате изменения с помощью привода *10* положения лопаток *9* (рис. 29, *в*) или шиберов *7* (рис. 29, *б*), отклоняющих потоки пылевоздушной смеси, а также соответствующей конфигурацией корпуса *3* и внутренних устройств *8* сепаратора.

Эффект использования центробежных (инерционных) сил для отделения твердых частиц от газового (воздушного) потока используется также в таких устройствах, как циклоны (см. рис. 25, поз. *23*), золоуловители и др.

При установке центробежных сепараторов над молотковыми мельницами оказывается закрытой часть ротора и уменьшается выходное сечение, что ведет к росту сопротив-

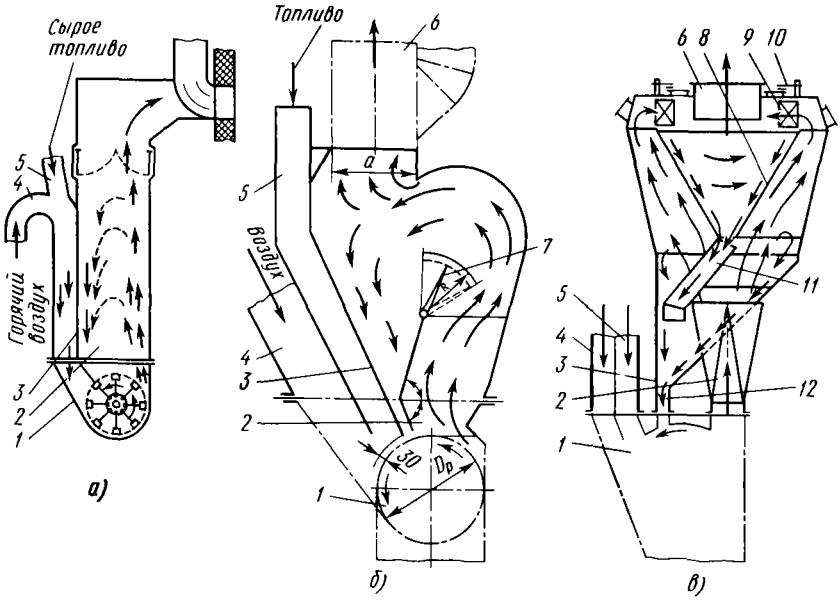


Рис. 29. Сепараторы молотковых мельниц:
а — гравитационный, *б* — инерционный, *в* - центробежный; *1*— мельница, *2*— входной участок сепаратора, *3*— корпус сепаратора, *4*, *5*— входные патрубки сушильного агента и топлива, *6*— выходной участок (патрубок) пылевоздушной смеси, *7*— регулирующий шибер (наружная обечайка), *8*— внутренний конус, *9*— лопатки, *10*— привод лопаток, *11*, *12*— патрубки возврата уловленной пыли

ления и повышению давления в мельнице, в питателях и во входных устройствах. Повышение давления предъявляет более высокие требования к уплотнению мельницы и указанных выше устройств.

Мельница-вентилятор МВ (рис. 30) сочетает в себе размольное устройство и тягодутьевую машину, способную на всасывающей стороне создавать разрежение, а на выхлопной — избыточное давление. Это свойство использовано для преимущественного применения для сушки высокотемпературных топочных газов, отбираемых из топочной камеры или газоходов котла. Малое содержание кислорода в этих газах (O_2 менее 16%) делает систему пылеприготовления практически взрывобезопасной. Отсутствие дополнительной тягодутьевой машины за мельницей при достаточно высоком развиваемом ею давлении и взрывобезопасности системы позволяет обеспечить глубокую сушку топлива, поддерживать за мельницей высокую температуру газотопливной смеси (до 180—200° С).

Размол кусков топлива, поступающих во входной участок *3* мельницы и далее к ротору, происходит в результате их соударения с быстродвигающимися мелющими лопатками *7*

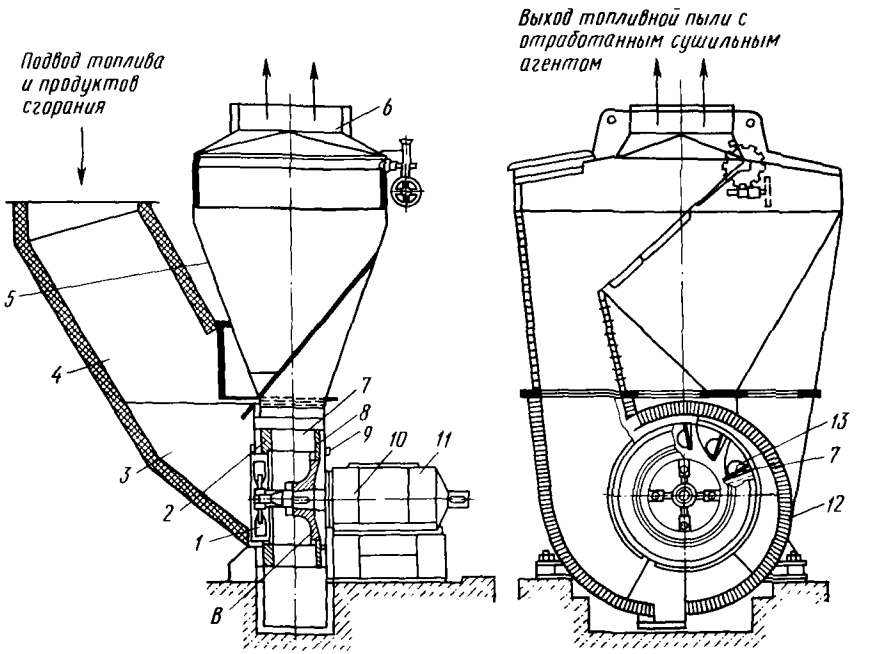


Рис. 30. Мельница-вентилятор:
1— предвключенные била, *2, 8*— кроющий и основной диски, *3*— входной участок (дверца), *4*— подводящий газоход, *5*— сепаратор, *6* – выдающий пылегазовый патрубок, *7*— мелющие лопатки, *9*— торцевые броневые плиты, *10*— подшипник, *11*— электродвигатель, *12*— радиальные броневые плиты, *13*— осиовиые несущие лопатки

ротора, установленного в корпусе и консольно опирающегося на роликовые подшипники *10*. Ротор состоит из основного *8* и кроющего *2* дисков, соединенных несущими лопатками, имеющими для жесткости криволинейную форму. К основным лопаткам со стороны набегающего топлива примыкают мелющие *7* лопатки из износостойкого материала. Корпус покрыт изнутри торцевыми *9* и радиальными *12* броневыми плитами и звукотеплоизоляцией между ними. С тыльной стороны основного диска, обращенной к торцевой броне, расположены радиально установленные вентиляционные лопатки, обеспечивающие отвод газов и создание в этой зоне разрежения, исключающего выброс газов с пылью в сторону подшипников и электродвигателя *11*.

Основным повреждаемым элементом МВ является ротор. Его ремонт в корпусе сложен и поэтому обычно производят его замену путем снятия с вала специальными устройствами (например, автопогрузчиками), предварительно отсоединив и откатив входную часть — дверцу.

При замене ротора и торцевой брони особое внимание следует уделять параллельиости их установки с необходимым

зазором, чтобы при работе исключить паразитные вихри, повышенный износ и снижение развиваемого напора.

Следует иметь в виду, что износ мелющих лопаток в МВ хотя и невелик, но, как правило, происходит неравномерно, вследствие чего изменяется профиль лопатки и вентиляционные характеристики (т. е. развиваемый напор, мощность и расход отбираемых газов), что ухудшает процесс сушки и размола топлива, снижает производительность мельницы.

Для улучшения качества размола и равномерного распределения топлива по лопаткам ротора иногда на входе перед ротором устанавливают предвключенные била *1*, соединенные с дисками, установленными на удлиненной части вала ротора.

Мельницы-вентиляторы более чувствительны к наличию металла в топливе, чем ШБМ и ММТ, т. е. при его наличии в МВ отмечают деформацию лопаток. Повреждение лопаток может вызываться также обрушением внутренней обмуровки подводящих газоходов.

Из-за необходимости обеспечения перед мельницей температуры сушильного агента не более 450° С перед ней устанавливают трубу нисходящей сушки (см. рис. 25, *б*), во входной части которой следует обеспечивать равномерность распределения сушильного агента и топлива.

Наличие неплотностей в соединениях высокотемпературных газоходов, во входной части мельницы и в питателях топлива способствуют появлению больших присосов холодного воздуха и ухудшению работы мельницы. Устранению присосов следует уделять серьезное внимание при эксплуатации систем пылеприготовления.

Мельницы-вентиляторы наиболее широкое распространение получают в котлах, сжигающих высоковлажные бурые (до 60% влаги) и каменные угли.

Среднеходные мельницы (рис. 31) построены на принципе размола раздавливанием и частично истиранием углей между размольными органами: вращающимся горизонтальным, слабонаклонным или крутонаклонным столом *2* и прижимаемыми к нему пружинами *11* (через рычаги *8*) валками *6*. Топливо подается на центральную часть размольного стола, соединенного через привод *14* с электродвигателем, и под действием центробежных сил сползает под увлекаемые столом размольные валки. Готовая, выходящая из-под валков угольная пыль подхватывается сушильным агентом, поступающим снизу через лопатки направляющего аппарата *4*, и выносится далее в сепаратор *9*. В качестве сушильного агента преимущественно используется горячий воздух с температурой не более 350° С. Крупные частицы угля, отделенные в сепараторе, по течке возврата *12* поступают снова в мельницу на доразмол вместе с сырым углем, а пылевоздушная смесь по выходному патрубку направляется в пылепроводы к горелкам.

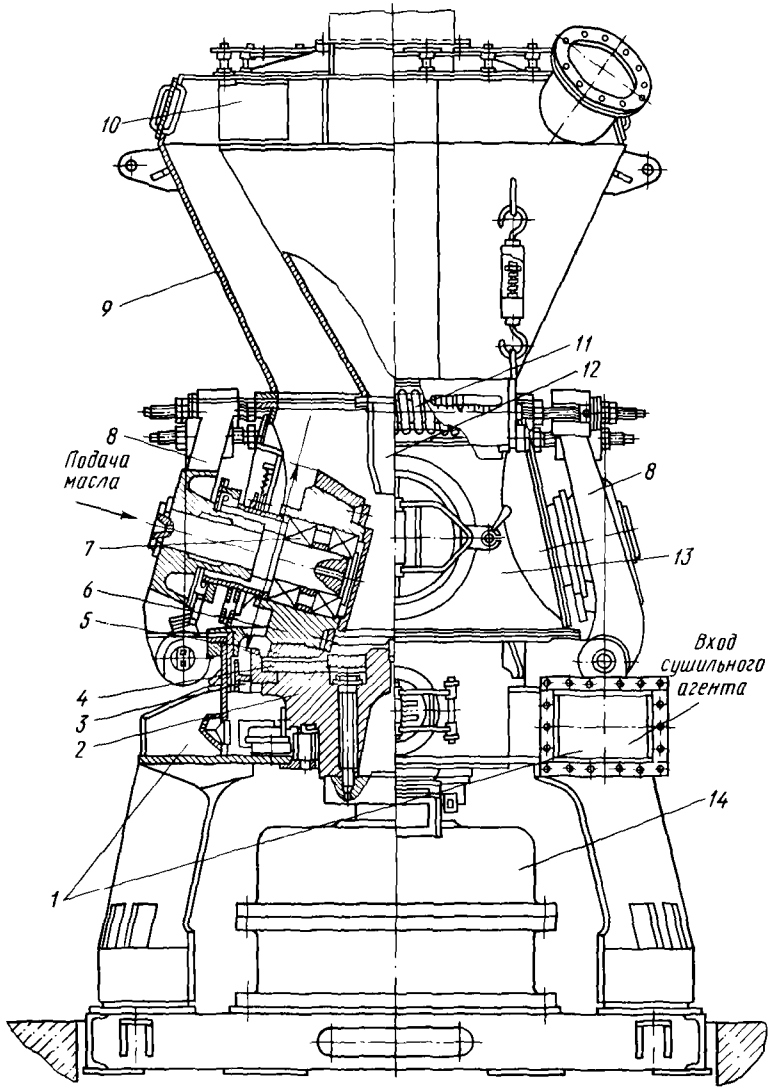


Рис. 31. Среднеходовая мельница:
1— короб подачи воздуха, *2*— размольный стол, *3*— направляющий аппарат, *4*, *5*— броневая плита и бандаж, *6*— валок, *7*— подшипник, *8*— рычаг, *9*— сепаратор, *10*— лопатки сепаратора, *11*— пружина, *12*— течка возврата, *13*— корпус мельницы, *14*— привод

Среднеходные мельницы не допускают в топливе металлических включений и предметов повышенной прочности, так как при попадании таких предметов валки приподнимаются и раздавливание ухудшается, увеличивается доля крупных кусков, вынос пыли (следовательно, производительность мельницы) резко падает, а завал мельницы и ее перегрузка соответственно возрастают. Возрастает и количество топлива, проваливающееся под размольный стол в воздушные короба *1*. В этом случае приходится останавливать мельницы и удалять из них вместе с твердыми предметами весь уголь. При этом часто отмечается поломка размольных органов. С целью продления ресурса работы размольных органов и повышения их ремонтопригодности размольные столы в зоне контакта с валками покрывают съемными броневыми плитами *4*, а валки — съемными бандажами *5* из прочного износостойкого металла.

На электростанциях со среднеходными мельницами необходима надежно работающая система металлоулавливания, устанавливаемая как до дробилок, так дополнительно и после них. Повышенная чувствительность к содержанию в топливе металла и других прочных предметов является одной из основных причин, сдерживающих распространение экономичных среднеходных мельниц.

Влажные зольные угли в этих мельницах слипаются и спрессовываются под размольными органами, в результате чего ухудшается их размол. Поэтому предпочтительно использование среднеходных мельниц для относительно сухих малозольных каменных углей.

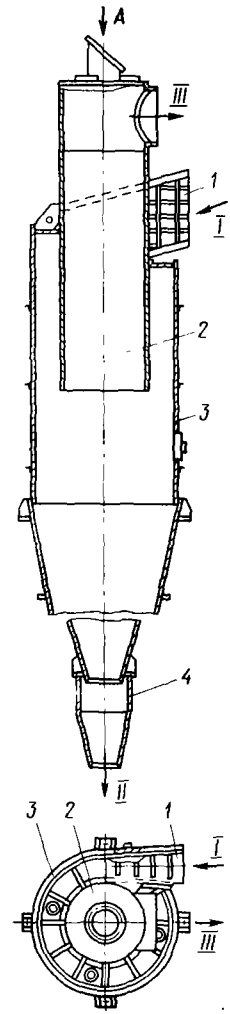


Рис. 32. Пылевой циклон:
1, 2— подводящий и отводящий патрубки, *3*— корпус, *4*— пылепровод; *I*— пылевоздушная смесь, *II*— пыль, *III*— очищенный сушильный агент

В системах пылеприготовления с бункерами пыли после мельниц и сепараторов пылегазовоздушная смесь поступает в пылевые циклоны, в которых от газовой среды отделяется пыль, направляемая далее в бункера.

Циклоны (рис. 32) работают на инерционном принципе улавливания твердых частиц из предварительно закрученной пылегазовой смеси. Закрутка обеспечивается вводом смеси по тангенциально установленному патрубку *1*. При закрутке частицы отжимаются к стенке корпуса *3*, теряют

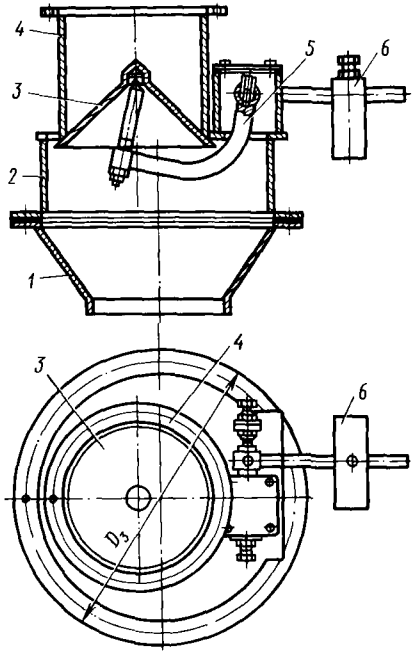


Рис. 33. Клапан-мигалка:
1, 4— переходные входиой и выходной участки, *2*— корпус, *3*— клапаи, *5*— рычаг, *6*— противовес

скорость и падают вниз в коническую часть и далее в отводящий пылепровод *4*, соединенный с бункером пыли (или с реверсивным шнеком *26*— см. рис. 25). Очищенный от пыли поток через патрубок *2* отводится к мельничному вентилятору.

Так как циклоны и сепараторы находятся под разрежением, то появление неплотностей в их корпусе или в отводящих пылепроводах (*4* на рис. 32, *13*— см. рис. 25), а также более высокое давление в оборудовании, с которым соединяются эти пылепроводы, вызовут встречное движение газов и перенос пыли из отводящих пылепроводов снова в циклоны и сепараторы. Это снизит степень улавливания пыли в циклоне и качество регулирования сепаратора.

Во избежание этого явления предусматривают установку на этих пылепроводах клапанов-мигалок (рис. 33).

Клапаны-мигалки содержат корпус *2* с переходными участками *1* и *4*, плотно прилегающий снизу к участку *4* конический клапан *3*, соединенный рычагом *5* с противовесом *6*. Поступающая из пылепровода вода в переходный участок *4* пыль накапливается на коническом клапане. Когда суммарная масса пыли и клапана превысит усилие от противовеса, клапан опускается и пыль высыпается в нижнюю часть корпуса *клапана-мигалки* и в нижерасположенное оборудование, после чего клапан поднимается, закрывая снизу проход газам (воздуху). Обычно устанавливают последовательно два клапана-мигалки.

Дозирование сырого топлива и угольной пыли производится питателями, устанавливаемыми под соответствующими бункерами. Среди питателей пыли наиболее распространены шнековые и лопастные, для сырого топлива применяются скребковые и тарельчатые лопастные питатели, а также ленточные транспортеры.

В скребковых питателях угля (рис. 34, *а*) топливо из бункера *7* поступает через входной патрубок *6* на разделительный стол *2*, с которого оно скребками, шарнирно закрепленных

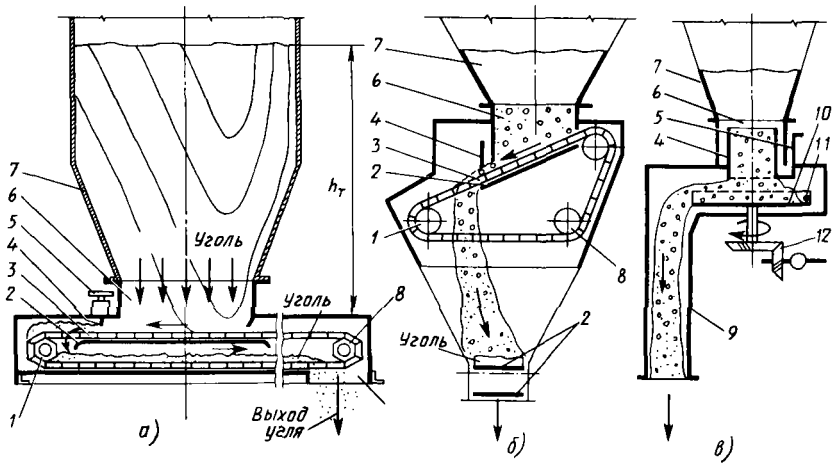


Рис. 34. Питатели сырого топлива:
а — скребковый, *б* — скребковый дозатор, *в* — тарельчатый (лопастной); *1* — натяжная звездочка, *2* — разделительный стол, *3* — цепь, *4* — регулятор слоя, *5* — привод, *6* — входной патрубок, *7* — бункер, *8* — приводиая звездочка, *9* — выходиой патрубок, *10* — стол, *11* — радиальные перегородки, *12* — редуктор

на цепях *3*, сбрасывается в нижнюю часть питателя. Далее топливо теми же скребками, но двигающимися в противоположном направлении, перетаскивается к выходному патрубку *9*. Цепь *3* приводится в движение через вал барабана (приводной звездочки) *8* двигателем, обеспечивающим изменение частоты вращения в диапазоне от 1:3 до 1:5. Расход топлива можно изменять регулятором высоты слоя *4* с помощью привода *5*. Конструкция крепления натяжной звездочки *1* позволяет производить натяжение цепи *3*. На взрывоопасных легко загорающихся топливах возможно возгорание длительно лежащей в питателе пыли (например, в углах у натяжной звездочки). Поэтому, например, для торфа разделительный стол *2* удлиняют от натяжной звездочки *1* до выходного патрубка *9*, приваривают его к боковым стенкам питателя и изменяют направление движения скребков. Длина скребковых питателей определяется расстоянием между бункерами сырого угля и мельницами и может составлять значительную величину (до 20—30 м). В этих случаях из-за перекосов лент, из-за повышенных нагрузок на них столба топлива в бункере наблюдается обрыв цепей. Для устранения этого явления в настоящее время стали применять сочетание длинных транспортеров (преимущественно ленточных) и скребковых дозаторов сырого топлива.

Скребковый дозатор угля (рис. 34, *б*) конструктивно аналогичен скребковому питателю, но имеет более короткие цепи *3* и наклонное расположение стола *2*. Ленты транспортера располагают за дозатором. Наклон стола позволяет уменьшить неравномерность выхода угля из бункера. При горизонтальном

расположении стола выход пыли из бункера происходит только из объема, расположенного над первыми скребками (правая часть входного патрубка *6*, рис. 34, *а*).

Тарельчатый (лопастной) питатель угля (рис. 34, *в*) имеет расположенный под бункером *7* в корпусе вращающийся стол *10* с радиальными перегородками *11*. Высыпающееся из бункера *7* топливо перемещается под действием центробежных сил по столу *10* к выходному патрубку *9*. Регулирование расхода угля в питателе достигается изменением частоты вращения стола питателя и положения регулятора слоя *4*, выполненного в виде коаксиального цилиндра.

Питатели пыли (рис. 35) по сравнению с питателями сырого топлива имеют меньшие размеры, выполняются с малыми зазорами между корпусом и рабочим органом для исключения перетечек мелкой пыли.

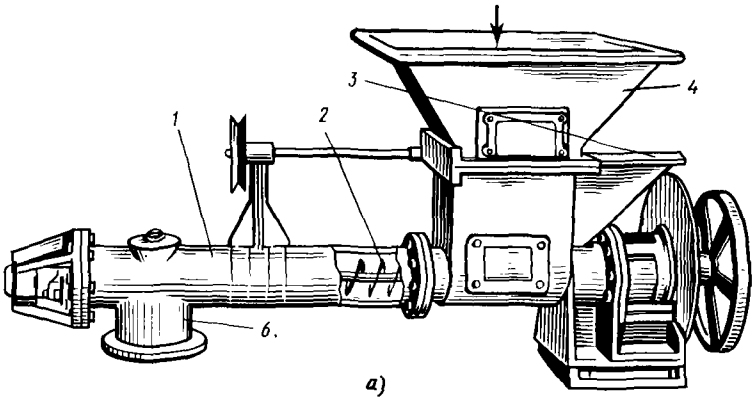
Шнековый пылепитатель (рис. 35, *а*) содержит в цилиндрическом корпусе *1* винтообразный шнек *2*, приводимый во вращение электродвигателем *5*. В приемной части питателя под бункером *4* диаметр витков шнека постепенно (в направлении движения пыли) увеличивается, чтобы обеспечить равномерный сход пыли из бункера в питатель по всей его длине. При одинаковом диаметре витков «работают» только первые витки, как и при работе скребкового питателя угля (см. рис. 34). Для уменьшения самопроизвольной перетечки пыли в последних витках (перед выходным патрубком *6*) шаг между витками уменьшают, обеспечивая так называемую «подпрессовку».

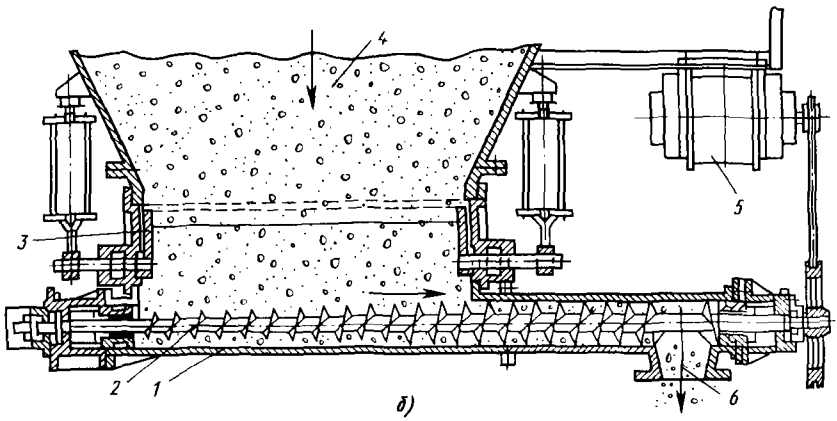
Расход пыли регулируют изменением частоты вращения шнека.

Лопастные питатели (рис. 35, *в*) состоят из цилиндрического корпуса *1*, по оси которого установлены на валу *14* последовательно по ходу пыли ворошитель *7*, верхнее мерительное *10* и нижнее подающее *11* колеса. Пыль из бункера *4*, разрыхленная ворошителем, через окно *8* в верхней крышке *9* вводится в полости верхнего колеса и далее определенными дозами через окно *13* поступает на нижнее колесо, откуда — в пылевыдающий патрубок *6*. В лопастных питателях повышенной производительности применяют по два входных и выходных патрубка.

Шнековые питатели применяют для бурых и каменных углей, лопастные — для более сухих топлив (типа АШ, тощих, каменных).

После питателей угольную пыль, смешивая с транспортирующим агентом в смесителях, направляют в горелки по пылепроводам круглого сечения со скоростью потока более 25 м/с (во избежание отложений пыли). Значительное увеличение скорости потока (более 30—32 м/с) вызывает износ пылепроводов, что нежелательно из-за возникающих потерь топлива и пылений. Уменьшения износа и затрат на ремонт удается достигнуть при оснащении котлов пылепроводами высокой концентрации пыли (ПВК).





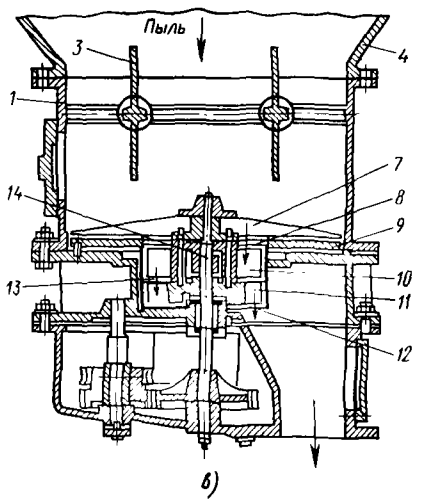


Рис. 35. Питатели пыли:
а — общий вид шнекового питателя, *б* — разрез шнекового питателя, *в* — лопастной питатель; *1* — корпус, *2* — шнек, *3* — отсекающий шибер, *4* — бункер, *5* — электродвигатель, *6* — выходной патрубок, *7* — ворошитель, *8*, *12*, *13* — окна, *9* — крышка, *10*, *11* — мерительное и подающие колеса, *14* — вал

Глава четвертая

ОРГАНИЗАЦИЯ И УСТРОЙСТВА СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА

§ 14. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ И МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ

Процесс горения топлива — это совокупность химических реакций окисления его горючих компонентов, сопровождающихся выделением значительного количества теплоты.

При организации этого процесса стремятся создать условия наиболее полного перевода химически связанной теплоты в теплоту образующихся продуктов горения. Для горения необходим кислород. Интенсивность горения возрастает с увеличением температуры. Поэтому в топках котлов обеспечиваются непрерывный, равномерный подвод окислителя в достаточном для сжигания топлива количестве и высокий уровень температур.

Потребное количество окислителя определяется степенью выгорания топлива. В зависимости от условий, создаваемых в топочной камере, происходит полное или частичное протекание процесса горения. При полном горении образуются продукты, которые не могут далее соединяться с кислородом и выделять теплоту. Продуктами полного горения являются полные оксиды углерода CO_2, водорода H_2O и серы SO_2 (SO_3 — в меньшей мере). Полное горение протекает по следующим итоговым реакциям:

$$C + O_2 \rightarrow CO_2, \quad (1)$$

$$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O, \quad (2)$$

$$S + O_2 \rightarrow SO_2 \quad (3)$$

При неполном горении возможны два случая: либо по различным причинам не все горючие элементы вступают в реакцию с кислородом, либо образуются продукты, которые могут дальше участвовать в процессе горения. В первом случае часть топлива (C, H, S) вообще не участвует в процессе горения, а во втором случае могут образовываться соединения

$$2C + O_2 \rightarrow 2CO, \quad (4)$$

которые могли бы дальше окисляться и выделить теплоту.

Причины неполного горения могут быть различны, но в основном они связаны: с недостаточной подачей окислителя; с неравномерным поступлением топлива и воздуха во времени, по сечению горелок или по отдельным горелкам; с недостаточно хорошим перемешиванием топлива и воздуха и др.

Наибольшее количество теплоты выделяется при полном горении топлива.

Расход воздуха на горение и объемы продуктов сгорания. Для полного горения топлива необходима подача окислителя

в количестве, равном или больше некоторого минимального значения V°. В топках энергетических котлов в качестве окислителя используется воздух. Минимальное количество воздуха, достаточное для полного горения единицы массы (или объема — для газа) топлива, называется теоретически необходимым количеством воздуха (V°, м^3/кг).

Величину V° определяют для полного горения, используя реакции (1)—(3) и количественные соотношения между массами или объемами реагирующих веществ.

Для реакции (1) на 1 кмоль (12,01 кг) углерода расходуется 1 кмоль кислорода, имеющий при нормальных условиях (температура 0° С и давление 0,101 МПа) объем 22,4 м^3, или на 1 кг углерода при реакции необходимо использовать $22{,}4/12{,}01 = 1{,}866$ м^3 кислорода. При этом образуется 1,866 м^3 CO_2.

Для содержащихся в 1 кг топлива C/100 кг углерода используется кислорода, м^3

$$V^{C}_{O_2} = 1{,}866\frac{C}{100}. \qquad (5)$$

При этом образуется CO_2 в количестве, м^3

$$V_{CO_2} = 1{,}866\frac{C}{100}. \qquad (6)$$

Аналогичным образом могут быть составлены соотношения для реакций по уравнениям (2) и (3), из которых расход кислорода на сжигание водорода и серы и соответствующее количество образующихся оксидов при сжигании единицы массы топлива будут равны (м^3/кг):

$$V^{H}_{O_2} = 5{,}55\frac{H}{100}, \qquad (7)$$

$$V^{S}_{O_2} = 0{,}7\frac{S}{100} = 0{,}375 \cdot 1{,}866\frac{S}{100}, \qquad (8)$$

$$V^{H}_{H_2O} = 11{,}1\frac{H}{100}, \qquad (9)$$

$$V^{S}_{SO_2} = 0{,}7\frac{S}{100}. \qquad (10)$$

Из соотношений (5), (7) и (8) с учетом объемного содержания кислорода в воздухе (21%) и топливе ($O/100\rho_{O_2}$) получаем теоретически необходимое количество воздуха:

$$V^\circ = \frac{V^0_{O_2}}{0{,}21} = 0{,}0476\,[1{,}866(C + 0{,}375S) + 5{,}5H - O/\rho_{O_2}] \qquad (11)$$

или

$$V^\circ = 0{,}0889\,(C + 0{,}375S) + 0{,}265H - 0{,}0333O.$$

Здесь C, S, H, O — массовое процентное содержание в топливе рассматриваемого состава соответственно углерода, серы,

водорода и кислорода. Обычно V° рассчитывают на рабочую массу топлива.

Для исключения неполноты выгорания топлива по указанным выше причинам в топочную камеру обычно подают воздух в большем количестве ($V_в$), чем это требуется для процесса горения. При разработке котлов и анализе их работы, при оценке качества ведения топочного режима обычно пользуются не фактическим объемом подаваемого воздуха, а коэффициентом его избытка (α), под которым понимают отношение фактически подаваемого количества воздуха к теоретически необходимому:

$$\alpha = V_в / V^\circ.$$

Это позволяет более правильно сопоставлять работу паровых котлов различной производительности.

В топку и газоходы паровых котлов, находящихся при давлениях ниже атмосферного, и в системы пылеприготовления может проникать воздух из окружающей среды, т. е. могут иметь место присосы воздуха. Они появляются из-за неплотностей стен и перепада давлений. По ходу движения продуктов сгорания их количество непрерывно возрастает. Избытки воздуха за любой (n-й) поверхностью нагрева можно определить как сумму избытка воздуха в топке ($\alpha_т$) и присосов ($\Delta\alpha_i$) во всех поверхностях между топкой и рассматриваемой (включая последнюю) поверхностью:

$$\alpha_n = \alpha_т + \sum_{i=1}^{n} \Delta\alpha_i. \qquad (12)$$

Так, если в котле за топкой последовательно расположены пароперегреватель, промежуточный пароперегреватель, экономайзер, воздухоподогреватель и присосы в них соответственно составляют $\Delta\alpha_{пп}$, $\Delta\alpha_{пр.пп}$, $\Delta\alpha_{эк}$, $\Delta\alpha_{вп}$, то, например, за пароперегревателем избыток воздуха будет равен

$$\Delta\alpha_{пп} = \alpha_т + \Delta\alpha_{пп}$$

и за воздухоподогревателем (в уходящих газах)

$$\alpha_{вп} = \alpha_{ух} = \alpha_т + \sum_{i=1}^{4} \Delta\alpha_i = \alpha_т + \Delta\alpha_{пп} + \Delta\alpha_{пр.пп} + \Delta\alpha_{эк} + \Delta\alpha_{вп}.$$

Аналогичным образом можно найти избытки воздуха и за другими поверхностями нагрева.

«Правилами технической эксплуатации электростанций и тепловых сетей» регламентируются присосы в поверхностях нагрева и в топке $\Delta\alpha_т$. Экономичное ведение топочного режима на твердом топливе для большинства горелочных устройств обеспечивается при коэффициенте избытка воздуха в горелках (организованно подаваемый воздух), равном 1,0—

1,1, который можно определить по $\Delta\alpha_т$ и $\alpha_т$. Учитывая, что избыток воздуха в топке состоит из избытка организованно подаваемого через горелки воздуха и присосов в топке $\Delta\alpha_т$ (при условии подачи воздуха только через горелки), получим

$$\alpha_{орг} \approx \alpha_г = \alpha_т - \Delta\alpha_т.$$

Организованно подаваемый воздух состоит преимущественно из горячего воздуха, выходящего из воздухоподогревателя (ВП). Нагрев воздуха (до 200—400° С) позволяет повысить температурный уровень и интенсифицировать процесс горения. Обычно горячий воздух после ВП может быть использован для сушки топлива, а остальная часть воздуха (*вторичный*) поступает непосредственно в горелочные устройства. Воздух на сушку вместе с топливом поступает в мельницу, где осуществляется также размол топлива. Выходящий из мельницы и используемый для транспортировки пыли воздух, включающий присосы в системе пылеприготовления, называют *первичным*. Первичный и вторичный воздух в сумме представляют организованно подаваемый в топку (через горелки) воздух. Обозначив соответственно избытки первичного α_I и вторичного α_{II} воздуха, имеем: $\alpha_г = \alpha_I + \alpha_{II}$.

С учетом избытков воздуха в топках и присосов объем продуктов сгорания $V_{гi}$, м^3/кг, за любой (i-й) поверхностью нагрева определяется по формуле

$$V_{гi} = V_г^0 + 1{,}016(\alpha_i - 1)V^0,$$

где $V_г^0 = V_{RO_2} + V_{H_2O}^0 + V_{N_2}^0$ — объем газов за рассматриваемой (i-й) поверхностью нагрева при $\alpha = 1$; $V_{RO_2}^0 = V_{RO_2}$, $V_{H_2O}^0$, $V_{N_2}^0$ — объемы $RO_2 = CO_2 + SO_2$, водяных паров и азота при $\alpha = 1$; α_i — коэффициент избытка воздуха за рассматриваемой поверхностью (коэффициент 1,016 учитывает содержание влаги в воздухе).

Значения V_{RO_2} и $V_{H_2O}^0$ можно найти по уравнениям (1), (2) и (3) из зависимостей (6), (9), (10). При определении объема водяных паров следует учитывать также влагу топлива и воздуха (считаем в 1 м^3 воздуха 0,016 м^3 водяных паров):

$$V_{RO_2} = 0{,}01866(C_l^г + 0{,}375S_l^г),$$

$$V_{H_2O}^0 = V_{H_2O}^H + V_{H_2O}^W + V_{H_2O}^в = 0{,}111H_l^г + W_l^г/(100\rho_{H_2O}) + 0{,}016V^0$$

$$\text{или } V_{H_2O}^0 = 0{,}111H_l^г + 0{,}0124W_l^г + 0{,}016V^0.$$

Объем азота после горения при $\alpha = 1$ с учетом азота топлива ($N_l^г$) составит

$$V_{N_2}^0 = 0{,}79V^0 + \frac{N_l^г}{100\rho_{N_2}} = 0{,}79V^0 + 0{,}008N_l^г.$$

Объем RO_2 за поверхностями нагрева не изменяется (так как в присосах $RO_2 = 0$), а объем водяных паров незначительно

возрастает из-за наличия влаги в воздухе присосов:

$$V_{H_2O} = V^0_{H_2O} + 0{,}016(\alpha_i - 1)V^0.$$

Коэффициент избытка воздуха в топке не только обусловливает количество продуктов сгорания, образующихся в ней, но и определяет температурный уровень горения, интенсивность и экономичность процесса.

С ростом количества подаваемого воздуха (сверх теоретически необходимого) увеличивается количество образующихся продуктов сгорания при незначительном увеличении теплоты, вносимой воздухом. А это ведет к снижению температурного уровня процесса горения.

За показатель температурного уровня можно принять максимально возможную температуру в условиях отсутствия теплоотвода — адиабатическую температуру продуктов сгорания (ϑ_a), которая определяется количеством вносимой в топку теплоты, включающей теплоту сгорания топлива $Q_{тл}$ и теплоту вносимого в топку воздуха $Q_в$, и объемом продуктов сгорания $V_г$:

$$\vartheta_a = \frac{Q_{тл} + Q_в}{C_г V_г} = \frac{Q_{тл} + Q_в}{C_г [V^0_г + 1{,}0161(\alpha - 1)V^0]},$$

где $C_г$ — теплоемкость продуктов сгорания, МДж/(м^3·°С). Чем выше избытки воздуха и присосы в топке и пылеприготовления, тем ниже температура ϑ_a, а следовательно, ниже скорость (интенсивность) горения и экономичность топочного процесса. Так, например, увеличение избытка воздуха α с 1,1 до 2,0 при сжигании каменных углей приводит к падению ϑ_a на 600—700° С.

Расчет объемов продуктов горения газообразного топлива аналогичен, но проводится на 1 м^3 топлива.

С учетом сказанного для газа получим:

$$V^0 = 0{,}0476\left[0{,}5CO + 0{,}5H_2 + 1{,}5H_2S + \sum\left(m + \frac{n}{4}\right)C_mH_n - O_2\right],$$

$$V_{RO_2} = 0{,}01\left[CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_mH_n\right],$$

$$V^0_{H_2O} = 0{,}01\left[H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2}C_mH_n + 0{,}0124W + 0{,}0161V^0\right].$$

§ 15. ТОПКИ ДЛЯ СЛОЕВОГО СЖИГАНИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

В паровых котлах на органическом топливе теплоту для нагрева рабочего тела получают в топках (топочных камерах) путем сжигания топлива. В зависимости от способа сжигания и вида топлива различают топки: сжигания твердого топлива в плотном и кипящем слое, пылевидного сжигания твердого топлива во взвешенном состоянии, циклонного сжи-

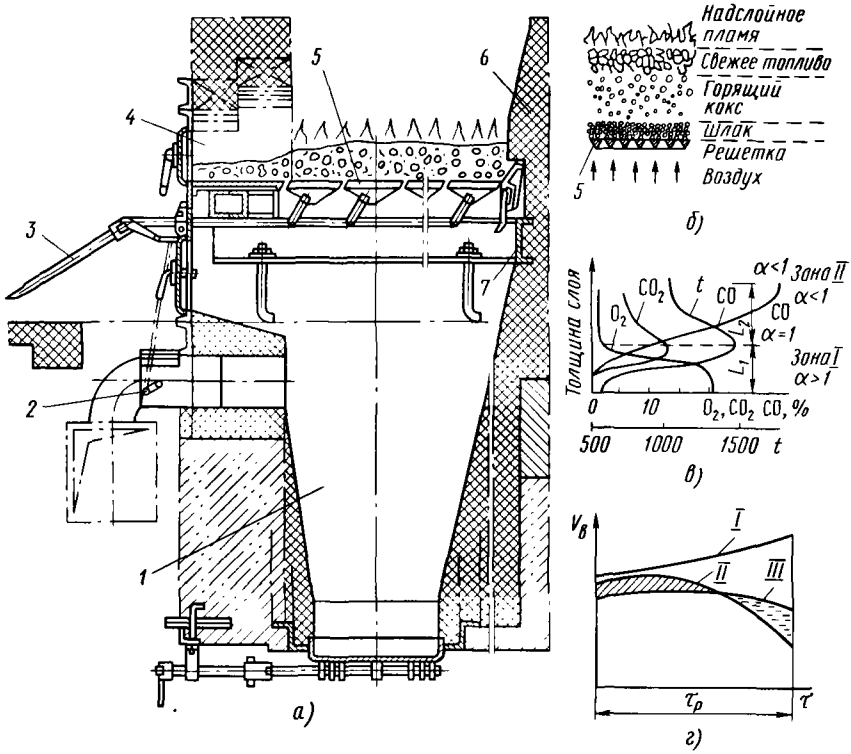


Рис. 36. Топка с колосниковой решеткой, с ручным обслуживанием (*а*), схемы протекания в ней горения (*б, в*) и график изменения расходов воздуха во времени (*г*):
1 — бункер, *2* — воздуховод, *3* — привод решетки, *4* — загрузочное окно, *5* — колосники, *6* — стена топки, *7* — опорные балки

гания дробленого топлива, сжигания газового и жидкого топлив. В современных котлах все большее применение получают топки для сжигания нескольких видов топлива, а также комбинированные топки для слоевого и камерного сжигания твердого топлива (факельно-слоевые топки).

Топки слоевого сжигания в плотном слое предназначены для сжигания кускового (дробленого) твердого топлива на различных колосниковых решетках. По способу обслуживания они подразделяются на *ручные* и *механизированные*. В зависимости от относительного положения топлива и решеток, а также от типа последних различают топки: с неподвижным слоем и неподвижными решетками, с относительным перемещением топлива вдоль неподвижных решеток и с подвижным вертикально перемещающимся слоем, с периодическим перемещением и перемешиванием топлива на неподвижных горизонтальных решетках, с подвижными колосниковыми решетками прямого и обратного хода.

Топка слоевого сжигания с неподвижным слоем на неподвижной колосниковой решетке (рис. 36, *а*) применяется в котлах малой мощности, как правило, с ручным обслуживанием и периодической загрузкой топливом. Она содержит решетку из чугунных колосников *5*, опирающихся на балки *7*, заделанные в ее кирпичные стены *6*. Под решетку подают по специальным воздуховодам *2* (с помощью вентилятора или за счет естественной тяги) воздух, используемый для горения топлива. В колосниках имеются отверстия круглого или щелевидного сечения, расширяющиеся вниз (рис. 36, *б*), чтобы исключить застревание в них шлака, проваливающегося в бункер *1*. Отношение площади отверстий к общей площади колосников называют живым (относительным) сечением решетки. Оно составляет обычно 0,25—0,4 для крупнодисперсных топлив (торф, дрова) и 0,1—0,2 для бурых, каменных углей и антрацита. Внизу колосники имеют ребра, повышающие прочность и поверхность теплоотвода (охлаждение проходящим воздухом).

Свежие порции топлива забрасывают равномерным слоем на решетку через загрузочное окно *4*, закрывающееся лазом. В момент загрузки топка значительно охлаждается из-за проникновения через лаз воздуха.

Зажигание свежих порций топлива происходит снизу (*нижнее зажигание*) от потока высокотемпературных горячих продуктов сгорания, выходящих из зоны горения кокса.

Кроме того, в результате лучистого теплообмена между слоем топлива и зоной факельного горения летучих в ручных слоевых топках имеется и *верхнее зажигание*.

Процесс горения протекает во встречных потоках: свежее топливо добавляют периодически сверху и при постепенном его выгорании образующийся шлак в жидком или твердом состоянии движется вниз и накапливается на решетке, а воздух поступает снизу навстречу топливу. По мере подхода шлака к решетке он охлаждается воздухом (жидкий шлак затвердевает) и создает защитный слой, препятствующий перегреву (пережогу) колосников и заплавлению их жидким шлаком.

Воздух, проходя через слой горящего топлива, активно реагирует с топливом, теряя кислород (рис. 36, *в*). В зоне расходования кислорода (кислородная зона *I*) постепенно уменьшается избыток воздуха при одновременном росте CO_2 и температуре (рис. 36, *в*) и частичном появлении CO. Кислородная зона невелика, зависит от размера угольных частиц (примерно равна 3—4 диаметрам частиц), но не зависит от скорости подачи воздуха. Выше кислородной зоны при $\alpha < 1$ (восстановительная зона *II*) происходит восстановление CO_2 углеродом кокса ($CO_2 + C \rightarrow 2CO$), идет процесс газификации топлива с одновременным снижением температуры, так как процессы восстановления протекают с поглощением теплоты

(эндотермические процессы). Образующиеся продукты газификации выходят в надслойное пространство и там сгорают при наличии воздуха. Эффективное их сжигание стремятся обеспечить применением так называемого «острого дутья» — подачи вторичного воздуха в виде отдельных струй, вытекающих с большой скоростью из сопл, установленных в стенах *6* топки над решеткой. При отсутствии «острого дутья» или при его небольшой эффективности (например, при слабом смешении или при неравномерной подаче) недожог можно уменьшить, снизив высоту слоя топлива до уровня окислительной зоны. Однако в ручных топочных устройствах это требует более частой загрузки топлива мелкими порциями и постоянного выравнивая (шуровки) слоя и наблюдения за состоянием слоя, так как с уменьшением его высоты растет опасность оголения отдельных участков решетки и пережога колосников.

С увеличением размера частиц угля высота отдельных зон увеличивается и можно увеличивать соответственно высоту слоя топлива на решетке. Так, если при сжигании мелочи (размером 0—20 мм) высоту слоя устанавливают 40—60 мм, то с укрупнением кусков (более 30 мм) можно ее увеличить до 150—200 мм. С увеличением реакционной способности топлива (V^{daf}) и при уменьшении зольности процесс горения происходит более интенсивно, размеры зон уменьшаются и можно снижать высоту слоя.

Периодическая загрузка топлива при сохранении постоянной подачи воздуха создает неблагоприятные условия для горения в ручных слоевых топках. После загрузки топлива из-за увеличения высоты слоя возрастает его сопротивление и расход воздуха (кривая *I*, рис. 36, *г*) снижается (наименьший за весь рабочий цикл). Вследствие разогрева топлива и выделения летучих начинается их горение. Кроме того, продолжается под слоем свежего топлива горение кокса, лежавшего на решетке до загрузки, т. е. потребность в воздухе в это время наибольшая (кривая *II*). Так как не весь воздух, прошедший через решетку, используется в горении, а часть его проходит транзитно (из-за несовершенства смесеобразования, из-за неравномерности слоя и т. д.), то в начальные моменты цикла вследствие нехватки воздуха (заштрихованная зона, ограниченная кривой *II* и кривой *III* — фактически используемого воздуха) часть топлива не выгорает и потери с недожогом велики. В конце же цикла из-за уменьшения сопротивления слоя топлива и роста расхода воздуха существенно выше необходимого для горения происходит переохлаждение топки.

Ручные слоевые топки требуют значительных интенсивных (с периодичностью 5—15 мин) затрат тяжелого физического труда и повышенного внимания машиниста. Поэтому они применяются преимущественно в мелких котельных.

Топки с неподвижными наклонными решетками с переме-

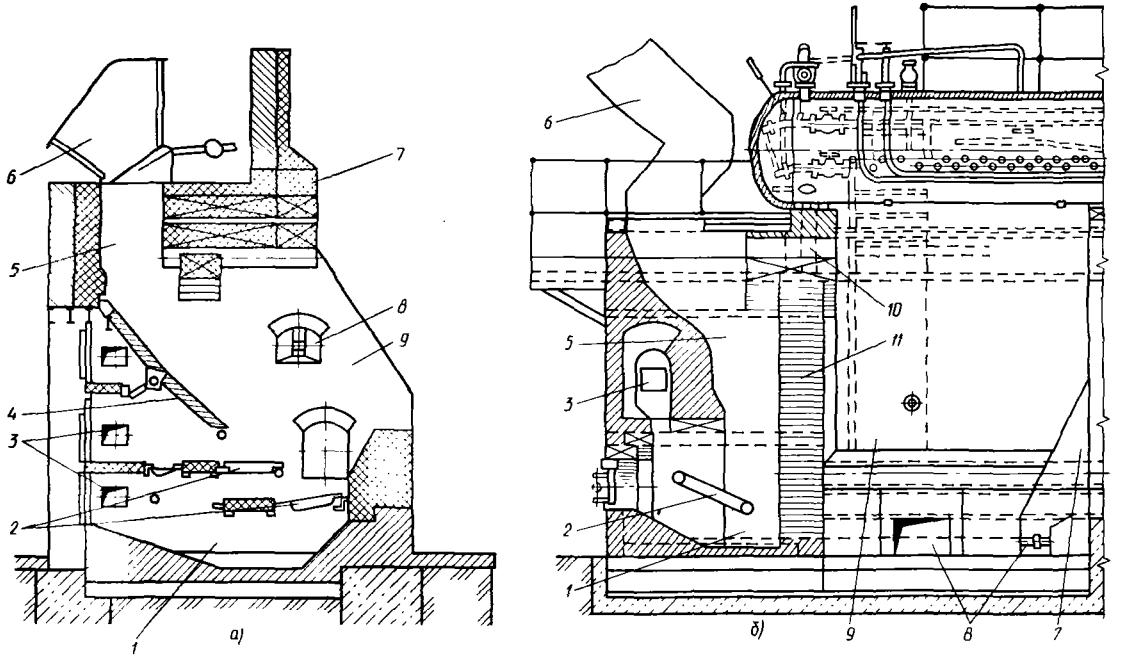


Рис. 37. Топки с наклонными решетками с перемещающимся (*а*) и зажатым (*б*) слоями топлива:
1— **золовой бункер**, *2*— **дожигательные решетки**, *3*— воздушные каналы, *4*— колосниковая решетка, *5* — шахта, *6*— угольный бункер, *7*— **стена** топки, *8*— воздушные сопла, *9*— топка, *10*— окно, *11*— зажимающая стена шахты

щающимся (рис. 37, *а*) и зажатым (рис. 37, *б*) слоями топлива нашли соответственно применение для сжигания торфа и дров (древесных отходов).

Топливо из бункера *6* сползает (или подается дозатором) в вертикальную шахту *5* и далее на наклонно установленные колосниковые решетки *4*. Для горения под решетки вводят по каналам *3* воздух, который пронизывает слой лежащего топлива. По мере выгорания топливо скатывается на подпирающие (слабонаклонные или горизонтальные) дожигательные решетки *2*, под которыми располагается золовой бункер *1*. Для дожигания топлива в объеме топки *9* на ее стенах *7* предусмотрены сопла *8* подачи воздуха. В шахте и на начальном участке наклонных решеток топливо подсушивается от нижних слоев, а также излучением из топки от продуктов сгорания и горящего топлива, далее идет выделение летучих и догорание кокса.

По принципу действия на топку с наклонными (подпирающими) решетками похожа топка с вертикально перемещающимся зажатым слоем топлива — так называемая топка скоростного горения. Вертикальную шахту *5* образуют фронтовая кирпичная стена и дополнительная стена *11* с отверстиями (или из плавниковых экранных труб), отделяющая топливо от топочной камеры *9*. Окна *10* в верхней части до шахты обеспечивают проникновение в слой движущегося топлива топочных газов, интенсифицирующих протекание первой фазы горения (нагрев топлива и выделение летучих). Подаваемый по воздуховодам *3* воздух проходит поперечно через вертикальный слой топлива в сторону зажимающей решетки и участвует в горении летучих и частично кокса. Продукты горения выводятся через отверстия в зажимающей стенке *11*. Часть воздуха также подается под наклонную (подпорную) дожигательную решетку *2* и в объем топки через сопла *8*.

Принцип слоевого сжигания в периодически перемешиваемом и перемещаемом слое топлива реализуется в топках с шурующей планкой (рис. 38). Топливо из бункера *3* поступает на горизонтальную неподвижную колосниковую решетку *10* с помощью шурующей планки *4*, связанной штангой *2* с приводом *1*.

Специфическая форма планки *4* с более крутым подъемом в сторону топки и пологая в обратном направлении (см. узел *1* на рис. 38) позволяет осуществлять переталкивание свежих порций топлива к противоположной стене топки *6* по колосниковой решетке *10* с подпорным уступом перед шлаковым бункером *8*. Частичное перемещение раскаленного топлива в сторону свежего при обратном ходе планки способствует более раннему его зажиганию. Периодическое перемещение и перемешивание топлива при движении шурующей планки благоприятствует более равномерному его распределению по решетке, интенсификации горения, разрушению образующей-

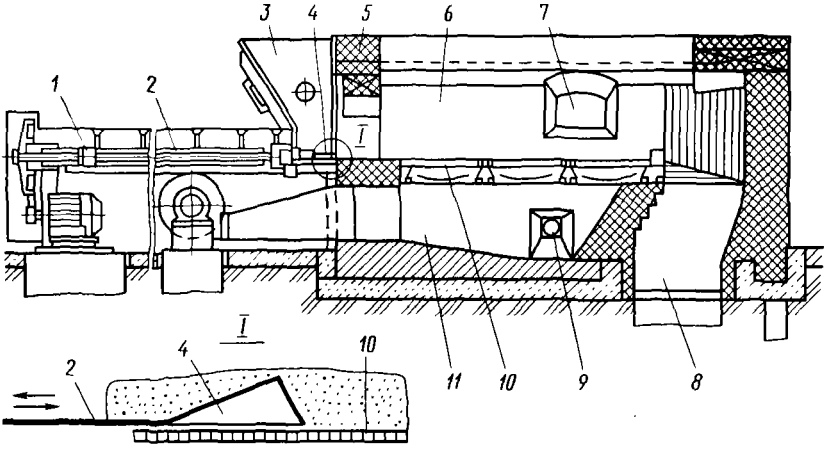


Рис. 38. Топка с шурующей планкой:
1— привод планки, *2*— штанга, *3*— бункер топлива, *4*— шурующая планка, *5*— стена топки, *6*— топка, *7*— воздушные окна, *8*— шлаковый бункер, *9*— воздушный короб, *10*—колосниковая решетка, *11*— бункер золы

ся на колосниках шлаковой корки и более равномерному распределению воздуха, поступающего под полотно решетки из коробов *9*. При шуровке наиболее мелкая зола может просыпаться через колосники в бункер *11*, из которого она периодически выгребается.

В механизированных топках с двигающимися колосниковыми решетками горение происходит в плотном слое топлива, неподвижном относительно движущейся решетки. Свежие порции топлива могут подаваться либо непосредственно на поступающую в топку часть полотна, либо разбрасываться сверху на полотно решетки с помощью специальных забрасывателей.

На рис. 39 показана топка с колосниковой решеткой прямого хода. Из бункера *3* топливо под собственной тяжестью попадает на движущееся полотно колосниковой решетки *5*, перемещаемой с помощью цепной передачи от звездочки *1*, приводимой в движение от электродвигателя через редуктор. Расход топлива регулируют изменением скорости движения решетки (изменением частоты вращения приводного электродвигателя, вариаторами и т. д.) и высотой слоя с помощью перемещаемой заслонки *2*.

Топливо поступает в топку на относительно холодные колосники. Прогрев его в основном происходит от излучения надслойно горящих газов, разогретой обмуровки топки и лишь частично от впереди расположенного на решетке горящего топлива, т. е. в топках прямого хода имеется «верхнее» зажигание, при котором первоначально прогреваются и начи-

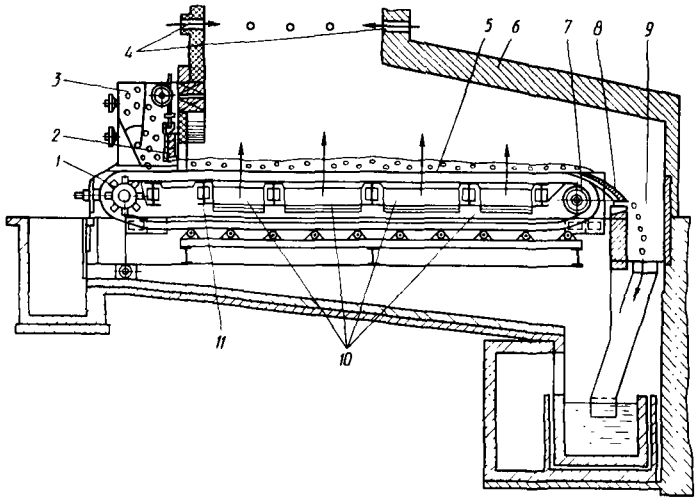


Рис. 39. Топка с движущейся колосниковой решеткой прямого хода:
1, 7— приводная и натяжная звездочки, *2*— регулятор слоя, *3*— бункер топлива, *4*— воздушные сопла, *5*— колосниковая решетка, *6*— наклонный свод топки, *8*— шлакосниматель, *9*— шлаковый бункер, *10*— каналы подачи воздуха, *11*— перегородки

нают гореть верхние слои топлива, а затем происходит разогрев и горение нижерасположенных слоев, переместившихся за время задержки горения на некоторую длину. Поэтому границы отдельных зон (рис. 40) на начальном участке расположены в виде наклонных плоскостей: *4* — граница начала зоны (*II*) выделения летучих, *5* — граница конца выделения летучих и начала зоны (*III*) горения кокса. По мере выгорания топлива (кокса) расход воздуха начинает превышать количество воздуха, потребное для горения ($\alpha > 1$), температуры в слое устанавливаются достаточно большими и процесс горения начинает распространяться из середины слоя (точка *A*) как вниз (окислительная зона *IIIа*), так и вверх (восстановительная зона *IIIб*). Кривая *6* — граница зоны (*III*) завершения горения основной массы топлива, за которой находится зона (*IV*) шлака с небольшим количеством несгоревшего топлива.

При горении топлива потребность в воздухе по длине решетки меняется (кривая *1*): пока идет сушка и в конце зоны горения (*I* и *IV*) она минимальна, а в зоне горения летучих и кокса (*II* и *III*) наибольшая.

При общем подводе воздуха под решетку вследствие уменьшения сопротивления слоя топлива на решетке его расход по мере выгорания топлива возрастал бы (кривая *2*) и использовался бы неэффективно. Поэтому пространство под полотном решетки перегородками *11* (см. рис. 39) разбивают на

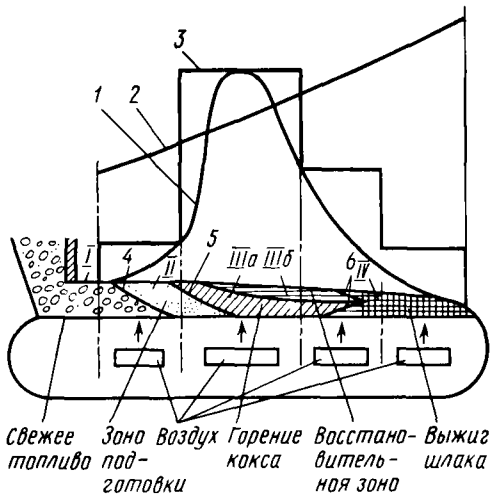


Рис. 40. Схема организации процесса горения на решетке прямого хода:
1 — потребное для горения количество воздуха, *2* — распределение воздуха по длине решетки без регулирования, *3* — регулируемая подача воздуха, *4*, *5* — граница начала и завершения выделения летучих, *6* — граница завершения горения топлива; *I—IV* — зоны горения

отдельные секции (зоны) с самостоятельно регулируемым подводом *10* воздуха в каждую секцию. Позонное дутье позволяет подавать воздух в соответствии с развитием процесса горения (кривая *3*, рис. 40).

По мере продвижения решетки с топливом и его выгорания высота слоя уменьшается, растет его воздухопроницаемость (если отсутствует расплавление и спекание), а также увеличивается температура колосников от излучения из топки. Чтобы повысить надежность решетки и снизить температуру колосников, на концевом участке устанавливают шлакосниматели *8* (см. рис. 39), способствующие накоплению шлака в зоне *IV*, а также в эту зону подают воздух в количестве больше потребного (кривая *3*, см. рис. 40) для горения, чтобы охлаждать колосники.

При одностороннем «верхнем» зажигании горение низкореакционных топлив (антрацит, тощие, каменные окисленные угли и др.) осложняется. В этом случае принимают дополнительные меры по усилению зажигания, например приближают к зоне прогрева (*I*) топлива поток газов из зоны максимальных температур (*IIIа* и *IIIб*, см. рис. 40) путем создания над задней частью решетки выступающего в топку наклонного свода *6* (см. рис. 39).

Для интенсификации надслойного дожигания газов применяют острое дутье через сопла *4*. При сжигании шлакую-

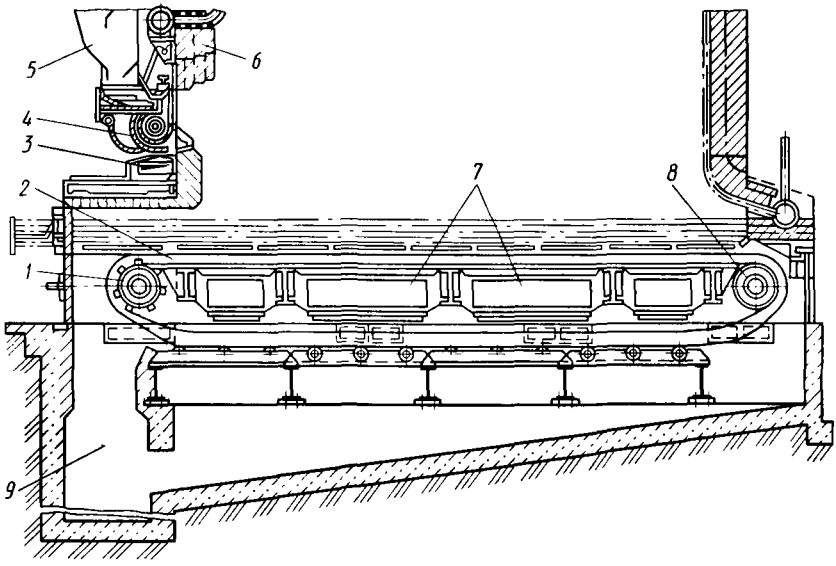


Рис. 41. Топка с колосниковой решеткой обратного хода:
1, 8— приводная и натяжная звездочки, *2*— колосниковая решетка, *3*— воздушный канал, *4*— забрасыватель, *5*— бункер топлива, *6*— фронтовая стена топки, *7*— воздухоподвод позонного дутья, *9* — шлаковый бункер

щих или спекающихся углей затрудняется выжиг топлива и снижается надежность работы топки, так как при высоких температурах и плавлении шлака (или вследствие спекания) снижается воздухопроницаемость слоя, уменьшается доступ воздуха, нарушается нормальное протекание горения, увеличивается доля несгоревшего топлива в шлаке. Поэтому иногда с целью повышения эффективности выгорания топлива и для разрушения шлаковых наростов на решетках (и прямого и обратного хода) применяют шурующие планки (как и на рис. 38) с возвратно-поступательным движением.

Топка с колосниковой решеткой обратного хода (рис. 41) оснащена пневмомеханическими установленными перед фронтовой стеной *6* забрасывателями, разбрасывающими сверху топливо по полотну решетки *2*. Для горения топлива подается воздух, распределяемый по коробам *7* позонно в соответствии с интенсивностью горения в отдельных зонах решетки. Так как новые порции топлива падают на слой уже горящего топлива, то они поджигаются как снизу (нижнее зажигание), так и сверху (верхнее зажигание) и интенсивность процесса горения в этих топках выше, чем в топках с прямым ходом решетки. Важную роль в таких топках играют забрасыватели (рис. 42) топлива. При механическом забросе топлива лопатки вращающегося ротора *2*, установленного в цилиндрическом

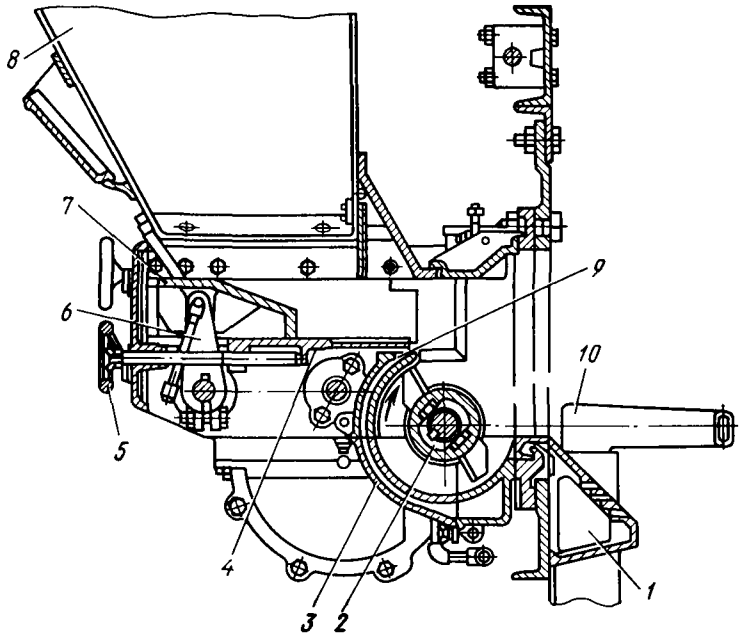


Рис. 42. Пневмомеханический забрасыватель:
1— воздушный короб, *2*— ротор, *3*— корпус забрасывателя, *4*— разгонная плита, *5*— регулятор плиты, *6*— привод толкателя, *7*— толкатель, *8*— бункер угля, *9*— воздушный канал, *10*— сопла

корпусе *3*, ударяют по кускам топлива, подаваемого из бункера *8* толкателем *7* (с приводом *6*), и отбрасывают их к задней стене топки.

Дальность заброса зависит от размера кусков: чем они крупнее, тем дальше летят. Поэтому распределение топлива по решетке неравномерно как по размерам кусков, так и по количеству. Пневматический заброс топлива с разгонной плиты *4* воздухом, подаваемым из кольцевого канала *9*, дает обратное описанному распределение топлива по полотну решетки: мелкое уносится воздухом дальше, чем крупное.

Поэтому наибольшее распространение получили пневмомеханические забрасыватели топлива, в которых совмещается механический и пневматический заброс. Для выгорания мелкого топлива во взвешенном состоянии у фронтовой стены предусматривают установку специальных коробов *1* с отверстиями и сопл *10*.

Наряду со сжиганием топлива в плотном слое в последнее время все большее распространение получает сжигание в топке с кипящим слоем. Топки с кипящим слоем применяются как для малых котлов, так и для энергетических котлов большой мощности.

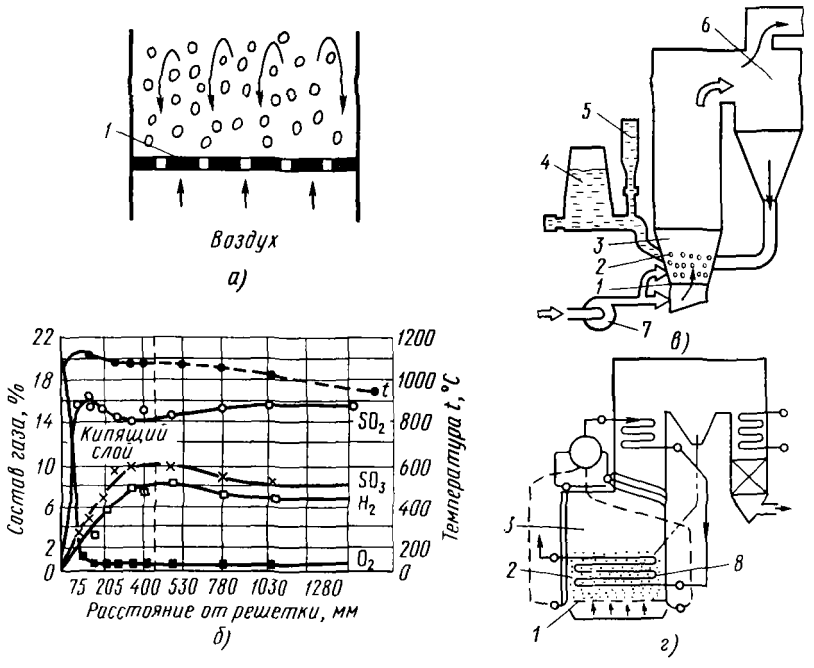


Рис. 43. Топки с кипящим слоем топлива:
а — схема сжигания топлива; б — распределение температур и состава газа по высоте слоя топлива, *в* — конструкция с высокотемпературным циклоном, *г* — конструкция с погруженной поверхностью нагрева; *1*— решетка, *2*— топливо, *3*— топка, *4*— бункер угля, *5*— бункер присадки, *6*— высокотемпературный циклон, *7*— вентилятор, *8*— погруженная поверхность нагрева

В топках с кипящим слоем (рис. 43) давление поступающего через плотную решетку *1* воздуха на частицы топлива *2* заставляет их совершать возвратно-поступательное движение по высоте слоя, превращая слой топлива в подобие кипящей жидкости. По мере выгорания мелкие частицы выносятся в объем топки и там сгорают. Количество топлива, находящегося в кипящем слое, составляет 10—15% общей его массы в топке.

В кипящем слое в отличие от плотного слоя температура горения ниже (до 1000—1200° С) и состав продуктов сгорания более равномерен по высоте слоя (рис. 43, *б*), куски топлива размером 20—25 мм интенсивно обдуваются воздухом, что способствует высокой скорости сжигания топлива. В слой топлива иногда добавляют размолотый материал (например, доломит), который, реагируя с оксидами серы, удерживает их на своей поверхности, снижая соответственно выброс в атмосферу.

На рис. 43, *в* показана схема топок с кипящим слоем и высокотемпературным циклоном, в которых топливо *2* из бун-

кера *4* подается в топку *3* на решетку *1*. Под решетку вентилятором *7* нагнетается воздух. Из бункера *5* в топливо добавляется материал для связывания оксидов серы. Крупные частицы топлива, уносимые из топки в газоход, улавливаются в циклоне *6* и возвращаются на дожигание в топку.

С целью снижения температуры горения в кипящем слое иногда устанавливают поверхности нагрева *8* (рис. 43, *г*), имеющие высокую теплоотдачу со стороны находящегося в беспрестанном движении топлива. В таких топках образуется значительно меньше вредных веществ (например, оксидов азота NO_x).

Применение топок с кипящим слоем позволяет упростить схему подготовки твердого топлива, отказаться от пылеприготовления при обеспечении эффективного горения с малым выходом токсичных веществ.

Для некоторых видов топлива (торф и др.) применяют топки для одновременного сжигания в слое крупных частиц и мелочи (во взвешенном состоянии). Это так называемые факельно-слоевые топки. В них сжигание в слое организуют по рассмотренным выше принципам, чаще с вертикальным движением топлива, а для сжигания мелких частиц используют различные способы воздушного дутья.

§ 16. ТОПКИ ДЛЯ ФАКЕЛЬНОГО СЖИГАНИЯ ПЫЛЕВИДНОГО ТОПЛИВА

При факельном горении пылевидное топливо непрерывно подают в топку с помощью воздуха или газовоздушной смеси. Одновременно в эту же зону подают дополнительный (вторичный) воздух в количестве, достаточном для полного выгорания топлива. При установившемся в топке горении в поток вновь поступающей пылевоздушной смеси увлекаются высокотемпературные продукты горения, которые подогревают и воспламеняют смесь. Таким образом создается непрерывное постоянное зажигание свежей пыли, причем устойчивость процесса увеличивается с ростом температуры газов в топке.

Устойчивость горения зависит также от предварительной подсушки топлива, от температуры смеси, характеристик топлива, содержания в нем летучих. Чем больше выход летучих, тем быстрее происходит воспламенение и выше устойчивость горения.

Топка (рис. 44) современного котла представляет собой камеру (преимущественно прямоугольного или квадратного сечения), на стенах *1* которой расположены специальные устройства для ввода и перемешивания угольной пыли и воздуха — горелки *2*. Образующиеся при горении топлива высокотемпературные газы выходят в газоход *3*, где расположены

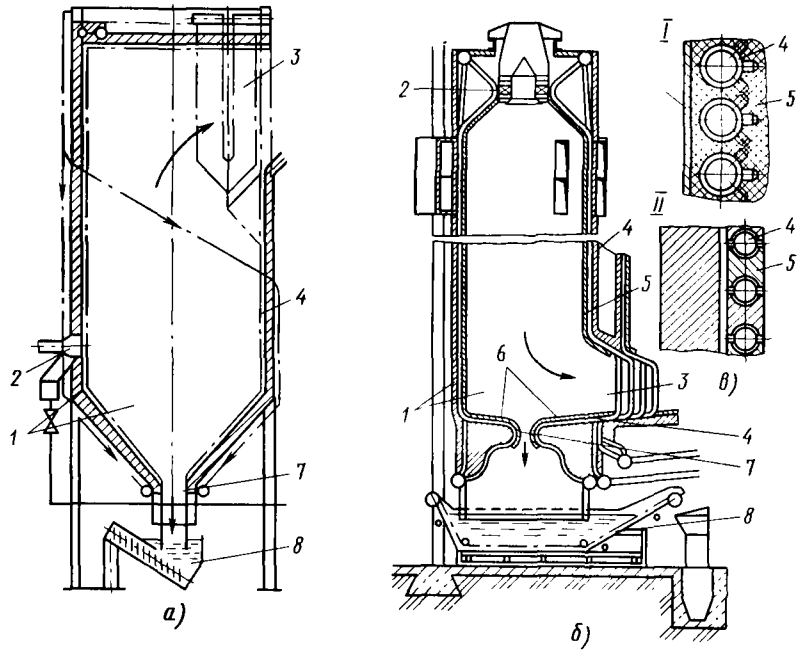


Рис. 44. Топки с твердым (*а*) и жидким (*б*) шлакоудалением и утеплением топочных экранов (*в*) обмазкой (*I*) и кирпичом (*II*):
1— стены топочной камеры, *2*— горелки, *3*— газоход, *4*— экранные трубы, *5*— обмазка (кирпич), *6*— шлаковый под, *7*— воронка шлакоудаления, *8*— шлакоудаляющее устройство

поверхности нагрева, унося с собой и остающиеся после горения золовые частицы небольшого размера. Крупные же золовые частицы и образующийся шлак выпадают в нижнюю часть топки и воронку *7* и удаляются механизированным способом устройством *8*.

В зависимости от фазового состояния удаляемого шлака различают топки с твердым (ТШУ) и жидким (ЖШУ) шлакоудалением. В топках ЖШУ принимают дополнительные меры для повышения температуры горения, чтобы получить жидкий шлак, а нижнюю часть топки (шлаковый под *6*) делают горизонтальной или слабонаклонной с воронкой *7*, имеющей выступы (рис. 44, *б*). Это обеспечивает создание ванны жидкого шлака, в которой плавятся падающие отвердевшие куски.

Топки с ЖШУ применяют для низкореакционных топлив с малым выходом летучих V^{daf} (АШ,Т), а также для сильношлакующих топлив с низкой температурой плавления золы (например, для углей Канско-Ачинского бассейна). В этих топках необходимо обеспечить устойчивый выход жидкого шлака в диапазоне нагрузок котла 60—100% номинальной.

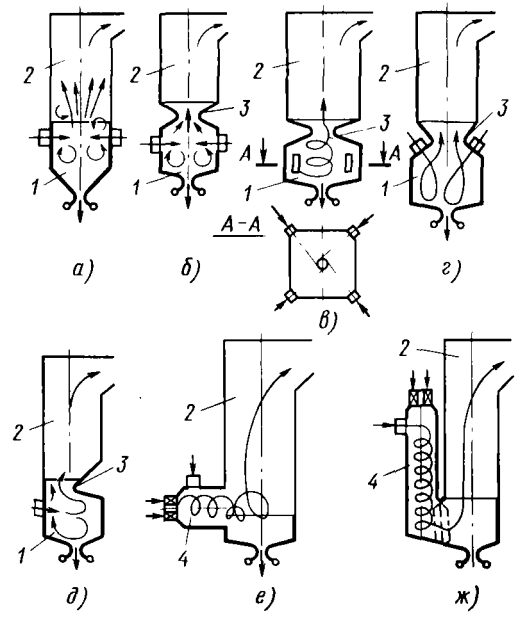


Рис. 45. Схемы топок с ЖШУ:
а — открытая, призматическая, *б, в, г* — с пережимом с встречными, тангенциально расположенными и верхними горелками, *д* — с пересекающимися струями, *е* — с горизонтальными циклонами, *ж* — с вертикальными циклонами; *1*— камера горения, *2*— камера охлаждения, *3*— пережим, *4*— циклоны

Так как в современных котлах стены топочной камеры покрыты экранами, то для повышения температуры в топках с ЖШУ в районе горелок и ниже топочные экраны *4* покрывают со стороны топки специальной обмазкой *5* (рис. 44, *в*) или кирпичами. Для уменьшения излучения из зоны горения *1* (рис. 45, *а* — *д*) на вышележащие стены топки (камеры охлаждения *2*) применяют специальные пережимы *3* или полностью отделяют камеру горения *1* от камеры охлаждения *2*, как, например, в котлах с горизонтальными (рис. 45, *е*) и вертикальными (рис. 45, *ж*) циклонами. При отделении камер повышается температура и скорость горения топлива, увеличивается доля шлака, расплавляемого и улавливаемого в камере горения *1*, но одновременно возрастает и выход оксидов азота.

Топки с твердым шлакоудалением (см. рис. 44, *а*) имеют в нижней части наклонные скаты (с углом 50—52° к горизонту) и выходное окно *7* для удаления выпадающего твердого шлака. Эти топки чувствительны к появлению наростов расплавленного или размягченного шлака на стенах, т. е. к про-

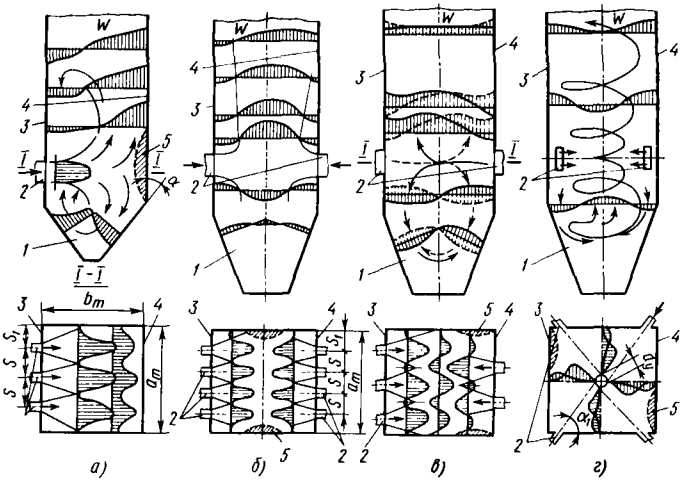


Рис. 46. Компоновка горелок:
а — фронтовая, *б* — встречная лобовая, *в* — встречно-смещениая, *г* — угловая тангенциальная, *W* — скорость потоков; *1* — холодная вороика, *2* — горелки, *3*, *4* — фроитовая и задняя стены, *5* — зона возможного шлакования

цессу шлакования. Поэтому серьезное внимание в топках с ТШУ уделяют аэродинамической организации горения, компоновке горелочных устройств.

Наиболее распространены четыре компоновки горелок (рис. 46): фронтовая, встречная лобовая и встречно-смещенная и угловая тангенциальная. Иногда применяют и некоторые другие компоновки, например угловую диагональную. Работоспособность топок с различной компоновкой горелок оценивают по температурному уровню, аэродинамической организации процесса горения, по опасности шлакования, образованию вредных выбросов и т. д.

Фронтовая компоновка горелок (рис. 46, *а*) применяется для сжигания нешлакующих бурых и каменных углей, торфа, взрывоопасных топлив, требующих наиболее простых конструкторских решений системы пылеприготовления, а также коротких пылепроводов. Как правило, такая компоновка сочетается со схемой прямого вдувания. Пылевоздушные потоки из горелок *2*, установленных на фронтовой стене *3*, ориентированы к задней стене *4*. После удара в заднюю стену часть потока разворачивается в холодную воронку *1*, образуя мощный вихрь, а остальная часть проходит вдоль задней стены и направляется к выходному окну топки. Частично охлажденные в холодной воронке газы нижнего вихря эжектируются в вытекающие из горелок потоки и поджигают их. Направленное движение в сторону задней стены и удар в нее факела создают опасность шлакования для некоторых топ-

лив. У этой стены, как правило, находится зона высоких температур. Возможно также шлакование боковых стен.

Встречная лобовая компоновка (рис. 46, *б*) обеспечивает соударение потоков, вытекающих из горелок *2* противоположных стен *3* и *4*, задерживающее удар во фронтовую и заднюю стены и снижающее опасность шлакования этих стен. Однако в зоне соударения могут наблюдаться растечка газов к боковым стенам, удар и шлакование (зона *5*) последних. При движении факелов происходит их проникновение в межгорелочные пространства противоположно расположенных горелок. Так как топочные газы горящего факела не имеют контакта со стенами и охлаждаются незначительно, то в таких топках отмечают высокий температурный уровень горения и устойчивое зажигание пылевоздушной смеси. Часть потоков направляется в холодную воронку, а основная масса газов, достаточно равномерно заполняя топку, поднимается вверх. При разных массах и скоростях соударяющихся потоков наблюдают отклонение восходящих потоков к одной из стен.

Топки с встречно-смещенной компоновкой горелок (рис. 45, *в*) позволяют уменьшить отклонение восходящих потоков, характеризуются более устойчивым положением факелов и глубоким проникновением их в межгорелочные пространства противоположных горелок. Глубина проникновения факела зависит от расстояния S между горелками. Растечка газов из зоны соударения уменьшается и снижается опасность шлакования боковых стен, но остается некоторая возможность появления шлака в задних углах боковых стен (зона *5*).

Топки с встречной компоновкой горелок надежно работают в котлах с системами пылеприготовления, имеющими пылевые бункера, т. е. когда все горелки находятся в работе. В котлах с системами прямого вдувания при отключении горелок работа топки может существенно ухудшиться.

Угловая тангенциальная компоновка горелок (рис. 46, *г*) характеризуется организацией вихревого движения газов в топке котла, вызванного пылевоздушными потоками, направленными из горелок *2* по касательной к условному кругу в центре топки. Как и в топках с встречной компоновкой, в этих топках после соударения и закрутки потоки из отдельных горелок хорошо перемешиваются и заполняют сечение топки выше горелок. К корню факела в этих топках эжектируются значительно охлажденные у стен топочные газы и поэтому горение в них несколько затянуто, а температура горения невысока. При сжигании высоковлажных топлив приходится применять специальные меры для повышения устойчивости горения, например пылеконцентраторы (см. рис. 25, *б*).

Такая компоновка горелок рекомендуется для топок квадратного сечения. В случае разной длины стен может проис-

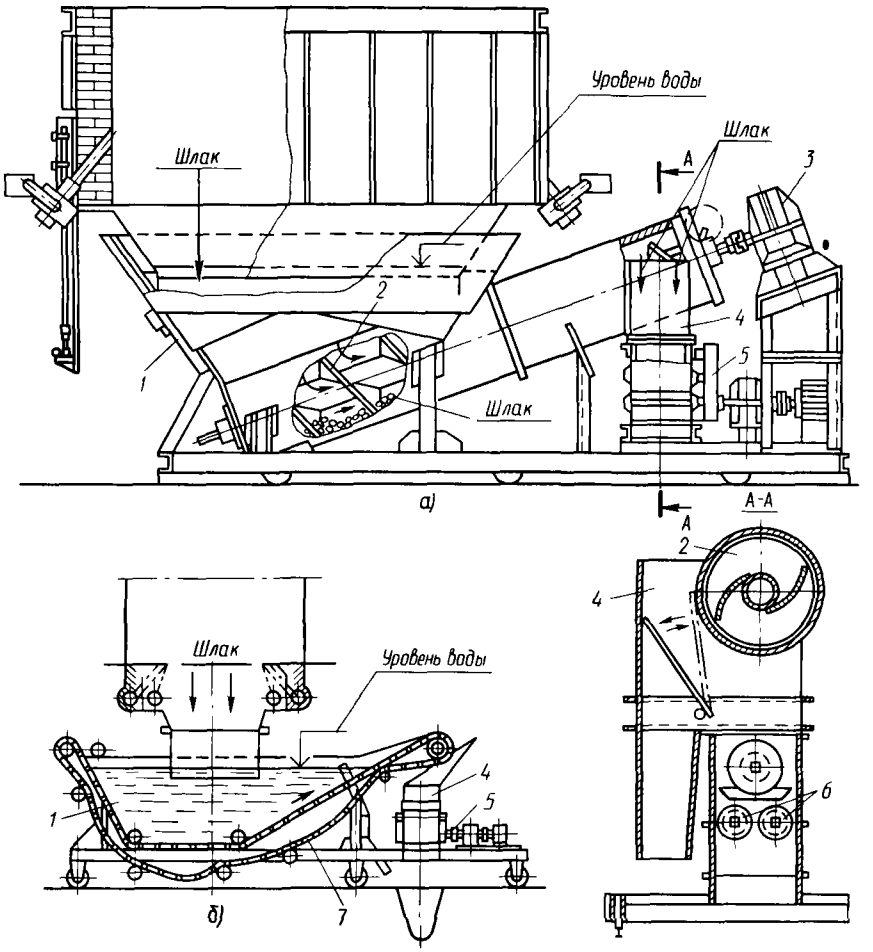


Рис. 47. Шлаковые шахты и устройства шлакоудаления:
а — шнековое, *б* — скребковое; *1* — ванна с водой, *2* — шнек, *3* — электродвигатель с редуктором, *4* — отводящий патрубок, *5* — привод дробилки, *6* — дробилка, *7* — цепная передача

ходить отклонение факелов к более длинным стенам (например, к фронтовой и задней — рис. 46, *г*), и в зоне соударения со стенами наблюдают зоны шлакования *5*.

Выпадающий в нижнюю часть топочных камер и скапливающийся там шлак в твердом (ТШУ) или жидком (ЖШУ) состоянии необходимо непрерывно выводить из котла. Для этого под шлаковыми летками или в устье холодной воронки предусмотрена установка шлаковых шахт, в которые выпадает шлак. Шлаковые шахты в большинстве случаев имеют ваины, заполненные водой. В топках с твердым шлакоудале-

нием осыпающийся со стен преимущественно твердый шлак падает в холодную воронку и далее по ее скатам — в шлаковую шахту. При соприкосновении с водой раскаленный шлак растрескивается и рассыпается под действием больших термических напряжений. Стекающий в воду жидкий шлак (в топках с ЖШУ) затвердевает в виде частиц небольших размеров.

Шлак из ванны шлаковой шахты удаляется с помощью механических удаляющих устройств, выполненных в виде вращающегося в воде шнека (рис. 47, *а*) или в виде скребковых транспортеров (рис. 47, *б*). В шахтах со шнековыми транспортерами нижняя часть ванны *1* выполняется в виде наклонного желоба, в котором расположен вращающийся винтовой шнек *2*. Шнек приводится во вращение электродвигателем *3*. В конце наклонного желоба имеется окно, через которое транспортируемый шлак поступает в отводящий патрубок *4* с расположенной в нем дробилкой с приводом *5*. Дробилка включается при поступлении больших кусков шлака.

Скребковый транспортер выполняют в виде двух цепных передач *7*, к которым крепятся скребки, перемещаемые вдоль нижней части ванны к шлакоудаляющему патрубку *4*. После прохождения ванны цепная передача со скребками выходит наружу и доступна осмотру.

Вода поступает в ванну непрерывно, причем уровень воды регулируется таким образом, чтобы он закрывал приемное отверстие шлаковой шахты и тем самым предотвращал проникновение присосов воздуха через шлаковую шахту в топку.

Работа топочной камеры характеризуется различными показателями напряженности, надежности и экономичности. Надежность работы определяется, в первую очередь, степенью шлакования стен, устойчивостью горения, сепарацией топлива, а экономичность характеризуется потерями от недожога топлива, зависящими от организации процесса горения и его напряженности. Оценка работы топки проводится по теплотехническим показателям.

Тепловая мощность топки $Q_{т.т}$ и горелки $Q_{т.г}$, МВт (Гкал/ч), отражает количество теплоты, вносимой в единицу времени в топку или через одну горелку: $Q_{т.т}=B_к \cdot Q_i^r$, $Q_{т.г}= =Q_{т.т}/n_г$. Здесь $B_к$ — расход топлива на котел, кг/с; $n_г$ — число горелок в топке. Значения $Q_{т.т}$ и $Q_{т.г}$ зависят от паропроизводительности котла, конструкции и числа горелок.

Оценку шлакуемости топок для каждого вида топлива проводят по тепловым напряжениям ее сечения q_F, сечения одного яруса $q_{F_я}$ и поверхности зоны активного горения $q_{л.г}$, МВт/м^2 [Гкал/(ч·м^2)]:

$$q_F = \frac{Q_{т.г}}{F_т}, \quad q_{F_я} = \frac{q_F}{Z_я}, \quad q_{л.г} = \frac{Q_{т.т}}{H_{л.г}},$$

где $F_т$ — площадь поперечного сечения топки, м^2; $Z_я$ — число

Таблица 6. **Тепловые показатели топок**

Шлакоудаление	Тип топки	Топливо	$(q_v)_{т.т}$, $\frac{ккал}{м^3 \cdot ч} \cdot 10^{-3}$	$(q_v)_{т.т+т.о}$, $\frac{ккал}{м^3 \cdot ч} \cdot 10^{-3}$	q_F, $\frac{ккал}{м^2 \cdot ч} \cdot 10^{-6}$	q_{F_R}, $\frac{ккал}{м^2 \cdot ч} \cdot 10^{-6}$	$a_{шл}$
ТШУ	Открытые призматические	Шлакующее	—	100—140	1,5—2,5/ 1,5—3,0 (до 4,0)	0,8—1,3	0,05
		Нешлакующее	—	120—160 (180)	2,5—3*/ 4,0—5,5	1,5—2,0	0,05
ЖШУ	Открытые призматические	—	—	125—160	4,5—5,5	—	0,15—0,2
	С пережимом	—	500—600	145—200	4,5—5,5	—	0,15—0,4
	Миогокамерные	АШ	600—800	200—220	5,5—6,0	—	0,4—0,5
	С вертикальными циклонами	АШ	600—800	200—250	12—15 16—20	—	0,6 0,7—0,8
	С горизонтальными циклонами	—	до 1100	250—300	10—14	—	0,85—0,9

* При одиоярусном расположении горелок/при многоярусном расположении горелок.

ярусов горелок; $H_{л.г}$ — площадь поверхности, ограничивающей зону активного горения.

Тепловое напряжение объема $V_т$ топочной камеры q_v, МВт/м^3, косвенно характеризует время пребывания топлива в топке и эффективность его выгорания: $q_v = Q_{т.т}/V_т$.

Тепловое напряжение объема топки может рассматриваться применительно к объему зоны горения $(q_v)_{з.г}$, а также к общему объему топки, включающему для многокамерных топок объемы камеры (зоны) горения и камеры охлаждения $(q_v)_{з.г+з.о}$.

Для оценки работы поверхностей нагрева выбора шлакоудаляющих устройств и золоуловителей важным показателем является степень шлакоулавливания в топке $a_{шл}$.

При обеспечении надежности и экономичиости топки, повышая тепловые показатели, можно обеспечить уменьшение ее габаритных размеров и материальных затрат, но надо помнить, что топочная камера в этом случае ставится в более тяжелые, напряженные условия. Существенное влияние на тепловые показатели оказывает тип топочного устройства и компоновка горелок, характеристики топлива и, в первую очередь, его шлакующие свойства, степень отделения камеры горения от камеры охлаждения (в топках с ЖШУ) и др.

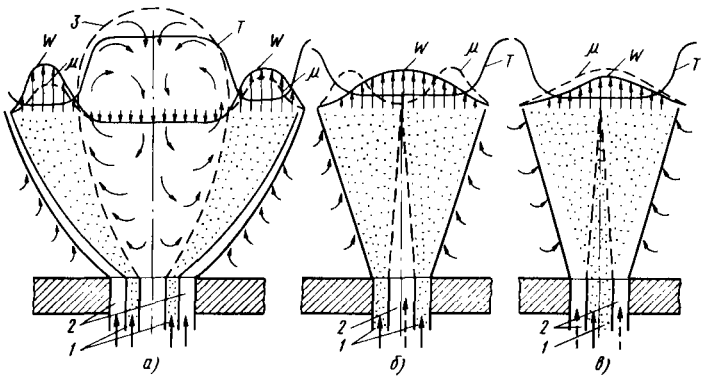


Рис. 48. Схема распространения факелов из вихревых (*а*) и прямоточных (*б*, *в*) горелок:
1— каналы пылевоздушной смеси с первичным воздухом, *2*— каналы вторичного воздуха, *3*— граница циркуляционного вихря; *T* — температура, *W* — скорость потоков, μ — концентрация топлива

Так, при сжигании нешлакующих топлив в топках с ЖШУ, где проблема шлакования остро не стоит и в топках с встречной компоновкой горелок тепловые показатели q_F, $q_{Fя}$, q_v принимают выше, чем в топках с ТШУ, на шлакующих углях и с однофронтальной компоновкой горелок. В двухкамерных или многокамерных и циклонных топках, где функции горения топлива и охлаждения продуктов сгорания частично разделены, достижимы более высокие тепловые показатели топок как по камере горения, так и по топке в целом. Трудозатраты и стоимость изготовления многокамерных топок, несмотря на уменьшение их габаритных размеров, могут оказаться выше этих показателей однокамерных топок такой же мощности.

В табл. 6 приведены тепловые показатели для некоторых типов топок и топлив.

§ 17. ПЫЛЕУГОЛЬНЫЕ ГОРЕЛКИ

Топливовоздушную смесь и вторичный воздух подают в топки через горелки вихревого или прямоточного типа.

В вихревых горелках потоки пылевоздушной смеси, вторичного воздуха или оба потока закручиваются специальными устройствами. В результате закрутки пылевоздушный поток, вытекающий из горелки в топку, раскрывается в виде полого вращающегося конуса (рис. 48, *а*), к которому изнутри и снаружи эжектируются топочные газы. В зависимости от степени крутки раскрытие факела может быть полным или частичным и соответственно в его центральной части устанавливается бесконечный или замкнутый (пунктир) циркуляционный вихрь *3* поджигающих пылевоздушную смесь топочных

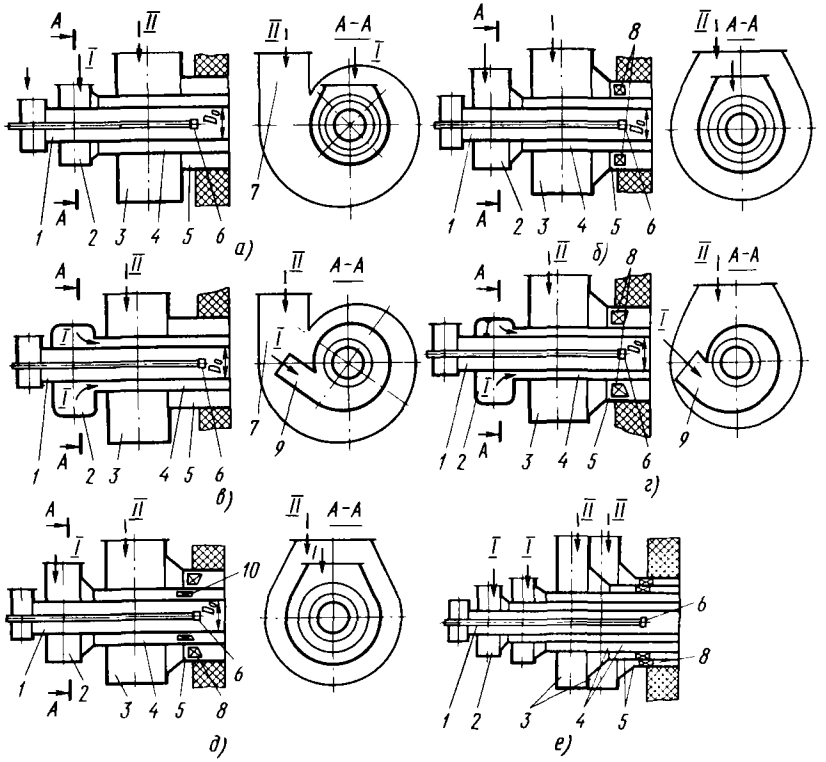


Рис. 49. Вихревые одинарные (*а* — *д*) и сдвоенные (*е*) горелки:
а — прямоточно-улиточная, *б* — прямоточно-лопаточная, *в* — улиточно-улиточная, *г* — улиточно-лопаточная, *д* — лопаточно-лопаточная, *е* — сдвоенная прямоточно-лопаточная; *1*— центральная труба, *2*— ввод пылевоздушной смеси (*I*), *3*— ввод вторичного воздуха (*II*), *4, 5*— каналы пылевоздушной смеси и вторичного воздуха, *6*— мазутная форсунка, *7, 9*— улиточный аппарат вторичного воздуха и пылевоздушной смеси, *8, 10*— лопатки для закрутки вторичного воздуха и пылевоздушной смеси

газов. Чтобы обеспечить достаточное раскрытие факела, вихревые горелки должны быть установлены на значительном расстоянии друг от друга (2,5—3 диаметра горелки).

Газы с большой температурой (*Т*) поступают к горелке из внутреннего циркуляционного вихря, поэтому с целью повышения устойчивости зажигания пылевоздушную смесь подают по внутреннему каналу *1* (рис. 48, *а*) либо прямоточно без закрутки, либо с закруткой в улиточных аппаратах или с помощью специальных лопаток. Вторичный воздух, подаваемый по внешним каналам *2*, закручивают в улитках или лопаточным аппаратом.

В зависимости от способа закрутки первичного и вторичного воздуха различают горелки (рис. 49): прямоточно-улиточные, прямоточно-лопаточные, улиточно-улиточные, улиточ-

но-лопаточные, лопаточно-лопаточные. Первым указывается способ завихривания первичного воздуха. Так, например, в прямоточно-улиточной лопатке первичный воздух подается прямоточно вдоль горелки (аксиально), а вторичный закручен в улиточном завихрителе.

В горелках большой мощности (не менее 50 МВт) используют двойные каналы первичного (*I*) и вторичного (*II*) воздуха (рис. 49, *е*), причем каналы *4* первичного воздуха соединены с пылепроводами различных мельниц, а в одном из каналов *5* вторичного воздуха завихряющие устройства имеют поворотные лопатки. Такая конструкция горелок позволяет обеспечить их работу при отключении мельницы и широкий диапазон закрутки вторичного воздуха.

Центральная труба *1* предусмотрена для установки мазутной форсунки *6* (например, растопочной).

При аксиальном вводе *2* пылевоздушной смеси горелка (рис. 49, *а, б*) имеет небольшое сопротивление, износу подвержен лишь поворот во входном участке, но для раскрытия потока в топке требуется создать сильную закрутку (в улитке *7* или лопатками *8*) вторичного воздуха. С использованием таких горелок сжигают преимущественно бурые и каменные угли с повышенным выходом летучих ($V^{daf} > 30\%$).

Улиточный ввод пылевоздушной смеси (рис. 49, *в, г*) обеспечивает высокую степень крутки потока при умеренном сопротивлении горелок. Этим горелкам свойственны значительный износ улиточного аппарата *9*, а также неравномерное распределение пыли в выходном сечении пылевоздушного канала *4*. Вследствие значительных размеров улиточного аппарата эти горелки небольшой мощности (до 35 МВт).

В горелках с лопаточными завихрителями (рис. 49, *д*) пылевоздушной смеси наблюдается износ лопаток *10*, что сказывается на снижении крутки, причем в отличие от ранее рассмотренных горелок ремонт лопаток в этих горелках возможен лишь на остановленном котле. Эти горелки имеют также повышенное сопротивление (при прямых лопатках). Однако они обеспечивают удовлетворительную крутку при небольших габаритных размерах и это позволяет их широко применять для сжигания различных углей, в том числе и с низкой реакционной способностью, когда требуется сильное раскрытие факела. Как закручивающее устройство для вторичного воздуха, лопаточный аппарат *8* является основным.

В вихревых горелках происходит перегрев и выгорание труб, образующих каналы пылевоздушной смеси *4* и вторичного воздуха *5*, особенно внутренних труб, прилегающих к зоне циркуляционного вихря высокотемпературных газов. Поэтому эти трубы в большинстве горелок заглубляют внутрь горелки на 0,3—0,5 м.

Прямоточные горелки характеризуют аксиальное соосное движение пылевоздушных и воздушных потоков. Пылевоз-

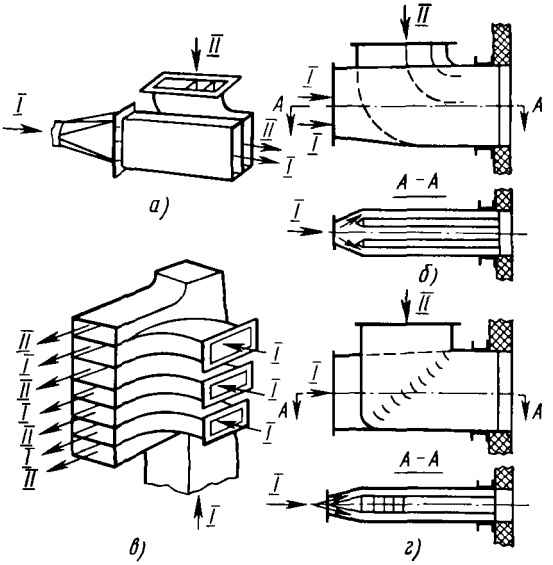


Рис. 50. Прямоточные горелки:
а — с односторонним вводом пылевоздушной смеси (*I*), *б*, *в* — с вертикально- и горизонтально-чередующимися каналами, *г* — с периферийной подачей пылевоздушной смеси; *II* — ввод вторичного воздуха

душную смесь можно подавать по внутреннему (см. рис. 48, *в*) или по наружному каналу (см. рис. 48, *б*). В прямоточных горелках топочные газы увлекаются в струю только по внешней границе и поэтому интенсивность эжекции, прогрева и воспламенения пыли в них меньше, чем в вихревых горелках. Повышение устойчивости достигают внешней подачей пылевоздушной смеси, повышением температурного уровня и аэродинамической организацией горения, соответствующей компоновкой горелок.

По месту расположения каналов пылевоздушной смеси (*I*) и вторичного воздуха (*II*) различают горелки с односторонним вводом пылевоздушной смеси (рис. 50, *а*), с вертикально-чередующимися (рис. 50, *б*) и горизонтально-чередующимися (рис. 50, *в*) каналами пылевоздушной смеси и с периферийной (рис. 50, *г*) ее подачей.

Горелки с односторонним вводом пыли используют в основном в топках с тангенциальной угловой установкой горелок, остальные горелки могут применяться при любых компоновках, причем горелки с чередующейся подачей — преимущественно для бурых углей.

В последнее время широкое применение находят плоскофакельные горелки (рис. 51) с соударяющимися потоками пылевоздушной смеси (*I*) и вторичного воздуха (*II*). При

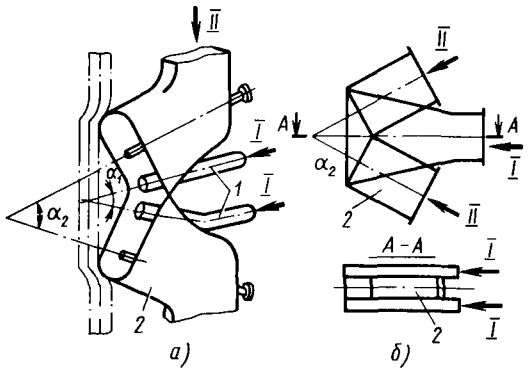


Рис. 51. Плоскофакельные горелки:
а — с встроенными каналами пылевоздушной смеси (круглые), *б* — с вертикально-параллельными каналами; *1* — трубы пылевоздушной смеси, *2* — каналы вторичного воздуха

соударении вытекающих из труб *1* и каналов *2* соответственно потоков пылевоздушной смеси и вторичного воздуха последние деформируются и, перемешиваясь, растекаются в поперечном направлении. При изменении соотношения расходов соударяющихся струй общий поток может отклоняться вверх или вниз. Этим свойством горелок пользуются для изменения местоположения ядра горелки в топке.

В отличие от вихревых горелок прямоточные могут располагаться на более близких расстояниях друг от друга и использоваться для создания различных компоновок.

§ 18. ГОРЕЛКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ГАЗА И МАЗУТА

Газовое топливо хорошо воспламеняется, быстро горит и его сжигание не представляет технических трудностей. Основным условием эффективного сжигания газа является хорошее перемешивание его с воздухом. Перемешивание производят как внутри горелок, так и на выходе из горелки в топку или в топке. В котлах ТЭЦ, в водогрейных котлах и в большинстве крупных котельных предусмотрено сжигание газа и жидкого топлива, поэтому в них устанавливают преимущественно газомазутные горелки (рис. 52).

Учитывая высокую реакционную способность газа, его вводят в поток воздуха (каналы *2*) вблизи от выходного сечения по трубкам *3*, установленным в центре горелки (рис. 52, *б*), в промежуточном сечении (рис. 52, *а, в, г*) или по периферии (рис. 52, *д*). Аналогичным образом подают газ в комбинированных пылегазовых горелках.

Мазут, как любое жидкое топливо, горит в парообразном состоянии. Для интенсификации испарения его дробят, исполь-

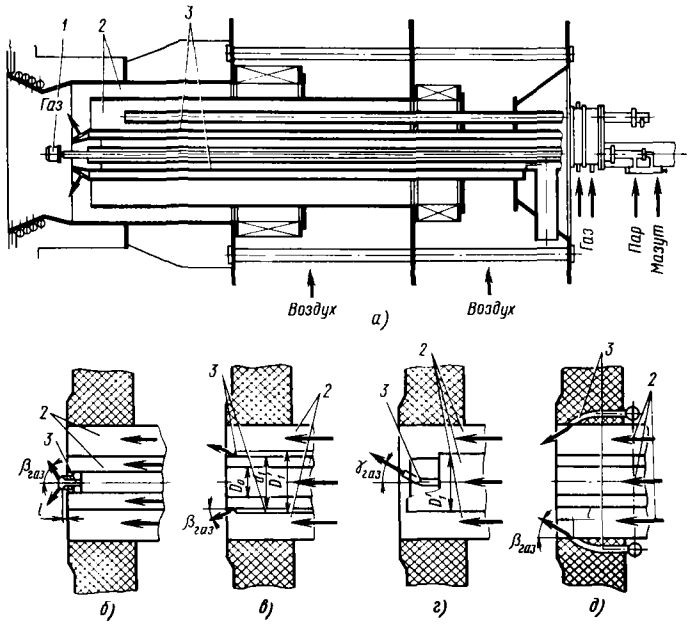


Рис. 52. Газомазутная горелка (*а*) и способы ввода газового топлива:
б — центральный, *в*, *г* — в промежуточном сечении, *д* — периферийный; *1*— мазутная форсунка, *2*— воздушные каналы, *3*— каналы газового топлива

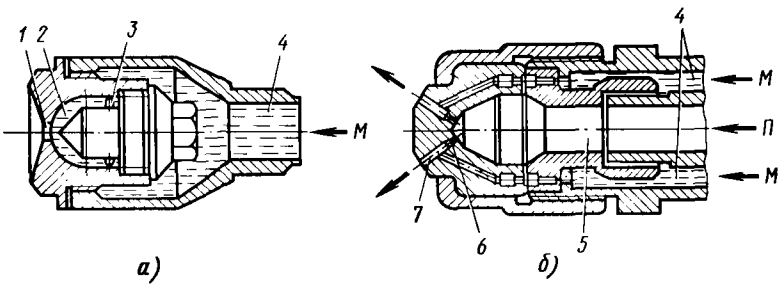


Рис. 53. Мазутные форсунки:
а — механические, *б* — паровые; *1*— прожимное отверстие, *2*— вихревая камера, *3*— тангенциальные каналы, *4*— патрубок подвода мазута (М), *5*— паропровод (П), *6*— сопла, *7* — камера

зуя энергию собственного движения или иной среды (пара, воздуха). Распыл (дробление) мазута производят в форсунках *1*, которые в зависимости от способа распыливания бывают: механическими (рис. 53, *а*), паровыми (рис. 53, *б*) или паромеханическими.

В механических форсунках подаваемый из патрубка *4* по тангенциально установленным каналам *3* мазут закручивается в камере *2* и, выходя из прожимного отверстия *1*, принимает форму полого конуса, как в вихревых горелках. Под действием трения с окружающей средой быстро двигающийся поток мазута дробится на мелкие капли. Чем мельче дробление, тем быстрее происходит испарение и сгорание мазута. Для создания интенсивной крутки и высоких скоростей истечения в механических форсунках поддерживают высокое давление мазута (3,5—4 МПа).

Паровые форсунки работают на принципе распыла вытекающей в камеру *7* струи мазута высокоскоростным потоком пара из сопла *6*. Мазутные форсунки в вихревых горелках устанавливают в центральную трубу *1* (см. рис. 49); в момент отключения мазута (в зависимости от продолжительности) форсунки убираются или для их охлаждения подается воздух.

Глава пятая

ВОДА И ВОДНЫЙ РЕЖИМ ПАРОВЫХ КОТЛОВ

§ 19. ПРИРОДНАЯ ВОДА, ЕЕ СВОЙСТВА И ХАРАКТЕРИСТИКА

Вода рек, озер, морей, как потенциальный источник водоснабжения электростанций и котельных, содержит твердые взвеси минерального и органического происхождения, различные соли хорошей или плохой растворимости и газы. Поступление в воду указанных веществ происходит на всех этапах ее круговорота: конденсация водяных паров в атмосфере сопровождается растворением газов, при выпадении осадков на землю вода насыщается минеральными и органическими примесями. То же происходит в наземных и подземных источниках. Человек, используя воду для удовлетворения своих бытовых и производственных потребностей, возвращает ее в природный кругооборот загрязненной в виде различных сточных вод.

Концентрация и состав различных примесей в природной воде зависят от времени года. Весной резко повышается содержание грубодисперсных взвешенных веществ, увлекаемых талыми водами, в летнее время из-за преимущественного питания подземными стоками возрастает солесодержание воды.

Природные воды можно разделить на пресные с солесодержанием до 1000 мг/л, солоноватые, содержащие 1000—25 000 мг/л, и соленые с солесодержанием более 25 000 мг/л. В зависимости от состава и количества примесей в воде меняются ее свойства. Среди показателей, характеризующих свойства воды, выделяют общее солесодержание и раствори-

мость солей, жесткость, растворимость газов, кислотность, щелочность, окисляемость и ряд других показателей.

Общее солесодержание определяется по величине сухого остатка примесей, получающегося при упаривании 1 л профильтрованной воды и подсушивании этого остатка при температуре 105° С.

Находящиеся в воде соли обладают той или иной степенью растворимости. К хорошо растворимым следует отнести соли щелочных металлов, хлориды ($CaCl_2$, $MgCl_2$), кислые соли некоторых кислот. Растворимость солей меняется с температурой. Соли, растворимость которых с ростом температуры убывает и они начинают выпадать в осадок, обладают отрицательной растворимостью (например, $CaSO_4$). Часть солей, в том числе и растворимых, при нагреве разлагаются с образованием труднорастворимых или нерастворимых солей, выпадающих в осадок ($\downarrow$) (например, кислые соли $Ca(HCO_3)_2$ и $Mg(HCO_3)_2$:

$$Ca(HCO_3)_2 \rightarrow \downarrow CaCO_3 + H_2O + CO_2\uparrow$$
$$Mg(HCO_3)_2 \rightarrow \downarrow MgCO_3 + H_2O + CO_2\uparrow$$

Жесткость воды находят по суммарной концентрации растворенных солей кальция и магния и выражают в эквивалентных единицах (моль/м^3). Эта жесткость называется общей. В составе общей жесткости различают *карбонатную (или временную) жесткость,* которая обусловлена наличием в воде двууглекислых солей кальция и магния (бикарбонатов) $Ca(HCO_3)_2$ и $Mg(HCO_3)_2$. Жесткость, обусловленная наличием в воде других солей кальция и магния ($CaSO_4$, $MgSO_4$, $CaSiO_3$ и др.), называется *некарбонатной жесткостью.* Сумма карбонатной и некарбонатной жесткости определяет общую жесткость.

Кислотность (или щелочность) воды определяется показателем отрицательной степени водородных ионов в растворе и обозначается символом pH. В воде постоянно происходит процесс диссоциации с образованием ионов (H^+) и (OH^-):

$$H_2O \rightleftarrows H^+ + OH^-$$

При равенстве положительных водородных ионов и отрицательных гидроксильных ионов ($|H| = |OH| = 10^{-7}$) вода имеет нейтральную реакцию и pH = 7. Для воды с кислой реакцией pH < 7, а для щелочной pH > 7. Повышению щелочности способствует присутствие в воде бикарбонатных, карбонатных ионов (HCO_3^-, CO_3^{2-}) и гидроксильной группы (OH^-).

Окисляемость воды характеризуется наличием в ней органических соединений. Ее выражают расходом кислорода или перманганата калия, использованным для окисления органических веществ, содержащихся в 1 л воды. Также с достаточной степенью точности ее можно определить по потере массы сухого остатка, сожженного при 800° С.

Важное значение для характеристики качества воды имеет

также содержание кремнекислоты, пересчитанной на SiO_2, и растворенных газов, особенно кислорода и углекислого газа. Указанные газы обладают отрицательной растворимостью. Это свойство используется в процессах освобождения от O_2 и CO_2.

§ 20. ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ВОДЫ НА РАБОТУ КОТЛА

Наличие примесей в питательной воде приводит к некоторым явлениям, осложняющим работу котла. Среди них, в первую очередь, следует выделить накипеобразование, загрязнение перегревателей и турбин, внутреннюю коррозию в трубах и других элементах.

Накипеобразование на внутренней поверхности обогреваемых труб является одним из нежелательных явлений, так как снижает работоспособность котла. При появлении накипи (толщиной $\delta_н$) на внутренней стороне труб увеличивается температура $t_{ст}$ наружной обогреваемой поверхности металла (стенки) из-за низкой теплопроводности $\lambda_и$ накипи

$$t_{ст} \approx t_{рт} + q\left(\frac{1}{\alpha_2} + \frac{\delta_н}{\lambda_н} + \frac{\delta_м}{\lambda_м}\right),$$

где $t_{рт}$ — температура воды (рабочего тела); q — удельный тепловой поток на единицу поверхности трубы; α_2 — коэффициент внутренней теплоотдачи; $\delta_н$, $\delta_м$ — толщина слоя накипи и металла трубы; $\lambda_н$, $\lambda_м$ — теплопроводность накипи и металла трубы.

Таким образом, накипь способствует повышению температуры металла труб и их разрыву от пережога, что является тяжелой аварией на котлоагрегате.

Растворенные в воде вещества частично диссоциированы и представлены в виде ионов. Питательная вода содержит в основном следующие ионы: катионы Na^+, Ca^{2+}, Mg^{2+} и анионы Cl^-, OH^-, SO_4^{2-}, CO_3^{2-}, $HSiO_3^-$. Ион натрия со всеми анионами образует хорошо растворимые в воде соединения NaCl, Na_2SO_4, NaOH и т. д. Но эти соединения имеют различные коэффициенты растворимости. Например, NaCl и NaOH имеют положительные коэффициенты растворимости, а $NaSO_4$, Na_2CO_3, $NaHSiO_3$, а также $CaSO_4$, $CaCO_3$, $MgCO_3$, $CaSiO_3$ и $MgSiO_3$ имеют отрицательные коэффициенты растворимости.

При соприкосновении воды, содержащей соединения с отрицательным коэффициентом растворимости, с горячей стенкой трубы в поверхностном слое вследствие упаривания воды достигается состояние насыщения и излишнее количество вещества из раствора выпадает в осадок на стенке трубы в виде твердых и плотных отложений — н а к и п и. Очень твердую накипь дают силикаты и сульфаты кальция $CaSiO_3$ и $CaSO_4$.

Наиболее интенсивно накипеобразование протекает в процессе выпаривания воды в испарительных поверхностях нагрева, причем в конце процесса испарения происходит выпадение

большинства солей, в том числе и легкорастворимых (соли щелочных металлов K, Na и др.).

Внутренние загрязнения (отложения) на трубах пароперегревателей и лопатках турбин появляются при выносе солей из барабана котла с частицами влаги и вследствие растворимости некоторых солей в паре. Особая роль в загрязнении пароперегревателя и турбин принадлежит кремнекислоте. С ростом давления растворимость в паре кремнекислоты повышается и занос турбин возрастает. Поэтому с повышением давления пара более 10 МПа значительно повышаются требования к чистоте воды и пара по содержанию кремнекислоты.

Коррозией называется разрушение металлов под действием внешней среды в результате химических или электрических процессов.

Коррозия может быть общей и местной. Общая коррозия происходит равномерно с одинаковой скоростью по всей поверхности металла, соприкасающейся с агрессивной средой. При местной коррозии разъедание металла идет на отдельных небольших участках поверхности. Местная коррозия может быть язвенной, точечной, интеркристаллитной и транскристаллитной. При *язвенной и точечной коррозии* повреждение захватывает металл трубы на небольшом участке, но на значительную глубину, вызывая появление свищей в трубах.

При *интеркристаллитной коррозии* разрушение металла происходит по границам зерен с образованием сквозных трещин, а при *транскристаллитной коррозии* трещины проходят через зерна металла.

В котлах обычно сочетаются несколько видов коррозии, причем коррозионные процессы идут постоянно, но с разной скоростью. Наиболее распространенным видом коррозии является пароводяная коррозия пароперегревателей. Она вызывается химическим процессом взаимодействия перегретого пара и металла труб. Перегретый пар окисляет железо с образованием окись-закиси железа и водорода:

$$3Fe + 4H_2O = Fe_3O_4 + 4H_2$$

Пароводяная коррозия носит равномерный характер, ее интенсивность зависит от температуры (при температуре до 500° С коррозия незначительна) и химического состава металла. Добавки легирующих элементов в сталь (молибдена, хрома и никеля) значительно повышают устойчивость стали против пароводяной коррозии.

В барабанах котлов и экранных трубах наблюдается щелочная коррозия, определяемая концентрацией щелочи ($NaOH$), достигающей опасных значений при выпаривании котловой воды на границе уровня вода — пар. Особенно активно коррозия протекает под слоем непрочных отложений (накипи и шлама). Это так называемая подшламовая

коррозия, протекающая очень интенсивно, с образованием глубоких язвин на поверхности металла. Высокие концентрации щелочи могут возникать при выпаривании котловой воды на границе раздела вода — пар или под слоем непрочных и неплотных отложений (накипи и шлама), а также при расслоении пароводяной смеси, например в горизонтальных трубах.

Если имеются щелочная коррозия и переменные термические напряжения в металле (например, при неустойчивом расслоении пароводяной смеси в трубах радиационной части прямоточных котлов, когда верхняя часть труб охлаждается попеременно водой и паром), металл повреждается с образованием трещин интеркристаллитного характера. Такое повреждение металла получило название коррозионная усталость. Распространенным видом коррозии можно считать кислородную коррозию. Свободный кислород, содержащийся в воде, электрохимически взаимодействует с металлом и вызывает его разрушение. Характерными признаками кислородной коррозии являются язвины на металле труб. Наиболее подвержены этому типу коррозии внутренние поверхности труб экономайзеров. Дегазация или деаэрация воды снижает содержание кислорода и других газов в питательной воде и скорость коррозии. Повышение скорости воды в трубах водяных экономайзеров также способствует снижению скорости кислородной коррозии за счет снижения продолжительности контакта кислорода с поверхностью металла. Коррозия оборудования идет и в периоды, когда оборудование находится в ремонте или в резерве. Такая коррозия называется *стояночной*. На поверхности металла неработающего оборудования образуется пленка влаги, поглощающей из воздуха кислород, который взаимодействует с металлом (металл ржавеет). Под слоем накипи или шлама образуются язвины в металле. Для предотвращения *стояночной коррозии* применяются различные способы консервации котла, целью которых является предотвращение возможности проникновения атмосферного воздуха внутрь барабанов и поверхностей нагрева котлов.

§ 21. НОРМЫ КАЧЕСТВА ВОДЫ И ПАРА

К качеству питательной воды, получаемому пару и к котловой воде предъявляются достаточно жесткие требования по чистоте. Наибольшие ограничения по содержанию примесей в рабочем теле имеются в котлах сверхкритического давления, а также с давлением более 15 МПа, так как при таком уровне давления наряду с уносом солей влагой, накипе- и шламообразованием (характерном и для котлов среднего давления) возрастает унос солей растворенных паром. При средних же давлениях растворимость солей паром невелика,

Таблица 7. **Предельные значения содержания примесей в насыщенном паре котлов с естественной циркуляцией**

Компонент	Давление пара, МПа	Содержание примесей в котлах, мкг/кг		
		ГРЭС	отопительной ТЭЦ	ТЭЦ с производственным отбором пара
Na	До 4	60	60	100
	4—10	15	15	25
SiO_2	Более 10	10	10	15
	» 7	15	25	25

Таблица 8. **Предельные значения содержания примесей в питательной воде котлов с естественной циркуляцией (Е) и прямоточных (П)**

Компонент	Котлы Е давлением, МПа				Котлы П
	$p \leqslant 4$	$4 < p < 10$	$10 < p < 13{,}8$	$p > 13{,}8$	
Общая жесткость *, моль/м^3	$5 \cdot 10^{-3}$/ $10 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$/ $5 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$/ $1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$/ $1 \cdot 10^{-3}$	$0{,}2 \cdot 10^{-3}$
Содержание O_2**, мкг/кг	—	80/ по испытанию	40/120	40/120	15
Содержание O_2 после деаэратора, мкг/кг	20	20	10	10	10
Содержание соединений Fe*, мкг/кг	100/200	50/100	20/30	20/20	10
Содержание соединений Cu*, мкг/кг	10/20	10/20	5/5	5/5	5
Содержание соединений Na, мкг/кг	—	—	—	—	5
pH	—	—	—	—	$9{,}1 \pm 0{,}1$

* На жидком топливе/на других топливах.
** ГРЭС и отопительные ТЭЦ/ТЭЦ с промышленным отбором.

и ограничений по содержанию кремнекислоты в воде не вводят.

При повышении давления ($p \geqslant 10$ МПа) вводятся жесткие ограничения по содержанию отдельных составляющих примесей. Достижение таких показателей возможно при глубоком снижении общего солесодержания. Поэтому в нормативах при

таком давлении общее солесодержание воды перестает быть характерным показателем и не указывается. Ограничения по SiO_2 вводят с $p > 7$ МПа.

«Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» регламентируются нормы качества питательной, котловой, подпиточной сетевой воды и пара (табл. 7, 8) для котлов различных типов и параметров (по предельно допустимым значениям).

В паре ограничивается содержание растворимых соединений (Na) и кремнекислоты.

§ 22. ПОДГОТОВКА ВОДЫ

Природная вода даже с наименьшим содержанием солей является непригодной для использования в паровых котлах и тепловых сетях, так как не удовлетворяет предъявляемым требованиям по качеству. Поэтому на электростанциях предусмотрено специальное оборудование и цех химической подготовки воды.

При химической подготовке природная вода проходит через ряд установок, в которых происходит:

осветление (отстаивание и фильтрация) — удаление механических и органических примесей;

катионирование, или умягчение воды — удаление из воды солей жесткости (Ca, Mg) с заменой на легкорастворимые соли щелочных металлов (Na);

общее обессоливание в системе выпарных установок с получением обессоленного конденсата;

обескремнивание;

дегазация — удаление из воды растворенных в ней газов путем ее подогрева, например, в деаэраторах.

В задачи цеха водоподготовки входят восполнение потерь конденсата и химическая очистка питательной воды от загрязнений, вносимых при ее движении в паровом котле, турбине, конденсаторе. Потери конденсата зависят от типа станции. Наибольшие потери (до 30% и более) имеются в теплоэлектроцентралях, поэтому на этих станциях установки химической водоподготовки значительны как по занимаемой площади, так и по стоимости.

Водоподготовительные установки обеспечивают обособленные стадии обработки воды: предварительную, называемую предочисткой, и окончательную — ионитную обработку.

Осветления воды, т. е. удаления из нее грубодисперсных и коллоидных примесей, достигают методом коагуляции. Обычно одновременно стремятся достичь снижения щелочности воды, частичного ее умягчения, удаления кремнекислых соединений и т. д. Для этого совместно с коагуляцией применяют, например, известкование и магнезиальное обескремнивание.

Сущность коагуляции заключается в добавке в воду сернокислого алюминия $Al_2(SO_4)_3 \cdot 18H_2O$. При гидролизе сернокислого алюминия образуется труднорастворимое соединение (гидроокись алюминия $Al(OH)_3$), выпадающее в осадок в виде хлопьев, задерживающих на своей поверхности взвешенные частицы. При большой щелочности наряду с коагуляцией проводят известкование, вводя гашеную известь $Ca(OH)_2$.

При такой обработке воды снижается щелочность и жесткость воды, удаляются взвешенные частицы, органические соединения и частично соединения железа.

Для удаления из воды кремнекислых соединений наряду с известью вводится магнезит или обожженный доломит и коагулянт. Образующаяся в процессе химического процесса гидроокись магния $Mg(OH)_2$ взаимодействует с кремнекислыми соединениями и осаждает их на поверхности хлопьев.

Эти методы обработки воды называют методами осаждения, так как взвешенные вещества и соли удаляются в виде осадка. При предварительной обработке не обеспечивается полное удаление из воды солей.

Обработка воды методом ионного обмена осуществляется в фильтрах через слой зернистого материала — ионита. В процессе фильтрования ионы солей, содержащихся в воде, заменяются ионами, которыми насыщен ионит. В качестве обменных ионов в практике водоподготовки применяют катионы натрия (Na^+), водорода (H^+), аммония (NH_4^+) и анионы гидроксильные (OH^-), хлоридные (Cl^-).

Если зернистый материал содержит катионы, он называется катионитом, а фильтрация воды через слой катионита — катионированием воды, если анионы — анионитом, а обработка воды — анионированием.

При натрий-катионировании катионит поглощает из воды ионы Ca^{++} и Mg^{++}, переводя в раствор эквивалентное количество ионов Na^+:

$$2NaR + Ca^{2+} \rightleftarrows CaR_2 + 2Na^+,$$
$$2NaR + Mg^{++} \rightleftarrows MgR_2 + 2Na^+,$$

где R — означает сложный комплекс катионита, практически нерастворимый в воде.

При водород-катионировании реакции могут быть записаны так:

$$2HR + Ca^{2+} \rightleftarrows CaR_2 + 2H^+,$$
$$2HR + Mg^{2+} \rightleftarrows MgR_2 + 2H^+$$

При этом способе обработки вода имеет кислую реакцию. Сочетая обе схемы обработки, можно получить воду с нейтральной реакцией.

Если последовательно с этими схемами установить анионитовые фильтры, то можно добиться полного химического обессоливания воды и получить воду, близкую по своему

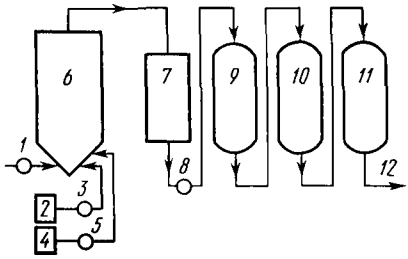


Рис. 54. Принципиальная схема подготовки добавочной воды для барабанных котлов среднего и низкого давления:
1, 8— насосы, *2, 4*— баки коагулянта и NaOH, *3, 5*— насосы-дозаторы коагулянта и NaOH, *6*— осветлитель, *7*— бак осветленной воды, *9*— механические фильтры, *10, 11*— катионитовые фильтры I и II ступеней, *12*— трубопровод химочищеиной воды

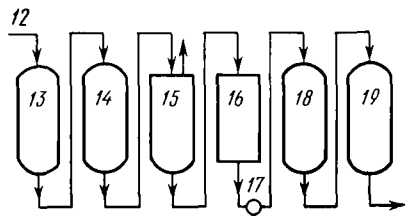


Рис. 55. Принципиальная схема подготовки воды (в дополнение к рис. 54) для барабанных котлов высокого давления:
13, 18— водород-катионитовые фильтры I и II ступеней, *14*— слабоосновиые анионитовые фильтры, *15*— декарбоннзатор, *16*— промежуточный бак, *17*— насос, *19*— сильноосновные аионитовые фильтры

составу к конденсату пара с очень низким общим солесодержанием.

На рис. 54 приведена принципиальная схема обработки добавочной воды для питания барабанных котлов низкого и среднего давления. Вода насосом *1* подается в осветлитель *6*. В него же из расходных баков *2* и *4* насосами-дозаторами *3* и *5* подаются растворы коагулянта и едкого натра. Осветленная вода собирается в промежуточном баке осветленной воды *7* и далее насосом 8 направляется на механические фильтры *9*, где окончательно осветляется. Затем вода проходит через натрий-катионитовые фильтры I и II ступеней *10* и *11* для химической очистки и далее по трубопроводу *12* направляется на питание паровых котлов.

Качество питательной воды, подготовленной по этой схеме, недостаточно для питания котлов высокого давления и прямоточных. Для их питания вода кроме указанной очистки проходит дополнительную обработку, принципиальная схема которой приведена на рис. 55.

Вода после натрий-катионитовых фильтров II ступени *12* направляется на водород-катионитовые фильтры I ступени *13*, слабоосновные анионитовые фильтры *14* I ступени и поступит в декарбонизатор *15*, где происходит выделение углекислоты, образовавшейся в результате химических реакций. Из декарбонизатора вода сливается в промежуточный бак *16* и насосом *17* последовательно пропускается через водород-катионитовые фильтры II ступени *18* и сильноосновные анионитовые фильтры *19*. После такой обработки вода становится обессоленной.

Схемы водоподготовки могут видоизменяться в зависимости от качества исходной воды, типа котлов и потерь конденсата.

§ 23. ВОДНЫЙ РЕЖИМ ПАРОВЫХ КОТЛОВ

Предварительная подготовка воды полностью не исключает присутствия в ней солей, механических примесей и газов, так как некоторое их количество остается после обработки и, кроме того, при прохождении по тракту тепловой схемы вода уносит продукты коррозии, а также с различными присосами в нее попадают газы. Частично соли и газы удаляют в обессоливающих установках, деаэраторах. Для надежной работы котла очистка питательной воды до входа в него оказывается также недостаточной. В процессе выпаривания воды (например, в барабане котла при температуре насыщения) происходит накопление солей, обусловленное различным их количеством в питательной (котловой) воде и в паре.

Поэтому дополнительно в самом котле предусматриваются обработка воды и организация водного режима, позволяющие уменьшить накипеобразование, прикипание шлама, вынос солей в турбину и коррозию. Организуются фосфатирование, обработка воды гидразином и комплексонами или комплексонно-щелочная продувка, ступенчатое испарение и промывка пара конденсатом или питательной водой. Кроме того, периодически проводятся водные и химические промывки, а при остановке котла на длительное время производят консервацию пароводяного тракта.

Фосфатирование относится к коррекционному методу внутрикотловой обработки воды, заключающемуся в том, что котловую воду обрабатывают добавляемыми растворами солей фосфорной кислоты (например, тринатрийфосфатом Na_3PO_4), в результате чего ионы Ca^{++} или Mg^{++}, входящие в растворимые соли, образуют рыхлый шлам $Ca(PO_4)_2$ или $Mg(PO_4)_2$, выпадающий в осадок и удаляемый продувкой:

$$Ca(HCO_3)_2 + 2Na_3PO_4 \rightarrow \downarrow Ca(PO_4)_2 + 6NaHCO_3$$

Для надежного связывания солей кальция в котловой воде поддерживают определенный избыток фосфатов, что приводит к существенному повышению щелочности воды ($pH > 11$), вызывающей коррозию металла. Поэтому при питании барабанного котла турбинным конденсатом и маломинерализованной добавочной водой (химически обессоленной) используется режим чисто фосфатной щелочности. Для поддержания умеренной щелочности котловой воды дозируют не только Na_3PO_4, но и смесь Na_3PO_4 с кислой солью фосфорной кислоты Na_2HPO_4.

Следует помнить, что значительное содержание фосфатного шлама в котловой воде может приводить к его накоплению в

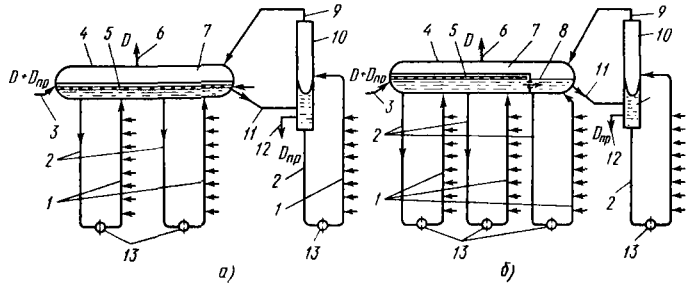


Рис. 56. Схема ступенчатого испарения в барабанных котлах:
а — двухступенчатая, *б* — трехступенчатая; *1*— топочные экраны, *2*— опускные трубы, *3*— подвод питательной воды, *4*— барабан, *5*— перфорированная труба ввода фосфатов, *6*— выаод пара, *7*— чистый отсек, *8*— солевой отсек, *9*— отвод пара из выносного циклона в барабан, *10*— выносной циклон, *11*— перепускная труба, *12*— труба продувки, *13*— нижние коллекторы

непродуваемых застойных зонах (например, в торцах барабана) с появлением прикипевшего шлама. Поэтому при фосфатировании следует обеспечивать активное использование продувки и движение воды без застойных и тупиковых зон в барабанах, коллекторах и трубах, а также целесообразно снижение жесткости питательной воды, например, глубоким умягчением воды и снижением присосов охлаждающей воды в конденсаторах. Ввод фосфатов в барабан *4* котла со ступенчатым испарением (рис. 56) производят в чистый отсек *7*, чтобы обработать всю котловую воду. При этом обеспечивают равномерное их распределение по всей длине отсека (и по отдельным трубам) путем установки распределительной перфорированной трубы *5*, находящейся от опускных труб *2* на расстоянии, обеспечивающем перемешивание фосфатов с водой. Труба ввода фосфатов в одноступенчатых схемах должна быть удалена от продувочной трубы *12*, чтобы исключить вывод фосфатов до реагирования.

Для котлов большой производительности ввод фосфатов иногда производят в солевой отсек *8* (вторая ступень), но при условии уменьшения жесткости питательной воды.

При фосфатировании щелочноземельные металлы растворимых хлоридов переходят в нерастворимые фосфаты, выпадающие в осадок:

$$CaCl_2 + 2Na_3PO_4 \rightarrow \downarrow Ca(PO_4)_2 + 6NaCl$$

В барабанных котлах удаление нерастворимых солей и шлама, а также частичное удаление растворимых солей обеспечиваются продувкой.

Продувка — это вывод из барабана *4* котла по трубам *12* незначительной части котловой воды с высокой концентрацией

солей. В зависимости от способа вывода различают непрерывную и периодическую продувку. *Непрерывную продувку* делают из барабана *4* или циклонов *10*, *периодическую* — из нижних коллекторов *13*. Величина непрерывной продувки $D_{пр}$ определяется солесодержанием питательной воды ($S_{п.в}$), пара ($S_{п}$) и воды в зоне продувки ($S_{пр}$) и находится из солевого баланса парового котла:

$$D_{пр}S_{пр} = (D + D_{пр})\,S_{п.в} + DS_{п}.$$

Так как солесодержание пара невелико, то доля продувки зависит в основном от солесодержания питательной и продувочной воды:

$$p = \frac{D_{пр}}{D} \approx \frac{S_{пр} - S_{п.в}}{S_{п.в}}.$$

С продувочной водой теряется часть теплоты и воды, проходящей обработку в цехе водоподготовки. Это заставляет искать пути снижения величины продувки. Уменьшения продувки достигают повышением солесодержания продувочной воды. Однако при этом следует помнить, что повышение общего солесодержания воды в барабане ведет к увеличению солесодержания пара и соответственно к снижению надежности и экономичности работы пароперегревателя и турбины. С целью уменьшения величины продувки без снижения качества вырабатываемого пара применяют метод ступенчатого испарения (рис. 56,*а*, *б*). Сущность этого метода заключается в разделении барабана на два отсека *7* и *8*, имеющих самостоятельные контуры циркуляции, питание которых осуществляется последовательно по трубам *3* и *11*. Отсеки могут выполняться выносными. Подачу воды в последующие отсеки можно рассматривать как соответствующую продувку предыдущего отсека. Производительность отсеков по ходу продувки уменьшается, и последний имеет наименьшую производительность. Соответственно солесодержание воды растет. Так, при трехступенчатой схеме производительность третьей ступени составляет не более 10—15%. При ступенчатом испарении продувку производят из последней ступени.

По отношению к небольшому количеству пароводяной смеси последней ступени можно применить более совершенные способы очистки пара, что позволяет значительно (в 5—8 раз) поднять солесодержание воды в ступени и тем снизить величину продувки без заметного ухудшения качества пара.

Основным конструкционным материалом, широко используемым при изготовлении поверхностей нагрева котла, являются перлитные стали, но они обладают серьезным недостатком — подверженностью интенсивной коррозии в пределах водно-парового тракта. Снижение скорости коррозии обеспечивается деаэрацией питательной воды и соответствующей организацией водного режима: щелочного или нейтрального.

Развитие коррозии вызывает угольная кислота, которая

снижает pH, увеличивая кислотность воды. Поэтому деаэрация воды направлена в первую очередь на удаление CO_2. Кислород способствует коррозии медных сплавов (в ПНД и др.), а на перлитных сталях, с одной стороны, вызывает язвенную коррозию со стороны незащищенного металла, а с другой — способствует образованию оксидной пленки, защищающей от коррозии.

К щелочным режимам относят гидразинный (или гидразинно-аммиачный) и комплексонный. Нейтральные режимы характеризуются добавкой в конденсат (питательную воду) окислителя: кислорода или перекиси водорода. Преимущественное распространение последний режим получил в прямоточных котлах СКД.

Гидразинно-аммиачный водный режим реализуется добавкой в питательную воду гидразина и аммиака. Гидразин способствует связыванию кислорода:

$$N_2H_4 + O_2 \rightarrow N_2 + H_2O$$

Гидразин как дорогой и дефицитный материал вводят в строго дозированном количестве после деаэрирования воды перед ПВД для связывания остаточного O_2. Аммиак вводят в количестве, достаточном для полной нейтрализации CO_2 с созданием некоторого избытка гидроокиси аммония, повышающего щелочность среды до уровня $pH = 9{,}1 \pm 0{,}1$. Особенно благоприятно сказывается введение аммиака на умягченной воде.

При *комплексонном водном режиме* в питательную воду кроме аммиака и гидразина, дозируемых в тех же количествах, что и при гидразинно-аммиачном режиме, после деаэратора непрерывно вводят комплексоны в количестве, эквивалентном содержанию железа и меди в воде. Комплексоны — это соединения, способные образовать с катионами (Ca^+, Mg^+· Cu^+, Fe^+) растворимые в воде вещества. В качестве комплексона чаще всего применяют этилендиаминтетрауксусную кислоту (ЭДТК). С увеличением температуры падает стойкость комплексонов и снижается их эффективность.

Действенность водных режимов эффективна при регулярном химическом контроле, проводимом по установленным приборам и методам отбора и анализа пробы воды и пара оперативным персоналом и периодически центральной химической лабораторией по специальному графику, утвержденному главным инженером станции.

Оперативный контроль осуществляется ежесменно персоналом химического цеха в специальных экспресс-лабораториях. По данным оперативного химического контроля устанавливают режимы фосфатирования котловой воды, продувок котлов, различных видов обработки питательной воды и консервации оборудования во время его простоя, контроль качества конденсата, возвращаемого с производства и от потребителей

пара. На основании показаний приборов оперативного контроля устанавливаются режимы работы химводоочистки, известкования и коагуляции в осветлителях, моменты включения и отключения на регенерацию ионитовых фильтров, нейтрализации сбросных вод и т. д.

Периодический химический контроль водного режима и водоподготовки преследует цель глубокого изучения водного хозяйства электростанции, усовершенствования режима эксплуатации основных агрегатов, исследования причин возникновения различных нарушений в их работе, наблюдения за процессами, протекающими длительное время, как, например, процессами коррозии и накипеобразования.

Контроль за коррозией и образованием отложений в поверхностях нагрева котлоагрегатов производится на образцах труб, вырезанных из котла. Отложения на лопатках турбин исследуются при останове и вскрытии турбины в период ремонта. Объем анализов при периодическом химическом контроле значительно шире, что позволяет получить более полную характеристику потоков пара и воды и установить причины отклонений и нарушений водного режима.

Глава шестая

УСТРОЙСТВО ПАРОВЫХ КОТЛОВ

§ 24. ТОПОЧНЫЕ ЭКРАНЫ И ИСПАРИТЕЛЬНЫЕ ПОВЕРХНОСТИ НАГРЕВА

В топочных камерах современных котлов одновременно с процессом горения происходит передача теплоты излучением *от образующихся высокотемпературных продуктов сгорания* трубам *4* (см. рис. 44) и *2* (см. рис. 15), покрывающим стены топки и получившим название топочных экранов. В барабанных котлах топочные экраны являются преимущественно испарительными поверхностями нагрева. Топочные экраны образуются гладкотрубными (рис. 57, *а*), плавниковыми (рис. 57, *б*) трубами *1* или трубами с вваренными проставками *2* (рис. 57, *в*). В последних двух случаях топка представляет жесткую раму из цельносварных газоплотных экранов с уменьшенной общей массой. В таких топках ликвидируются присосы и появляется возможность работы под наддувом, снижается толщина и масса обмуровки, облегчается каркас котла. Для уменьшения тепловых потерь с наружной стороны экраны покрыты обмуровкой *3*. В топках с жидким шлакоудалением (см. рис. 44), как указывалось выше, трубы экранов из топки могут быть покрыты утеплительной обмазкой по специально приваренным плавникам (шипам).

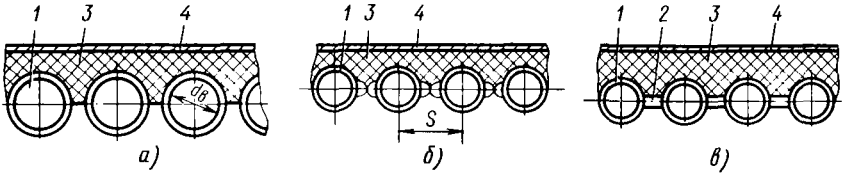


Рис. 57. Топочные экраны:
а — гладкотрубные, *б* — плавниковые, *в* — с вваренными проставками; *1* — трубы экранов, *2* — проставки, *3* - обмуровка, *4* — обшивка

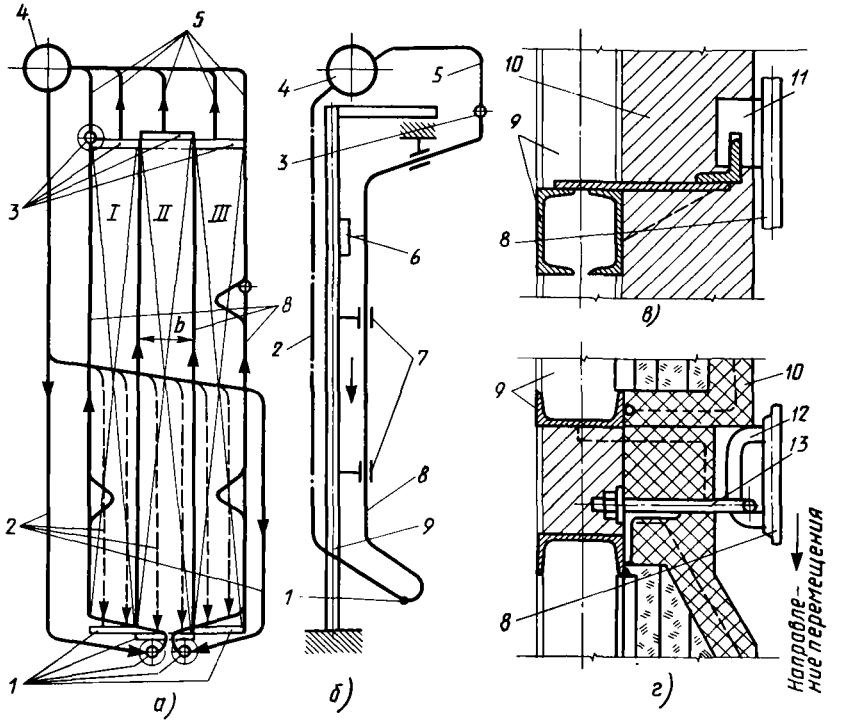


Рис. 58. Схемы секционирования (*а*) и подвески (*б*) экранов, неподвижные (*в*) и подвижные (*г*) крепления:
1, 3 — нижние и верхние коллекторы, *2, 8* — опускные и подъемные (экранные) трубы, *4* — барабан, *5* — отводящие трубы, *6, 7* — неподвижные и подвижные крепления, *9* — балки каркаса, *10* — обмуровка, *11* — косынка, *12* — скоба, *13* — прутковая связь; *I, II, III* — контуры циркуляции

По периметру топочные экраны обогреваются неравномерно, что может вызвать в слабообогреваемых трубах замедленное движение пароводяной смеси и перегрев этих труб. Чтобы уменьшить влияние неравномерности обогрева, экраны разделяют на секции — самостоятельные контуры циркуляции

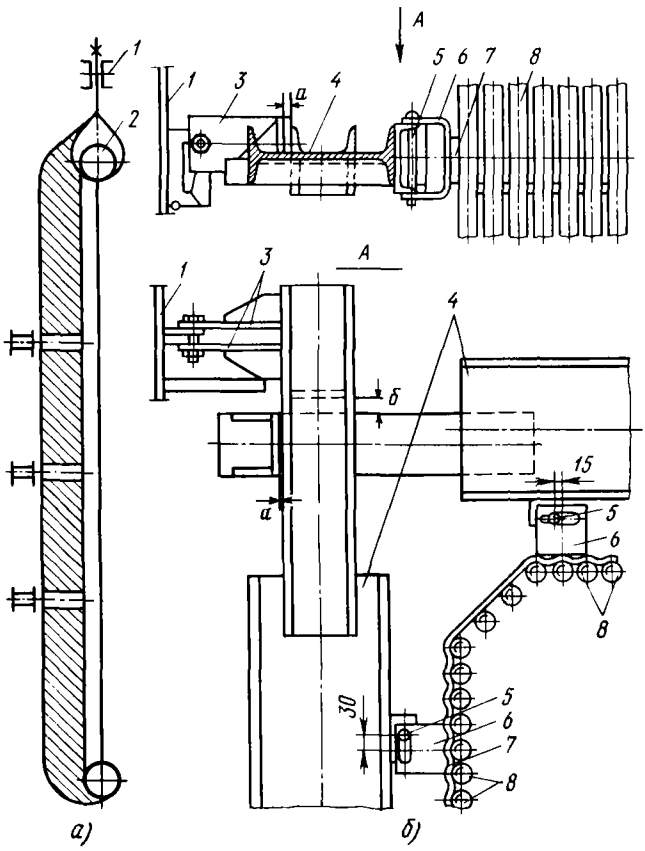


Рис. 59. Подвесные экраны (*а*) и пояс жесткости (*б*):
1— балка каркаса, *2*— верхний коллектор, *3*— косынки, *4*— балки пояса, *5*— пальцы, *6*— скобы, *7*— полоса, *8*— трубы экранов

со своими опускными *2* и отводящими *5* трубами, нижними *1* и верхними *3* коллекторами (рис. 58, *а*). Трубы *8* топочных экранов в барабанных котлах располагают вертикально и крепят к каркасу *9* с помощью неподвижных *6* (как правило, в верхней части) и подвижных *7* креплений (рис. 58, *б*) или выполняют подвесными (рис. 59, *а*).

В неподвижных креплениях (см. рис. 58, *в*) трубы *8* подвешивают жестко к каркасу или опирают на его балки *9* с помощью косынок *11*. Подвижные крепления (см. рис. 58, *г*) допускают вертикальное перемещение труб *8* с приваренными скобами *12* относительно связей *13* каркаса, исключая поперечное перемещение в топку.

Широкое распространение получили топки с подвесными экранами, когда к балкам *1* каркаса подвешиваются верхние

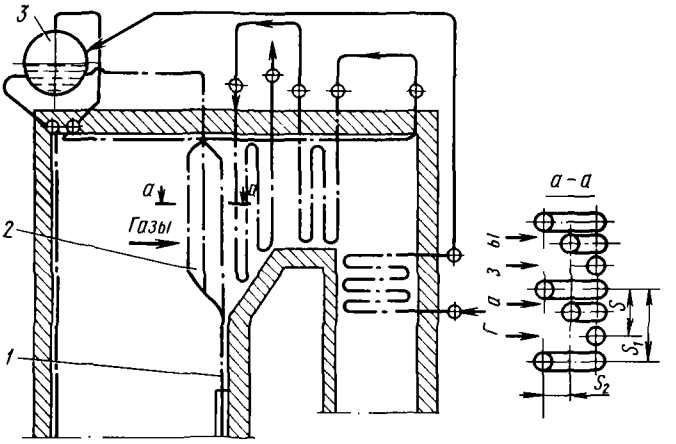


Рис. 60. Фестон:
1— трубы заднего экрана, *2*— фестон, *3*— барабан

коллекторы 2 (рис. 59, *а*), а вся система труб *8* свободно расширяется вниз. Расположение подвешенных труб в одной плоскости обеспечивается с помощью специальных поясов жесткости (рис. 59, *б*), содержащих балки *4*, связанные с трубами *8* экранов скобами *6* через полосу *7*. Скобы с экранами могут перемещаться вдоль балок, для чего в них предусмотрены продольные отверстия, в которые входят пальцы *5*, закрепленные на балках. Балки *4* пояса жесткости шарнирно с помощью косынок *3* связаны с балками *1* каркаса.

Кроме испарительных поверхностей в топках котлов могут располагаться и радиационные пароперегреватели, в частности у потолка топки или на стенах. Трубы пароперегревателей могут иметь как вертикальное, так и горизонтальное расположение.

В котлах низкого и среднего давления широко практикуется применение испарительных поверхностей на выходе из топки или в газоходе после топки в виде фестонов и котельных кипятильных пучков. Последние были рассмотрены при ознакомлении с котлами типа (ДКРр, Е(ДЕ), Е(КЕ) — см. рис. 11—13.

Фестон *2* представляет испарительную поверхность нагрева, образованную трубами *1* заднего экрана, разведенными в шахматном порядке в несколько (три-четыре) рядов (рис. 60). Для уменьшения степени шлакования и забивания золой труб фестона последние расположены на значительном расстоянии друг от друга как в продольном ($S_2 = 200 \div 300$ мм), так и в поперечном направлении ($S_1 = SZ$, где S — расстояние между экранными трубами; Z — число рядов труб в фестоне — на рис. 60 $Z = 3$). С повышением давления в котле место

фестона занимают другие полурадиационные поверхности нагрева — ширмовые пароперегреватели.

§ 25. ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛИ И ЭКОНОМАЙЗЕРЫ

Пароперегреватели устанавливают в зоне высокой температуры газов, чтобы обеспечить наиболее высокие выходные температуры пара. Поэтому они работают в тяжелых условиях. В зависимости от места установки (на выходе из топки или в газоходах) пароперегреватели могут быть *полурадиационными* и *конвективными*. Полурадиационные пароперегреватели выполняют в виде ширм, а конвективные — в виде многорядных змеевиковых поверхностей нагрева с вертикальным или горизонтальным расположением змеевиков. В последнем случае конструктивно пароперегреватели подобны более низкотемпературным поверхностям — экономайзерам, в которых производится подогрев воды до состояния, близкого к закипанию. Экономайзеры, как правило, ставят за пароперегревателями в зоне температур 700—300° С.

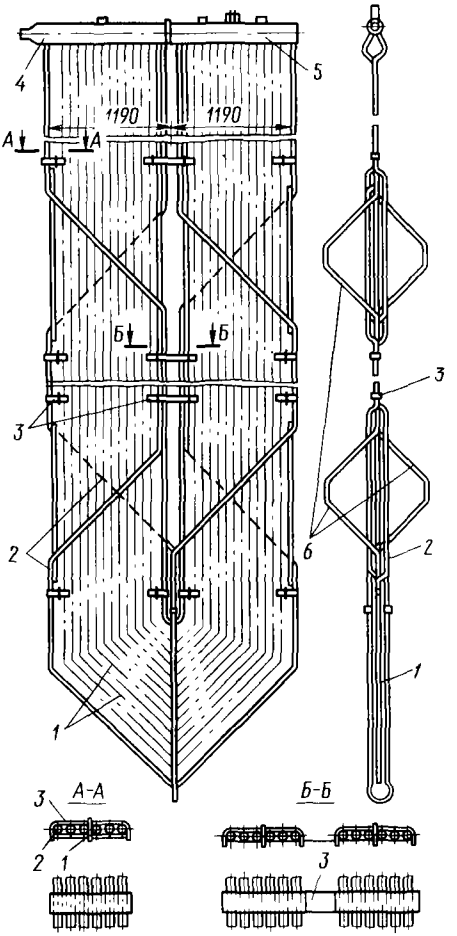


Рис. 61. Ширмовый пароперегреватель (ширма):
1— средние трубы ширм, *2*— обвязочные трубы, *3*— дистанционирующие планки, *4*, *5*— входной и выходной коллекторы, *6*— связующие трубы

Ширмы (рис. 61) состоят из близко расположенных и находящихся в одной плоскости труб *1*, объединенных входными *4* и выходными *5* коллекторами.

Для уменьшения степени загрязнения ширм, в зависимости от вида сжигаемого топлива и его шлакующих свойств, их удаляют друг от друга на расстояние 450—1000 мм.

Соседние ширмы для увеличения поперечной жесткости объединяются хомутами по связующим трубам *6*, выходящим

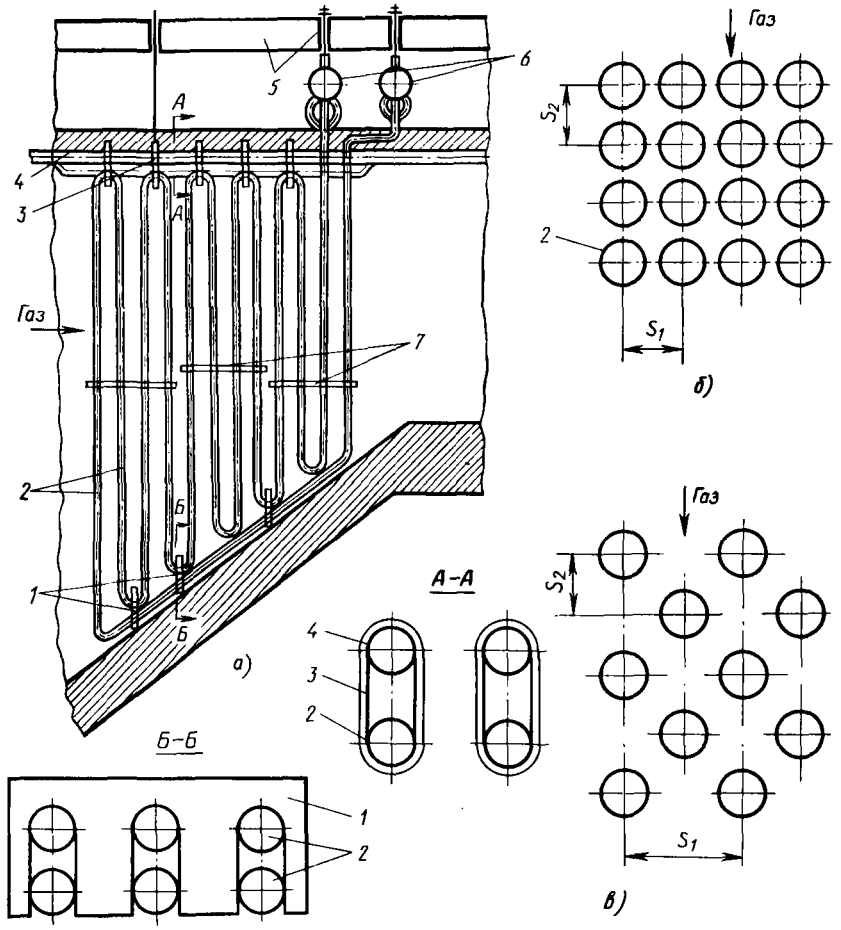


Рис. 62. Пароперегреватель с вертикальными трубами (*а*) при их коридорном (*б*) и шахматном (*в*) расположении:
1— дистанционирующие гребенки, *2, 4*— трубы вертикального и потолочного пароперегревателя, *3*— скоба подвески, *5*— балки потолочного перекрытия, *6*— коллекторы, *7*— дистанционирующие накладки

из плоскости ширм. Трубы же ширмы удерживаются в своей плоскости с помощью дистанционных планок *3* и обвязочных труб *2*, охватывающих средние трубы ширмы с обеих сторон. Наряду с *гладкотрубными* все большее применение находят *плавниковые* и *мембранные* ширмы, позволяющие отказаться от обвязочных труб при увеличении жесткости ширм. Трубы в ширмах могут располагаться как вертикально, так и горизонтально. При вертикальном расположении ширм облегчается их подвеска (за коллекторы) и монтаж, но затруднен слив (дренаж) конденсата при остановках котла, а также возможно накопление продуктов коррозии.

Конвективные пароперегреватели (рис. 62) в горизонтальном газоходе преимущественно выполняют из вертикально расположенных змеевиков *2*, подвешенных к потолочным трубам *4* с помощью скоб *3* (или опорных пластин) или непосредственно к балкам *5* потолочного перекрытия котла. Змеевиковые поверхности нагрева устанавливают в коридорном (рис. 62, *б*) или шахматном (рис. 62, *в*) порядке. При *коридорном расположении* упрощается очистка труб, но теплопередача ниже, чем при *шахматном*. Так как пароперегреватели расположены в зоне относительно высокой температуры газов (600—1050° С), когда возможно шлакование, то трубы имеют коридорное расположение, причем первые по ходу газов змеевики устанавливают с увеличенными поперечными шагами. Продольные шаги S_2 обеспечивают дистанционирующими накладками *7*, привариваемыми к нескольким трубам, а поперечные шаги S_1 — с помощью жаростойких гребенок *1*, накладываемых сверху на нижние гибы змеевиков.

Вертикальное расположение пароперегревателей в переходном горизонтальном газоходе обеспечивает удобство подвески, монтажа, упрощает конструкцию и снижает склонность к загрязнению и шлакованию. Однако, как и в вертикальных ширмах, в этих пароперегревателях змеевики недренируемы, что увеличивает возможность коррозии при остановках.

Горизонтальные пароперегреватели (рис. 63), как и большинство остальных змеевиковых поверхностей нагрева в опускной шахте (вторичные пароперегреватели, переходная зона, экономайзеры и т. д.), выполняются в виде змеевиков *2*, расположенных в коридорном или шахматном порядке. С помощью профилированных опорных стоек или прямых стоек *3* с приваренными к ним опорными скобами *4* змеевики *2* опираются на установленные в газоходах балки *1* или подвешиваются к ним.

В зависимости от температуры газов опорные балки покрываются изоляцией и могут охлаждаться воздухом или водой. Иногда в качестве опорных балок применяются входные коллекторы рабочего тела. Наряду с опорными конструкциями горизонтальных конвективных поверхностей нагрева применяют подвесные конструкции на охлаждаемых трубах, например на отводящих трубах экономайзера или потолочного пароперегревателя.

Учитывая тяжелые условия работы пароперегревателей, в них применяют либо перлитные стали с добавками легирующих элементов, либо аустенитные, а также принимают все меры, исключающие попадание в них влаги с солями и образование внутренних отложений, повышающих температуру металла труб.

При работе котлов температура газов по сечению газохода обычно неравномерна, а следовательно, температура пара по отдельным змеевикам, находящимся в разных зонах, может

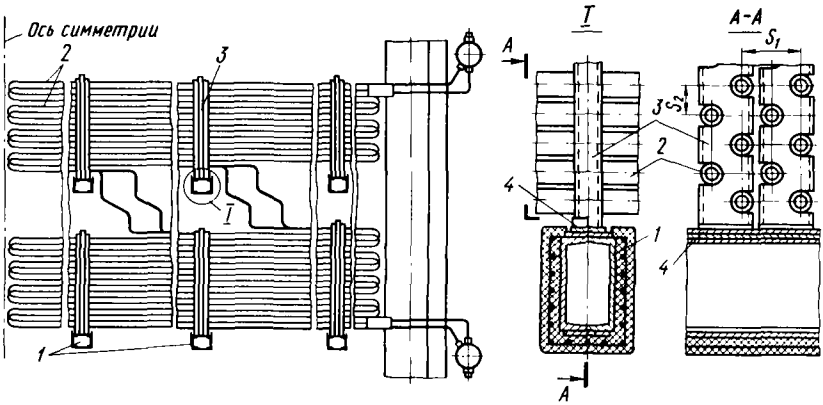


Рис. 63. Горизонтальный пароперегреватель:
1— опорные балки, *2*— трубы, *3*— стойки, *4*— скоба

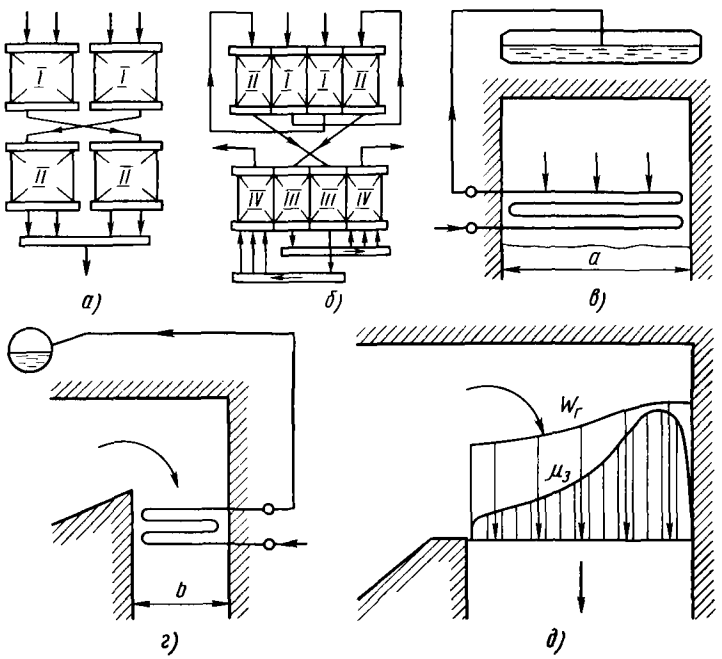


Рис. 64. Схемы расположения змеевиковых поверхностей нагрева (*а — г*) и распределение скорости $W_г$ и концентраций золы $\mu_з$ в газоходе после поворотной камеры (*д*); *I*, *II*, *III*, *IV* — ступени пароперегревателя

сильно отличаться. Чтобы уменьшить перегрев отдельных змеевиков, применяют многоступенчатые пароперегреватели с перемешиванием среды в коллекторах после каждой ступени и с перекрестными перебросами пара из одной зоны обогрева в другую (рис. 64, *а, б*).

Экономайзеры могут быть *кипящего* или *некипящего типа.* В первом случае в них появляется некоторое количество пара (до 10%) и рабочее тело выходит при постоянной температуре насыщения. Отсутствие колебаний температуры воды, поступающей из экономайзера в барабан, облегчает работы последнего. Однако в кипящих экономайзерах следует поддерживать более высокие скорости, так как из-за расслоения пара и воды могут перегреваться трубы.

В местах прохода большого количества труб через обмуровку ограждающих стен наблюдаются неплотности, вызывающие присосы воздуха, как, например, в пароперегревателях горизонтального газохода. С целью уменьшения присосов места прохода змеевиков или всю зону проходов закрывают так называемым «тепловым ящиком» — специальным каркасом, обшитым листом.

Трубы змеевиковых поверхностей в конвективной шахте располагают параллельно задней и фронтовой стенкам (рис. 64, *в*) или перпендикулярно задней стенке (рис. 64, *г*). На твердом топливе предпочтение отдают схеме на рис. 64, *в*, так как при повороте газов на входе в опускную шахту у задней стены из-за инерционного эффекта повышается концентрация золы $\mu_з$ и скорость газов (рис. 64, *д*), а следовательно, растет износ. Но по схеме рис. 64, *г* изнашиваются входные участки всех труб (ремонтировать надо все трубы), а по схеме рис. 64, *в* — только крайние трубы.

В последнее время распространение получают экономайзеры из *плавниковых* и *оребренных* труб. При одинаковых металлозатратах получают экономию объема, занимаемого таким экономайзером, до 25—40% и снижение гидравлических сопротивлений по газовой и водяной сторонам.

§ 26. ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛИ

Воздухоподогреватели располагают по ходу газов на выходе из котла так, что они чаще всего являются последними поверхностями нагрева, работающими в условиях наиболее низких температур. Поэтому, как правило, это наиболее металлоемкие поверхности.

Первоначально их применяли с целью повышения экономичности котлов, для снижения температуры газов на выходе из котла. Подогрев воздуха позволяет существенно интенсифицировать процесс горения и обеспечивает на многих видах топлива хорошую подсушку. По способу теплообмена воздухоподогреватели делят на рекуперативные, в которых передача

теплоты от газов к воздуху происходит через разделяющую их стенку, и регенеративные, выполненные в виде неподвижной или подвижной поверхности нагрева (набивки), заполняющей объем воздухоподогревателя, через которую попеременно пропускают то продукты сгорания, нагревающие набивку, то воздух, забирающий теплоту от нагретой набивки.

Рекуперативные трубчатые воздухоподогреватели (рис. 65) выполняют из тонкостенных труб *4* ($\delta = 1{,}5$ мм), герметически заделанных в отверстия трубных досок *5* с помощью приварки, взрывом или иным способом. Нижняя трубная доска является опорной, устанавливаемой на горизонтальные балки *2*, соединенные с вертикальными колоннами *1* каркаса котла.

По трубам движутся продукты сгорания, а в межтрубном пространстве в поперечном направлении проходит воздух. Воздух может совершать несколько перекрестных ходов, для чего устанавливаются промежуточные трубные доски. Снаружи от окружающей среды воздухоподогреватель огражден перепускными коробами *3* и металлическими стенками. При работе котла трубы *4* вследствие нагрева удлиняются вверх, перемещая промежуточные и верхнюю трубные доски. Также удлиняются металлические перепускные короба и ограждения. Для обеспечения свободного перемещения трубной системы при сохранении плотности между газоходами и внешней средой, а также между воздушной и газовой средами предусматривается установка компенсаторов *6* и *7*, которые выполняют, например, в виде сегментов-линз, привариваемых по всему периметру с одной стороны к балкам перепускного короба, а с другой — к стенке газохода *9* (компенсатор *7*) или к трубной доске (компенсатор *6*). Компенсаторы могут выполняться также в виде уплотняющейся набивки *10* (рис. 65, *в*) или погружного типа, например в песок *11* (рис. 65, *г*). При сжигании топлив с абразивной золой наблюдается износ входных участков труб воздухоподогревателя у верхней трубной доски, для снижения которого устанавливают трубные вставки *8*, а пространство между вставками заполняют сверху плотной массой, например бетоном (рис. 65, *д*).

Нижняя часть воздухоподогревателя может подвергаться коррозии со стороны входа холодного воздуха, так как с внутренней стороны труб могут конденсироваться влага и пары серной кислоты (при наличии серы в топливе). Чтобы уменьшить низкотемпературную коррозию, воздух, входящий в воздухоподогреватель, подогревают в специальных калориферах или смешивают с горячим воздухом (рециркуляцией горячего воздуха на вход в дутьевой вентилятор). С целью уменьшения затрат на ремонт из-за коррозии нижний ход воздухоподогревателя делают отдельным, подвесным к балкам каркаса.

В трубчатых воздухоподогревателях при заданной невысокой температуре уходящих газов можно подогреть воздух

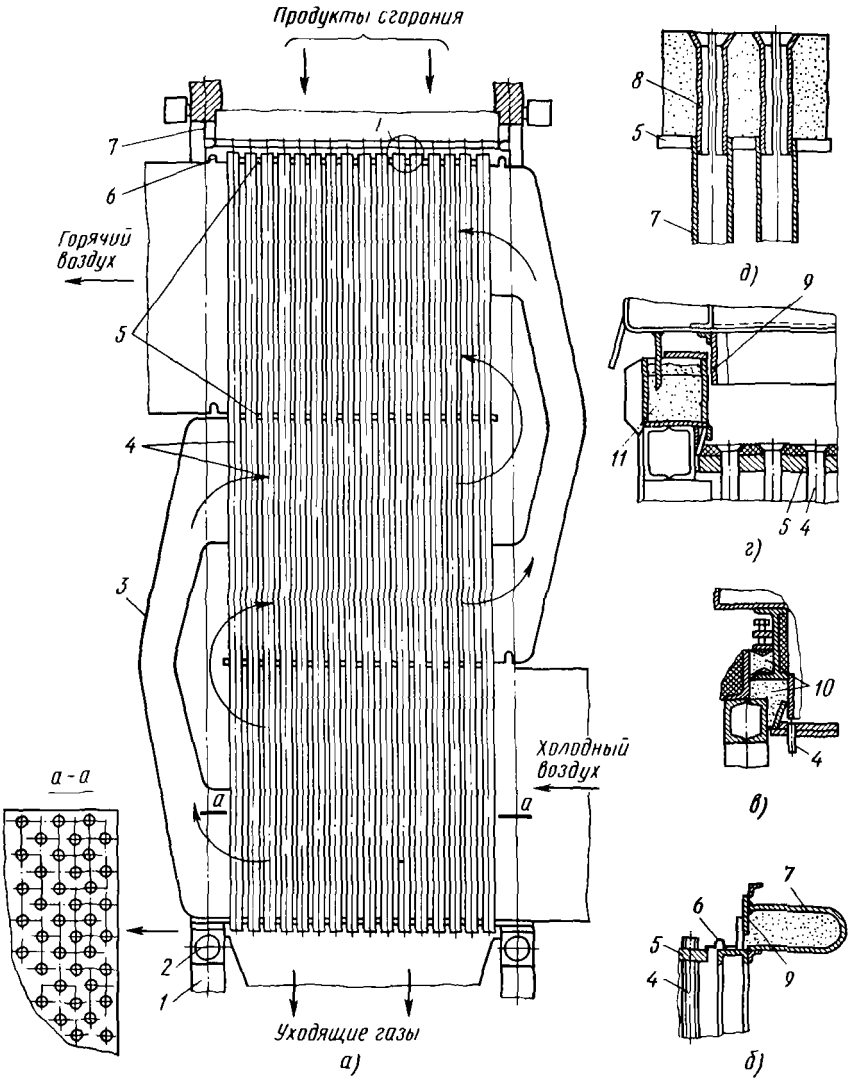


Рис. 65. Трубчатый воздухоподогреватель:
а — общий вид, *б*, *в*, *г* — компенсаторы тепловых удлинений линзового, набивочного и погружного типа, *д* — применение вставок; *1* — колонны каркаса, *2* — балка, *3* — перепускные короба, *4* — трубы, *5* — трубные доски, *6*, *7* — компенсаторы, *8* — трубные вставки, *9* — стенка газохода, *10* — уплотняющие набивки, *11* — песок

до определенной температуры (не более 300—320° С). Для подогрева воздуха до высоких температур (380—420° С), например при сжигании влажных топлив, вместо одноступенчатой применяют двухступенчатую компоновку воздухоподогревателя, устанавливая между I и II ступенями экономайзер

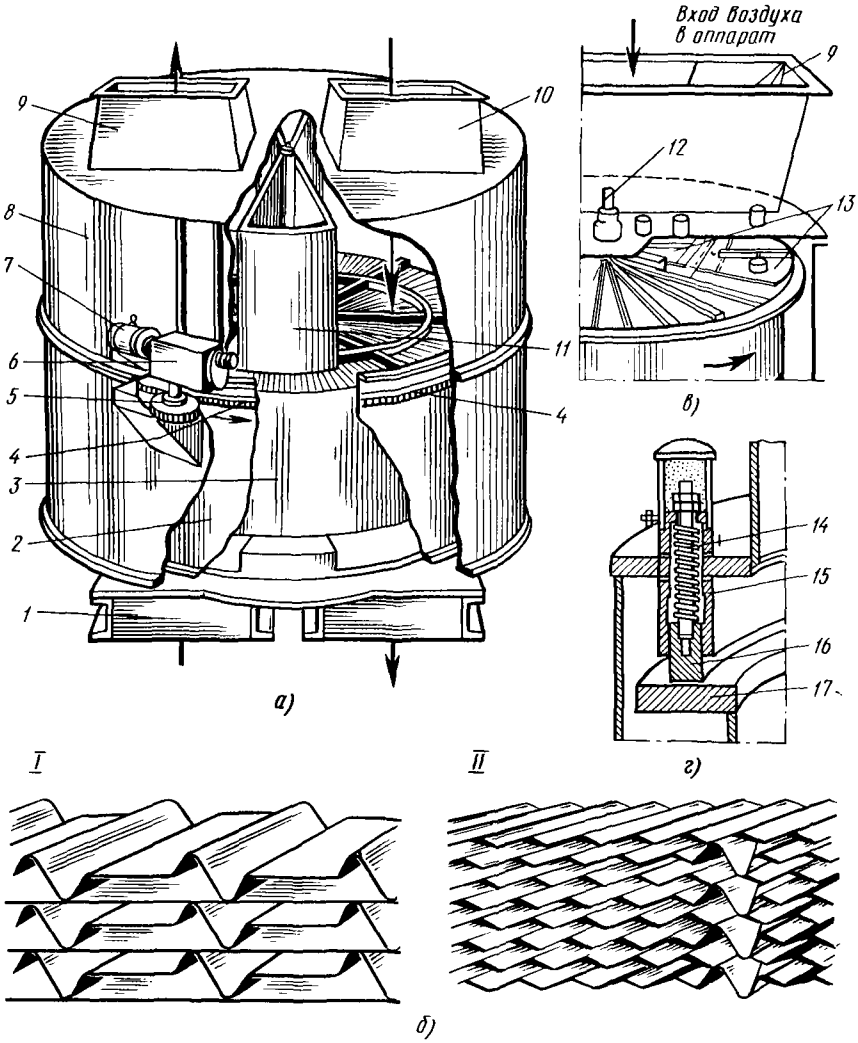


Рис. 66. Регенеративный воздухоподогреватель:
а — общий вид, *б* — листовая набивка (*I* — гладкая, *II* — интенсифицированная), *в* — схема установки радиальных уплотнений, *г* — периферийное уплотнение; *1* — опорная рама, *2* — ротор, *3* — набивка, *4, 5* — зубчатое колесо и шестерня, *6* — редуктор, *7* — электродвигатель, *8* — корпус, *9, 10* — воздушный и газовый патрубки, *11* — разделительные перегородки, *12* — вал, *13* — уплотнительные плиты радиального уплотнения, *14* — пружина, *15* — направляющие, *16* — уплотнительное кольцо, *17* — фланец ротора

(см. рис. 14, 15), что позволяет поднять температурный напор во II ступени и уменьшить ее поверхность нагрева.

Регенеративные воздухоподогреватели (рис. 66) содержат металлический корпус *8*, внутри которого на валу *12* вращается ротор, разделенный стойками на отдельные секции, запол-

ненные тонкостенными листами — пластинами набивки *3* плоской гофрированной формы (рис. 66, *б*). На корпусе, опирающемся на раму *1*, установлены патрубки *9* и *10* подвода и отвода воздуха и газов, привод зубчатого колеса *4*, включающий шестерню *5*, редуктор *6* и электродвигатель *7*, а также разделительные перегородки *11*, под и над которыми расположены уплотнительные плиты *13* (рис. 66, *в*), прижимаемые пружинами, составляющие радиальное уплотнение. Пластины ротора нагреваются газом (при прохождении под газовыми патрубками), а после поворота ротора (при прохождении под воздушными патрубками) отдают теплоту проходящему воздуху. Разделительные перегородки и радиальные уплотнения препятствуют перетечке воздуха в газы. Кроме *радиальных* предусмотрены *кольцевые* наружные (рис. 66, *г*) и внутренние (вблизи вала) уплотнения, выполненные в виде прижимаемого пружинами *14* к подвижному фланцу *17* ротора кольца *16*, перемещающегося в направляющих *15*.

Регенеративные воздухоподогреватели (РВ) применяются как с вертикально (РВВ), так и с горизонтально (РВГ) расположенным ротором. Регенеративные воздухоподогреватели более компактны, имеют меньшие металлоемкость и сопротивление по сравнению с трубчатыми, их коррозия меньше сказывается на работе котла и, кроме того, при одноступенчатой компоновке РВ обеспечивают нагрев воздуха до более высоких температур (350—380° С). В то же время наличие вращающихся деталей требует установки сложных и ненадежных в работе уплотнений, охлаждения и постоянного контроля работы ротора и подшипников, усложняет эксплуатацию из-за повышенных перетечек воздуха и забивания золой межпластинных зазоров, особенно на многозольных топливах с высоким содержанием в золе соединений щелочноземельных металлов.

§ 27. БАРАБАН И СЕПАРАЦИОННЫЕ УСТРОЙСТВА

Барабан парового котла представляет собой толстостенный (до 90—110 мм) цилиндрический корпус *6* (рис. 67), заканчивающийся с обоих концов донышками выпуклой формы с установленными в них лазами. Основное назначение барабана, как отмечалось, состоит в разделении пароводяной смеси на пар и воду с раздельным их выводом по трубам *8*, *13* соответственно к пароперегревателю или в опускные трубы контуров циркуляции. В барабане размещаются устройства, обеспечивающие требуемые движения пароводяной смеси, воды и пара и водный режим (например, труба *2* ввода фосфатов), прогрев барабана при пуске котла (трубы *12*), а также сепарационные (разделительные) устройства.

Пароводяная смесь по трубам подводится к камере *5*, из которой по патрубкам *4* распределяется в отдельные внутри-

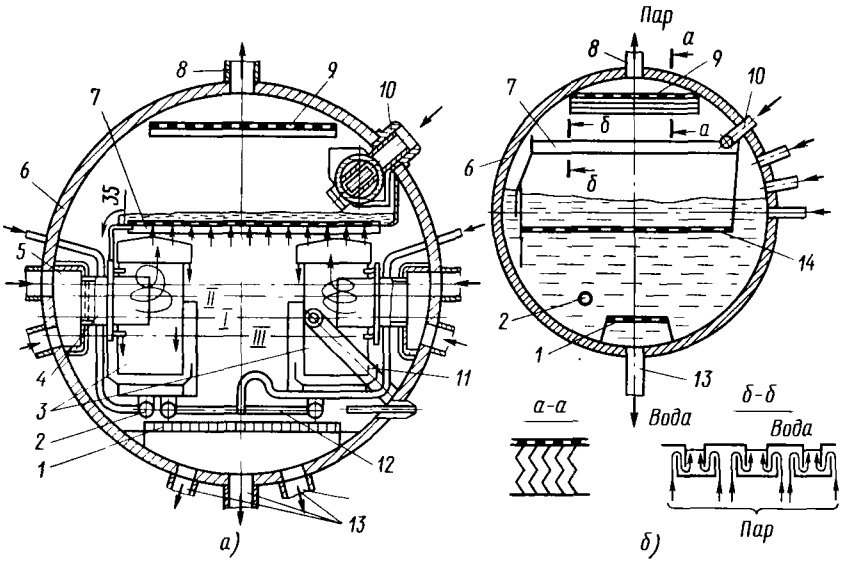


Рис. 67. Барабан котла с сепарационными устройствами:
а — высокого давления, *б* — среднего давления; *1*— успокоительная антикавитационная решетка, *2*— труба ввода фосфатов, *3*— внутрибарабанные циклоны, *4*— подводящий патрубок, *5*— камера, *6*— корпус барабана, *7*— промывочный дырчатый щит, *8, 13*— отводящие трубы пара и воды, *9*— парораспределительная решетка, *10*— труба подвода питательной воды, *11*— труба аварийного слива, *12*— труба для парового разогрева, *14*— погружной дырчатый лист; *I, II, III*— нормальный, верхний и нижний уровни воды

барабанные циклоны *3*. Отделенная в циклонах вода стекает вниз и далее направляется к опускным трубам *13*, перед которыми устанавливают успокоительную решетку *1*, препятствующую захвату пара водой. Питательная вода из экономайзера поступает по трубе *10* и равномерно распределяется по дырчатой решетке *7*, с которой потом стекает к опускным трубам.

В барабанном котле чистота пара определяется растворимостью солей в паре и механическим уносом капель влаги потоком пара из барабана. Растворимость веществ в паре с ростом давления увеличивается, а в котлах среднего давления не играет большой роли. Поэтому при низких и средних давлениях, когда растворимость солей в паре мала, чистота пара в основном определяется уносом капелек влаги. Концентрация солей в паре в этом случае не только зависит от количества захваченной паром влаги, но и от концентрации солей в ней. Чем меньше концентрация солей в котловой воде, тем чище пар. В соответствии с этим методы получения чистого пара основаны на достижении наиболее высокой его сухости, на отделении частиц влаги, увлекаемых паром с поверхности испарения. Отделение пара от воды можно обеспечить под-

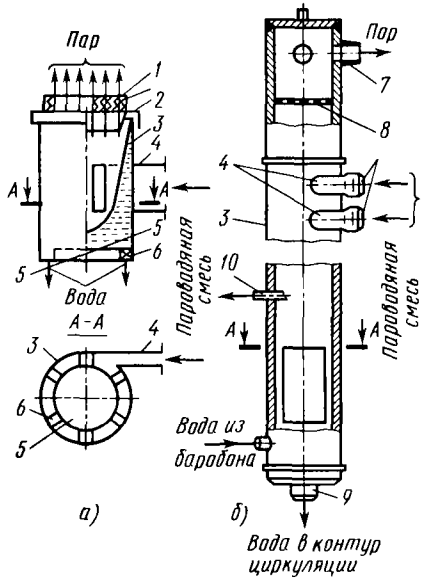


Рис. 68. Циклоны:
а — внутрибарабанные, *б* — выносные; *1* — жалюзийная решетка, *2* — крышка, *3* — корпус, *4* — подводящий патрубок, *5* — донышко, *6* — лопатки, *7* — пароотводящая труба, *8* — решетка, *9* — водоотводящая труба, *10* — труба непрерывной продувки

держанием соответствующих скоростей пара в паровом объеме или установкой внутрибарабанных и выносных циклонов.

При подаче пароводяной смеси под уровень воды в барабане (рис. 67, *б*) пар, двигаясь вверх, захватывает частицы влаги, вынося их с поверхности воды, называемой зеркалом испарения, в паровой объем барабана. По мере движения в паровом объеме барабана частицы воды замедляются и выпадают обратно на поверхность зеркала испарения. Наиболее же мелкие частицы продолжают движение с паром. Размер выносимых частиц и, следовательно, влажность и солесодержание пара определяются, в первую очередь, скоростью пара и высотой парового объема барабана, а также солесодержанием воды в барабане. С увеличением скорости пара резко возрастает вынос влаги.

Понижение скорости пара и рост высоты парового объема связаны с увеличением диаметра и толщины стенок барабана, что утяжеляет котел и удорожает его изготовление. В современных котлах диаметр доходит до 1,8—2 м. Но и в больших барабанах вынос влаги может быть существенным, если не обеспечить равномерного распределения пароводяной смеси и пара по поверхности зеркала испарения. Это достигается установкой в барабане погружных *14* и пароприемных *9* дырчатых листов (рис. 67, *б*) равномерным подводом пароводяной смеси по длине барабана и отводом пара.

Во *внутрибарабанных циклонах* (рис. 68, *а*) пароводяная смесь поступает в цилиндрический корпус *3* циклона по патрубку *4*, установленному по касательной к внутренней поверхности корпуса. Под действием центробежного эффекта вода

отжимается к стенке, стекая вниз, а пар по центральной части цилиндрического корпуса через отверстие в крышке *2* выходит в паровой объем барабана. Для повышения степени отделения влаги в выходном отверстии крышки размещают жалюзийный сепаратор *1*, набираемый из гнутых пластин, на которых осаждаются капельки влаги. Внизу в центральной части циклона устанавливается глухое донышко *5*, а между донышком и корпусом располагаются лопатки *6*, гасящие вихревое движение водяного потока и уменьшающие прорыв пара в водяной объем барабана.

Для улучшения очистки пара от влаги применяют его промывку в слое питательной воды или конденсата, находящихся на решетке с отверстиями, через которые проходит (барботирует) пар. При прохождении слоя этой воды низкого солесодержания растворенные в паре примеси переходят в воду. Концентрация примесей в паре уменьшается, а в промывочной воде — увеличивается. Таким образом происходит замена влаги с большим солесодержанием на влагу с меньшим солесодержанием. Для достижения высокого эффекта промывки пар через промывочную воду пропускают мелкими струйками. После промывки он подвергается повторной сепарации. Необходимый уровень воды (30—40 мм) на щите *7* (см. рис. 67) поддерживается соответствующей высотой боковых пластин. В современных котлах для промывки используют конденсат, получаемый из собственного насыщенного пара котла.

При ступенчатом испарении осушка пара производится также в *выносных циклонах* (рис. 68, *б*), представляющих собой вертикальный корпус *3* (диаметром 300—500 мм), в который по патрубкам *4* тангенциально подводится пароводяная смесь. Высота циклона определяется суммой необходимых высот парового (1,5—2,5 м) и водяного (2—2,5 м) объемов. Отделенный пар, пройдя решетку *8*, по трубе *7* отводится в барабан, а вода по трубе *9* идет к опускным трубам.

При работе котлов большое внимание уделяется поддержанию заданного уровня воды в барабане, регулируемого автоматически или дистанционно машинистом со щита управления. При чрезмерном переполнении барабана водой может быть открыт аварийный слив в трубу *11* (см. рис. 67).

§ 28. РЕГУЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА

В пароперегревателях, как в наиболее напряженных поверхностях нагрева, недопустимо повышение температуры пара сверх установленных значений (не более 5° С выше номинальных), также не следует снижать его температуру ниже номинального значения более чем на 10° С из-за ухудшения экономических показателей турбины. При работе котла по-

стоянно возникают ситуации, влияющие на перегрев пара: изменение нагрузки, качества топлива, воздушного режима топки, появление шлака и загрязнений на трубах и т. д. Причем на различные типы пароперегревателей (радиационный, конвективный, полурадиационный) эти факторы сказываются по-разному. Например, при снижении нагрузки температура пара в радиационном перегревателе растет, а в конвективном падает; при увеличении избытков воздуха или при подаче инертных газов в топку (рециркуляции) в радиационном перегревателе из-за снижения температуры горения температура пара уменьшается, а в конвективном возрастает и т. д. Поэтому для поддержания температуры пара в указанных выше пределах при любых изменениях режима используют регуляторы перегрева как основного пара, так и пара промежуточного перегрева. Стабильность температуры перегрева несколько повышается при применении радиационно-конвективных перегревателей.

В зависимости от принципа работы различают поверхностные и впрыскивающие регуляторы. Кроме того, для регулирования перегрева применяют также рециркуляцию и байпасирование продуктов сгорания, изменение положения факела в топке, а также (для промежуточного перегрева) используют байпасирование пара через первую ступень при двухступенчатом промежуточном перегревателе.

Поверхностный регулятор (рис. 69, *а*) перегрева выполнен в виде помещенных в корпус *1* змеевиковых труб *3*, по которым движется охлаждающая среда, подаваемая по трубе *5*. В качестве охлаждающей среды используют питательную воду, отбираемую до или в рассечке экономайзера, или промежуточный пар (в паропаровых теплообменниках). После регулятора нагретая питательная вода возвращается в экономайзер.

Впрыскивающие регуляторы перегрева (рис. 69, *б*) широко распространены в основных перегревателях. Пар вводится по оси корпуса *1* регулятора. По трубе *5* и разбрызгивающим соплам *6* подают охлаждающую воду, которая, смешиваясь с паром и испаряясь, охлаждает его. Расход впрыскиваемой воды определяется требуемым снижением температуры пара. Обычно устанавливают несколько регуляторов впрыска за различными ступенями перегревателя. В первые регуляторы по ходу пара подают большое количество воды, чтобы облегчить условия работы всего перегревателя, а последующие впрыски являются подрегулировочными для обеспечения температуры перегрева. Чтобы подаваемая вода не попадала на стенки толстостенного корпуса и не вызывала колебания его температуры и трещинообразование, предусмотрена защитная рубашка *7*. Для впрыска используют питательную воду (при небольшом солесодержании — на котлах высокого и сверхкритического давления) или конденсат, получаемый из охлаж-

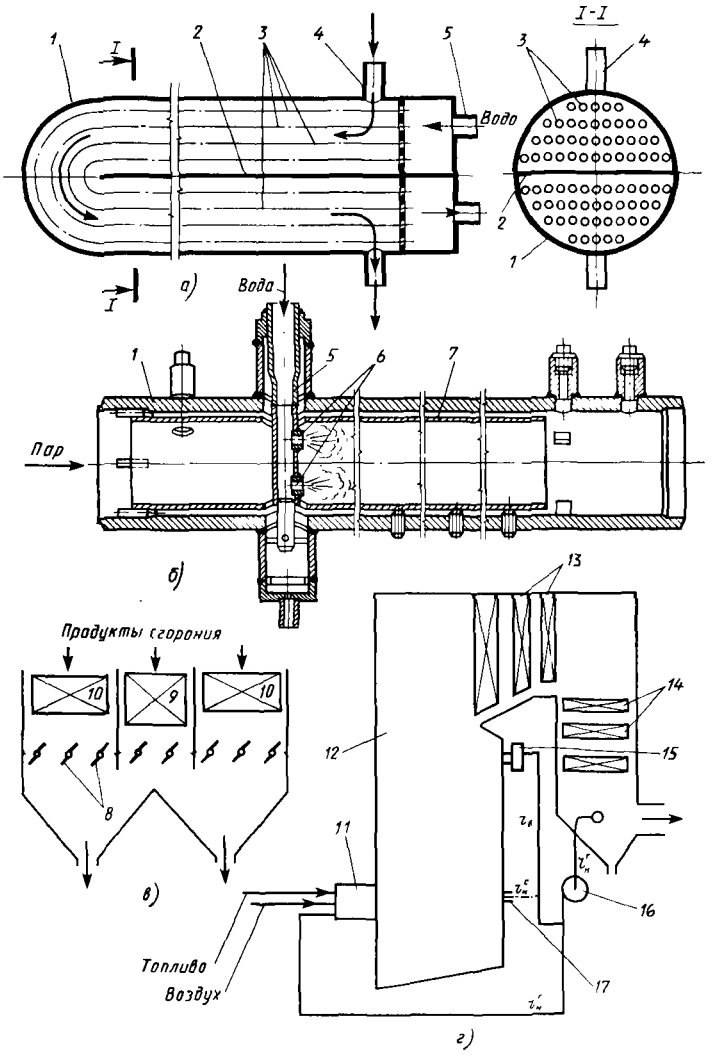


Рис. 69. Способы регулирования перегрева пара:
а — поверхностный, *б* — впрыскивающий, *в* — байпасированием продуктов сгорания, *г* — рециркуляцией продуктов сгорания; *1* — корпус, *2* — перегородка, *3* — трубы охлаждающей жидкости, *4, 5* - патрубок пара и воды, *6* — разбрызгивающие сопла, *7* — рубашка, *8* — регулирующие шиберы, *9, 10* — поверхности нагрева в байпасном и основном газоходах, *11* — горелки, *12* — топка, *13, 14* — конвективные основные и промежуточные перегреватели, *15, 17* — верхние и нижние сопла рециркуляции газов, *16* — дымосос рециркуляции

денного насыщенного пара котла, отбираемого из барабана в установку собственного конденсата. В последнем случае неиспользованный для впрыска конденсат применяют для промывки пара (см. § 27).

Описанные регуляторы перегрева могут устанавливаться

перед входом в перегреватели, на выходе или между отдельными ступенями. При установке на входе снижается температура пара по всем ступеням, что позволяет защитить от высоких температур и перегрева труб весь пароперегреватель, но из-за высокой инерции происходит запаздывание в изменении конечной температуры пара и более вероятны отклонения от рекомендуемого диапазона температур. При установке на выходе из пароперегревателя регулятор обеспечивает безынерционное поддержание температуры перегрева, но весь перегревательный тракт находится при повышенных температурах и не имеет защиты от повышенных температур пара и стенки металла труб. Поэтому обычно устанавливают несколько регуляторов по ходу пара.

Байпасированием продуктов сгорания (рис. 69, *в*) через резервный газоход с установленной в нем поверхностью нагрева *9* удается изменять их расход через основные газоходы (с пароперегревателями *10*) и тем изменять тепловосприятие пароперегревателей. Для изменения расхода газов применяют шиберы *8*, установленные в зоне пониженных температур в конце газоходов.

Регулирование температуры пара *рециркуляцией продуктов сгорания* (рис. 69, *г*) заключается в отборе части газов за одной из низкотемпературных поверхностей нагрева и вводе их в верхнюю или нижнюю часть топки через сопла *15* и *17* или через горелки *11*. При вводе относительно холодных газов в нижнюю часть топки *12* лучистый теплоотвод в ней снижается, при этом температуры газов на выходе могут повыситься или остаться без изменения. Но так как одновременно увеличивается количество газов при росте рециркуляции, в этом случае температура перегрева в основных *13* и промежуточных *14* конвективных перегревателях растет. Иное дело при вводе рециркуляции в верхнюю часть топки. В этом случае происходит резкое снижение температуры газов перед пароперегревателем *13*, и температура пара в нем падает. С ростом нагрузки долю рециркуляции газов в нижнюю часть ($r_н^с$ и $r_н^г$) топки уменьшают, а в верхнюю ($r_в$) увеличивают.

Изменение положения факела в топке и, следовательно, температуры газов перед пароперегревателем достигается изменением наклона поворотных горелок или переключением ярусов горелок при многоярусном их расположении.

При *байпасировании пара* регулирование температуры перегрева достигается изменением величины пропуска пара через первую ступень. Уменьшение пропуска пара через первую ступень и ввод его непосредственно во вторую способствуют снижению конечной температуры пара.

В прямоточных котлах роль регуляторов перегрева снижается, они в основном используются для подрегулировки, а температуру перегретого пара поддерживают соотношением расхода воды (пара) и расхода топлива.

§ 29. ОБМУРОВКА И ГАРНИТУРА КОТЛА

Обмуровка предназначена для уменьшения наружных потерь теплоты из газоходов котла, а также для защиты обслуживающего персонала от ожогов. Поскольку температура теплоносителя в газоходах $t_г$ имеет значительно большие значения, чем температура воздуха в котельном помещении $t_в$, в стенке газохода (обмуровке) возникает тепловой поток q, кВт/м^2. Его значение определяется теплоотдачей с обеих сторон обмуровки, ее теплопроводностью и толщиной $\delta_{об}$, м. Под действием теплового потока обмуровка приобретает различную температуру снаружи $t_{н.ст}$ и внутри $t_{в.ст}$ газохода:

$$q=\frac{\lambda_{об}(t_{в.ст}-t_{н.ст})}{\delta_{об}}=\frac{t_{в.ст}-t_{н.ст}}{R}.$$

Здесь $\lambda_{об}$ — теплопроводность обмуровки, кВт/(м$^2\cdot$К). Величину $R=\delta_{об}/\lambda_{об}$ называют термическим сопротивлением стенки, с ее увеличением уменьшается тепловой поток. Важными характеристиками обмуровки являются ее теплопроводность и жаростойкость, т. е. способность выдерживать высокие температуры. Чем меньше теплопроводность, тем лучше теплоизоляционные свойства обмуровки, тем тоньше она может быть и меньше ее масса. В качестве жаростойких применяют шамотные (температура обмуровки до 1300—1600° С) изделия. Хорошими теплоизоляционными свойствами обладают диатомовые изделия (асбодиатомовые плиты и кирпичи применяют до температуры 900° С), а при более низких температурах применяют перлитные, асбовермикулитные, асбодуритные материалы, асбест и др. В котлах с газоплотными мембранными панелями при максимальной температуре за экранами до 400° С широко используют плиты (например, известково-кремнеземистые) из изоляционных материалов, применяемых также для изоляции трубопроводов.

Наименьшую толщину и высокую жаростойкость обмуровки получают при изготовлении ее многослойной из разных материалов. Со стороны теплоносителя применяют высокотемпературные материалы, а снаружи — материалы с наименьшей теплопроводностью. Термическое сопротивление такой обмуровки суммируется из термических сопротивлений ее составляющих:

$$R=\frac{\delta_1}{\lambda_1}+\frac{\delta_2}{\lambda_2}+...+\frac{\delta_n}{\lambda_n}=R_1+R_2+...+R_n,$$

где 1, 2, ..., n — номера слоев обмуровки.

Наружную часть обмуровки покрывают газоплотной обмазкой или закрывают металлической обшивкой.

В паровых котлах применяют натрубную подвесную, щитовую накаркасную, кирпичную накаркасную обмуровку, а в газоплотных котлах — изоляцию по мембранным панелям или обшивочному листу.

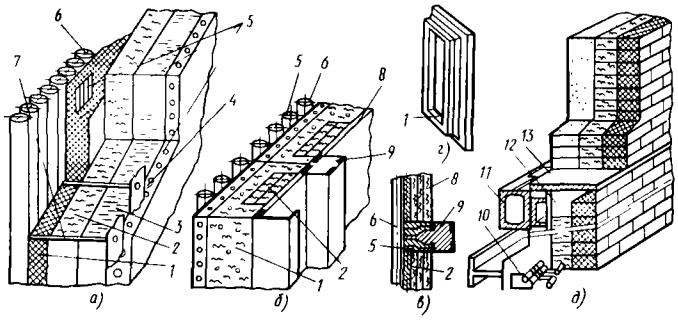


Рис. 70. Обмуровка котла:
а — натрубная подвесная, *б, в, г* — накаркасная щитовая и ее элементы, *д* — накаркасная кирпичная; *1*— шамотный слой, *2, 3*— слой изоляционных материалов (диатомобетона, совелита и т. д.), *4*— уплотнительная обмазка, *5*— металлическая сетка, *6*— экранные трубы, *7*— натяжные штыри, *8*— металлическая обшивка, *9*— рамы щита, *10*— натяжной крюк; *11*— балка каркаса, *12*— кронштейн, *13*— полка

Натрубная подвесная обмуровка (рис. 70, *а*) включает внутренний шамотобетонный слой *1* толщиной 60 мм, за которым следует слой диатомобетона *2* ($\delta = 45$ мм) и совелита или вулканита *3* ($\delta = 90$ мм). Снаружи наносится слой уплотнительной штукатурки или обмазки *4* ($\delta = 15$ мм). Первый и последний слои наносятся на металлическую сетку *5*. Натрубная обмуровка крепится с помощью привариваемой к трубам внутренней металлической сетки *5* и приварных натяжных штырей *7*. Натрубная обмуровка — облегченного типа, допускает ускоренный монтаж и ремонт, но имеет существенный недостаток — невысокую плотность из-за трещин, появляющихся в эксплуатации от пульсации давления в газоходах, а также под действием термических напряжений. В последнее время с целью уплотнения стен с натрубной обмуровкой трубы *6* со стороны обмуровки покрывают плоским или гофрированным металлическим листом.

Накаркасная щитовая обмуровка набирается из бетоноизоляционных армированных (плоских или профильных) плит в виде щитовых блоков на рамной конструкции *9*. Снаружи щиты обшиваются металлическим листом *8*.

Обмуровка накаркасная кирпичная (рис. 70, *д*) в настоящее время применяется реже и в основном в высокотемпературных газоходах, не защищенных экранами. Масса кирпичной кладки передается на балки каркаса *11* через полки *13* с кронштейнами *12*. С помощью натяжных крюков *10* или кляммерных креплений, входящих в пазы фасонных кирпичей, обмуровка предохраняется от выпадания.

Большей частью в паровых котлах применяют сочетание различных типов обмуровок. Места стыковки подвижной и неподвижной обмуровок уплотняют с помощью асбестовых

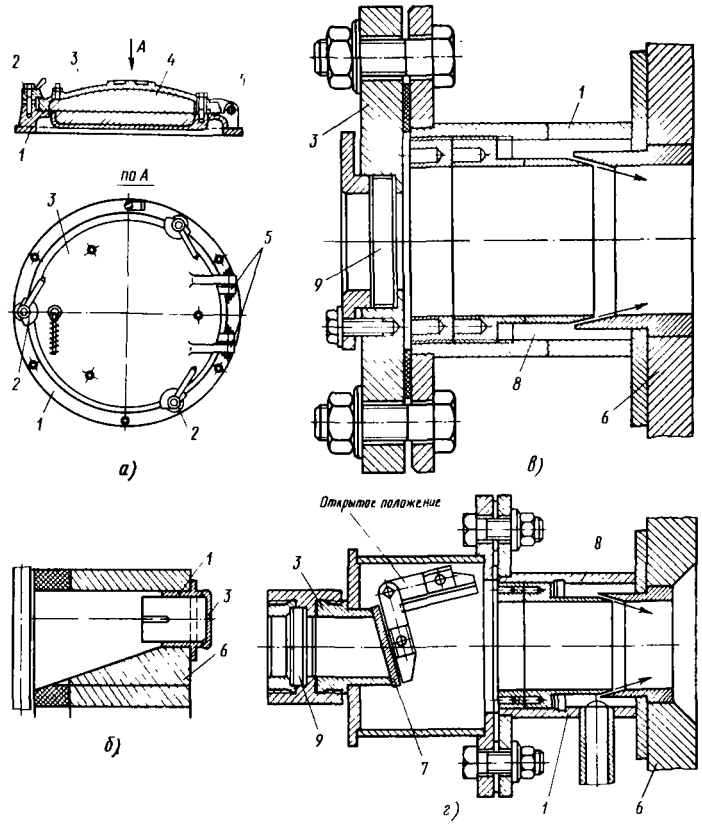


Рис. 71. Гарнитура котла:
а — лаз, *б* — лючок, *в*, *г* — гляделки котла под наддувом без затвора и с затвором; *1* — корпус, *2* — затворы, *3* — крышка, *4*, *6* — обмуровка лаза и котла, *5* — петли, *7* — затвор, *8* — воздушная камера, *9* — стекло

шнуров, укладываемых вдоль шва или с помощью различных затворов (гидравлических, песчаных).

В гарнитуру котла входят устройства, установленные на стенах топки и газоходов, которые обеспечивают возможность наблюдения за топкой и поверхностями нагрева во время работы котла, облегчают проникновение во внутрь котла и проведение ремонта, т. е. облегчают обслуживание котла. Это лазы, различного назначения лючки, гляделки, взрывные клапаны и др.

Лазы или лазовые затворы (рис. 71, *а*) устанавливают в обмуровке топки и газоходов для обеспечения проникновения людей и подачи материалов и инструмента при внутренних осмотрах и при ремонте котла. Они изготавливаются преимущественно круглого сечения с внутренним проходом 450—500 мм.

Лазы (как и лючки) состоят из корпуса *1*, вмонтированного в обмуровку *6* или крепящегося к раме каркаса, и крышки *3*, закрываемой с помощью затворов *2*. Крышка крепится к корпусу на петлях *5*. Для уменьшения разогрева крышки она изнутри покрывается обмуровкой *6*.

Лючки (рис. 71, *б*) предназначены для ввода в газоходы измерительной и диагностической аппаратуры, инструмента и приспособлений, используемых при ремонте и эксплуатации котла. Они меньше лазов, их проходное сечение и форма определяются назначением.

Гляделки (рис. 71, *в, г*) устанавливают преимущественно в топке и в зоне пароперегревателя. Они позволяют осуществлять визуальное наблюдение за протеканием процесса горения, за состоянием внутренней поверхности топки и поверхностей нагрева на выходе из топки. Они используются также для проведения измерений во время испытаний котла.

При работе котла под наддувом как гляделки, так и лючки снабжаются устройством обдувки *8* и уплотнительными затворами *7*.

Взрывные клапаны устанавливаются на боковых и потолочных стенах топки и газоходов с целью устранения или уменьшения разрушений обмуровки и обшивки при хлопках и взрывах в топочной камере. При установке на боковых стенах подводящие газоходы располагают под углом не менее 45°, чтобы исключить отложения золы. Наиболее распространены круглые взрывные клапаны диаметром 450 мм.

Взрывной клапан выполняется в виде горизонтально или наклонно расположенного затвора, имеющего с металлическим корпусом подводящего газохода шарнирную связь. При хлопке затвор открывается, выпуская газы и снижая давление в топке, после чего он возвращается в исходное положение. На вновь вводимых мощных котлах взрывные клапаны не устанавливают.

§ 30. КАРКАС КОТЛА

Каркас — пространственная рамная металлоконструкция (рис. 72), предназначенная для крепления (опоры или подвески) поверхностей нагрева и трубопроводов, ограждений, изоляции, площадок обслуживания и других элемеитов котла и вспомогательного оборудоваиия.

Каркас состоит из вертикальных колонн *1*, горизонтальных балок, горизонтальных *2* и вертикальных ферм, связей-раскосов *4* и упрочненной конструкции потолочного перекрытия *3*. Колонны крупных котлов изготавливают из сварных профильных балок большого размера. Для уменьшения удельной нагрузки на фундамент под колонны устанавливают опорные башмаки *5* (рис. 72, *а, б*), состоящие из опорных плит *7* и ребер жесткости *6*. Также сварными делают основные балки потолочного перекрытия *3* и некоторые другие горизонтальные

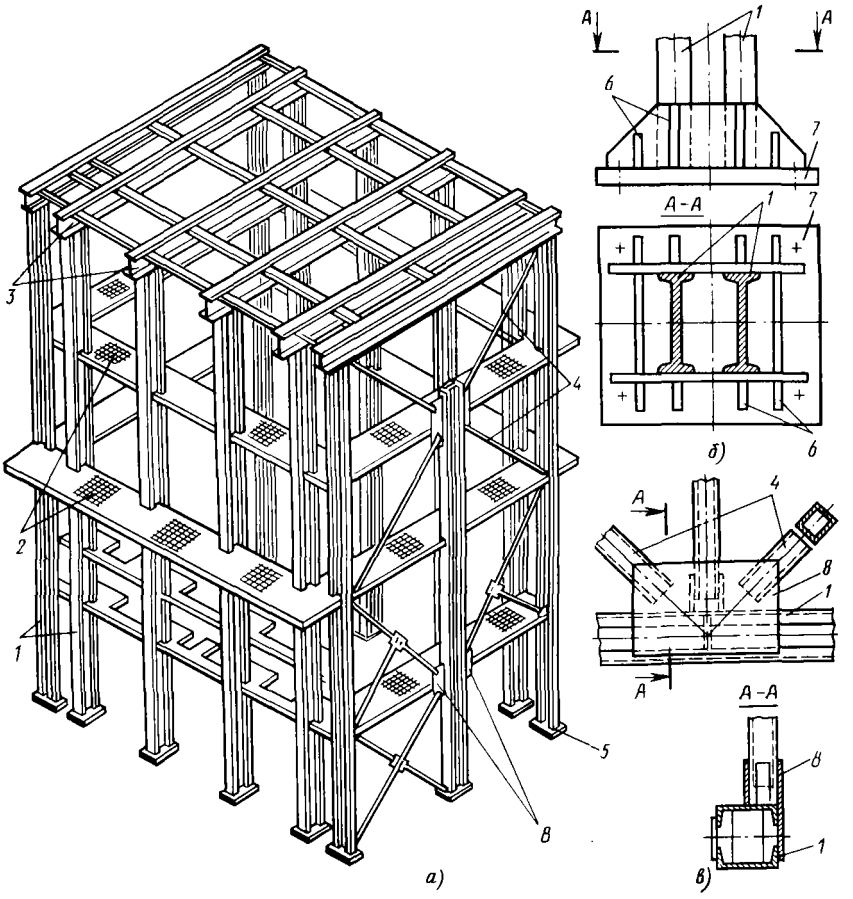


Рис. 72. Каркас котла и его элементы:
а — общий вид, *б* — башмак, *в* — сочленение балок с раскосами: *1*— колонны, *2*— горизонтальные фермы (площадки), *3*— балки потолочного перекрытия, *4*— раскосы-связи, *5*— опорный башмак, *6*— ребра жесткости, *7*— опорные плиты, *8*— накладка

балки. Раскосы *4* фермы выполняют из профильного проката (швеллера, двутавра), связывая их между собой (сваривая) накладками *8* (рис. 72, *в*).

Горизонтальные фермы *2*, балки и связи-раскосы *4* применяют для придания поперечной устойчивости колоннам и повышения жесткости каркаса. Они могут также воспринимать нагрузки, возникающие при повышении (или колебании — при пульсациях) давления в топке и газоходах.

Для уменьшения термических напряжений в каркасе основные несущие его элементы располагают за пределами газоходов и их обмуровки. Сочленение же обогреваемых балок (например, опорных балок поверхностей нагрева конвективной шахты)

с балками каркаса выполняется в виде скользящей опоры с одной стороны, при неподвижном креплении — с другой.

Лестницы и площадки, используемые для обслуживания и ремонта котла, часто размещают на горизонтальных фермах или опирают на них. Их выполняют из сортового проката, покрывая проходные площадки просечно-вытяжным или рифленым листом.

Во многих котлах часть поверхностей нагрева и топочные камеры подвешивают к потолочному перекрытию. В этих случаях основные несущие (хребтовые) балки изготавливают сварными из листов значительной толщины, а трубы экранов или газоходов связывают поясами жесткости (см. рис. 59).

Современные мощные котлы с газоплотными экранами, покрытыми облегченной изоляцией, подвешивают на потолочном перекрытии к металлоконструкциям здания. Для придания жесткости стенам топки, восприятия нагрузок от наддува, от повышения давления при хлопках, с целью предупреждения деформации экранов предусматривается обвязочный каркас с горизонтальными поясами жесткости через 2,5—3 м по высоте. Помосты и лестницы также крепятся на этом каркасе.

Опорные конструкции котла являются важнейшими его элементами, обеспечивающими безопасность эксплуатации. Поэтому необходимо следить за их сохранностью, проводя своевременный ремонт, не допускать нагрева балок и особенно колонн, обваливания обмуровки.

Глава седьмая

ТРУБОПРОВОДЫ И АРМАТУРА

§ 31. ТРУБОПРОВОДЫ КОТЛА

Тепломеханическое оборудование ЭС связывают трубопроводами — системой плотно соединенных между собой труб, предназначенных для транспортирования газообразной и жидкой среды.

Трубопроводы различают по назначению и параметрам рабочей среды. По назначению можно выделить: трубопроводы питательной воды, паропроводы, трубопроводы химических растворов, мазуто- и газопроводы и т. д. По параметрам (давлению и температуре) трубопроводы делятся на четыре категории (табл. 9).

Трубопроводы содержат: прямые участки, выполняемые из бесшовных или сварных труб, фасонные элементы, дренажную систему и воздушники, опоры и подвески, компенсаторы, арматуру, контрольно-измерительную аппаратуру для определения и регистрации параметров рабочей среды и состояния металла трубопроводов. Для определения правильности тепло-

Таблица 9. **Категория трубопроводов водяного пара и горячей воды**

Категория трубопроводов	Среда	Рабочие параметры среды	
		Температура, °С	Давление (избыточное), МПа
1	Перегретый пар	Выше 580	Не ограничено
		Выше 540 до 580 (вкл.)	»
		Выше 450 до 540 (вкл.)	»
		До 450 (вкл.)	Более 3,9
	Горячая вода	Выше 115	Более 8,0
	Насыщенный пар	—	
2	Перегретый пар	Выше 350 до 450 (вкл.)	До 3,9 (вкл.)
		До 350 (вкл.)	Более 2,2 до 3,9 (вкл.)
	Горячая вода	Выше 115	Более 3,9 до 8,0 (вкл.)
	Насыщенный пар	—	
3	Перегретый пар	Выше 250 до 350 (вкл.)	До 2,2 (вкл.)
		До 250 (вкл.)	Более 1,6 до 2,2 (вкл.)
	Горячая вода	Выше 115	Более 1,6 до 3,9 (вкл.)
	Насыщенный пар	—	
4	Перегретый пар	Выше 115 до 250 (вкл.)	Более 0,07 до 1,6 (вкл.)
	Насыщенный пар	—	
	Горячая вода	Выше 115	До 1,6 (вкл.)

вых расширений на трубопроводах устанавливают указатели тепловых удлинений (реперы) с соответствующими регистраторами. С целью предотвращения ожогов и снижения тепловых потерь трубопроводы снаружи покрывают изоляцией.

Для станционных трубопроводов применяют (в зависимости от параметров среды) трубы из углеродистой низколегированной и легированной стали, а в некоторых случаях трубы из полиэтилена.

Наиболее ответственные трубопроводы (паропроводы высокого давления, трубопроводы питательной воды и др.) изго-

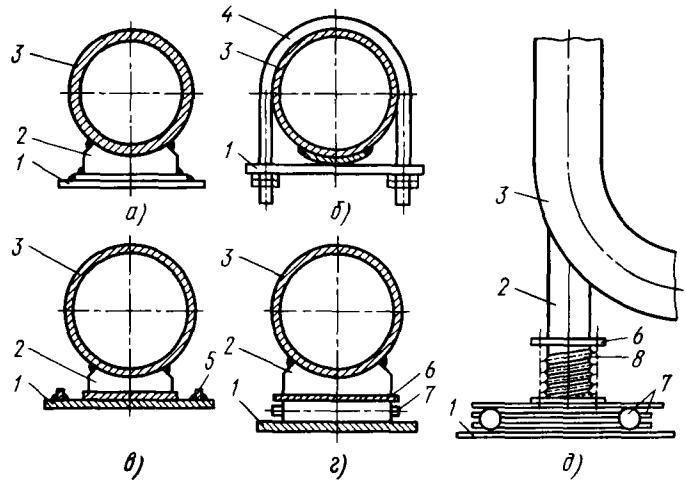


Рис. 73. Опоры:
а — неподвижная приварная, *б* — неподвижная хомутовая, *в* — подвижная скользящая, *г* — подвижная катковая, *д* — подвижная пружинно-катковая; *1* — опорная рама, *2* — ребра, *3* — труба, *4* — хомут, *5* — ограничение, *6* — пластина, *7* — каткн, *8* — пружина

тавливают из бесшовных труб, имеющих более высокую надежность по сравнению со сварными в условиях самокомпенсации.

Фасонными элементами трубопровода являются: отводы (поворотные колена) — для изменения направления потока рабочей среды; тройники и развилки — для разделения или собирания потоков; переходы — для изменения скорости.

Опоры и подвески устанавливают на трубопроводах для восприятия массовых нагрузок трубопровода и протекающей по нему рабочей среды, арматуры, изоляции и других расположенных на нем устройств, нагрузок от давления среды, деформации и теплового удлинения трубопровода, а также динамических нагрузок (вибрационных, ударных, в том числе сейсмических) и др. Опоры могут быть подвижными и неподвижными.

Неподвижные опоры (рис. 73, *а, б*) воспринимают практически все перечисленные виды нагрузок. В зависимости от способа крепления трубопровода *3* к опорному каркасу *1* они выполняются приварными с помощью ребер *2* или хомутовыми.

Подвижные опоры (рис. 73, *в, г, д*) воспринимают преимущественно массовые нагрузки и обеспечивают плоскостное или пространственное перемещение трубопроводов. По способу обеспечения перемещения различают опоры скользящие (подобны опорам на рис. 73, *а*, но без приварки ребер *2* к опорному каркасу *1*, имеющему ограничения *5*),

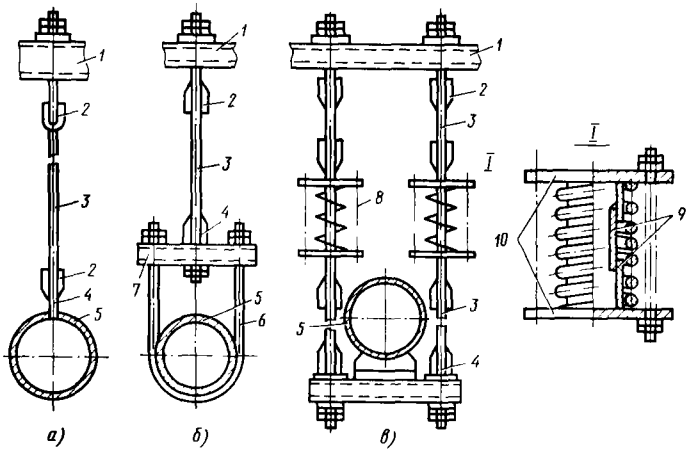


Рис. 74. Подвески:
а — тяговая, *б* — хомутовая, *в* — пружинная; *1* — опорная балка, *2*, *4* — шарниры, *3* — тяга, *5* — труба, *6* — хомут, *7* — траверса, *8* — пружинная подвеска, *9* — стаканы, *10* — пластины

катковые и пружинные. В катковых опорах ребра *2* приварены (как и в опорах на рис. 73, *б*) к промежуточной пластине *6*, опирающейся на катки *7*.

Подвески трубопроводов (рис. 74) выполняют с помощью тяг *3*, соединяемых непосредственно с трубами *5* (рис. 74, *а*) или с траверсой *7*, к которой на хомутах *6* подвешена труба *5* (рис. 74, *б*), а также через пружинные блоки *8* (рис. 74, *в*). Шарнирные соединения *2* обеспечивают перемещения трубопроводов. Направляющие стаканы *9* пружинных блоков, приваренные к опорным пластинам *10*, позволяют исключить поперечный прогиб пружин. Натяжение подвески обеспечивается с помощью гаек или талрепов.

Компенсаторы. Вследствие нагрева от рабочей среды трубопроводы могут расширяться и удлиняться. Для уменьшения возникающих тепловых напряжений и исключения деформации и разрушения трубопроводов, вызванных удлинением, предусматривается установка компенсаторов или самокомпенсирующихся трубопроводов. *Самокомпенсирующимися (или «гибкими») трубопроводами называются такие, в которых удлинения воспринимаются изгибами (или коленами).*

Самокомпенсирующиеся трубопроводы, изготовляемые со значительным количеством изгибов и петель, наиболее распространены при высоких давлениях среды (не менее 6,4 МПа) и диаметрах труб до 0,4 м.

При меньших давлениях среды и для больших диаметров трубопроводов применяют *гофрированные компенсаторы* — устройства, основным элементом которых является обечайка

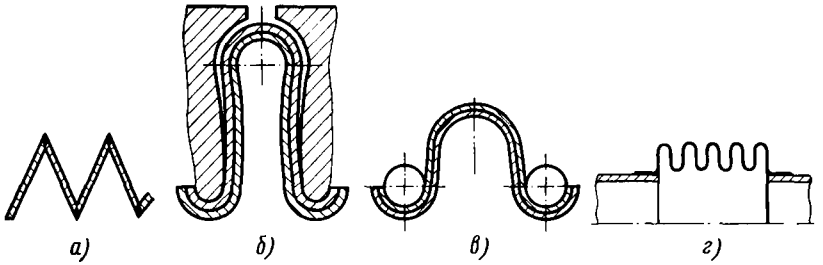


Рис. 75. Типы гофрированных компенсаторов:
а — линзовый, *б, в* — волнистый, *г* — сильфонный

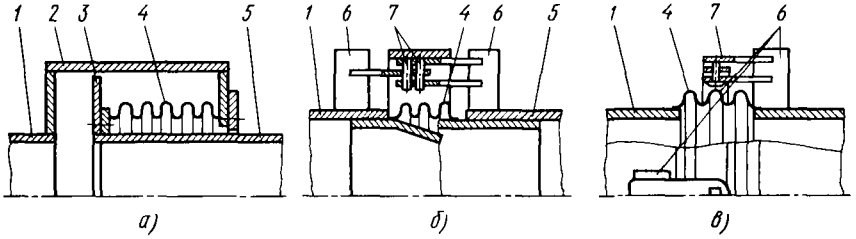


Рис. 76. Компенсаторы:
а — осевой полуразгруженный, *б* — плоскостно шарнирный, *в* — пространственно шарнирный; *1, 5*— участки трубопроводов, *2*— кожух, *3*— фланец, *4*— гофрированная сильфонная обечайка, *6*— стойки, *7*— шарниры

изогнутой формы (рис. 75). Иногда (например, в теплосетях) применяют *сальниковые компенсаторы.* По форме гофр различают линзовые, волнистые и сильфонные компенсаторы. На компенсаторах предусматривается установка натяжных устройств — для холодной растяжки и кожухов — для защиты от повреждений и для нанесения тепловой изоляции. По виду деформации выделяют осевые (рис. 75, *г* и 76, *а*), угловые плоскостно-шарнирные (рис. 76, *б*) и пространственно-шарнирные (рис. 76, *в*), а также поворотные компенсаторы, по действующим нагрузкам — неразгруженные и полуразгруженные.

В неразгруженных компенсаторах распорные силы от давления среды полностью передаются на гофры и далее на неподвижные опоры и основания, в полуразгруженных (гидравлических или механических) компенсаторах создается соответственно транспортирующей средой или механически уравновешивающая сила, как, например, на рис. 76, где гофрированная обечайка *4,* приваренная к патрубку *1* через кожух *2,* а к патрубку *5* через фланец *3,* омывается рабочей средой снаружи (ее внутренняя полость через сальник соединена с окружающей средой).

Осевые компенсаторы обеспечивают возможность продольного теплового удлинения труб, а угловые (рис. 76, *б, в*) и поворотные — дополнительно одноплоскостной или пространственный повороты через шарниры *7*, соединенные со стойками *6*, уменьшая изгибающие моменты, действующие на трубопровод, и позволяя получать более компактную трассировку трубопроводов.

Контрольно-измерительные устройства. Соответствие тепловых перемещений отдельных участков трубопроводов расчетным значениям контролируется с помощью специально устанавливаемых индикаторов-реперов, которые обеспечивают фиксацию перемещений. С помощью индикаторов можно отмечать и регистрировать перемещения линейные, в одной плоскости и пространственные. Реперы крепятся на трубопроводах и в простейшем случае представляют собой штыри-указатели, перемещающиеся с элементами трубопровода вдоль закрепленных на специальном каркасе рамок с градуировочными пластинами.

Для контроля и измерения давления и температуры среды на трубопроводах устанавливают соответственно штуцера с импульсными трубками к приборам, гильзы термометров.

Расход среды контролируют с помощью диафрагм или сопл, имеющих внутренний диаметр меньше диаметра трубопровода. Штуцера с импульсными линиями присоединяют до и после диафрагмы или до сопла и в его наиболее узком сечении. На показания измерительных устройств оказывают влияние близко расположенные элементы трубопровода (гибы, арматура и т. д.).

Дренажи, продувки, воздушники. На горизонтальных участках паропроводов может появляться и накапливаться конденсат (например, при прогреве трубопроводов или при локальном охлаждении, нарушении изоляции и т. д.), что может приводить к температурной неравномерности по периметру и толщине труб, вызывать дополнительные напряжения. Кроме того, при остановке оборудования возникает необходимость удалить полностью рабочую среду из трубопроводов. По Правилам Котлонадзора горизонтальные участки трубопроводов следует прокладывать с уклоном не менее 0,004, а в нижних точках каждого отключаемого задвижками участка трубопровода должны предусматриваться дренажи (на трубопроводах с водой — системы опорожнения), т. е. штуцера, снабженные арматурой для опорожнения трубопровода. В ряде случаев дренажи устанавливаются и на гофрах компенсаторов.

Кроме того, в верхних точках трубопроводов предусматриваются также штуцера с запорной арматурой для отвода воздуха из них, например, при заполнении трубопровода рабочей средой. Это так называемые воздушники.

При пуске оборудования необходимо прогревать трубо-

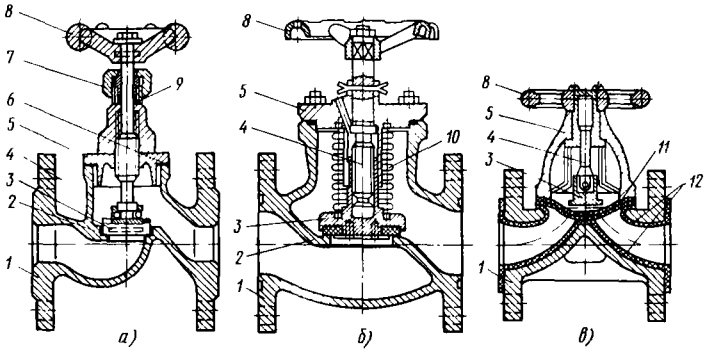


Рис. 77. Арматура (по уплотнению):
а — сальниковая, *б* — сильфонная, *в* — мембранная; *1* — корпус, *2* — седло, *3* — затвор, *4* — шток, *5* — крышка, *6* — уплотнение, *7* — гайка, *8* — маховик, *9* — сальниковая набивка, *10* — сильфон, *11*, *12* — эластичные мембраны

проводы, пропуская по ним рабочую среду постепенно повышающихся параметров. Для этого на основных трубопроводах перед запорными органами предусматривают отводы со своей арматурой.

Дренажные, продувочные устройства и воздушники соединяются в единую дренажно-продувочную систему.

§ 32. АРМАТУРА

Арматура представляет собой устройства, устанавливаемые на трубопроводах или сосудах для управления потоками рабочей среды путем изменения проходных сечений с помощью перемещения (поворота) рабочего органа (затвора).

Большинство видов арматуры состоит из корпуса *1* (рис. 77) с крышкой *5*, рабочего органа — затвора (золотника) *3*, перемещающегося относительно неподвижно установленного (или выточенного) в корпусе седла *2*. Между корпусом и крышкой устанавливают прокладки *6*.

Затвор приводится в движение через шпиндель (шток) *4* вручную (с помощью маховика *8*) или с помощью электродвигателя через специальную систему перемещающихся (поворотных) шарнирно соединенных тяг. С целью устранения протечек рабочей среды, возникающих в зоне прохода шпинделя через корпус, применяют устройство уплотнения (герметизации). Уплотнение выполняют с помощью сальниковой набивки *9* (рис. 77, *а*) в сочленениях прохода шпинделя *4* через крышку *5* корпуса *1*, сильфонных коробок *10* (рис. 77, б) или эластичных мембран *11*, *12* (рис. 77, *в*) между затвором *3* и седлом *2*, отделяющих полость с рабочей средой от затвора со шпинделем *4*.

Соединение арматуры с элементами трубопровода может осуществляться сваркой (приварная арматура) или на фланцах (фланцевая арматура), а также с помощью муфт или на цапфах.

На электростанциях находит преимущественное применение приварная арматура, как более надежная.

В соответствии с ГОСТ 24856—81 по назначению различают арматуру: *запорную,* предназначенную для перекрытия потока; *регулирующую* для изменения расхода среды; *распределительно-смесительную* для распределения среды по определенным направлениям или для смешивания потоков; *предохранительную* для защиты оборудования при отклонении параметров среды за рекомендуемые пределы; *обратную,* автоматически предотвращающую обратное движение среды; *фазораспределительную,* обеспечивающую автоматическое разделение рабочей среды по фазовому состоянию.

По перемещению рабочего органа запорно-регулирующей арматуры относительно потока можно выделить задвижки (рис. 78, *а*), клапаны (рис. 78, *б*), краны (рис. 78, *в*) и затворы (рис. 78, *г*). В задвижках затвор совершает возвратно-поступательные движения перпендикулярно оси потока рабочей среды, в клапанах — соосно потоку. В кранах регулирующий орган поворачивается вокруг собственной оси, перпендикулярной оси потока. В затворах регулирующий орган поворачивается вокруг оси, не являющейся его собственной осью. Задвижки по сравнению с клапанами имеют меньшее гидравлическое сопротивление и их широко применяют в трубопроводах больших диаметров. К запорно-регулирующей арматуре относятся также конденсатоотводчики, регуляторы уровня и др. Наиболее распространенным видом предохранительной арматуры являются импульсно-предохранительные устройства, состоящие (для $P \geqslant 3{,}9$ МПа) из главного предохранительного клапана, вспомогательного импульсного устройства и электроконтактного манометра; обратные клапаны и затворы.

Выбор отдельных элементов трубопроводов производят по условному проходу и по параметрам среды, в частности по давлению.

Под *условным проходом* понимают номинальный внутренний диаметр присоединяемого трубопровода в миллиметрах. Номенклатура условных проходов задана Стандартом СЭВ 254—76.

По ГОСТ 356—80 различают условное, рабочее и пробное давление.

За *условное давление* принимается наибольшее избыточное давление среды при температуре 293 К, при котором допустима длительная работа элементов трубопровода с заданными (обоснованными расчетами) размерами и выбран-

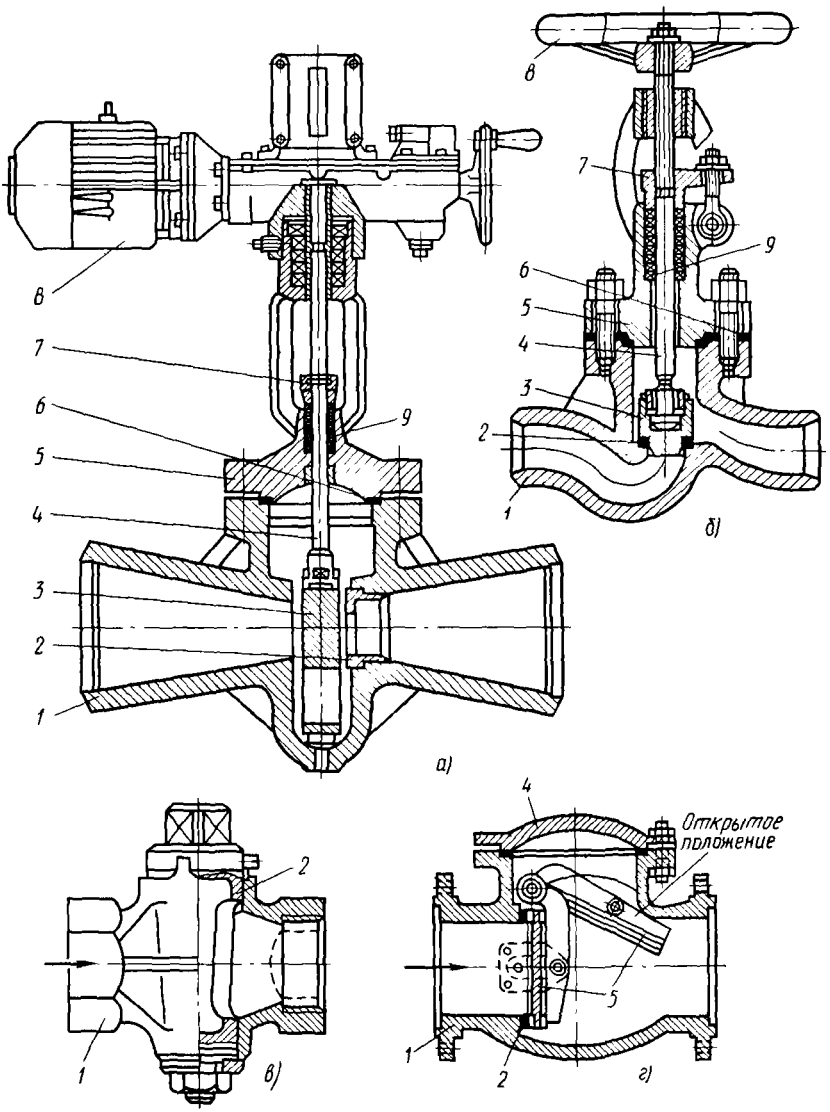


Рис. 78. Арматура (по назначению):
а — задвижка, *б* — клапан, *в* — кран, *г* — обратный затвор; обозначения *1—9* те же, что и на рис. 77

ными материалами (их характеристиками прочности при 293 К).

Под *рабочим давлением* понимают наиболее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации арматуры и деталей трубопровода.

Под *пробным давлением* следует понимать избыточное давление, при котором должно проводиться гидравлическое испытание элементов трубопровода на плотность и прочность водой при температуре 278—343 К (или при специально оговариваемых в нормативно-технической документации условиях).

Глава восьмая

ГАЗОВОЗДУШНЫЙ ТРАКТ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

§ 33. ОБОРУДОВАНИЕ И ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА

Газовоздушный тракт включает оборудование, обеспечивающее в котле продвижение воздуха (до топки) и продуктов сгорания (от топки до выхода в атмосферу). Это движение сопровождается потерями давления в поверхностях нагрева. Напор, необходимый для преодоления этих сопротивлений, создают тягодутьевые машины: вентиляторы и дымососы. Вентиляторы устанавливают в начале тракта на холодном воздухе, они создают избыточное давление. Дымососы же обеспечивают в конце установки разрежение. Кроме тягодутьевых машин в комплекс оборудования газовоздушного тракта котельной установки (см. рис. 6) входят также всасывающие и нагнетательные воздуховоды и газоходы с расположенными в них поверхностями нагрева и золоулавливающими установками; регулирующие устройства — шиберы, направляющие аппараты; компенсаторы линейных удлинений воздуховодов; дымовые трубы.

При работе котла приходится изменять производительность, воздушный режим, часто меняются характеристики топлива. Эти изменения вызывают необходимость регулирования расхода воздуха. Кроме того, в котлах с уравновешенной тягой (см. § 5) расход воздуха и сопротивление отдельных участков тракта могут увеличиваться при возникновении присосов холодного воздуха и загрязнении поверхностей нагрева. При значительном увеличении присосов установленные тягодутьевые машины могут не обеспечить подачу и перемещение требуемого количества воздуха и вывод образующихся продуктов сгорания. Появляется нехватка тяги, вынуждающая снижать нагрузку котла или сжигать топливо с недостатком воздуха.

При загрязнении поверхностей нагрева уменьшается сечение для прохода газов, растут их скорости и потери давления, что приводит к тем же последствиям, как и присосы воздуха.

В котлах под наддувом появляется возможность повы-

шения экономичности и надежности вследствие устранения присосов, отказа от дымососов, работы тягодутьевой машины (вентилятора) на холодном воздухе, исключающем износ и занос лопаток золой, замедления коррозионных процессов рабочих колес и корпусов машин. При этом также снижается металлоемкость и упрощается компоновка тракта при отсутствии дымососов.

Применение наддува вызывает необходимость пересмотра конструкций котлов, переход на газоплотное их выполнение с использованием цельносварных мембранных и плавниковых панелей. При этом повышаются требования к герметичности котла, с тем чтобы исключить пыление из газоходов в котельный цех. Сложности обеспечения газоплотности сдерживают более широкое применение котлов под наддувом.

§ 34. ТЯГОДУТЬЕВЫЕ УСТАНОВКИ И МАШИНЫ

Тягодутьевая установка (рис. 79) включает всасывающий патрубок *2*, соединяемый с газоходами (у дымососа) или с воздухозаборным окном *1* (у дутьевого вентилятора). Другая сторона патрубка примыкает к корпусу *4* машины с установленным в нем рабочем колесом с лопатками *7*. Лопатки вращающегося рабочего колеса вытесняют воздух из корпуса в улитку и далее в диффузор *6*. Изменение расхода воздуха производится поворотом лопаток направляющего аппарата *3*.

На всем участке от места забора воздуха из атмосферы до рабочего колеса (всасывающая сторона) устанавливается вакуум, а за тягодутьевой машиной (нагнетательная сторона) — давление. Основные элементы воздушного тракта (воздухоподогреватели, распределительные короба, воздуховоды, горелки и т. д.) расположены на нагнетательной стороне. Поэтому развиваемое дутьевыми вентиляторами давление значительно превосходит вакуум на всасывающей стороне. Основное же оборудование газового тракта (поверхности нагрева, газоходы, золоулавливание и т. д.) устанавливают на всасывающей стороне дымососов.

В системах пылеприготовления (см. § 13) применяют мельничные вентиляторы — высокоскоростные тягодутьевые машины, обеспечивающие работу пылеприготовительного тракта под разрежением. Дымососы и мельничные вентиляторы в отличие от дутьевых вентиляторов работают в неблагоприятных условиях: при повышенных температурах (до 180—200° С), на запыленной, агрессивной среде, вызывающей износ и коррозию лопаток и корпусов машин. На элементах дымососов могут также появляться отложения золы, изменяющие профиль лопаток и гидравлические характеристики машины.

По способу подвода рабочей среды различают тягодуть-

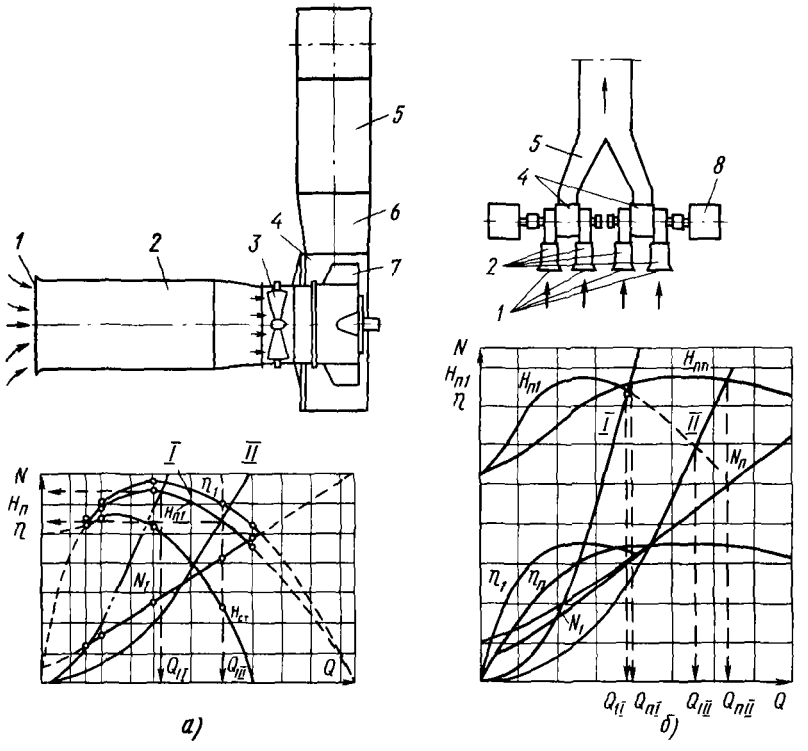


Рис. 79. Тягодутьевая установка и характеристики газовоздушного тракта (кривые *I*, *II*) и тягодутьевых машин (N, $H_п$, η) — одиночной с односторонним всасыванием (*а*) и параллельно работающих с двусторонним всасыванием (*б*):

1— воздухозаборное окно, *2*— всасывающий патрубок, *3*— направляющий аппарат, *4*— корпус, *5*— нагнетательный трубопровод, *6*— диффузор, *7*— лопатки рабочего колеса, *8*— электродвигатели;

N_I, $H_{пI}$, η_I, N_{II}, $H_{пп}$ и η_{II} — мощность, полный напор и кпд при одиночной и параллельной работе машин; Q_{II}, $Q_{пI}$, Q_{III}, $Q_{пII}$ — расход среды, обеспечиваемый машинами при различных характеристиках тракта (*I* и *II*) при одиночной и параллельной работе

евые машины радиального (рис. 79, *а*) и осевого типа. В машинах радиального типа всасываемый поток поступает на лопатки вдоль оси рабочего колеса, а отводится в радиальном направлении (с поворотом на 90°); в осевых машинах общее направление движения потока сохраняется (вдоль оси вращения рабочего колеса). Рабочие лопатки радиальных машин устанавливают радиально-прямыми, загнутыми вперед или назад. Лопатки, загнутые вперед, применяют, как правило, на тихоходных машинах, а загнутые назад — на средне- и быстроходных машинах. Вход рабочей среды в радиальные машины может быть односторонним — машины одностороннего всасывания, или дву-

сторонним — машины двустороннего всасывания.

Для выбора тягодутьевых машин обычно используют их аэродинамические характеристики, представляющие собой графическое выражение зависимостей развиваемого напора $H_п$ (или вакуума), мощности N и кпд η от производительности Q (рис. 79, *б*). Аэродинамические характеристики получают по результатам испытаний тягодутьевых машин или их моделей, приводя к давлению 101,3 Па (760 мм рт. ст.) и к стандартным температурным условиям: 70° С — для мельничных вентиляторов, 20° С — для дутьевых вентиляторов, 200° С — для дымососов. Развиваемый напор, параболически зависящий от расхода среды, расходуется на преодоление сопротивления (кривые *I* и *II*) газовоздушного тракта. С увеличением сопротивления тракта (кривая *II*) в нем уменьшается расход ($Q_2 < Q_1$) газа (воздуха). Характеристики тягодутьевой машины меняются при изменении условий работы (например, от повышения температуры или запыленности среды падает производительность машины и напор). Некачественные изготовление или ремонт, повышенная шероховатость, неточность профилирования лопаток, наличие повышенных зазоров между рабочими колесами и всасывающим патрубком или корпусом увеличивают гидравлические потери, приводят к появлению вредных циркуляционных вихрей около рабочего колеса, к потере мощности, снижению кпд и производительности машин.

Регулирование тягодутьевых машин может осуществляться путем *дросселирования* (введением дополнительного сопротивления), *изменения положения лопаток направляющего аппарата, частоты вращения* или *ширины рабочих лопаток*. В осевых тягодутьевых машинах также используют *поворот лопаток рабочего колеса*.

Дроссельное регулирование осуществляется открытием-закрытием шиберов, соответственно изменяющих сопротивление тракта (кривые *I* и *II*, рис. 79, *б*). Метод прост, но наименее экономичен.

Наиболее распространенный способ регулирования расхода среды — направляющим аппаратом *3* (НА) с поворотными лопатками (рис. 79, *а*), установленным на входе в рабочее колесо. Изменение угла наклона лопаток НА меняет угол и степень предварительной закрутки потока на входе в рабочее колесо и тем самым меняются расход среды, развиваемый напор и потребляемая мощность. Этот метод прост, надежен и достаточно экономичен.

Способ регулирования изменением ширины рабочих лопаток в машинах радиального типа достигается установкой промежуточного подвижного диска (в котельной технике применяют редко из-за повышенной сложности конструкции рабочего колеса и управления установкой).

Наиболее экономичным считается метод, основанный на регулировании частоты вращения рабочего колеса. Но широкодиапазонное плавное изменение частоты вращения осложняет конструкцию электродвигателей и приводного устройства. Поэтому распространение получил комбинированный способ регулирования: ступенчатое изменение частоты вращения с помощью двухскоростных двигателей и промежуточное регулирование напора и производительности направляющими аппаратами.

Обычно на котлах устанавливается несколько однотипных тягодутьевых машин последовательно друг за другом или на параллельных газоходах. При наиболее распространенной параллельной работе двух машин с одинаковыми характеристиками суммарную характеристику двух одинаковых машин находят удвоением расхода Q при заданных значениях $H_п$ (рис. 79, *в*). Как видно из приведенной суммарной характеристики, параллельное включение машин позволяет обеспечить более высокие расходы среды при одновременном повышении экономичности. Наибольшая целесообразность параллельной установки машин — в трактах пониженных сопротивлений (кривая *I*). В трактах с высокими сопротивлениями (кривая *II*) получаемый выигрыш от параллельной установки двух машин незначителен.

Эксплуатационные затраты энергии в котельной установке в значительной степени зависят от работы тягодутьевых машин и характеристик газовоздушного тракта. Снижение этих затрат определяется уменьшением присосов, устранением загрязнений поверхностей нагрева и отложений в газоходах, на лопатках и в корпусах дымососов, совершенством элементов газовоздушного тракта и горелок. При обслуживании котла следует осуществлять постоянный контроль и принимать соответствующие меры, вплоть до реконструкции поверхностей нагрева и других элементов газовоздушного тракта.

§ 35. ДЫМОВЫЕ ТРУБЫ И УДАЛЕНИЕ ГАЗОВ ИЗ КОТЛА

В котлах повышенной мощности с развитыми конвективными поверхностями нагрева, имеющими повышенное сопротивление, установка тягодутьевых машин обязательна. В котлах же малой производительности, если отсутствуют экономайзеры и воздухоподогреватели, подвод воздуха и отвод продуктов сгорания возможны без тягодутьевых машин, с использованием естественной тяги, создаваемой дымовой трубой. Естественная тяга, измеряемая создаваемым напором H, в котлах с дымовыми трубами высотой h зависит от разности плотностей воздуха $\rho_в$ в окружающей среде и газов $\rho_г$ в конце котельной установки: $H = hg(\rho_в - \rho_г)$, где g —

ускорение свободного падения. В соответствии с газовыми законами плотность среды обратно пропорциональна ее температуре.

В котлах с естественной тягой высота трубы определяется сопротивлением газовоздушного тракта и необходимостью рассеивания дымовых газов с вредными примесями на расстояния, при которых приземная концентрация выбрасываемых вредных веществ не превышает допустимых норм.

В котлах с развитыми поверхностями нагрева дымовые трубы также создают дополнительный напор, называемый напором самотяги, позволяющий уменьшить мощность и развиваемый напор тягодутьевых машин на указанную величину напора самотяги.

Напор самотяги, как и напор естественной тяги, увеличивается с ростом высоты дымовой трубы, температуры уходящих из котлов газов и со снижением температуры воздуха в окружающей среде.

Для котлов с малым сопротивлением газовоздушного тракта применяют трубы небольшой высоты (металлические или кирпичной кладки), расположенные рядом с котлом, а при башенной компоновке — установленные над котлом на его каркасе и являющиеся продолжением восходящего газохода. Стволы металлических труб высотой до 60—80 м закрепляют с помощью расчалок.

Для котлов большой производительности дымовые трубы (рис. 80) устанавливают на мощное фундаментное основание *1*. В нижней части труба имеет утолщение — стакан *2*, к которому подводятся патрубки *3* дымовых газов от одного или нескольких котлов. Основной ствол *4* трубы, опирающийся на стакан *2*, выполняется конической формы, позволяющей обеспечить достаточно большую высоту труб при восприятии значительных массовых и ветровых нагрузок. Для защиты от повышенных температур и агрессивности газов трубы изнутри имеют футеровку, а иногда покрываются специальными материалами (например, стеклотканью и эпоксидным лаком). В соответствии с назначением футеровку изготавливают многослойной, причем внутренний слой является кислотоупорным.

Для отвода конденсирующейся влаги от

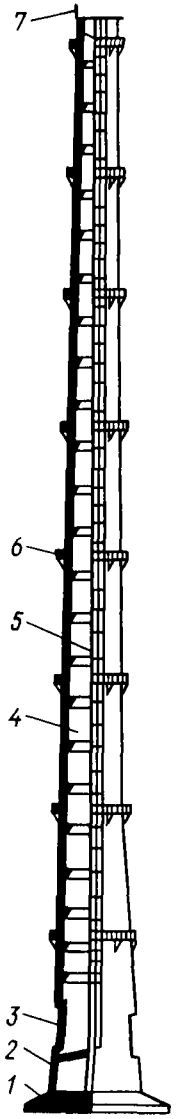


Рис. 80. Дымовая труба: *1* — основание, *2* — стакан, *3* — патрубки, *4* — ствол, *5* — лестница, *6* — площадки, *7* — молниеотвод

внутренних стен трубы в ее верхних участках предусмотрены специальной формы выступы — слезники. Для обслуживания дымовых труб предусматривают специальные площадки *6* и лестницы *5*. В целях безопасности на трубах устанавливают световые указатели и молниеотводы *7*.

Трубы большой высоты изготавливают железобетонными одноствольными или многоствольными — с общим наружным несущим стволом, в котором размещают индивидуальные трубы (стальные или железобетонные) отдельных котлов.

Глава девятая

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

§ 36. ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ПРИРОДООХРАННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Защите окружающей среды уделяется в настоящее время исключительно большое внимание как у нас в стране, так и во всем мире. Важное значение в природоохранной политике играет принятый в 1980 г. «Закон об охране атмосферного воздуха», ограничивающий абсолютные суммарные выбросы загрязнений в воздушный бассейн.

При сжигании на электростанциях органических топлив (угля, мазута, газа) в атмосферу выбрасываются продукты сгорания: зола, оксиды серы, азота и углерода, углекислый газ, которые, накапливаясь в атмосфере в больших количествах, приводят к нарушениям экологического равновесия и вызывают серьезные последствия. Для наблюдения и контроля за загрязнением атмосферы создана соответствующая общегосударственная служба при ГК СССР по метеорологии и контролю окружающей среды. На электростанциях и промышленных предприятиях должны быть созданы службы или лаборатории для постоянного контроля за выбросами вредных веществ в атмосферу и систематизации результатов.

Для тепловых электростанций и котельных вредными выбросами считаются: твердые частицы (зола, канцерогены, сажа), бенз(а)пирены, оксиды серы, азота, углерода, ванадия, углекислый газ, сероводород и др. Оценивается их концентрация в приземном слое, которая не должна превышать предельно допустимых значений концентрации (ПДК), приведенных в табл. 10.

Для каждого промышленного предприятия в населенном пункте устанавливаются с учетом обеспечения ПДК вредных веществ нормативные значения предельно допустимых выбро-

Таблица 10. **Концентрация вредных веществ**

Вредное вещество	ПДК, мг/м³	
	максимально разовая	среднесуточная
Пыль (зола)	0,5	0,15
Сернистый ангидрид SO_2	0,5	0,05
Диоксид азота NO_2	0,085	0,085
Оксид углерода CO	3	1
Бенз(а)пирен	—	0,000001
Сажа	0,15	0,05
Сероводород H_2S	0,008	0,008

сов (ПДВ), входящие в техническую документацию электростанции, где наряду с ограничениями излагаются мероприятия по достижению ПДВ. Эта документация утверждается Минэнерго СССР и согласовывается местными органами Госкомгидромета, местными Советами депутатов трудящихся, санитарными органами и инспекцией по охране атмосферного воздуха.

Защита водных бассейнов от недопустимых сбросов загрязняющих веществ и необходимость их очистки перед сбросами в водоемы регламентированы: основами водного законодательства Союза ССР и союзных республик, правилами охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами.

Разрабатываются и постоянно уточняются нормативы предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ с учетом обеспечения их ПДК в водных объектах, вплоть до полного прекращения.

В настоящее время электростанции сбрасывают в водоемы без достаточной очистки стоки с золоотвалов, из систем промливневой канализации, куда обычно также заводятся дождевые и талые воды, вода с крыш зданий и территорий, продувочные воды с градирен, переливы баков, дренажи и т. д. Объем этих стоков достаточно велик, а периодичность и неравномерность появления дождевых стоков, резкое изменение расхода и количества загрязняющих веществ в этих стоках затрудняют их очистку и повторное использование.

Уменьшение загрязнения водного бассейна достигается созданием замкнутых (бесточных) систем технического водоснабжения, которое позволит сократить внешнее потребление воды. Возможны различные пути создания таких систем. Для золоудаления возможно использование поверхностных стоков и стоков промливневой канализации, собранных в специальных прудах-отстойниках и прошедших последующее осветление. В свою очередь вода с золоотвалов после обработки может использоваться для орошения систем золоулавливания и для транспортировки золы. В таких водооборотных системах высокоминерализованные, загрязненные, замасленные и зама-

зученные стоки должны тщательно очищаться от загрязнений. Разработкам схем оборотного водоснабжения в настоящее время уделяется очень серьезное внимание.

§ 37. ЗОЛОУЛАВЛИВАНИЕ И ЗОЛОШЛАКОУДАЛЕНИЕ

Сжигание в паровых котлах топлив ухудшенного качества с большим содержанием золы обострило проблему очистки от нее продуктов сгорания. В соответствии с нормами технологического проектирования для мощных КЭС и ТЭЦ степень улавливания золы должна быть не менее 98—99,5%, возрастая с увеличением мощности станций. Для обеспечения таких высоких требований необходим тщательный выбор типа золоулавливающих устройств.

Качественное улавливание золы обеспечивает надежную работу дымососов.

В настоящее время на электростанциях наибольшее распространение получили электрофильтры, мокрые золоуловители с трубами Вентури или без последних, а также батарейные циклоны. Последние рассматриваются наряду с единичными циклонами и жалюзийными золоуловителями как первая ступень улавливания на крупных котельных установках, а также применяются в мелких котельных.

Электрофильтры (рис. 81) работают на принципе улавливания заряженных золовых частиц. В металлическом корпусе *8* на определенном расстоянии (100—150 мм) расположены коронирующие *3* и осадительные *2* электроды, собранные в секции. К коронирующим электродам, выполненным в виде прутков или узких полос с иглами (рис. 81, *б*), изолированным от корпуса и земли, подведен отрицательный заряд источника питания *6* высокого напряжения (20—90 кВ). У поверхности этих электродов при подаче напряжения возникает ограниченный на некоторую глубину коронный разряд, ионизирующий находящиеся поблизости газ и золовые частицы. Заряженные золовые частицы перемещаются в сторону заземленных осадительных электродов и частично к коронирующим, осаждаясь на них.

Осадительные электроды (рис. 81, *б*) выполнены из тонколистовых широкополосных элементов с развитой поверхностью. Лучшей осадительной способностью обладает мелкая зола, имеющая большую поверхность. Периодически электроды встряхивают с помощью специальных устройств *5* и *7*, и зола осаждается в бункера *1*. В момент встряхивания часть золы, отрываясь от электродов, уносится потоком газов, снижая степень очистки. На входе и выходе электрофильтра располагают направляющие лопатки и решетки *4*, обеспечивающие равномерное распределение газов и золы по отдельным секциям, что способствует повышению степени улавлива-

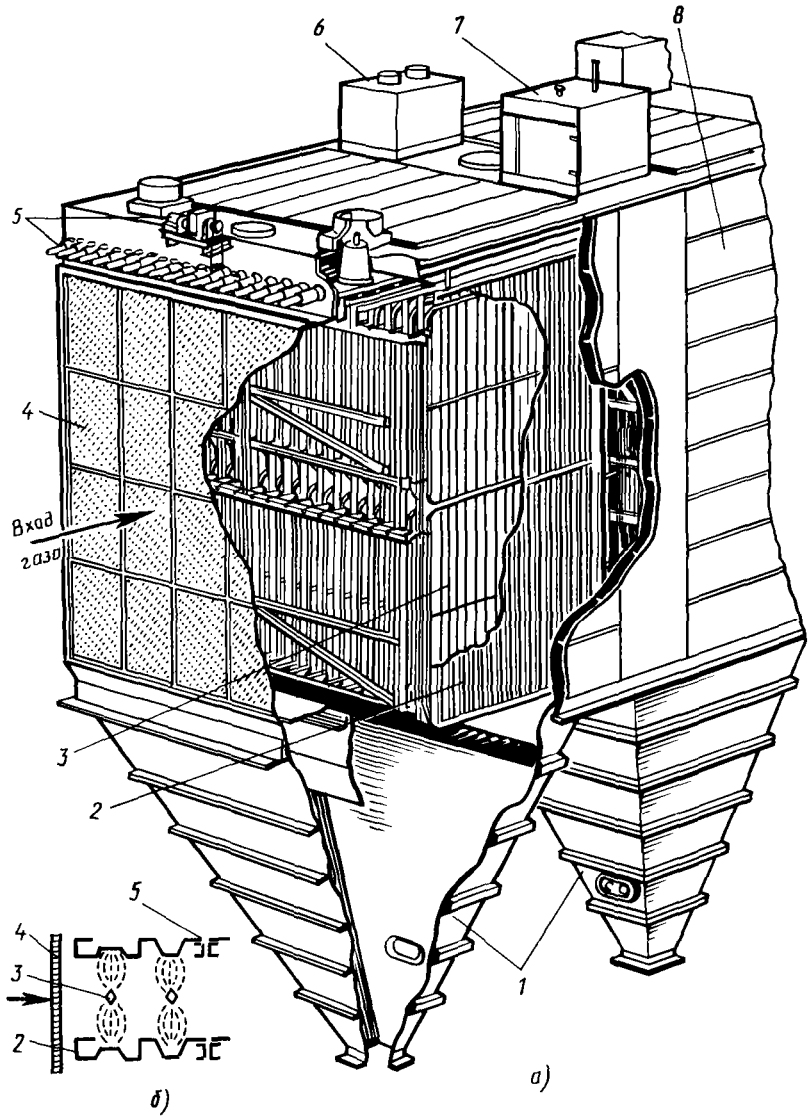


Рис. 81. Электрофильтр типа УГ:
а — общий вид, *б* — схема расположения электродов; *1* — бункер золы, *2, 3* — осадительные и коронирующие электроды, *4* — решетка, *5, 7* — встряхнвающнй механизм, *6* — токоподводящее устройство, *8* — корпус

ния η, %, золы, характеризуемой как процентное отношение массы уловленной золы $G_{ул}$ к общей массе $G_{вх}$ золы, поступающей в электрофильтр:

$$\eta = \frac{G_{ул}}{G_{вх}} 100.$$

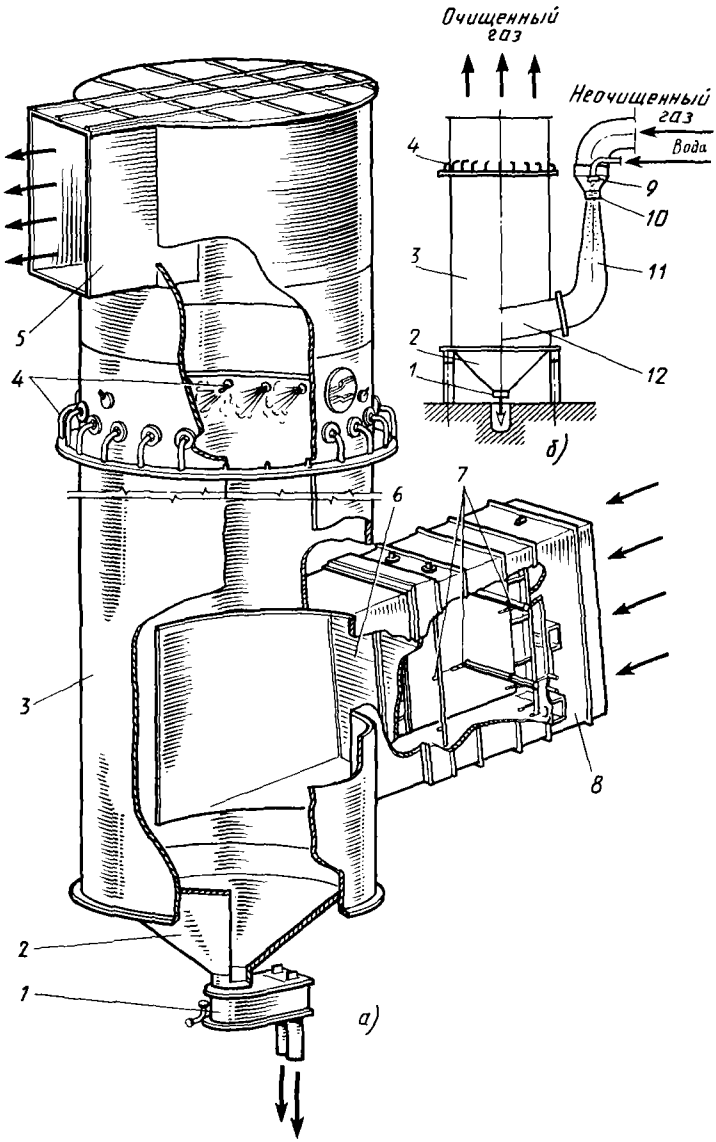


Рис. 82. Мокрые золоуловители:
а — пруткового типа, *б* — типа МВ с трубами Вентури; *1* — смывное устройство, *2* — коническая часть, *3* — корпус, *4* — смывные сопла, *5* — выходной патрубок, *6* — прутковая решетка, *7*, *9* — орошающие сопла, *8* — входной патрубок, *10* — труба Вентури, *11* — диффузор, *12* — каплеуловитель

Являясь универсальным и наиболее эффективным ($\eta = 99{,}5 \div 99{,}9\%$) золоуловителем, допускающим работу в условиях высоких температур (до 400—450° С) и агрессивной среды, электрофильтры в то же время имеют высокую стоимость и металлоемкость, чувствительны к отклонениям от оптимальных режимов, требуют квалифицированного обслуживания и тщательного монтажа и ремонта.

Мокрые золоуловители (скрубберы) выполняются в двух модификациях: с прутковыми решетками (рис. 82, *а*) и с трубами Вентури (рис. 82, *б*). В них используют инерционный принцип сепарации предварительно увлажненных золовых частиц.

В корпус *3* золоуловителя (рис. 82, *а*) газовый поток подводится по танценциально расположенному патрубку *8*, в котором размещены смачивающее устройство в виде омываемых водой неподвижных или качающихся прутков *6* и разбрызгивающие воду сопла *7*. Частично зола оседает на прутках или стенках патрубка, откуда она смывается водой в коническую часть *2* корпуса и далее в смывное устройство *1*. Основная же масса золы центробежной силой в корпусе отбрасывается на внутренние стенки, покрытые от износа и коррозии кислотоупорной плиткой, каменным литьем и т. д. Стенки омываются водой, вводимой через систему сопл *4*, и зола смывается вниз, а очищенный газ покидает золоуловитель через верхний патрубок *5*.

В золоуловителях типа МВ предварительное улавливание золы происходит в каплеуловителе *12* и диффузоре *11* трубы Вентури *10*, в которой соплами *9* распыливают воду. В результате разгона потока (до 50—75 м/с) в трубе Вентури происходит мелкое дробление воды до состояния влажного тумана. В диффузоре газовый поток замедляется, а золовые частицы, сохранив по инерции движение, как бы фильтруются через образующийся туман и активно увлажняются. Образовавшаяся пульпа (смесь влаги и золы) в каплеуловителе при изменении направления движения отделяется от газового потока на стенки, с которых она смывается, так же как и со стенок корпуса *3*, в золосмывное устройство *1*.

Входные патрубки, прутковые решетки, каплеуловители при повышенном содержании в золе CaO (более 15%) склонны к зарастанию и забиванию золой. Это ведет к росту сопротивления золоуловителей и снижению степени очистки.

Более распространены золоуловители типа МВ, так как они достаточно просты по конструкции, компактны и применимы для широкой гаммы углей.

В циклонах (рис. 83) осаждение сухой золы происходит вследствие закрутки под действием центробежного эффекта. При вводе через тангенциальный патрубок *1* или закручивающие лопатки *6* частицы отжимаются к внутренней стенке корпуса *3* и, теряя скорость, выпадают в индивидуальные *4*

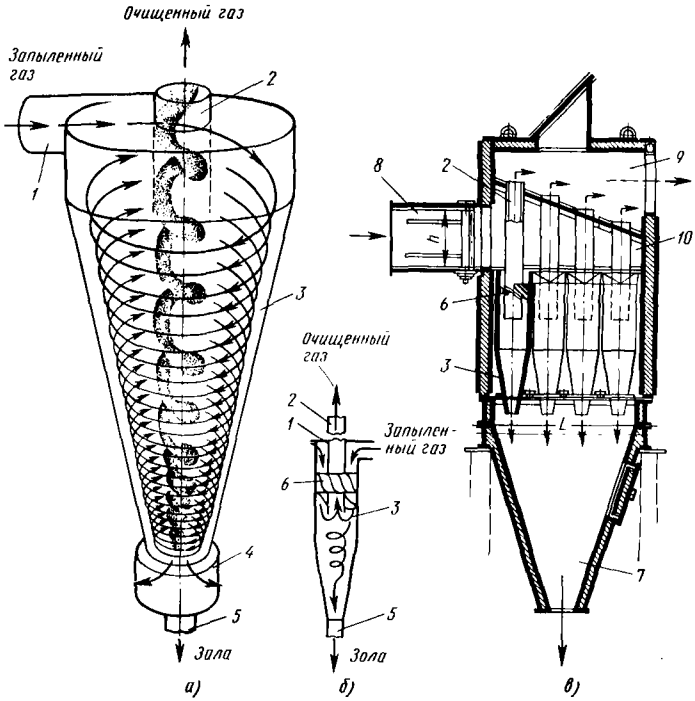


Рис. 83. Циклонные золоуловители:
а — с тангенциальным вводом, *б* — с аксиальными лепестковыми лопатками, *в* — батарейные; *1*, *8*— входной патрубок циклона и батареи, *2*— выходной патрубок циклона, *3*— корпус циклона, *4*, *7*— индивидуальный и общий бункера золы, *5*— золопровод, *6* — закручивающие лопатки, *9*— сборная камера, *10*— газораспределительный короб

или общие *7* бункера-накопители (в батарейных циклонах) и далее по трубопроводам *5* отводятся в системы транспорта золы. Очищенный газ по трубам *2* выводится в газоходы или сборные камеры *9* (рис. 83, *в*). Центробежный эффект сильнее проявляется у крупных частиц. С ростом размера частиц и уменьшением диаметра циклона эффективность очистки возрастает. Для улавливания золы используют обычно значительное количество циклонов небольшого диаметра (0,15—0,25 мм), собираемых в секции — батареи, объединенных подводящими патрубками *8* и сборными камерами *9*.

Батарейные циклоны подвержены сильному золовому износу, особенно их входные патрубки *8* и *1* и расположенные в газораспределительном коробе *10* участки выходных патрубков *2* первых циклонов. По мере износа возрастают присосы, перетечки запыленного газа и снижается эффективность работы циклонов.

Степень очистки газов в батарейных циклонах ниже, чем в электрофильтрах и скрубберах, причем более высокая эффективность достигается в случае более крупных размеров золы. Поэтому батарейные циклоны обычно используются в качестве первой ступени очистки для улавливания наиболее крупной золы.

Уловленная в бункера-накопители зола, так же как и шлак из шлакоудаляющих устройств, направляется в систему золоудаления. В отводящих золу трубопроводах *5* устанавливают клапаны-мигалки, чтобы падающая зола не выносилась обратным потоком воздуха снова в золоуловитель, так как золоуловители находятся под разрежением.

Золу и шлак с электростанций направляют в специальные золоотвалы по системам гидравлического или пневматического удаления. Первые получили более широкое распространение. В них зола и шлак из котлов поступают первоначально в каналы с водяным смывом, а потом транспортируются вместе с водой (пульпа) по трубопроводам.

Транспортировка по трубопроводам пульпы обеспечивается багерными насосами или специальными аппаратами (например, аппаратами Москалькова).

§ 38. ОБРАЗОВАНИЕ, ПОДАВЛЕНИЕ И РАССЕИВАНИЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ

При современном уровне развития промышленности, автомобильной техники значительно возросло фоновое загрязнение атмосферы. В районе крупных электростанций значительны объемы выбрасываемых в атмосферу продуктов сгорания, включающих вредные выбросы. Небольшие котельные, устанавливаемые в зоне жилых помещений и не имеющие высоких дымовых труб, также являются источником повышенных загрязнений в окружающую среду.

Предельно допустимые значения концентрации (ПДК) вредных выбросов нормируются в приземном слое населенных районов. Можно указать следующие пути снижения концентраций этих веществ в защитной зоне: удаление из исходного топлива компонентов, вызывающих появление вредных веществ, воздействие на механизм их образования, очистка продуктов сгорания, рассеивание образующихся продуктов на значительных территориях с помощью высотных дымовых труб.

Помимо золы, как указывалось, в атмосферу выбрасываются оксиды серы, углерода, азота, бенз(а)пирен, сероводород и другие токсичные вещества.

Образование оксидов SO_2 и SO_3 обусловлено содержанием в топливе серы и не связано с конструкцией котла, горелок, слабо зависит от топочных режимов. Радикальными способами уменьшения их количества являются предварительная

очистка топлива, что очень сложно, или последующие связывание и улавливание оксидов серы в десульфуризационных установках.

Оксиды азота NO_x появляются в процессе горения двумя путями: при окислении азота воздуха в условиях высоких температур (более 1800 К) — «термические» или из азотистых соединений топлива — «топливные» NO_x.

В области высоких температур при ускорении отдельных молекул (активные молекулы М) может происходить диссоциация кислорода и азота воздуха с образованием атомарных «О» и «N»:

$$O_2 + M \rightleftarrows «O» + «O»,$$
$$O + N_2 \rightleftarrows NO + «N»,$$
$$N + O_2 \rightleftarrows NO + «O»$$

Возможно образование NO и через гидроксильные радикалы:

$$N_2 + OH \rightleftarrows NO + NH,$$
$$NH + O_2 \rightleftarrows NO + OH$$

Образование таких «термических» или «быстрых» оксидов азота тем интенсивнее, чем выше температура и содержание кислорода. В дальнейшем оксид NO доокисляется до NO_2, N_2O_3 и т. д. Поэтому обычно говорят об оксидах NO_x.

«Топливные» оксиды NO_x образуются из азотистых соединений топлива в процессе выхода и горения летучих, а затем и коксового остатка при значительно более низких температурах (более 900 К), чем «термические». На их выход температура оказывает меньше влияния, а более существенно сказывается концентрация кислорода.

Поэтому количество «термических» оксидов NO_x (например, при сжигании газа, мазута с малым N^r) можно существенно уменьшить в продуктах сгорания, организовав низкотемпературное ($\vartheta_г < 1600 \div 1700$ К) сжигание или сжигание с малыми избытками воздуха. Низкотемпературное сжигание обеспечивается: рециркуляцией в зону горения охлажденных продуктов из газоходов котла; добавкой в топку воды и водяного пара; сжиганием топлива в специальных топках, например в низкотемпературном «кипящем слое»; затягиванием процесса горения.

Рециркуляция дымовых газов наряду со снижением температурного уровня горения ведет к уменьшению концентрации окислителя (O_2) в зоне реакций. Наиболее эффективная подача рециркулирующих газов — в горелки.

Малые избытки воздуха в основной зоне горения обеспечиваются при общем снижении их в топке или при использовании двухступенчатого сжигания.

При снижении избытков воздуха (α) с 1,1 до 1,01—1,03 количество NO_x уменьшалось на 30—40%. При двухступенча-

том сжигании в зоне горения основная масса топлива горит с недостатком кислорода, а ввод недостающего для полного сгорания количества воздуха осуществляют в верхнюю часть топки в область пониженных температур. Такое сжигание осуществимо в специальных горелках или при многоярусной компоновке горелок путем большей подачи топлива с недостатком O_2 в нижних горелках. Этот метод позволяет снижать NO_x на 40—50% и более. Следует, однако, иметь в виду, что на сернистых топливах значительный недостаток воздуха в первой ступени сжигания может привести к росту выхода сероводорода H_2S и к высокотемпературной коррозии.

Для связывания части оксидов серы и NO_x используют также специальные присадки, которые вводят в виде дробленого материала (например, доломит, $CaCO_3$ и др.) в зону горения — в «кипящий слой» или в мелкодиспергированном распыленном виде — в продукты сгорания.

Для уменьшения выхода «топливных» NO_x наиболее широко используют сжигание двухступенчатое или с малыми общими избытками воздуха, а также рециркуляцию газов в горелки.

При горении с недостатком окислителя возможно образование оксидов углерода CO (также токсичный газ) и бенз(а)пирена. Снижение α (в зоне горения или общего) следует вести до значений, исключающих их появление.

Предварительная очистка топлива от серы и особенно азота чрезвычайно сложна и трудноосуществима. Методы последующей очистки продуктов сгорания дороги и недостаточно освоены, хотя в последнее время им уделяется повышенное внимание. Наиболее применимыми на данный момент остаются методы воздействия на образование вредных выбросов в процессе горения и их рассеивания с помощью высотных дымовых труб.

Глава десятая

ИЗМЕРЕНИЯ И КОНТРОЛЬ В КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ

§ 39. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ ОБ ИЗМЕРЕНИЯХ

Современное оборудование и протекающие технологические процессы требуют постоянного контроля, значительного количества разнообразных средств измерений, все более широкого привлечения средств автоматизированного управления процессами на базе непрерывного получения информации о ходе протекающих процессов путем выполнения соответствующих измерений.

Измерением называют совокупность действий, выполняемых с помощью средств измерений — измерительных приборов для нахождения числового значения измеряемой величины в принятых единицах измерения.

Измерения бывают прямыми и косвенными. В качестве *прямых измерений* можно назвать измерение длины предмета с помощью проградуированной линейки. *Косвенные измерения* основаны на известных зависимостях между искомой величиной и непосредственно измеряемыми величинами (например, температуру среды с помощью жидкостного термометра определяют по высоте столба расширяющейся жидкости; расход жидкости — по перепаду давлений на диафрагмах или соплах).

Технические средства измерения, обеспечивающие выработку сигнала измерительной информации в удобной для наблюдателя форме, называют измерительным прибором. Различают показывающие и самопишущие (регистрирующие диаграммные или печатающие) индикаторные приборы. Для характеристики приборов используют показатели: диапазон, чувствительность, погрешность измерения (показаний).

Диапазон показаний характеризует область значений шкалы прибора, заключенную между конечным и начальным ее значениями. Диапазоном измерений считается область значений параметра, для которых выдерживается нормированная точность прибора.

Под чувствительностью прибора подразумевается отношение изменения показания прибора Δl к вызывающему его изменению измеряемого параметра ΔP:

$$S = \frac{\Delta l}{\Delta P}.$$

Близость результатов измерения к истинному значению измеряемой величины характеризуется точностью измерения. Наиболее распространенным выражением точности является погрешность измерения. Погрешностью прибора считают разность между его показанием ($p_п$) и истинным значением ($p_и$) измеряемого параметра. Кроме абсолютной погрешности прибора ($p_п - p_и$) используют понятия относительной и приведенной погрешностей, выражаемых в процентах от измеряемой или нормирующей величины параметра ($p_н$):

$$\bar{\Delta} p = \frac{p_п - p_и}{p_и} \cdot 100$$

$$\bar{\Delta} p_н = \frac{p_п - p_и}{p_н} \cdot 100.$$

Под нормирующим значением параметра обычно принимают максимальное (конечное) значение на шкале прибора.

Правильный выбор прибора по его характеристикам позволяет получать надежную и исчерпывающую информацию. Используя показания приборов, машинист своевременно при-

водит в соответствие с нормативными характеристиками режим работы котельной установки. В то же время показания приборов сигнализируют об отклонениях, возникающих неисправностях и аварийных ситуациях, что позволяет своевременно предотвратить их. Измерительные приборы соединены также со средствами сигнализации, защиты и автоматического управления котельной установки, обеспечивая безопасную и экономичную ее работу.

§ 40. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

В процессе эксплуатации котельной установки приходится измерять давление, температуру, расходы различных сред, уровни жидкостей, составы газов, мощность, напряжение и силу электрического тока; частоту вращения движущихся механизмов и другие показатели. Для измерения этих показателей используют приборы различного принципа действия, различные методы измерений.

Приборы для измерения давления и расхода среды. Измерение давления производят с использованием манометров, тягонапоромеров (для малых давлений и разрежений), барометров и анероидов (для атмосферного давления). Измерения производятся с использованием явления деформации упругих элементов, изменения уровней жидкости, на которую воздействует давление, и др.

Манометры и тягонапоромеры (рис. 84) деформационного типа содержат упругий элемент *1* (гнутые полые пружины, плоские мембраны и мембранные коробки), перемещающийся под действием давления среды, передающегося от измерительного зонда во внутреннюю полость элемента через штуцер *7*. Перемещение упругого элемента передается через систему тяг *5*, рычагов *6* и зубчатых зацеплений *4* стрелке *2*, фиксирующей на шкале *3* измеряемую величину. Корректировку нулевой установки прибора производят с помощью регулятора (например, винта *8* и рычага *9* — рис. 84, *б*).

Жидкостные манометры (тягонапоромеры) изготавливают в виде прозрачных (стеклянных) трубок, частично заполняемых жидкостью и соединенных с источниками давлений. Трубки могут устанавливаться вертикально (U-образный манометр) или наклонно (микроманометры). О величине измеряемого давления судят по перемещению уровней жидкости в трубках.

Манометры и тягонапоромеры могут быть использованы также для измерения перепадов давлений. Для этого предусматривают двухполостные мембранные коробки, одну полость которой соединяют с одним, а вторую — с другим источником давления. В качестве одной из полостей используют корпус герметичного исполнения. В жидкостных приборах разные

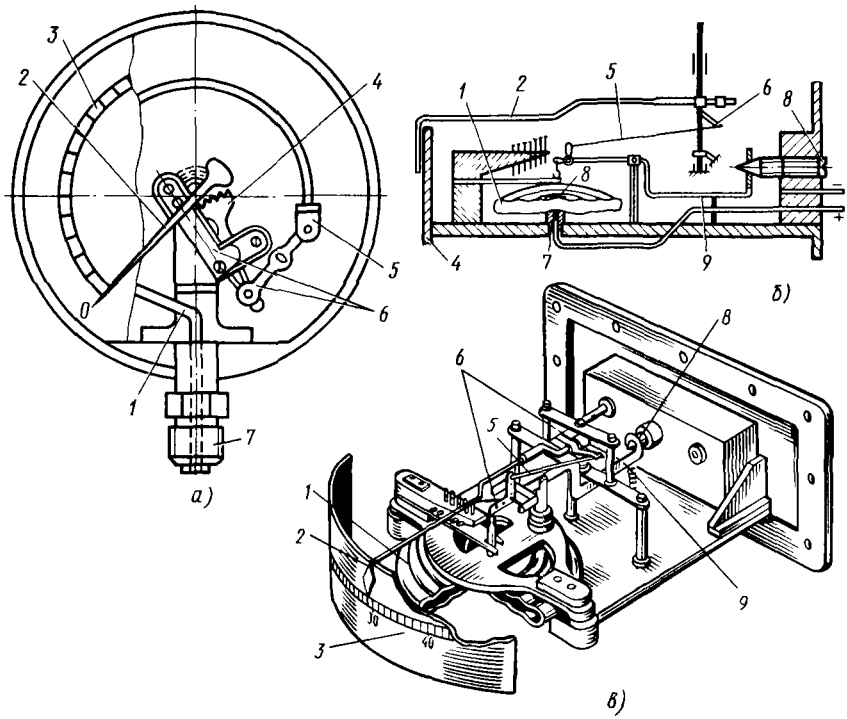


Рис. 84. Манометры, тягонапоромеры деформационного типа:
а — с полной гнутой пружиной, *б, в* — с мембранной коробкой (схема и общий вид); *1*— упругий элемент, *2*— стрелка, *3*— шкала, *4*— сектор зубчатого зацепления, *5*— тяга, *6, 9*— рычаги, *7*— штуцер, *8*— регулировочный винт

источники давления соединяют с концами сообщающихся между собой трубок.

Мембранный элемент может соединяться с преобразователями его линейного перемещения в электрический импульс, который подают на вход вторичного прибора, фиксирующего величину этого импульса.

Для измерения расхода жидкости или газа в трубопроводах *1* (рис. 85) часто используют описанные выше приборы, измеряющие перепад давлений на специальном сужающемся устройстве *3*, выполненном в виде диафрагмы (рис. 85, *а*) или сопла (рис. 85, б). Разность давлений в штуцере *2* перед суживающимся устройством и в штуцере *4* — за диафрагмой или в узком сечении сопла — зависит от расхода среды, по которому градуируется шкала измерительного прибора при определенных условиях (температуре, давлении и плотности среды), принятых за нормируемые. При отклонении параметров среды от нормируемых значений вводится поправка на показания прибора.

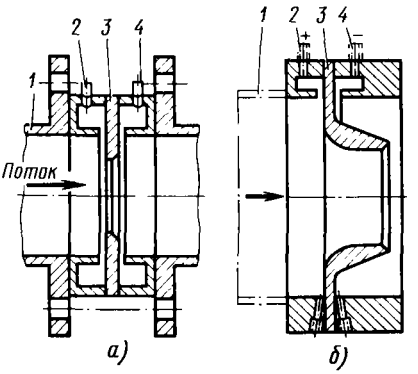


Рис. 85. Сужающиеся устройства для измерения расхода среды в трубопроводах:
а — диафрагма, *б* — сопло; *1* — трубопровод, *2*, *4* — штуцера давления, *3* — сужающиеся устройства

Кроме того, для измерения расхода жидких и газовых сред используют суммирующие приборы, определяющие расход среды по частоте вращения установленного в корпусе рабочего колеса.

Измерение температуры осуществляют с помощью жидкостных, термоэлектрических термометров, оптических пирометров, термометров сопротивления и других приборов.

В жидкостных термометрах (градусниках) под действием температуры происходит расширение нагреваемой жидкости внутри запаянной стеклянной трубки. В качестве заполняющей жидкости используют: ртуть (от −35 до +600° С), спирт (от −60 до +80° С), керосин (0—30° С) и др.

Термоэлектрические термометры (термопары) выполняют в виде сваренных между собой с одного конца электродов *1* и *3* из разнородных материалов (рис. 86), помещаемых в металлический корпус, от которого электроды изолируют с помощью керамических бус *2*. При нагреве на стыке термоэлектродов (в спае *4*) возникает электродвижущаяся сила (эдс) и на свободных концах появляется разность потенциалов — напряжение, которое измеряют с помощью вторичного прибора (не показан).

В зависимости от уровня измеряемых температур применяют термопары: платинородий-платиновые (ПП) — от −20 до +1300° С (1600° С — кратковременно допускаемая температура), хромель-алюмелевые (ХА) — от −50 до +1000 (1300)° С, хромель-копелевые (ХК) — от −50 до 600 (800)° С, медь-константановые (МК) — от −200 до +200 (500)° С.

Термометр сопротивления (рис. 87) работает на принципе изменения электрического сопротивления чувствительного элемента *3* под действием температуры. Чувствительным элементом являются тонкая проволока, наматываемая на каркас *4* и покрытая изоляцией *5* (рис. 87, *а*), или полупроводниковый стержень (рис. 87, *б*), изолированный с одного конца от корпуса *6*.

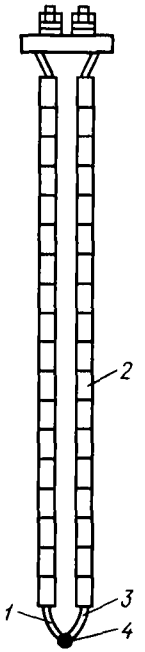


Рис. 86. Термоэлектрический термометр:
1, *3*— термоэлектроды, 2— керамические бусы, *4*— спай

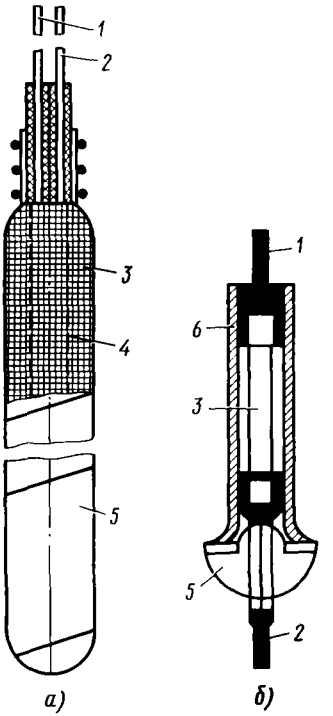


Рис. 87. Термометры сопротивления:
а — проволочный, *б* — полупроводниковый; *1*, *2*— выводы, *3*— чувствительный элемент, *4*— каркас, *5*— изоляция, *6*— корпус

Выводы *1* и *2* чувствительного элемента соединяют с вторичным прибором, фиксирующим изменение сопротивления термометра.

В качестве проволочных термометров сопротивлений широко применяют платиновые (от -200 до $+75°$ С) и медные (от -50 до $+180°$ С); в полупроводниковых термометрах (терморезисторах) используют медно-марганцевые (от -70 до $+120°$ С) и кобальт-марганцевые (от -70 до $+180°$ С) чувствительные элементы.

Термометры сопротивления и термоэлектрические термометры комплектуются как с показывающими, так и с регистрирующими вторичными приборами с возможностью записи на одну диаграмму нескольких измерений температур. В качестве вторичных приборов применяются уравновешенные мосты и, кроме того, дополнительно логометры для термометров сопротивлений и милливольтметры для термопар.

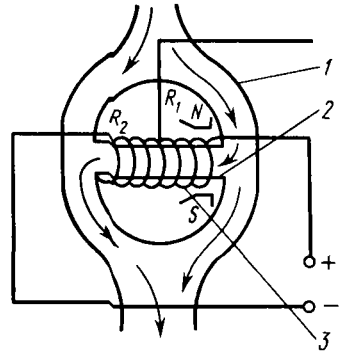


Рис. 88. Магнитный кислородомер:
1— рабочая камера, *2*— трубка соединительного канала, *3*— проволока

Оптические пирометры основаны на сопоставлении светимости измеряемого объекта (например, факела) со светимостью нити, нагреваемой от источника тока. Они применяются большей частью для измерения высоких температур (до 2000° С).

Газоанализаторы, используемые для определения количественного состава газового топлива и продуктов сгорания, делят *по принципу действия на химические, тепловые, магнитные* и т. д.

В химических газоанализаторах путем последовательного поглощения отдельных компонентов при обработке разными реактивами определяют процентный объемный состав исходной смеси (по убыли объема). Эти приборы широко используют при проведении анализов в лабораториях или при проведении на котельной установке наладочных работ и испытаний.

Для автоматизированного контроля состава продуктов сгорания и в приборах на щитах управления широко используют магнитные кислородомеры и тепловые газоанализаторы (например, для определения CO_2).

Магнитный газоанализатор — кислородомер (рис. 88) содержит кольцевую камеру *1*, изготовленную из немагнитного материала. На трубке *2*, соединяющей каналы кольцевой камеры, намотана платиновая проволока *3*, нагреваемая от источника постоянного тока (до 100—250° С). У одного из концов трубки *2* расположены полюсы магнита $N-S$, создающие неравномерное по длине магнитное поле. При поступлении в рабочую камеру *1* измеряемой пробы газа имеющийся в ней кислород втягивается под действием магнитного поля в трубку *2*, выталкивая из нее нагретые газы и одновременно охлаждая проволоку *3*. Чем больше содержание O_2 в пробе, тем выше степень охлаждения проволоки и больше разность сопротивлений R_1 и R_2 начальной и конечной частей проволоки, включенных в разные плечи измерительного моста. По разности измеряемых сопротивлений определяют содержание кислорода в измеряемой пробе. Для нормальной

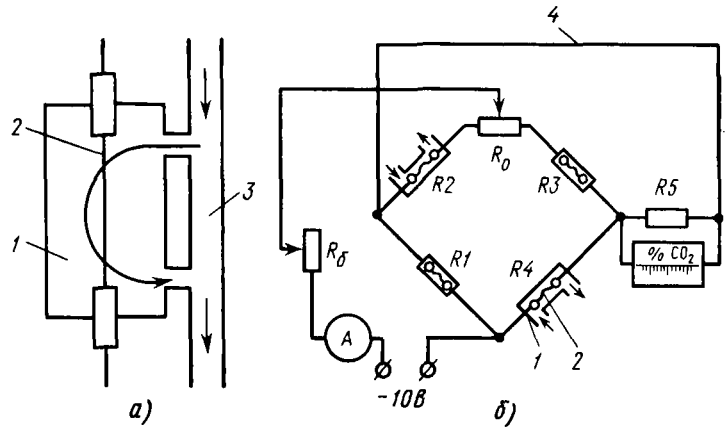


Рис. 89. Термокондуктометрический газоанализатор:
а — схема прибора, *б* — схема измерения; *1* — рабочая камера, *2*— чувствительный элемент, *3*— основная камера, *4* — проводник диагонали моста

работы прибора необходимо поддерживать неизменную силу тока, расход, давление и температуру измеряемой газовой смеси, а также устанавливать приборы в зонах с отсутствием магнитных полей.

Тепловые газоанализаторы бывают термокондуктометрического и термохимического принципа действия. Последние используют редко.

Термокондуктометрические газоанализаторы (рис. 89) работают на сравнении теплопроводности анализируемой пробы, подаваемой в рабочую камеру *1*, и сравнительной смеси (воздуха), находящейся в другой камере. В камерах размещены чувствительные элементы (проволочные нагреватели) *2* (R_2 и R_4), включенные в плечи измерительного моста (рис. 89, *б*) регистрирующего прибора. При подаче в основную камеру *3* исследуемой пробы, содержащей CO_2, вследствие изменения теплопроводности среды, омывающей нагреватель *2* рабочей камеры *1*, меняется температура и сопротивление. Это вызывает нарушение равновесия моста и появление в проводнике *4* диагонали моста электрического тока. По падению напряжения, фиксируемому милливольтметром (*mV*), определяют процентное содержание CO_2.

В последнее время для определения газового состава применяют *хроматографические газоанализаторы*, построенные на принципе разделения (по времени прохождения через детектор-измеритель) отдельных компонентов газа. Разделение происходит в колонках, заполненных сорбционными смесями. Количество отдельных компонентов определяют в специальных детекторах по величине импульса (отклонение стрелки). Детектор по отдельным компонентам предварительно тарируют.

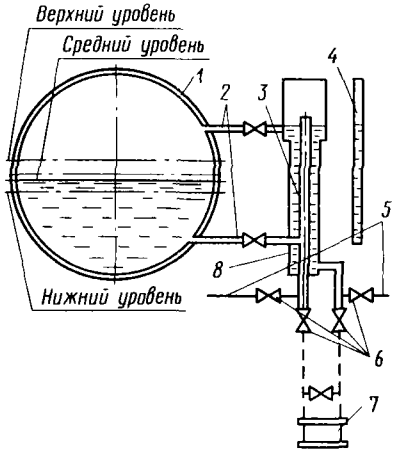


Рис. 90. Уровнемер барабана котла: *1*— барабан, *2*— соединительные трубки, *3*— водомерное стекло, *4*— шкала, *5* — продувочная линия прибора, *6*— краны, *7*— дифманометр, *8*— уравнительный сосуд

Измерение уровня жидкости производят с использованием простейших уровнемеров — водомерных стекол (рис. 90), работающих на принципе сообщающихся сосудов. Водомерные стекла *3* соединяют с помощью соединительных трубок *2* с нижней и верхней частями барабана *1*. По шкале прибора *4* отмечают уровень жидкости, наполняющей резервуар. Для возможности отключения уровнемера и его продувки на соединительных трубках предусматриваются краны *6* и продувочные линии *5*. Разность давлений в трубке *3* и в уравнительном сосуде *8* может быть использована в качестве импульса для дифманометра *7*, преобразующего ее в электрический сигнал, используемый во вторичном приборе (показывающем, регистрирующем и др.) и в системе защит.

Измерение уровня необходимо для оценки запаса жидкости в резервуаре, для определения соотношения между поступлением и расходованием среды (например, в барабане котла, деаэраторах, сепараторах и т. д.).

Для измерения уровня твердых тел (уголь, угольная пыль, твердые реактивы и др.) обычно используются различные щупы, мерные линейки и др. Однако эти измерения неточны и носят качественный, приблизительный характер.

Солесодержание среды необходимо определять для обеспечения надежной работы испарительных поверхностей — топочных экранов, пароперегревателей, для организации продувки котла и работы ступенчатого испарения. Ее определяют методом химического анализа — в лабораториях или оперативно по щитовым приборам, использующим для оценки солесодержания электропроводность среды в присутствии солей. При помещении в среду электродов, соединенных с источником тока, в зависимости от ее электропроводности возникает ток, сила которого фиксируется соединенным с электродами амперметром. Приборы предварительно тарируются с использованием в качестве среды растворов солей (например, NaCl).

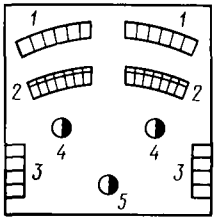


Рис. 91. Объединенный тепловой щит:
1— оперативные панели, *2*— пульт управления, *3*— неоперативные панели, *4*— места операторов, *5*— место начальника смены

В современных котельных установках управление процессами механизировано и автоматизировано. Органы управления, приборы технологического контроля и средства автоматики расположены на панелях щитов управлений. Щиты управления располагаются в отдельных помещениях с комфортными условиями. Рабочее место машиниста котла находится в помещении теплового щита и основные операции регулирования процессов в котле машинист производит воздействием на дистанционные органы управления.

Панели теплового щита, на которых расположены только приборы для контроля ведения режима и обеспечения безаварийной работы котла, называются панелями оперативного контура *1* (рис. 91). Остальные приборы, которые используются для анализа работы, регистрации показаний и которые не должны быть постоянно в поле зрения машиниста, располагаются на панелях неоперативного контура *3*. Приборы, которыми пользуются для контроля работы вспомогательных механизмов и процессов (например, приборы контроля работы золоулавливающих установок), могут устанавливаться на местных щитах в непосредственной близости от этих установок.

Ключи управления включением и отключением двигателей, ключи дистанционного управления задвижками и вентилями, направляющими аппаратами дымососов, вентиляторов и других регулирующих органов, ключи управления средствами защиты, автоматики и блокировок находятся на пульте *2* управления, который располагается перед панелями оперативного контура. Такое рациональное расположение средств контроля и управления позволяет машинисту не отвлекаться и сосредоточить внимание на главном.

На панели оперативного контура или пульта управления выведена также технологическая сигнализация при отклонениях от нормального режима. Технологическая сигнализация является первой ступенью информации машиниста котлов об отклонениях параметров от нормы путем подачи звукового сигнала и загорания светового табло со словами, например, «Уровень в барабане низок». Технологическая сигнализация называется также предупредительной.

Автоматические защиты служат для предотвращения аварии на оборудовании в случае отклонения параметров за до-

пустимые пределы. Действие защит связано с открытием или закрытием запорных органов и остановом основного и вспомогательного оборудования. Защиты обычно устанавливаются для контроля наиболее ответственных параметров, чрезмерное отклонение которых от нормы ведет к нарушению технологического процесса и повреждению оборудования. Защита вступает в действие в том случае, когда возможности автоматического или дистанционного управления исчерпаны.

Тепловые защиты включают связанные между собой элементы: первичные устройства — датчики, снабженные электрическими контактами, усилительные устройства, указательные и промежуточные реле, накладки, переключатели защиты, ключи аварийного отключения, устройства пуска и останова исполнительных механизмов.

На котлах обычно имеются различные виды защит и технологической (предупредительной) сигнализации.

Защиты, производящие локальные операции: включение импульсно-предохранительных клапанов при повышении давления пара; включение мазутных форсунок при потускнении факела в топке, открытие задвижки на линии сброса воды из барабана котла при повышении уровня до определенной величины и т. д.

Защиты, действующие на снижение нагрузки котла: отключение панели топлива и мельниц, при повышении давления за котлом, при останове одного вентилятора и дымососа и т. д.

Защиты, действующие на останов котла: при недопустимом повышении уровня в барабане, при спуске воды из барабана, при отключении всех дымососов или вентиляторов, при погасании факела в топке, при повышении или понижении температуры перегрева пара до опасных значений и т. д.

Опасные значения отклонения отдельных параметров устанавливаются заводами — изготовителями котлов или определяются при проведении испытаний оборудования.

Принцип работы защит и технологической сигнализации можно рассмотреть на примере недопустимого повышения уровня в барабане котла, т. е. при перепитке (отказ автомата или ошибочные действия персонала).

Электрическая схема защиты по повышению уровня выполняется двухступенчатой: повышение уровня должны подтвердить два датчика двух независимых приборов контроля уровня. Устанавливаются два предела повышения уровня — первый и второй. При повышении уровня в барабане до первого предела появляется светозвуковой сигнал «Повышение уровня до первого предела» и собирается цепочка на открытие задвижек на линии аварийного слива воды из барабана. При снижении уровня в барабане до допустимого значения они снова закрываются.

Если по каким-то причинам уровень в барабане продолжает повышаться до второго предела, дается светозвуковой сигнал

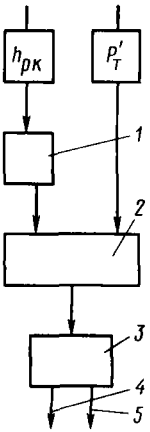


Рис. 92. Структурная схема регулятора:
1— дифференциатор, *2*— главный регулятор, *3*— размножитель сигналов, *4*, *5*— линии к задатчикам регулятора питания и нагрузки питательных насосов

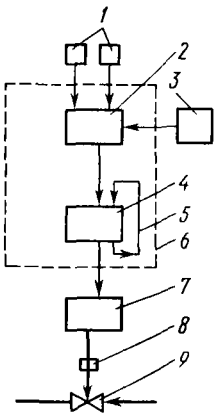


Рис. 93. Структурная схема электронного регулятора:
1— датчики, *2*, *4*— измерительный и электронный блоки, *3*— блок задания, *5*— линия обратной связи, *6*— корпус блоков регулятора, *7*— блок управления, *8*— исполнительный механизм, *9*— регулирующий орган

«Перепитка» и собирается цепочка на отключение котла в такой последовательности: отключаются дутьевые вентиляторы и далее по блокировке отключаются все работающие питатели топлива и мельницы; закрываются главная паровая задвижка на паропроводе и задвижка на питательной линии перед водяным экономайзером; открываются вентили на продувку пароперегревателя; проходит запрет на включение подачи мазута для подсветки.

Аналогичным образом работают и другие защиты котла.

С помощью ключей управления, расположенных на пульте, осуществляется централизованное управление работой котельной установки.

С местных щитов управления обычно включаются багерные насосы, шнеки, дренажные и другие насосы. Управление этим оборудованием осуществляет персонал, обслуживающий эти установки, например мотористы багерных насосных, машинисты-обходчики по золоудалению, машинисты-обходчики по котельному оборудованию.

Все средства управления котельным агрегатом, кроме дистанционного (автоматического) управления, должны иметь

ручное (местное) управление на случай потери напряжения и отказов дистанционного управления.

Автоматическое регулирование работы тепломеханического оборудования котельной установки возлагается на локальные регуляторы или группы регуляторов технологических процессов и параметров.

Регулирование нагрузки парового котла определяется диспетчерской загрузкой турбины или отбором пара потребителем в соответствии с заданием. Главный регулятор *2* (рис. 92) получает сигнал по давлению свежего пара за котлом $P_т$ и опережающий сигнал по положению регулирующих органов (клапанов) $n_{рк}$, преобразуемый в дифференциаторе *1*. Сформированный в регуляторе управляющий сигнал через размножитель *3* поступает в качестве сигнала задания в линии *4* и *5* соответственно для регулятора питания котла и к регуляторам нагрузки питательных насосов. Последнего сигнала может не быть при питании из общей магистрали.

В паровых котлах устанавливают также регуляторы подачи питательной воды, топлива, воздуха, регуляторы тяги, температуры перегретого пара (выходные и по отдельным зонам), непрерывной продувки и т. д.

По управляющему импульсу в регуляторах формируется сигнал воздействия на регулирующий орган.

Электронный регулятор (рис. 93) состоит из измерительного *2* и электронного *4* блоков, установленных в общем корпусе *6*. В измерительный блок поступают формирующие сигналы от датчиков *1* и сигнал задания из блока *3*. При сравнении формирующих сигналов с сигналами задания в блоке *7* создается управляющий импульс, поступающий на исполнительный механизм *8*, воздействующий на регулирующий орган *9*. В электронном блоке имеется главная обратная связь *5*, формирующая закон регулирования.

Исполнительные механизмы состоят из электрического сервопривода, колонки дистанционного управления (КДУ) и системы тяг, шарниров и связей. В качестве сервопривода используют асинхронные электродвигатели переменного тока, соединенные с редуктором. Колонки дистанционного управления сервоприводом снабжены датчиком перемещения выходного вала сервопривода, которое согласовано с перемещением регулирующего органа.

Развитие техники способствует все большему внедрению вычислительных и управляющих машин в регулировании работы котельных установок. При этом надежность работы оборудования и его экономичность все в меньшей степени зависят от субъективных особенностей оператора, от напряженности его труда.

Вычислительным машинам все в большей степени передаются функции сбора, кодирования и обработки технологической информации на объектах (котлах, отдельных видах

оборудования), переработки и передачи этой информации в централизованные пункты контроля и переработки. Электронно-вычислительные машины в теплотехнических установках можно разделить на информационно-вычислительные (ИВМ) и управляющие вычислительные (УВМ).

Информационно-вычислительные машины выполняют функции непрерывного и периодического контроля технологических параметров, регистрации и сигнализации их отклонений, вычисления технико-экономических показателей, а также выдачи обобщенной информации в вычислительную машину системы управления ТЭС.

На УВМ возложены функции контроля работы установки с сигнализацией и регистрацией отклонений параметров; подсчета и регистрации технико-экономических и отчетных показателей ее работы; автоматического пуска из различных тепловых состояний и останова оборудования, управления при аварийных ситуациях с целью сохранения работы с максимально возможной нагрузкой.

Глава одиннадцатая

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПАРОВЫХ КОТЛОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

§ 42. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ

На электростанциях эксплуатация оборудования организована по цеховому принципу: котельный, турбинный (или котлотурбинный), топливно-транспортный, механический цехи, цех химводоподготовки, топливоподачи и др. Границей раздела котельного цеха с цехом подачи топлива обычно служат выходные воронки бункеров сырого топлива (перед питателями), обслуживаемые цехом топливоподачи, но они могут быть переданы и на обслуживание котельному цеху. Границей раздела котельного цеха с турбинным цехом служат задвижки на главных паропроводах котлов и питательных линиях у главных коллекторов станции. Паропроводы котлов до этих задвижек и питательные линии от задвижек на коллекторах в сторону котлов обслуживаются котельным цехом. В небольших и мелких котельных структура значительно упрощена, и они представляют собой практически бесцеховую единую организацию, возглавляемую начальником (заведующим) котельной.

Эксплуатация паровых котлов и котельного оборудования заключается в обслуживании котельных агрегатов, вспомогательного оборудования, систем подачи и подготовки топлива

(пылесистем), дымососов, вентиляторов, насосов, систем удаления шлака и золоотвалов, систем улавливания золы, газоходов и дымовых труб. Кроме того, на персонал котельных цехов возложена задача эксплуатации систем отопления, технического водоснабжения и пожаротушения, систем дренажных и продувочных трубопроводов в пределах цеха; зданий и сооружений цеха; организации ремонта этого оборудования с целью поддержания его в работоспособном состоянии и обеспечения готовности к несению нагрузки.

Электрооборудование в котельном или котлотурбинном цехе (электродвигатели, сборки, щиты, освещение и др.) эксплуатируется электрическим цехом; средства теплотехнических измерений, автоматики и защиты — цехом тепловой автоматики и измерений.

Обслуживание котельного оборудования регламентируется рядом нормативных документов, включающих: «Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов», утвержденные Госгортехнадзором СССР; «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» (ПТЭ); «Правила безопасности в газовом хозяйстве»; инструкции заводов-изготовителей и местные инструкции по эксплуатации основного и вспомогательного оборудования и ряд других (режимные карты, нормативные характеристики оборудования, указания и распоряжения администрации и т. д.).

«Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» распространяются на котлы давлением более 0,7 МПа и водогрейные котлы с температурой воды не ниже 115° С (паровые котлы с топками, котлы-утилизаторы, бойлеры и др.). В них определены требования к конструкции, изготовлению, ремонту и материалу указанного оборудования, указана номенклатура и количество арматуры, измерительной техники, защит, приборов автоматики, а также приведены требования к обслуживающему персоналу.

В соответствии с ПТЭ персонал котельного цеха (котельной) должен обеспечить надежную работу всего основного и вспомогательного оборудования, возможность достижения номинальной производительности, параметров и качества пара и воды, экономичный и бесшлаковочный режимы работы, установленные на основе испытаний и заводских инструкций, регулировочный диапазон нагрузок, определенный для каждого типа котла и вида сжигаемого топлива. В ПТЭ изложены основные требования к эксплуатации котлов и вспомогательного оборудования (растопки, останова, основные режимы, выдерживание технико-экономических показателей, условия немедленного останова оборудования и остановов, требующих соответствующего разрешения, и др.).

В инструкциях приводятся технические характеристики и подробное описание оборудования, порядки и сроки техни-

ческого обслуживания, осмотров, контроля, ремонтов, даются предельные значения и отклонения параметров, рекомендации по безопасному обслуживанию и правила безопасной работы обслуживающего персонала.

Только четкое знание и строгое выполнение всех указанных правил, инструкций и указаний по ведению режимов работы оборудования позволяет машинисту котла обеспечивать грамотную эксплуатацию оборудования, правильно ориентироваться и принимать решения при возникновении аварийных ситуаций. Сложность оборудования заставляет предъявлять высокие требования к обслуживающему персоналу котельного цеха (котельной).

Все вновь принимаемые на электростанции рабочие, не имеющие производственной специальности или меняющие ее, обязаны пройти профессионально-техническую подготовку в объеме требований квалификационной характеристики в соответствии с единым тарифно-квалификационным справочником (ЕТКС).

Подготовка рабочих производится, как правило, в учебных комбинатах или профессионально-технических училищах (ПТУ). Допускается также подготовка на электростанциях методом группового или индивидуального обучения по специальным программам.

Лица, получившие теоретическую и производственную подготовку, проходят стажировку и проверку знаний на предприятиях, где они будут работать. В процессе стажировки изучается оборудование станции, производственные инструкции и действующие схемы, правила техники безопасности и пожарной безопасности, правила Госгортехнадзора, должностные инструкции.

После этого стажер может быть допущен к исполнению обязанностей на рабочем месте (дублированию) под наблюдением и руководством опытного работника. За все действия дублера в равной степени несут ответственность указанный работник и сам дублер. Срок дублирования устанавливается не менее 12 рабочих смен. Допуск к дублированию оформляется распоряжением по цеху. В течение срока дублирования обучаемый должен обязательно пройти одну-две противоаварийные тренировки (общие или индивидуальные) с элементами пожаротушения в объеме, определяемом должностными обязанностями.

На энергетических предприятиях заслуживает углубленного внимания проблема профессиональной пригодности, физиологической, психологической и эмоционально-волевой подготовленности работника. Принимаются лица, достигшие 18-летнего возраста, после положительного медицинского заключения. В дальнейшем медицинские освидетельствования производятся раз в два года.

Обслуживающему персоналу необходимо постоянно углуб-

лять и совершенствовать знания, повышать свою квалификацию. Для этого с персоналом должна быть организована постоянная работа по повышению квалификации:

ежемесячные плановые инструктажи по ПТЭ, ПТБ, ППБ и производственным инструкциям и внеплановые инструктажи по изменениям схем или режимов работы оборудования, по изменениям действующих инструкций, авариям и несчастным случаям;

ежеквартальные общестанционные или цеховые противоаварийные и противопожарные тренировки с целью проверки способности персонала самостоятельно, быстро и правильно ориентироваться в аварийных ситуациях и выработки навыков четкой ликвидации аварийного состояния, сработанности и умения координировать свои действия;

ежегодная техническая и экономическая учеба по специально разработанным программам для закрепления теоретических знаний и изучения новых вопросов и передовых методов работы;

периодическое курсовое обучение с отрывом от производства в учебных комбинатах энергосистем.

Кроме того, проводится ежегодная проверка по Правилам техники безопасности и один раз в два года — по ПТЭ, Правилам пожарной безопасности, производственным и должностным инструкциям.

На электростанциях должны быть оборудованы технические кабинеты, кабинеты по технике безопасности, технические библиотеки. Необходимо проводить ежемесячные дни техники безопасности.

Для успешного выполнения производственных задач машинисту котла предоставляется соответствующая документация, руководящие и справочные материалы: комплект действующих производственных и должностных инструкций, тепловых схем, режимные карты котлов, графики растопки котлов из различных тепловых состояний, инструкция по пожарной безопасности, ПТЭ, Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций, Правила Госгортехнадзора, суточная ведомость работы агрегата и др.

В процессе работы машинист ведет записи в суточной ведомости работы агрегата или рабочем журнале через равные промежутки времени, установленные в соответствии с производственной необходимостью.

В суточных ведомостях и журналах отмечается также время всех пусковых операций и время включения в работу и останова основного и вспомогательного оборудования.

Показатели надежности и экономичности. О качестве работы ТЭЦ и котельных установок судят по ряду показателей, среди которых следует выделить: количество выработанной энергии (тепловой и электрической), коэффициент готовности

агрегата к работе, наработку на отказ, параметр потока отказов, удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии и теплоты и их себестоимость, удельная стоимость ремонтного обслуживания и ряд других показателей.

Под количеством отпущенной энергии подразумевают количество энергии, переданное внешним потребителям и на хозяйственные нужды, за вычетом энергии, возвращенной на электростанцию или в котельную (электрической — на привод оборудования ЭС, тепловой — с мятым паром, конденсатом, возвращенной сетевой водой и т. д.).

Коэффициент готовности $K_{\text{гот}}$ показывает отношение годового времени нахождения котла в работе $\tau_{\text{р}}$ и в резерве $\tau_{\text{рез}}$ к общему календарному времени $\tau_{\text{год}}$:

$$K_{\text{гот}} = \frac{\tau_{\text{р}} + \tau_{\text{рез}}}{\tau_{\text{год}}}.$$

В $\tau_{\text{год}}$ входит также время планово-предупредительных и аварийных $\tau_{\text{ав}}$ ремонтов.

Наработка на отказ котла или его оборудования характеризуется усредненным временем между двумя последовательными отказами в отчетный период (год). Для котла эта величина может колебаться от 1000 до 5000 ч. Параметр потока отказов выражается в количестве отказов за 1000 ч работы.

Под среднегодовым удельным расходом условного топлива на отпущенную электроэнергию $b^{\text{э}}_{\text{у}}$ или теплоту $b^{\text{т}}_{\text{у}}$ соответственно понимают отношение годового расхода условного топлива, относимого к отпуску электроэнергии $b^{\text{э}}_{\text{ут}}$ или теплоты $b^{\text{т}}_{\text{ут}}$, к годовому количеству электроэнергии $Э_{\text{г. отп}}$, отпущенной с шин электростанции (ЭС), или теплоты $Q_{\text{эг отп}}$:

$$b^{\text{э}}_{\text{у}} = \frac{b^{\text{э}}_{\text{ут}}}{Э_{\text{г отп}}}, \quad b^{\text{т}}_{\text{у}} = \frac{b^{\text{т}}_{\text{ут}}}{Q_{\text{э отп}}}.$$

Соответственно себестоимость отпущенной электрической энергии и теплоты определяют по соответствующей сумме затрат на производство электрической $Э_{\text{э}}$ или тепловой энергии $З_{\text{т}}$, приходящейся на единицу отпущенного вида энергии:

$$U_{\text{э}} = \frac{З_{\text{э}}}{Э_{\text{г отп}}}, \quad U_{\text{т}} = \frac{З_{\text{т}}}{Q_{\text{г отп}}}.$$

Удельная численность промышленно-производственного персонала исчисляется количеством работающих, приходящимся на 1 МВт установленной мощности. К промышленно-производственному персоналу относятся рабочие, инженерно-технические работники, служащие цехов станции, управленческий персонал, охрана, а также ремонтный персонал (включая временно привлекаемый). Удельная стоимость ремонтного обслуживания определяется суммарными затратами на ремон-

ты (планово-предупредительные и аварийные), отнесенными на единицу установленной мощности станции.

На электростанциях и в котельных постоянно должна проводиться работа по улучшению эксплуатационных показателей. Для этого проводятся реконструктивные работы, испытания, внедряются эффективные методы обслуживания, позволяющие получить более прогрессивные нормативные характеристики по каждому из приведенных показателей.

§ 43. ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

Коэффициент полезного действия и тепловые потери. Эффективность использования топлива в котельном агрегате определяется в основном полнотой процессов горения топлива и охлаждения продуктов сгорания.

Большая часть теплоты при сгорании топлива воспринимается поверхностями нагрева и передается для получения пара и на его перегрев до заданной величины. Это полезно используемая теплота $Q_{\text{пол}}$, которая в барабанных котлах без промежуточного перегрева пара слагается из теплоты нагрева питательной воды (с энтальпией $h_{\text{п.в}}$) до состояния перегретого пара ($h_{\text{пе}}$) и теплоты, затраченной на подогрев продувочной воды (с энтальпией $h_{\text{пр}}$), впоследствии выводимой из котла:

$$Q_{\text{пол}} = D(h_{\text{пе}} - h_{\text{п.в}}) + D_{\text{пр}}(h_{\text{пр}} - h_{\text{п.в}}),$$

где D и $D_{\text{пр}}$ — расход пара и продувочной воды, а энтальпия единицы массы рабочего тела (например, питательной воды) равна $h_{\text{п.в}} = 1c_{\text{п.в}}t_{\text{п.в}}$ ($c_{\text{п.в}}$ — теплоемкость воды, $t_{\text{п.в}}$ — температура воды).

Процентное отношение полезно использованной теплоты к теплоте, внесенной в топку (располагаемой), называется коэффициентом полезного действия (брутто) котла, %:

$$\eta_{\text{бр}}^{k} = \frac{Q_{\text{пол}}}{Q_{\text{р}}} 100 = \frac{Q_{\text{пол}}}{B \cdot Q_{\text{р}}^{r}} 100,$$

где B — расход топлива, а $Q_{\text{р}}^{r}$ — располагаемая теплота единицы массы топлива. Для подавляющего большинства топлив при отсутствии внешнего (от посторонних источников) подогрева воздуха можно принять $Q_{\text{р}}^{r} \approx Q_{\text{i}}^{r}$. Для сланцев $Q_{\text{р}}^{r}$ уменьшается на величину теплоты разложения карбонатов $Q_{\text{к}}$, а при сжигании жидкого топлива увеличивается на значение теплоты его предварительного подогрева $h_{\text{т}}$ и, кроме того, при паровом распыле — дополнительно на значение теплоты распыливающего пара $Q_{\text{ф}}$.

Часть полезной теплоты (энергии) используют на собственные нужды котла (привод дымососов, вентиляторов, мельниц, насосов, продувка и т. д.), уменьшая на соответствующую величину полезную энергию $Q_{\text{пер}}$, передаваемую за пределы котла.

Отношение $\eta_{нт}^{k}=\frac{Q_{пер}}{Q_р}100$ называют коэффициентом полезного действия нетто.

Неиспользованную в котле часть теплоты ($Q_р-Q_{пол}$) составляют тепловые потери, которые разделяют на потери процесса горения (топочные), потери в окружающую среду (Q_5) и с уходящими газами (Q_2).

Топочные потери подразделяют на потери от химического недожога Q_3, механического недожога Q_4 и со шлаком Q_6.

Распределение внесенной теплоты на полезную теплоту и тепловые потери называют тепловым балансом котла. Его обычно относят к единице массы топлива, кДж/кг:

$$Q_р^г=Q_1+Q_2+Q_3+Q_4+Q_5+Q_6.$$

где $Q_1=Q_{пол}/B$.

Если принять $Q_р^г$ за 100%, то уравнение теплового баланса можно записать в виде

$$100=q_1+q_2+q_3+q_4+q_5+q_6,$$

где $q_1=\eta_{бр}^{k}$, $q_2=\frac{Q_2}{Q_р^г}100$, $q_3=\frac{Q_3}{Q_р^г}100$ и т. д.

Потери теплоты от химического недожога q_3 топлива вызваны наличием в топочных газах продуктов неполного горения CO, H_2, CH_4, определяемых газовым анализом в процентном объемном количестве. Величина этих потерь равна сумме произведений объемов указанных газов ($V_{CO}=V_{сг}\frac{CO}{100}$ и т. д.) на их теплоту сгорания (Q_{CO}, Q_{H_2} и т. д.):

$$q_3=\frac{Q_3}{Q_р^г}100=\frac{\sum Q_iV_i}{Q_р^г}100=\frac{V_{сг}(Q_{CO}CO+Q_{H_2}H_2+Q_{CH_4}CH_4)}{Q_р^г},$$

где CO, H_2, CH_4 — процентное содержание составляющих в сухих (при анализе делается осушка) продуктах сгорания, имеющих удельный (на 1 кг топлива) объем $V_{сг}$, м^3/кг.

Потери от механического недожога q_4 топлива составляют, как правило, невыгоревший коксовый остаток, определяемый по количеству горючих $Г_{шл}$, $Г_{ун}$, $Г_{пр}$ в процентах в шлаке, уносе и провале (при слоевом сжигании):

$$q_4=q_4^{шл}+q_4^{ун}+q_4^{пр}=\frac{32{,}6A_t^г}{Q_р^г}\left(a_{шл}\frac{Г_{шл}}{100-Г_{шл}}+a_{ун}\frac{Г_{ун}}{100-Г_{ун}}+\right.$$
$$\left.+a_{пр}\frac{Г_{пр}}{100-Г_{пр}}\right),$$

где $a_{шл}$, $a_{ун}$, $a_{пр}$ — доля золы в шлаке, уносе и провале ($a_{шл}+a_{ун}+a_{пр}=1$); $A_t^г$ — рабочая зольность топлива, %; 32,6 — теплота сгорания коксового остатка, МДж/кг.

Потери от химического и механического недожога зависят от избытка воздуха в топке ($\alpha_т$) и в горелках ($\alpha_г$); значи-

тельное уменьшение $\alpha_т(\alpha_г)$ замедляет процесс горения вследствие плохого поступления окислителя к топливу или его нехватки. С другой стороны, повышенные избытки воздуха вызывают снижение температуры газов в топке и ведут к ухудшению горения и к росту потерь q_4. Сильное влияние на величину q_4 оказывает также вид сжигаемого твердого топлива, качество его помола (чем меньше размер частиц, тем полнее происходит выжиг), конструкция топочного устройства и способ сжигания топлива.

Потери теплоты со шлаком q_6 также относятся к топочным потерям; они вызваны тем, что шлак, удаляемый из топки, имеет еще достаточно высокую температуру. Для топок с ТШУ эти потери невелики и при небольшой зольности могут не учитываться; в топках с жидким шлакоудалением потери q_6 выше, так как шлак находится в расплавленном состоянии.

Потери с уходящими газами q_2 связаны с тем, что покидающие последнюю поверхность нагрева газы имеют температуру $\vartheta_{ух}$ существенно более высокую, чем температура воздуха, забираемого в котел $t_{х.в}$ из атмосферы. Величина этих потерь зависит от разности энтальпий уходящих газов $I_{ух}$ и холодного воздуха $I_{х.в}$:

$$q_2 = \frac{I_{ух} - I_{хв}}{Q_р^г}(100 - q_4) = \frac{c_г V_г \vartheta_{ух} - \alpha_{ух} c_{х.в} t_{х.в} V^\circ}{Q_р^г}(100 - q_4),$$

где $c_г$, $c_{х.в}$ — теплоемкость газа и холодного воздуха, МДж/(м^3·°С); V°, $V_г$ — удельный объем (на 1 кг топлива) теоретически необходимого воздуха и продуктов сгорания при коэффициенте избытка воздуха в уходящих газах $\alpha_{ух}$. Приближенно считая $c_г \approx c_{х.в}$ и $V^\circ/Q_р^г \approx \text{const}$, можно приведенное выражение представить в виде

$$q_2 = A\alpha_{ух}|K_\alpha \vartheta_{ух} - t_{х.в}|,$$

где A и K_α — размерные коэффициенты.

Потери теплоты в окружающую среду происходят через ограждение (обмуровку) котла площадью $\sum F_i$, имеющее снаружи более высокую температуру $t_{ст}$, чем температура окружающего воздуха $t_{ос}$:

$$Q_5 = \frac{\sum(F_i \alpha_{ki})(t_{ст} - t_{ос})}{B}.$$

При одинаковом коэффициенте $\alpha_{ki} \approx d_к$ теплоотдачи по поверхностям F_i всех стен получим

$$Q_5 = \frac{\alpha_к (t_{ст} - t_{ос}) \sum F_i}{B} = q\frac{\sum F_i}{B}.$$

Тепловой поток q меняется незначительно с изменением мощности котельной установки, так как температуру стенки выбором изоляции стремятся поддерживать на постоянном

безопасном для персонала уровне ($t_{ст} \leqslant 45°$ С), а отношение $\sum F_i/B$, как и q_5, уменьшается.

Изменение нагрузки котла мало влияет на температуру наружной стенки обмуровки $t_{ст}$, а расход топлива B зависит от нагрузки линейно. Поэтому, зная потери $q_5^{ном}$ при номинальной нагрузке, можно найти эти потери при любой нагрузке D:

$$q_5 = q_5^{ном} \frac{D_{ном}}{D}.$$

Повышение экономичности котельной установки. Вопросам экономии топливно-энергетических ресурсов придается большое значение во всех отраслях народного хозяйства и особенно в энергетике — основной топливопотребляющей отрасли. На каждой станции, в котельной разрабатываются организационно-технические мероприятия по совершенствованию технологических процессов, модернизации оборудования, повышению квалификации персонала.

Ведение оптимальных воздушных режимов топки является основным условием обеспечения экономичной работы котла. Топочные потери q_3 и q_4, как отмечалось, сильно зависят от избытков воздуха в горелках ($\alpha_г$) и в топке ($\alpha_т$). Необходимо сжигать топливо при избытках воздуха, обеспечивающих полное выгорание топлива. Эти избытки устанавливаются в процессе наладочных испытаний. Значительное воздействие на экономичность и температурный уровень горения оказывают присосы в топке. Рост количества присосов снижает избытки воздуха в горелках, эффективность перемешивания топлива и продуктов сгорания с воздухом, увеличивает потери q_3 и q_4. Чтобы избежать увеличения топочных потерь, повышают общие избытки воздуха в топке, что также неблагоприятно. Пути повышения эффективности топочного процесса — устранение присосов в топке, организация оптимального режима горения, проведение испытаний, позволяющих находить эти условия.

Наибольшими потерями в котле являются потери с уходящими газами. Их величина может быть снижена при уменьшении избытков воздуха в уходящих газах, температуры уходящих газов, а также при повышении температуры воздуха, забираемого из окружающей среды.

Наибольшее внимание следует уделять уменьшению $\alpha_{ух}$. Оно обеспечивается работой топочной камеры на минимально допустимых (по условиям выжига топлива) избытках воздуха в топке и при устранении присосов в топке и в газоходах. Снижение $\alpha_{ух}$ позволяет также снижать потери на собственные нужды по газовоздушному тракту и влечет понижение температуры уходящих газов. Присосы воздуха в топку газомазутных котлов производительностью 320 т/ч и ниже не должны превышать 5%, выше 320 т/ч — 3%, а для пылеугольных котлов той же производительности соответственно 8 и

5%. Присосы воздуха в газовом тракте на участке от выхода из пароперегревателя до выхода из дымососа не должны превышать (без учета золоуловителей) при трубчатых воздухоподогревателях 10%, при регенеративных 25%.

При работе котла одним из основных параметров, требующих постоянного контроля и исправности приборов, являются избытки воздуха в топке или за одной из первых поверхностей нагрева. Источником повышенных присосов воздуха в газоходах является износ или коррозия труб в трубчатых воздухоподогревателях (преимущественно холодных кубов), что также является причиной повышения расхода электроэнергии на тягу и дутье и приводит к ограничению нагрузки.

Температура уходящих газов $\vartheta_{ух}$ зависит как от избытков воздуха, так и от эффективности работы поверхностей нагрева. При появлении на трубах загрязнений снижается коэффициент теплоотдачи от газов к трубам и повышается $\vartheta_{ух}$. Для удаления загрязнений следует проводить регулярную очистку поверхностей нагрева. При модернизации котла с целью понижения $\vartheta_{ух}$ следует, однако, помнить, что это может вызвать конденсацию паров на стенках труб холодных кубов воздухоподогревателя и их коррозию.

Воздействовать на температуру окружающего воздуха возможно, например, путем переключения отбора воздуха (с улицы или из котельного цеха). Но при этом следует помнить, что при отборе воздуха из котельного помещения усиливается его вентиляция, появляются сквозняки, а в зимнее время из-за понижения температур возможно размораживание трубопроводов, приводящее к появлению аварийных ситуаций. Поэтому забор воздуха из котельного помещения в зимнее время опасен. Естественно, в этот период потери q_2 объективно возрастают, так как воздух может иметь и отрицательную температуру. Машинист должен поддерживать температуру воздуха на входе в воздухоподогреватель на коррозионно-безопасном уровне, применяя подогрев в калориферах или рециркуляцию горячего воздуха.

Рост потерь теплоты в окружающую среду может происходить при разрушениях обмуровки, изоляции и соответствующем обнажении высокотемпературных поверхностей, при неправильном выборе или некачественном ремонте и монтаже обмуровки. Все неполадки должны выявляться при обходе котла машинистом, заноситься в журнал дефектов и своевременно устраняться.

Для обеспечения грамотной экономичной эксплуатации для вахтенного персонала разрабатываются режимные карты, которыми он должен руководствоваться в своей работе.

Режимная карта — документ, представленный в виде таблицы и графиков, в котором для различных нагрузок и сочетаний оборудования указаны значения параметров, определяющих работу котла, которые необходимо соблюдать. Ре-

жимные карты составляются на базе результатов испытаний по оптимальным, наиболее экономичным и надежным режимам при различных нагрузках, качестве поступающего топлива и различном сочетании работающего основного и вспомогательного оборудования. В случае установки на станции однотипного оборудования испытания повышенной сложности проводятся на одном из котлов, а для остальных котлов испытания могут не проводиться или проводятся в сокращенном объеме (используется режимная карта испытанных котлов). Режимные карты должны регулярно пересматриваться и изменяться (при необходимости). Уточнения и изменения вносятся при переходе на новые виды топлива, после ремонтных и реконструкционных работ.

Для характерных диапазонов нагрузок в режимную карту в качестве определяющих параметров обычно вводят: давление и температуру пара основного и промежуточного перегрева, температуру питательной воды, уходящих газов, количество, а иногда и конкретное указание сочетания работающих мельниц, горелочных устройств, дутьевых вентиляторов и дымососов; состав продуктов сгорания за поверхностью нагрева, после которой впервые обеспечивается достаточное перемешивание газов (конвективный пароперегреватель или водяной экономайзер II ступени); показатели надежности работы отдельных поверхностей или элементов котла и показатели, облегчающие управление котлом или наиболее быстро реагирующие на отклонение режима и возникновение аварийных ситуаций. В качестве последних показателей достаточно часто используются: температура газов в районе наименее надежно работающей поверхности нагрева (например, в поворотной камере, перед загрязняемой или шлакуемой конвективной поверхностью и т. д.); сопротивление (перепад давлений) загрязняемых, шлакуемых и корродируемых поверхностей нагрева (КПП; воздухоподогреватель); расход воздуха на мельницы и их амперажная нагрузка — особенно на топливах переменного состава; температура среды и металла в некоторых наиболее опасных с точки зрения перегрева поверхностях нагрева.

Кроме того, в режимной карте находят отражение периодичность включения средств очистки поверхностей нагрева и особые условия работы отдельных элементов и оборудования (например, степень открытия отдельных регулирующих воздушных и газовых шиберов, соотношение степени открытия шиберов первичного и вторичного воздуха горелок; условия работы линии рециркуляции газов и рабочей среды и т. д.).

При сжигании мазута в режимные карты дополнительно вносится температура его предварительного подогрева, при которой обеспечивается надежный транспорт мазута по мазутопроводам и его распыл в форсунках.

Наряду с определением состава газов для выявления оптимальности топочного режима необходимо регулярно определять присосы газов в топке и в конвективных газоходах.

Бытующее мнение о недостаточной опасности присосов воздуха в топке, о возможности использования этого воздуха в процессе горения неверно и опасно. Дело в том, что большая часть воздуха, поступающего в топку с присосами, проникает через неплотности стен топочной камеры относительно небольших размеров и не может глубоко проникать внутрь топочной камеры.

Двигаясь вблизи экранов, в зоне относительно невысоких температур, этот воздух в горении участвует слабо. В основной же зоне горения воздуха не хватает, часть топлива, не выгорая, выносится из топки, поднимая там температуры и создавая восстановительную среду. Повышение температуры частиц топлива (а следовательно, золы) и восстановительная среда усиливают процесс шлакования и загрязнения труб.

Ввиду важности поддержания оптимального воздушного режима топочного процесса эксплуатационный персонал станции должен постоянно следить за исправностью приборов газового состава (O_2 или CO_2) и вести текущий контроль плотности топки и конвективных газоходов путем наружного осмотра и определения присосов.

Параметры, входящие в режимную карту, используются при настройке защит и систем автоматического регулирования.

§ 44. ШЛАКОВАНИЕ ТОПКИ И ТРУБ, ПРОТИВОШЛАКОВОЧНЫЕ РАБОТЫ

Работу парового котла на твердом топливе сопровождают такие нежелательные явления, как шлакование стен топки и труб поверхностей нагрева. При высоких температурах, развиваемых в топках, частицы золы могут переходить в расплавленное или размягченное состояние. Некоторые из этих частиц могут несущим газовым потоком доставляться и соударяться с трубами топочных экранов или поверхностей нагрева и налипать на последних, накапливаясь большими массами.

Шлакование — это процесс интенсивного налипания на поверхности труб и обмуровки частиц золы, находящихся в расплавленном или размягченном состоянии.

Этот процесс сопровождается образованием значительных наростов, которые время от времени обрушиваются, выпадая в нижнюю часть топки. При падении шлаковых наростов может происходить деформация или разрушение трубной системы и обмуровки топочной камеры, а также шлакоудаляющих устройств. При высоких температурах упавшие глыбы

шлака могут расплавляться, превращаясь в многотонные монолиты, заполняющие нижнюю часть топки. Подобные зашлаковки топки требуют останова котла и проведения расшлаковочных работ.

Шлакованию подвергаются также трубы поверхностей нагрева, расположенные на выходе из топки. В этом случае рост шлаковых отложений приводит к забиванию проходов между трубами и к частичному или полному перекрытию сечения для прохода газов. Частичное перекрытие приводит к возрастанию сопротивления поверхности нагрева и увеличению загрузки дымососов. Если мощности дымососов недостаточно для вывода продуктов сгорания из зашлакованного котла, то снижают его нагрузку.

На шлакование сильное влияние оказывает состояние частицы, которое зависит от температуры газов, газового состава продуктов горения, свойств золы, в частности температуры ее плавления, зольности. В значительной степени процесс шлакования зависит от машиниста, от ведения топочного режима. Так, при недостаточной подаче воздуха процесс горения протекает в условиях нехватки кислорода и в топке создается восстановительная или полувосстановительная среда. В этих условиях многие оксиды переходят в закисные формы. В частности, оксиды железа Fe_2O_3 могут переходить в FeO, образуя жидкотекучие смеси Fe_2O_3—FeO (при 900—930° С), кроме того, в восстановительной или полувосстановительной среде температуры размягчения, деформации и плавления золы снижаются на 100—150° С, а иногда и больше.

Большое влияние на шлакование стен оказывает ударное действие горящего факела; уменьшение скорости и угла набегания факела на стенку благоприятствует снижению шлакования.

На шлакование также оказывает влияние длительность работы котла и состояние поверхности; отмечается более сильное шлакование шероховатых неохлаждаемых стен, имеющих повышенную температуру. Шероховатая поверхность удерживает частицы золы и создает условия повышенной опасности шлакования; с увеличением длительности эксплуатации вследствие коррозионных процессов, загрязнения труб шероховатость труб растет. Если не очищать наружную поверхность труб, то даже при сжигании слабошлакующих топлив со временем может происходить увеличение шлакования поверхностей нагрева.

Расшлаковка топочной камеры и поверхностей нагрева — длительный и трудоемкий процесс, требующий привлечения значительных людских и материальных ресурсов.

Для снижения или ликвидации шлакования необходимо тщательно следить за поддержанием окислительной среды в топочной камере (по показаниям кислородомеров) в целом и по ее сторонам; за равномерностью распределения топлива

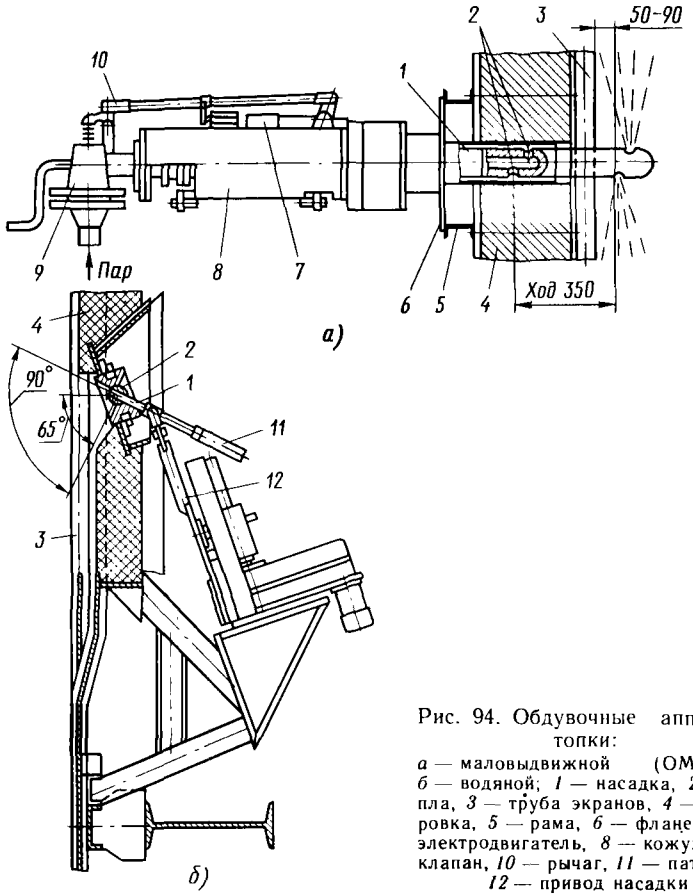


Рис. 94. Обдувочные аппараты топки:
а — маловыдвижной (ОМ-0,35), *б* — водяной; *1* — насадка, *2* — сопла, *3* — труба экранов, *4* — обмуровка, *5* — рама, *6* — фланец, *7* — электродвигатель, *8* — кожух, *9* — клапан, *10* — рычаг, *11* — патрубок, *12* — привод насадки

и воздуха по отдельным горелкам, за состоянием поверхности стен топки и труб, своевременно проводя обдувки. При локальном увеличении температуры у отдельных стен топочной камеры и появлении шлака можно вмешиваться в аэродинамическую организацию процесса горения уменьшением загрузки горелок, пылевоздушная смесь которых направлена в зону повышенного шлакования. В период интенсивного шлакования следует делать отборы проб топлива и их анализ. В отдельных случаях следует вводить ограничения на состав топлива или изменять схему сжигания и топочное устройство.

Для уменьшения шлакования проводят регулярную профилактическую очистку поверхностей нагрева, применяя паровую или пневматическую обдувку и водную термоциклическую обмывку стен топки.

Для обдувки топочных экранов применяют маловыдвижные аппараты типа ОМ-0,35 (рис. 94, *а*).

Обдувка труб топочных экранов *3* происходит в результате динамического и термического воздействия на слой шлака или загрязнения струи пара или воздуха, вытекающей из сопл *2*, расположенных на вращающихся насадках *1*. По отношению к оси насадки сопла расположены под углом в 90°, обеспечивающим движение струй вдоль поверхности обдуваемых труб экранов. В качестве обдувочного агента используется пар давлением 1,3—4,0 МПа с температурой 450° С или сжатый воздух.

Обдувка производится в следующем порядке. Насадка *1* с соплами *2* через резьбовое соединение шпинделя (закрытого кожухом *8*) получает от электродвигателя *7* вращательное и поступательное движение. Преобразование вращательного движения в поступательное достигается с помощью направляющей планки с храповым механизмом. При полном вводе насадки в топку (ход 350 мм) рычагом *10* открывается клапан *9* и обдувочный агент поступает в насадку и сопла. Для обеспечения эффективной обдувки аппараты устанавливают таким образом, чтобы в рабочем положении сопла отстояли от труб экранов *3* на 50—90 мм. По окончании обдувки закрывается клапан и насадка выводится из топки.

Количество устанавливаемых обдувочных аппаратов выбирают из условия, что радиус действия одиночной обдувочной струи составляет около 3 м. Аппарат крепится к раме *5* фланцем *6*.

Водяная обмывка используется при очистке экранных труб котлов, работающих на сильношлакующих топливах (сланцы, фрезерный торф, канско-ачинские и другие угли). Разрушение отложений происходит в основном под действием внутренних напряжений, возникающих в слое отложений, при периодическом их охлаждении водяными струями, истекающими из сопл *2* насадки *1* (рис. 94, *б*). Наибольшую интенсивность охлаждения наружного слоя отложений наблюдают в первые 0,1 с воздействия водяной струи. Исходя из этого, выбирают скорость перемещения сопловой головки. С помощью привода *12* головка с подводящим патрубком *11* совершает горизонтальное возвратно-поступательное движение с постепенным подъемом или опусканием.

Водяная обмывка более эффективна по сравнению с паровой и пневматической обдувкой, ее использование не приводит к сильному золовому износу очищаемых труб, так как скорости истечения воды из сопл невысоки. Аппараты водяной обмывки требуют обязательной установки защиты, прерывающей подачу воды в аппарат в случае его застревания в топке, так как при длительном охлаждении отдельных труб топочных экранов водой вследствие снижения их тепловосприятия может произойти нарушение циркуляции; при водяной обмывке повышается также вероятность разрыва экранных труб, испытывающих циклические тепловые нагрузки.

Для очистки от шлака и загрязнения фестонов, ширмовых и конвективных пароперегревателей, расположенных в зоне температур газов 700—1000° С, применяют глубоковыдвижные обдувочные аппараты (ОГ). По принципу действия аппараты ОГ подобны аппаратам ОМ. Отличие состоит в длине трубы-насадки и величине ее хода (поэтому для подвески аппарата ОГ используют длинные балки), а также в применении раздельного привода для вращательного и поступательного движений насадки. Совмещением на одной несущей балке двух обдувочных аппаратов с поступательным движением в противоположных направлениях обеспечивается возможность обдувки сразу двух котлов, т. е. получается аппарат двустороннего действия (ОГД).

При сильной зашлаковке котла (перекрытии шлаковых шахт) его останавливают, чтобы провести расшлаковочные работы, которые относятся к особо опасным работам, поручаемым обученному персоналу. Опасность заключается в возможности обрушения глыб горячего шлака в водяную ванну с выбросом пара и золы.

Кроме того, при скоплениях несгоревшей пыли может произойти ее взвихрение со взрывом и выбросом горящей пыли из топки через люки и гляделки, а также возможно падение глыб шлака с высоты.

Расшлаковка котла начинается с осмотра топки и шнеков для оценки скопления шлака и несгоревшей золы и состоит в организации подачи воды для орошения шлака и золы, настройке шлангов, подготовке пик для расшлаковки, в удалении шлака из топки через работающие шнеки или специальные люки на холодных воронках и в ваннах шнеков.

Перед допуском людей в топку котел должен быть расхолажен, шлак охлажден, топка освещена светильниками (220 В), установленными на высоте не менее 2,5 м от рабочих мест.

Топка вентилируется и осматривается. Для удобства могут быть сделаны временные настилы, для спуска людей используются веревочные лестницы.

Вначале сбиваются шлак со стен топки сверху вниз и неустойчивые глыбы, затем пробиваются летка в шнек для спуска шлака и вертикальная борозда по одной из стен. Постепенно расширяя эту борозду, удаляют шлак со всех стен. Для меньшего пыления шлак поливается водой. В топке должно находиться не менее двух человек, снаружи у лаза за работающим в топке должен быть наблюдающий. Работающие в топке должны иметь предохранительные пояса и страховаться канатами, им категорически запрещается спускаться ниже уровня шлака. Работающие в топке должны быть в теплой спецодежде, каске с пелериной, в защитных очках и рукавицах.

§ 45. ЗАГРЯЗНЕНИЕ И ОЧИСТКА ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА

На трубах поверхностей нагрева могут оседать также частицы в твердом состоянии, загрязняя их наружную поверхность как с лобовой, так и с тыльной стороны. Эти загрязнения могут иметь рыхлую структуру или прочно связываться с материалом труб, образуя трудноудалимые отложения.

Отложения на трубах уменьшают коэффициент теплопередачи (так как отложения имеют низкую теплопроводность и действуют подобно тепловой изоляции — см. § 29) и снижают эффективность отдачи теплоты, вызывая рост температуры уходящих газов. Подобно шлакованию, загрязнение поверхностей нагрева ведет к увеличению сопротивления газового тракта и ограничению тяги.

Рыхлые отложения образуются преимущественно с тыльной стороны труб. Для их уменьшения применяют шахматную компоновку тесно расположенных труб.

Связанные сыпучие отложения появляются при сжигании некоторых видов топлива, содержащих значительное количество соединений щелочноземельных (Ca, Mg) или щелочных металлов (сланцы, фрезерный торф, угли Канско-Ачинского бассейна и некоторые другие), а также при сжигании мазутов. Они могут образоваться в результате сульфатизации, например, оксида Ca:

$$CaO + SO_3 \rightarrow CaSO_4$$

Протекание этой реакции замедляется при снижении содержания свободной CaO и O_2, что достигается сжиганием топлива при высоких температурах (например, при ЖШУ) и при работе с малыми избытками воздуха. Уменьшение образования связанных сульфатных отложений достигается также при снижении в зоне температуры газа менее 800—850° С.

Для удаления отложений золы используются также различные способы очистки: обдувка паром или сжатым воздухом (описана в § 44), вибрационный, дробевый, импульсный и др.

Вибрационный способ очистки преимущественно применяется для очистки ширмовых и конвективных пароперегревателей. Удаление отложений происходит под действием поперечных или продольных колебаний очищаемых труб, вызываемых специально устанавливаемыми вибраторами электромоторного (например С-788) или пневматического типа (ВПН-69).

На рис. 95 показан один из типов устройства виброочистки ширмового перегревателя с поперечными колебаниями труб. Возбуждаемые вибратором *3* колебания передаются виброштангам *2* и от них змеевикам труб *1*. Виброштангу, как правило, приваривают к крайней трубе с помощью полуцилиндрических накладок. Аналогичным образом соединяются

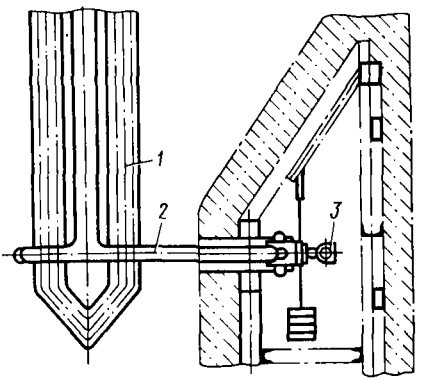


Рис. 95. Установка виброочистки ширм:
1— трубы ширм, *2* – виброштанга, *3*— вибратор

остальные трубы между собой и с крайней трубой. Виброочистка с продольным колебанием труб применяется преимущественно для вертикальных змеевиковых поверхностей нагрева, подвешенных (на пружинных подвесах) к каркасу котла.

Электромоторные вибраторы не позволяют поднять частоту колебаний выше 50 Гц, что оказывается недостаточным для разрушения связанных прочных отложений, образующихся на трубах при сжигании углей канско-ачинских, сланцев, фрезторфа и др. В этом случае целесообразно использовать пневматические генераторы колебаний (например, ВПН-69), обеспечивающие достижение более высокого уровня (до 1500 Гц) и широкого диапазона изменения частоты колебаний. Применение мембранных змеевиковых поверхностей значительно упрощает использование вибрационного метода очистки.

Дробевая очистка используется против прочносвязанных с трубами плотных отложений, удаление которых с помощью описанных выше методов не обеспечивается. На очищаемую поверхность равномерно разбрасываются с некоторой высоты стальные шарики (дробь) небольшого размера. При своем падении в результате удара о поверхность дробь разрушает отложения на трубах как с лобовой стороны, так и с тыльной (при отскосе от нижележащих труб) и с небольшой частью золы выпадает в нижнюю часть конвективной шахты. Эта зола может отвеиваться от дроби в специальных сепараторах, дробь же накапливается в бункерах, которые могут располагаться как под газоходом, в котором расположены очищаемые поверхности, так и над ним.

Основные элементы дробеочистки с нижним расположением бункеров показаны на рис. 96. При включении установки дробь из бункера *1* сжатым воздухом (из сопла *2*) подается во входное устройство *3* дробепровода *4* (или в инжектор — в установках под давлением). Транспортируемая воздухом дробь отделяется в дробеуловителях *5*, из которых с помощью

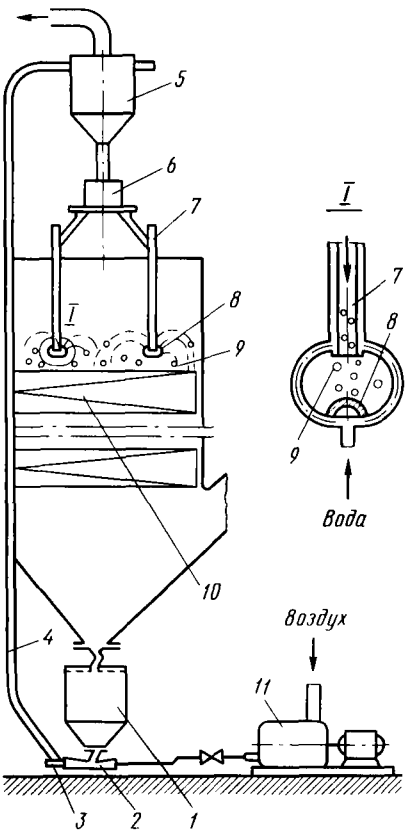


Рис. 96. Принципиальная схема дробеочистки:
1— бункер дроби, *2*— сопло, *3*— входное устройство, *4*— дробепровод, *5*— дробеуловитель, *6*— тарельчатый питатель, *7*— входной трубопровод, *8*— разбрасыватель дроби, *9*— дробь, *10*— очищаемая поверхность, *11*— воздуходувка

тарельчатых питателей *6* распределяется по отдельным трубопроводам *7* разбрасывающих устройств *8*.

Дробевые установки с пневмотранспортом дроби работают под давлением или разрежением. В первом случае воздух из воздуходувки *11* нагнетается через устройство *3* в линию подъема дроби *4*.

В качестве разбрасывающих устройств могут применяться обращенные вверх полусферические разбрасыватели *8*, на которые из трубопровода *7* с определенной высоты падает дробь *9* и, отскакивая под различными углами, распределяется по очищаемой поверхности. Расположение подводящих трубопроводов и отражателей в зоне высоких температур требует применения водяного охлаждения.

Наряду с полусферическими отражателями достаточно эффективное применение нашли пневматические разбрасыватели с боковым (на стенах) забросом дроби по разгонным соплам.

Ввиду более высокой скорости удара дроби о поверхность труб их износ при пневматическом разбросе с боковым подводом выше, чем при разбросе с использованием полусферических отражателей.

В системах импульсной очистки используют камеры импульсного горения, в которых создаются периодически выбрасываемые с большой энергией потоки продуктов сгорания. С помощью возникающих в импульсной камере и передаваемых в газоходы волновых колебаний происходит разрушение отложений и очистка труб.

При интенсивном загрязнении труб прочными связанными отложениями применяют комплексную очистку, включающую различные способы.

§ 46. ПОДАВЛЕНИЕ ЭРОЗИОННО-КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ

При сжигании твердого топлива присутствие в продуктах сгорания золы вызывает появление износа труб, стенок газоходов, стоек, опорных балок и подвесок поверхностей нагрева.

Износ происходит вследствие удара и трения твердых золовых частиц о поверхность, в результате чего происходит истирание и уменьшение толщины стенки труб. Износ труб приводит к появлению свищей или разрывов, вызывающих останов котла. Скорость износа определяется количеством золы в газовом потоке, ее скоростью и истирающими (абразивными) свойствами, износостойкостью металла труб, формой и размером золовых частиц, конструктивными характеристиками поверхности нагрева, равномерностью распределения золы и скорости газового потока по сечению газоходов и др.

Наибольшее влияние на износ оказывает скорость газового потока. При сжигании топлив с высокоабразивной золой (экибастузский и подмосковный уголь) скорость газов в поверхностях нагрева в зависимости от плотности пучка труб ограничивают величиной 6—8 м/с, в то время как для топлив с низкой абразивностью ее принимают 10,5—12 м/с. С увеличением присосов и избытков воздуха скорость газов и износ труб в газоходах возрастают. Обычно это происходит при отклонениях от рекомендаций, входящих в режимные карты.

Абразивные свойства золы в значительной степени определяются формой частиц. При сферической форме износ наименьший. Поэтому в качестве одного из методов борьбы с износом рассматривается переход на жидкое шлакоудаление, при котором золовые частицы оплавляются и приобретают сферическую форму. При этом повышается доля золы, удаляемая из топки в виде шлака, и уменьшаются концентрация золы в газовом потоке и износ труб.

Увеличение износа труб обычно наблюдается в области поворотов газового потока. При этом происходит перераспределение золы и газов по сечению газоходов, возрастает неравномерность их скоростей и концентраций, а в зоне их повышенных значений резко возрастает износ труб. Поэтому целесообразно трубы в этой зоне защитить от износа.

В змеевиковых поверхностях нагрева при больших поперечных шагах между трубами или при больших зазорах между змеевиками и стенкой происходит разгон золовых частиц, особенно при опускном движении, и рост интенсивности износа труб. Уменьшение поперечных шагов между трубами и применение шахматного их расположения вызывает более частое соударение золовых частиц с трубами и замедление их движения, а следовательно, и снижение интенсивности износа.

Износ в определенной степени зависит также от работы

пылесистем и метода сжигания топлива. Например, при увеличении крупности пыли (открытие створок сепараторов, увеличение доли сушильного агента при гравитационных сепараторах и др.) или ухудшении процесса горения возрастают недожог, размер золовых частиц и, как следствие, износ.

Коррозия — разрушение металла труб, стенок газоходов в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды, наносит большой вред работе котла. Коррозия протекает как со стороны рабочего тела, так и со стороны дымовых газов. В воде, паре могут находиться агрессивные газы — кислород и CO_2, а в продуктах сгорания — сернистый или серный ангидрид, соединения ванадия, сероводород и т. д.

Наиболее интенсивно коррозионные процессы протекают в котлах, работающих на сернистых мазутах, подмосковном угле и других серосодержащих топливах. Различают высокотемпературную и низкотемпературную коррозию. Высокотемпературная коррозия наблюдается в топках и пароперегревателях, она вызывается сульфидами, сероводородом (H_2S), сложными сульфатами щелочных металлов типа $K_3Fe(SO_4)_2$ или $Na_3Fe(SO_4)_2$, соединениями ванадия, характеризующимися низкими температурами плавления и высокой коррозионной активностью. Ванадиевая, сульфатная коррозия может быть уменьшена при отсутствии избыточного кислорода, что достигается, например, сжиганием мазута с малыми избытками воздуха. С другой стороны, уменьшение избытков воздуха может активизировать сульфидную или сероводородную коррозию, отмечавшуюся, например, при сжигании некоторых видов топлива (АШ, подмосковный уголь) в зоне соударения горящего факела с топочными экранами. Организация безударного (в экраны) горения, изменение распределения воздуха и топлива по горелкам позволяют машинисту уменьшить этот вид коррозии.

Низкотемпературная коррозия наблюдается преимущественно в воздухоподогревателях и вызвана конденсацией влаги на стенках труб. Наиболее интенсивно коррозия протекает при появлении конденсата серной кислоты (сернокислотная коррозия). Например, иногда при сжигании высокосернистых мазутов ресурс работы воздухоподогревателей (ВП) сокращается до 0,5—1 года. Появление неплотностей в трубах ВП увеличивает перетечку воздуха в уходящие газы, сокращает количество воздуха на горение и ведет к росту затрат на тягу и дутье; в ряде случаев из-за нехватки тяги или воздуха снижают нагрузку котла.

Температура, при которой на трубах наблюдается появление конденсированной жидкой пленки, называется температурой точки росы дымовых газов. В зависимости от содержания $SO_3(SO_2)$ и водяных паров в дымо-

вых газах температура точки росы может доходить до 160—170° С, а низкотемпературная коррозия может наблюдаться при температурах газа 180—190° С. Наибольшая интенсивность низкотемпературной сернистой коррозии отмечается в диапазоне температур стенки труб 100—120° С.

Образование серного ангидрида SO_3 происходит в результате доокисления сернистого ангидрида SO_2:

$$2SO_2 + O_2 \rightarrow 2SO_3$$

В протекании этой реакции значительную роль играют катализаторы, в качестве которых могут быть оксиды ванадия, железа, которые в значительных количествах присутствуют в золе, в отложениях и в поверхностной пленке труб. Образование SO_3 уменьшается при работе котла с малыми избытками воздуха, что используется в качестве метода борьбы с низкотемпературной коррозией.

Низкотемпературная коррозия и ее последствия могут быть также ослаблены в случае применения рециркуляции воздуха, коррозионно-стойких материалов (стекло, керамика, эмалированные покрытия и др.), различных присадок, увеличения температуры стенок. Для снижения затрат на ремонт воздухоподогревателей первые (по воздуху) наиболее холодные и корродируемые секции выполняют в виде отдельной легкозаменяемой поверхности.

Наиболее доступным для машинистов средством снижения коррозии воздухоподогревателей является подогрев воздуха (до 60—100° С) на входе путем рециркуляции части горячего воздуха. При этом повышается температура стенки труб. На высокосернистых топливах предварительный подогрев производят иногда до 90—110° С, а при сжигании природного газа подогрев можно не производить.

§ 47. ОБСЛУЖИВАНИЕ КОТЛА В УСЛОВИЯХ СТАБИЛЬНЫХ ИЛИ ПЛАНОВО-МЕНЯЮЩИХСЯ НАГРУЗОК

Надежность и экономичность работы котельной установки и ее оборудования связаны с четкой организацией эксплуатационной службы. В понятие организации технической эксплуатации входит широкий круг вопросов, охватывающих: обеспечение дисциплинированной, квалифицированной работы персонала; постоянный контроль исправности работы оборудования, арматуры, контрольно-измерительных приборов, схемы автоматики и уход за ними; обеспечение работы котла в соответствии с нормативными характеристиками, режимными картами; поддержание требуемых параметров рабочего тела, режима горения, требуемых соотношений расходов вода — пар, топливо — воздух, тяга — дутье и т. д.; поддер-

жание требуемого водного режима; поддержание в эксплуатационной чистоте поверхностей нагрева и организация их очистки; осуществление мер по повышению квалификации персонала и производительности труда, экономии топлива, теплоты, воды, вспомогательных материалов; организацию учета работы оборудования и планирование улучшения показателей работы; контроль за соблюдением сроков и объема планово-предупредительных и капитальных ремонтов, а также ряд других важных вопросов.

Прием и сдача смены. В котельных, на электростанциях организован трехсменный вахтенный режим работы персонала. Перед заступлением на работу (приемкой смены) машинист котлов должен совершить обход в соответствии с утвержденной маршрутной картой и убедиться в исправности оборудования. Он уточняет оборудование, находящееся в работе, ремонте, сроки его окончания, осведомляется (у сдающего смену) о работе оборудования, знакомится с записями в суточной ведомости и журнале дефектов, куда также вносятся отмеченные при обходе неполадки. После этого машинист отдает рапорт начальнику смены, в котором указывает основные параметры работающих котлов (нагрузку, температуру пара и питательной воды, уходящих газов, загрузку вентиляторов и дымососов и т. д.), вспомогательное оборудование, находящееся в ремонте, и замечания, выявленные при обходе оборудования. После сдачи рапорта и получения разрешения начальника смены цеха машинист котлов расписывается в суточной ведомости, так же как и сдающий смену, и приступает к работе.

Приемка и сдача не разрешаются при ликвидации аварийных ситуаций, а также запрещаются начальником цеха, его заместителем и начальником смены станции и в ряде других случаев.

Работа производится в соответствии с режимными картами, инструкциями, технологическими указаниями и другими нормативными актами. При сжигании нескольких видов топлива режимные карты составляют для каждого вида топлива и их смесей.

Эксплуатация ведется в соответствии с получаемыми указаниями о нагрузке станции, котлов, о видах топлива и др. Эти указания поступают от начальника смены цеха и в продолжении работы могут меняться в соответствии с нуждами потребителей или по условиям технологических процессов. При возникновении неполадок в работе котла или его оборудования (останове мельниц, питателей, дымососов, вентиляторов, застревании топлива и т. д.) машинист должен немедленно принять меры по вводу остановленного оборудования и восстановить работу котла.

Контроль осуществляется по показаниям контрольно-измерительных приборов, действию (звуковому и световому) защит

и сигнализации. В котлах с естественной циркуляцией наиболее ответственными показателями являются уровень воды в барабане, давление и температура пара на выходе из котла и за некоторыми ступенями перегрева. Эти и некоторые другие параметры фиксируются на регистрирующих приборах и используются при расследовании аварий и отказов.

Путем сравнения и анализа показаний приборов машинист обязан оценить работоспособность котла и оборудования, определить неисправность и при необходимости сообщить о наблюдениях начальнику смены цеха, а также принять меры к проверке своего заключения.

Анализируя показания приборов, машинист должен оценивать последствия любых отклонений параметров. Так, повышение температуры пара вызывает чрезмерный перегрев и пережог пароперегревательных труб, а при ее снижении падает экономичность работы турбины. Поэтому необходимо принимать все меры, чтобы в диапазоне нагрузок 0,7—1,0 номинальной на барабанных котлах были обеспечены номинальные давление и температура.

Давление пара может меняться с изменением нагрузки, которая зависит от потребителя. С увеличением потребления пара первоначально снижается давление, и машинист обязан для восстановления давления и приведения в соответствие паропроизводства и паропотребления увеличить расход топлива и подачу воды в барабан. Давление перегретого пара (или в барабане котла) — один из важнейших показателей для работы машиниста и настройки автомата нагрузки. При чрезмерном повышении давления появляется опасность разрыва паропроводов, избежать который помогает установка импульсно-предохранительных клапанов (рабочих и контрольных), получающих импульс на открытие по давлению в паропроводе и барабане.

Как отмечалось в § 28, температура пара (с отклонениями от -10 до $+5$ К) поддерживается с помощью регуляторов путем изменения расхода воды на впрыск или в пароохладитель, а также другими методами.

Положение уровня воды в барабане свидетельствует о соотношении поступления воды в котел и паропроизводительности. При повышении уровня приток воды превышает производство пара и необходимо поступление воды в котел ограничить путем прикрытия арматуры. Колебание уровня воды в барабане не должно выходить за пределы, регламентируемые заводами-изготовителями. Отсутствие колебаний является признаком засорения водомерных стекол, импульсных трубок или арматуры. Поэтому периодически следует производить их продувку.

Изменение нагрузки или расхода топлива должно обеспечиваться соответствующим регулированием расхода воздуха, загрузки вентиляторов и дымососов, о чем судят по

показаниям газоанализаторов или соответствующих расходомеров (воздуха). Соотношение тяги и дутья определяют по разрежению в топке. Например, рост O_2 в дымовых газах выше нормативного значения свидетельствует об избыточной подаче воздуха. Машинист в этом случае должен снизить загрузку дутьевых вентиляторов, прикрыв его направляющие аппараты. Увеличение разрежения в топке свидетельствует о превышении тяги над дутьем и о необходимости прикрытия направляющих аппаратов дымососов или перехода на низшую скорость вращения (для двух скоростных двигателей). Создание давления в топке для негазоплотных парогенераторов нежелательно, так как это вызовет повышенную загазованность помещения.

Обычно для парогенераторов с уравновешенной тягой разрежение в верхней части топки поддерживают на уровне 10—30 Па (1—3 кгс/м^2).

Большого внимания требуют топочные режимы и работа горелок, системы пылеприготовления. При определенных условиях может происходить обгорание горелочных насадок, забивание пылепроводов пылью и загорание этих отложений, ограничение подачи вторичного воздуха и т. д. Это влечет ухудшение и затягивание горения, рост потерь с недожогом, повышение температуры газов около экранов и на выходе из топки, появление восстановительных зон и шлакование топки и поверхностей нагрева. Учитывая важность поддержания оптимального воздушного режима топочного процесса, персонал должен постоянно следить за исправностью приборов газового состава (O_2 или CO_2) и вести текущий контроль плотности топки и конвективных газоходов путем наружного осмотра и определения присосов. Также необходимы постоянное наблюдение за состоянием горелочных устройств, пылепроводов, обмуровки; осмотр топки, ширмы, фестона, пароперегревателя. Особое внимание уделяется наблюдению за устойчивостью воспламенения, достаточностью подачи воздуха, равномерностью поступления топлива и воздуха по горелкам и их сечению, за качеством распыла жидкого топлива и отсутствием его течи на топочные экраны и обмуровку, а также за сопротивлением шлакуемых и загрязняемых поверхностей при их своевременной обдувке и очистке.

Перегрев и пережог перегревательных труб и топочных экранов (особенно солевого отсека) могут быть следствием нарушения водного режима или ухудшения качества питательной или котловой воды и насыщенного пара. Снижение солесодержания котловой воды и пара достигается надежной работой непрерывной продувки и своевременным (контролируемым) открытием периодической продувки. При значительном заносе поверхностей нагрева солями следует проводить водные или химические промывки.

§ 48. ПУСКИ И ОСТАНОВЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Пуск (растопка) котла производится после монтажа, различных ремонтов и очередных остановок. Это сложный и длительный режим, в процессе которого в определенной последовательности производится большое число различных операций управления, требующий четкого распределения обязанностей персонала, координации его действий, высокой оперативности и технической дисциплины. На пуск котла обычно выделяется специальный персонал смены, который по возможности освобождается от других обязанностей. Руководит операциями по пуску котла начальник смены цеха или старший машинист.

Общий объем работ по пуску котла можно разбить на подготовку котла к растопке и непосредственно пусковые операции.

Подготовка котла к растопке. Подготовка начинается с изучения объема и проверки выполнения ремонтных работ, устранения дефектов и замечаний, выявленных перед остановом и занесенных в журнал дефектов. При пуске котлов из капитальных и средних ремонтов дополнительно проверяется вновь смонтированное, замененное и капитально отремонтированное оборудование. Для оперативного устранения обнаруженных при этом дефектов назначается дежурная бригада ремонтного персонала. Учитывая повышенную вероятность возникновения отказов, эти пуски производят под руководством начальника цеха или его заместителя.

Перед пуском котла наружным осмотром проверяют состояние поверхностей нагрева, обмуровки, обшивки, коллекторов, трубопроводов и арматуры, газо- и мазутопроводов, подвесок, опор, горелок, защитных и дистанционирующих элементов.

Проверяют закрытие лазов, гляделок, свободу хода (вращения) шиберов, направляющих аппаратов и управляемость ими с главного щита, соответствие положения открытие-закрытие обозначениям и показаниям приборов, наличие ограждающих кожухов на вращающихся механизмах и свобода их вращения.

При осмотре поверхностей нагрева в котле обращается внимание на наличие трещин, свищей и отдушин, следов коррозии и загрязнений труб, на правильность установки труб и обеспечение их термических расширений.

Проверяют состояние всех механизмов вспомогательного щита управления (мельниц, вентиляторов, дымососов, питателей топлива и пыли) и после сборки электрических схем опробуют их. Кроме того, проверяют запасы топлива в бункерах, закрытие арматуры и гарнитуры по пароводяному и газовоздушному трактам, подготовку мазутного и газового

хозяйства, работу защитно-запальных устройств, возможность бесперебойной подачи пара от постороннего источника, правильность установки грузов предохранительных клапанов, а также исправность и готовность к включению контрольно-измерительных приборов, авторегуляторов, блокировок, защит, средств оперативной связи, освещения, средств пожаротушения. Выявленные при проверке неисправности должны быть устранены до пуска котла. При неисправности защит, действующих на останов котла, пуск его запрещается. После проверки оборудования начинается подготовка газовоздушного и водопарового трактов, пылеприготовления, растопочного, паро- и газомазутного хозяйства, шлакоулавливания и шлакоудаления, обдувки и очистки котла и др. Открываются запорные общие и индивидуальные шиберы (на воздуховодах, горелках, форсунках), закрываются направляющие аппараты вентиляторов, дымососов, регулирующие воздушные шиберы (на мельницы, горелки, рециркуляции, присадки холодного воздуха и т. д.).

Перед растопкой котлы должны заполняться только деаэрированной водой с температурой не более 100° С до растопочного уровня. В период заполнения котла водой проверяется плотность дренажной арматуры, открываются воздушники на барабане, вентили продувки паросборной камеры, вентили рециркуляции и включается обогрев барабана. С этого момента осуществляется постоянный контроль за уровнем в барабане.

При подготовке к растопке котла, работающего на газе, газопровод до запорных задвижек на горелки должен быть продут газом через продувочные свечи. Окончание продувки определяется по содержанию кислорода в газе (не более 1%).

Перед включением растопочных мазутных форсунок или газовых горелок топку и газоходы вентилируют включением дымососов и вентиляторов (не менее 10 и не более 15 мин). На котлах, сжигающих газ, после вентиляции топки проверяют содержание метана в верхней ее части. При содержании метана в пробе воздуха более 1% вентиляция топки повторяется с целью исключения возможности взрывов при растопке.

Пуски котлов. Последовательность операций при пуске котлов зависит от их теплового состояния после соответствующего простоя в ремонте или резерве. Режим пуска должен обеспечить надежность всех элементов котла при минимальных расходах топлива и потерях воды. Пусковые режимы отрабатываются на головных котлах заводами-изготовителями и наладочными организациями с разработкой графиков пуска из различных тепловых состояний.

В зависимости от степени охлаждения котла после предшествующего останова различают пуски; из холодного, неостывшего, горячего состояний и из горячего резерва. Каж-

Таблица 11. **Предельные значения параметров при пуске и останове котла**

Показатели	Барабаны	
	группы I (выпуск с 1970 г.)	группы II (выпуск до 1970 г.)
Скорость роста температуры насыщения при растопке котла, °С/мин *	2,0/2,5	1,5/2,0
Скорость понижения температуры насыщения при останове котла, °С/мин **	1,5/2,0	1,0/1,5
Перепад температур поверхностей верхней и нижней образующих барабана при растопке и останове котла, °С	60	40
Разница температур воды и стенки барабана при его заполнении, °С	±40	±40

* При давлении менее 2 МПа/при давлении более 2 МПа.
** При давлении более 10 МПа/при давлении менее 10 МПа.

дому виду пуска свойственна определенная технология. Пуск из холодного состояния производится через 3—4 суток после останова при полном охлаждении котла и потере в нем давления. Он начинается с наиболее низкого уровня температур и давлений в котле и имеет наибольшую продолжительность.

Наибольшее внимание при пусках котла уделяется поддержанию заданной температуры металла толстостенных (барабана, коллекторов, паропроводов, арматуры) и наиболее ответственных деталей, скорости их прогрева. И, естественно, технология прогрева зависит от исходного состояния этих деталей. Для обеспечения равномерных температур по периметру барабана (особенно верхней и нижней частей) применяют паровой прогрев, для чего в барабане устанавливают соответствующие паропроводы в нижней части, а также устанавливают предельные скорости роста температуры насыщения (подъема давления) и разности температур поверхности верхней и нижней образующих барабана (табл. 11).

На основании подобных таблиц для различных котлов можно построить графики пуска из любого теплового состояния. Время пуска из неостывшего и горячего состояний зависит от остаточного давления в барабане.

В период растопок и остановов с целью снижения температурных напряжений в барабанах подпитка котлов производится небольшими порциями, задвижка на линии рециркуляции экономайзера при подпитках должна закрываться.

При растопке котла осуществляют контроль за уровнем воды в барабане, который ведется по водоуказательным колонкам на барабане и по сниженным указателям уровня. Последние из-за разных температур конденсата в импульсных

трубках и котловой воды в барабане работают с погрешностями. Для обеспечения правильных показаний водомерные колонки должны быть продуты: на котлах с давлением 4,0 МПа и ниже — при давлении в котле 0,1 МПа и вторично перед включением котла в общий паропровод; на котлах с давлением более 4,0 МПа — при давлении в котле 0,3 МПа и вторично при давлении 1,5—3,0 МПа.

Перед включением котла в паропровод производится обязательная сверка показаний сниженных указателей уровня с показаниями водомерных колонок и достигается идентичность их показаний.

В процессе растопки котла из холодного состояния после капитального и среднего ремонта, но не реже одного раза в год проверяется тепловое расширение барабанов и коллекторов по реперам. Должно обеспечиваться свободное перемещение элементов котла для предотвращения дополнительных напряжений и преждевременного разрушения гибов и угловых сварных швов. Во время ремонта должны быть устранены все возможные причины защемления экранов в обмуровке, холодных воронок, защемления в песочных компенсаторах и зажатия в элементах каркаса. Результаты измерений заносятся в формуляр и сравниваются с расчетными данными, установленными заводами-изготовителями.

Прогрев главного паропровода начинается с момента розжига горелок. В процессе прогрева паропровода производится контроль за его расширением по установленным реперам и проверка состояния опор и подвесок. При защемлении паропровода или ослаблении подвесок дефекты должны быть устранены.

Переход на сжигание твердого топлива (взятие факела) с содержанием летучих менее 15% производят при нагрузке не ниже 30% номинальной, а при более высоком содержании летучих переход разрешается после прогрева топки.

При пуске котла следят за равномерным прогревом и расширением труб экранов. Медленнее прогревающиеся экраны продуваются через дренажи нижних коллекторов.

При пуске после ремонта производят регулировку и настройку предохранительных клапанов. Для котлов с давлением 6,0—14,0 МПа настройка клапанов производится на давление: контрольный клапан — 1,05 $P_{раб}$, рабочий клапан — 1,08 $P_{раб}$. Предохранительные клапаны устанавливаются на выходном коллекторе пароперегревателя. Контрольным считается клапан, получающий импульс по давлению в коллекторе пароперегревателя, а рабочим — клапан, получающий импульс по давлению в барабане котла.

Растапливаемый котел включают в общий паропровод при температуре, близкой к расчетной. Давление в барабане на 0,2—0,3 МПа (в зависимости от номинального давления) ниже, чем в паропроводе, чтобы исключить резкий подъем

производительности и снижение температуры пара из-за набухания уровня в момент включения котла. После включения котла в общий паропровод скорость подъема нагрузки определяется местными инструкциями и диспетчерским графиком.

Остановы котла. Технология останова, объем и последовательность операций определяются типом котла и видом останова, зависящего от плана последующих действий. По конечному тепловому состоянию котла различают два вида остановов — без расхолаживания оборудования и с расхолаживанием. Останов без расхолаживания производится при выводе котла в горячий резерв и для проведения непродолжительных ремонтных работ, как правило, снаружи котла. Останов с расхолаживанием производится для проведения ремонтных работ повышенной продолжительности, причем полнота охлаждения зависит от вида предполагаемого ремонта. Толстостенные элементы до безопасных температур в естественных условиях охлаждаются медленно (несколько суток), поэтому принудительное расхолаживание позволяет сократить продолжительность нахождения котла в ремонте.

При останове котла необходимо:

прекратить подачу топлива в топку, остановить питатели сырого угля и мельницы, остановить вентиляторы и дымососы после вентиляции топки, закрыть направляющие дымососов и вентиляторов;

закрыть главную паровую задвижку, отключить котел от общего паропровода, открыть продувку пароперегревателя;

поддерживать уровень в барабане до полного спуска из него воды.

Уменьшение подачи топлива до полного прекращения производят постепенной разгрузкой питателей топлива (в схемах прямого вдувания) или пыли (в схемах с пылевыми бункерами) со скоростью, обеспечивающей заданное охлаждение барабана и других толстостенных деталей. С этой же целью спуск воды из остановленного барабанного котла разрешается после снижения давления в нем до атмосферного, а при наличии вальцовочных соединений — при температуре не выше 80° С. Наблюдение за котлом ведут до полного снижения в нем давления и до снятия напряжения с оборудования.

После останова котла не разрешается для его расхолаживания открывать люки и лазы. Открытые люки и лазы могут создать местные зоны ускоренного охлаждения и температурные напряжения в экранной системе и теле барабана.

Пуск дымососов для расхолаживания котлов с естественной циркуляцией разрешается не менее чем через 10 ч для котлов с давлением до 14,0 МПа и через 18 ч для котлов с давлением 14,0 МПа и выше.

Останов котла без расхолаживания характеризуется стремлением к максимальному аккумулированию в оборудовании

теплоты. Для этого после проведения вентиляции топки и газоходов производится уплотнение газовоздушного тракта путем закрытия шиберов и направляющих аппаратов дутьевых вентиляторов и дымососов.

Как отмечалось, при останове котла в длительный ремонт производят ускоренное расхолаживание с использованием устройств охлаждения в барабане и после указанных выдержек — вентиляцию топки и газоходов. При этом котел отсоединяют от общестанционных магистралей по воде, пару, топливу (основному, резервному и растопочному), полностью срабатывают топливо из бункеров, внутренним и внешним осмотром элементов котла и оборудования обнаруживают неисправности, о чем делают соответствующие записи.

При выводе котлов в ремонт или в резерв консервируют поверхности нагрева и калориферов во избежание стояночной коррозии. В зимний период в заполненном водой котле во избежание размораживания должно быть установлено тщательное наблюдение за плотностью газовоздушного тракта, за поверхностями нагрева и их продувочными и дренажными линиями, за калориферами, импульсными линиями и датчиками контрольно-измерительных приборов. Температура внутри топки и газоходов должна быть выше 0° С, для чего периодически подогревают топку и газоходы включением мазутных форсунок или подачей горячего воздуха от соседних котлов, следят за плотностью шиберов, лазов и люков. На водогрейных котлах должна быть обеспечена частичная циркуляция воды через котел.

§ 49. ДЕЙСТВИЯ МАШИНИСТА В АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ, ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ РАБОТА

В процессе эксплуатации котла в нем могут происходить повреждения, возникать неполадки, создающие опасные ситуации, чреватые выходом из строя оборудования или котла в целом, вызывающие разрушения с большими материальными, а может быть, и человеческими жертвами. Обнаруженные нарушения и дефекты устраняют без останова котла или с обязательным немедленным его остановом.

Важнейшим условием правильной ликвидации аварийного положения является сохранение персоналом спокойствия, отсутствие растерянности и вмешательства посторонних лиц, отдача чётких распоряжений и быстрое их выполнение. Руководит действиями персонала при аварии в цехе начальник смены цеха, при общестанционной — начальник смены станции. Основой правильной ликвидации аварии является сохранение оборудования и предотвращение крупных его разрушений (из-за неправильных действий персонала или задержки ликвидации аварии), а также исключение травмирования персонала. Любое оборудование, имеющее дефекты,

грозящие персоналу, должно быть немедленно остановлено. Если авария произошла на стыке смен, персонал, принимающий смены, привлекается к ликвидации аварии и выполняет распоряжения персонала смены, ликвидирующей аварию. К ликвидации аварии может быть привлечен ремонтный персонал и персонал других цехов.

Технология аварийного останова котла определяется видом аварии и моментом установления ее причин. Первоначально, до момента установления причины аварии, но не более чем в течение 10 мин останов ведется с минимально возможным расхолаживанием оборудования (с сохранением рабочего давления и уплотнением газовоздушного тракта). Если в течение 10 мин выявлена и устранена причина аварии, то далее производится пуск котла из состояния горячего резерва. Если в этот срок причина не выявлена, а также при поломке оборудования производят останов котла.

Обязательный немедленный останов котла персонал производит при: недопустимом повышении или понижении уровня воды в барабане, а также выходе из строя указательных приборов (вызванном неполадками регуляторов питания, повреждениями регулирующей арматуры, приборов теплового контроля, защиты, автоматики, исчезновения питания и т. д.); отказах всех расходомеров питательной воды (более чем на 30 с); остановах всех питательных насосов; недопустимом повышении давления в пароводяном тракте и отказе более половины предохранительных клапанов; разрыве труб пароводяного тракта или появлении трещин, вздутий, пропусков в сварных швах основных элементов котла, в паропроводах, арматуре.

Кроме того, котлы обязательно останавливают при прекращении горения и недопустимом понижении давления газа и мазута за регулирующим клапаном; останове всех дымососов и вентиляторов; взрывах в топке, в газоходах, разогреве докрасна несущих балок каркаса и обвалах обмуровки; пожаре, угрожающем персоналу, оборудованию, питанию дистанционного управления отключающей арматуры и соответствующих систем защит; исчезновении напряжения в линиях дистанционного и автоматического управления и контрольно-измерительных приборов.

Водогрейные котлы также должны быть остановлены при снижении расхода воды и давления перед котлом ниже минимально допустимого значения.

Недопустимое снижение уровня воды в барабане возникает при неправильных действиях персонала и при отказах регуляторов и арматуры, при разрывах экранных или водоотпускных труб. При разрыве экранных труб в топке возникает сильный шум, парение, повышаются давление и выбивание из топки газов. При разрыве труб других поверхностей нагрева, заполненных водой, эти признаки проявляются в меньшей

степени, а разрыв труб пароперегревателя не сказывается на уровне воды в барабане.

Причинами разрывов труб могут быть превышение давления, нарушение температурных условий их работы, коррозия или износ труб, неудовлетворительный водный режим (например, прекращение непрерывной или периодической продувки и отсутствие контроля качества котловой воды и пара), а также некачественность изготовления, монтажа, ремонта трубных элементов, несоответствие материалов и др. На разрушении экранных труб сказывается неналаженность топочного процесса: удар факела в экранные панели, шлакование.

При чрезмерном повышении давления или температуры увеличиваются напряжения в стенках труб, снижаются пределы прочности. Повышение температуры в трубах связано со снижением расхода рабочего тела, повышенными температурами газа или с внутренними отложениями солей и шлама (в экранах). При снижении расхода рабочего тела и появлении внутренних отложений уменьшается охлаждающее действие рабочего тела на трубу, а с ростом температуры газов увеличивается проходящий через нее тепловой поток. Отложения появляются при ухудшении водного режима, а в пароперегревателях, кроме того, при ухудшении качества котловой воды и повышении уровня воды в барабане.

Коррозионные и эрозионные процессы приводят к утонению стенки трубы и снижению ее сопротивляемости разрыву. Причины коррозии и износа подробно рассмотрены в § 46. Коррозия происходит также на остановленном котле при недостаточной консервации или ее отсутствии вследствие контакта атмосферного воздуха с внутренней поверхностью труб, увлажненной водой.

Снижение повреждаемости труб от внутренней коррозии связано с совершенством работы химобессоливающих установок, деаэраторов и системы внутрибарабанной обработки воды, а также с проведением консервации водопарового тракта котла.

Разрывы питательных трубопроводов и основных паропроводов наблюдаются значительно реже, чем разрывы труб поверхностей нагрева, однако по своим разрушающим последствиям эти повреждения гораздо более опасны. Большинство причин, приводящих к разрушению питательных трубопроводов и паропроводов, аналогичны причинам разрыва труб поверхностей нагрева. Среди этих причин следует отметить: превышение давления рабочей среды; коррозионные (внутренние) процессы; эрозионный (внутренний) износ в местах установки регулирующей арматуры; развитие усталостных трещин; появление повышенных напряжений при заземлениях трубопроводов или при резкой смене температур (как рабочего тела, так и наружной); некачественность металла,

сварных соединений или конструкций; несоответствие материала труб рекомендациям расчетов.

Учитывая повышенную опасность разрушающих действий при разрывах, необходимо регулярно проверять состояние трубопроводов. Проверка осуществляется в соответствии с «Инструкцией по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов».

В ходе этих проверок должна производиться своевременная выбраковка поврежденных участков трубопроводов и последующая их замена. Особенно серьезное внимание следует обращать на трубы, материал которых вырабатывает свой ресурс. Преимущественно нарушения наблюдаются на участках гибов, вблизи установки арматуры, в местах переходов с одной толщины на другую, в местах сварных стыков.

Признаками разрыва трубопроводов являются сильный шум и парения в помещении цеха, резкое падение давления в магистрали, снижение расхода пара (и воды за участком разрыва — в трубопроводах питательной магистрали).

Взрывы и хлопки в топке и газоходах происходят из-за скопления значительного количества несгоревшего топлива, вызванного его сепарацией на под или в холодную воронку, уносом в газоходы вследствие несовершенной организации горения в топке. Часто взрывы наблюдаются на охлажденных топках в периоды растопки, при обрывах факела и повторном зажигании его без вентиляции, а также на зашлакованных котлах при обрушении шлака в низ топки и попадании раскаленных глыб в воду шлаковых шахт.

В котлах на газовом топливе взрывы в топке вызваны утечками газа, плохой вентиляцией топки и газоходов перед растопкой и неполной продувкой газопроводов до горелок (через свечи), а также повторным зажиганием газа после обрыва факела без достаточной повторной вентиляции. Эти взрывы, как правило, имеют тяжелые последствия.

При сжигании жидкого топлива пожары и взрывы в топке и газоходах возникают при некачественном его распылении форсунками, сопровождающимся вытеканием мазута в амбразуры и на стены топки с накоплением его в значительных количествах, в также повышенным выносом в газоходы сажи, появляющейся при плохом смешении мазута с воздухом и неполном его горении. В последнем случае происходит накопление, а в определенных условиях и возгорание отложений на поверхностях нагрева (например, в воздухоподогревателе). При этом отмечается несвойственное для данной поверхности повышение температуры газов (это используется в качестве сигнала для настройки защиты), уменьшается тяга, происходит разогрев обшивки, а иногда выбивается пламя.

При обнаружении пожара следует немедленно прекратить

доступ горючего (прекратить подачу топлива); локализовать горение (отключением дутьевых вентиляторов и дымососов и плотным закрытием газовых и воздушных шиберов) и включить местное пожаротушение (подачу пара или воды в газоход).

Взрывы и хлопки могут вызвать разрушение обмуровки и локальный разогрев обшивки и балок каркаса, снижающий их несущие способности.

Сильно влияет на надежность котла и возможность возникновения аварийных ситуаций шлакование топки и поверхностей нагрева. При шлаковании стен топки и накоплении на экранах значительных масс шлака происходит деформация экранных труб, разрушение их креплений, локальное увеличение тепловых потоков. При падении глыб в холодную воронку или на под могут деформироваться и разрушаться трубы в нижней части топки, разрушаться обмуровка, подвеска (опоры) шлаковых шахт, устройства удаления шлака. При сильном шлаковании наблюдается перекрытие шлаком нижней части топки с прекращением его выхода из котла и накоплением в топке огромных количеств, вызывающих останов котла.

Все случаи возникновения аварийных ситуаций, серьезных неполадок в работе котла и его оборудования должны разбираться с выявлением причин и рассмотрением действий персонала. С целью предотвращения возможных аварий в котельных и выработки уверенных действий персонала в аварийных ситуациях для обслуживающего персонала регулярно проводятся противоаварийные тренировки, на которых условно вводятся различные виды аварий и контролируется работа персонала. После таких тренировок производится разбор и дается оценка оперативности и правильности действия сменного персонала.

Неполадки в зависимости от их характера и последствий, степени тяжести повреждений оборудования классифицируют как аварии, отказы в работе I или II степени и потребительские отключения в электросетях.

Аварией на электростанции считается:

полный сброс нагрузки электростанции с установленной мощностью 100 мВт и более (независимо от продолжительности сброса);

снижение электрической нагрузки на 50 % и более от заданной диспетчерским графиком продолжительностью более 1 ч при нагрузке электростанции 500 мВт и более;

повреждение котлов производительностью 420 т/ч и выше, их паропроводов и питательных трубопроводов, требующее восстановительного ремонта в течение 7 суток и более;

разрушение энергетических и водогрейных котлов, если их восстановление невозможно или нецелесообразно;

обрушение конструкций зданий и дымовых труб.

нарушения с меньшими последствиями, а также простои оборудования в ремонте сверх разрешенного срока классифицируются как отказы в работе I и II степени.

§ 50. ОБСЛУЖИВАНИЕ И НЕПОЛАДКИ ПЫЛЕПРИГОТОВИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Обеспечение котла топливом требуемого качества и в необходимом количестве — одна из наиболее важных операций в работе котла. Наибольшие затруднения и сложность обслуживания имеют место при сжигании твердого топлива. Наряду с оборудованием, обеспечивающим транспортировку дозированного количества топлива в топку, необходимо достаточно сложное пылеприготовительное хозяйство.

Надежность снабжения котла топливом в первую очередь определяется работой бункеров сырого топлива. Из-за наличия влаги и ее испарения в бункерах наблюдается слеживание и зависание топлива, образуются своды, способствующие прекращению поступления угля в котел. При разрушении сводов значительные массы обрушаются вниз на питатели, часто выводя их из строя. Прекращение подачи топлива приводит к повышению температуры в конце мельницы и взрывоопасности системы пылеприготовления.

Для контроля и своевременного вмешательства с целью восстановления равномерности подачи топлива предусматривают индикаторы (и защиты) обрыва топлива и устройства обрушения возникающих сводов (пневмо-, парообрушения, установки накладных вибраторов и электроимпульсных встряхивателей, обогрева стенок бункера и т. д.), которыми должен пользоваться машинист котла при обрыве топлива.

На работающих котлах следует регулярно контролировать наличие топлива в бункерах и производить их загрузку при снижении количества топлива до минимально допустимого уровня. Устройства сводообрушения должны поддерживаться в постоянной готовности. Периодически (через 7—10 суток) необходимо срабатывать топливо в бункерах до минимального уровня, а при остановах котла в ремонт топливо следует срабатывать полностью и очищать стенки бункеров, так как длительное хранение топлива ведет к его слеживанию. Аналогичные действия персонала характерны и по отношению к пылевым бункерам.

Присутствие в топливе крупных предметов, пней, щепы усиливает зависание топлива в бункерах, приводит к обрыву цепей, поломке скребков и пластин в питателях, к остановам мельниц. Особую неприятность доставляют металлические предметы в топливе, вызывающие обрыв бил, поломку билодержателей, появление дисбаланса ротора и биение в подшипниках, что сокращает ресурс их работы.

В процессе эксплуатации мельниц могут возникнуть их

чрезмерные перегрузки или расхолащивание. Причинами перегрузок являются: повышенная подача топлива, попадание посторонних предметов, ограниченная подача сушильно-транспортирующего агента. При перегрузках следует увеличить расход сушильного агента в мельницу, а если это не помогает, временно (до устранения перегрузки) отключить питатель.

На высокоабразивных топливах происходит сильный износ мелющих органов, приводящий к угрублению пыли и повышению недожога топлива. Наиболее чувствительны к износу молотковые, среднеходные мельницы, а также мельницы-вентиляторы. Для обеспечения качественного помола топлива необходимо контролировать состояние размольных органов, проводить своевременную их замену (профилактически — по графику).

Большое значение для работы мельниц и системы пылеприготовления имеют организация сушки и вентиляции мельниц, поддержание нормированной температуры сушильного агента за мельницей ($t''_м$). При повышении $t''_м$ (например, при чрезмерной подаче сушильного агента высокой температуры, поступлении более сухого топлива или его обрывах) может произойти загорание или взрыв. Загорание происходит, в первую очередь, в отложениях угольной пыли на стенах и горизонтальных участках. При взрыхлении отложений, поступлении к ним значительных количеств свежего воздуха может произойти взрыв или хлопок. Поэтому на работающем оборудовании в системах пылеприготовления запрещено открывать лазы и лючки.

Загорание отложений пыли может происходить и в помещении котельного цеха. Для их предотвращения следует проводить регулярную уборку, удаляя своевременно отложения угольной пыли, особенно с горячих поверхностей.

Для ликвидации загораний в системах пылеприготовления необходимо поддерживать на безопасном уровне температуру за мельницей, поддерживать в исправном состоянии и своевременно пользоваться средствами пожаротушения (подача пара, воды в мельницы, питатели), регулярно проверять исправность соответствующих измерительных приборов, защит и блокировок, контролировать бесперебойное поступление топлива в мельницу по ее загрузке и сигналам датчиков обрыва топлива, своевременно устранять пыления. Для защиты элементов системы пылеприготовления от разрушения при взрывах пыли на них устанавливают взрывные клапаны в безопасных для обслуживания местах, причем выходные патрубки клапанов не должны устанавливаться по направлению к кабелям, газомазуто- и маслопроводам.

Экономичность и надежность котла связаны с тонкостью помола пыли. Мелкая пыль воспламеняется и сгорает раньше крупной, при этом снижаются потери из-за недожога топ-

лива. Однако ее получение связано с большими затратами энергии, повышенным износом мелющих органов и ремонтными затратами.

Поэтому при испытаниях для каждого топлива устанавливают оптимальную (по минимальным суммарным затратам) тонкость помола пыли и режимы ее получения. Последние указывают в режимной карте.

Эксплуатация систем топливоподачи и пылеприготовления организуется в соответствии с «Правилами взрывопожаробезопасности топливоподач электростанций» и «Правилами взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии».

§ 51. ОБСЛУЖИВАНИЕ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА

К оборудованию газовоздушного тракта относятся тягодутьевые машины, системы золоулавливания и золо- и шлакоудаления, а также устройства очистки поверхностей нагрева.

Тягодутьевые машины пускают при закрытых направляющих аппаратах или шиберах (на стороне нагнетательного тракта) во избежание перегрузки электродвигателей. Перед пуском осмотром проверяют: отсутствие посторонних предметов и наличие ограждений у вращающихся частей, сеток на всасывающих воздуховодах; затяжку фундаментных болтов; наличие масла в подшипниках и подачу охлаждающей воды; исправность и правильность установки отключающих шиберов и направляющих аппаратов; легкость хода ротора. После проведения осмотра перед растопкой котла проверяют готовность к пуску, собирают схему и производят пуск машины. Далее постепенно открывают направляющие аппараты, загружая электродвигатель, и устанавливают требуемый режим работы. После пуска и загрузки машины контролируются состояние подшипника (на отсутствие биений) и его температура, отсутствие задеваний ротора за корпус.

При работе тягодутьевых машин возможны перегрев и повреждение, вибрации и поломки роторов.

Перегрев и повреждение подшипников происходят чаще всего вследствие нарушения режимов смазки, снижения или отсутствия уровня масла в системе маслоснабжения, ухудшения или прекращения охлаждения подшипников, а также из-за плохого качества ремонта и сборки.

Вибрации и поломки роторов тягодутьевых машин наступают вследствие неправильной их начальной балансировки, возникновения разбалансировки ротора из-за износа, отложений золы (пыли) на лопатках, особенно при мокром золоудалении. Поломка происходит в основном в местах повышенной концентрации напряжений (переходы с одного диаметра на другой, риски, глубокие царапины) или в сечениях с наиболее высокими напряжениями.

При повышенной вибрации и температуре (более 80° С) тягодутьевые машины следует остановить и выявить причины этих неполадок.

Газоходы и воздуховоды котла необходимо проверять на газовую плотность, на исправность обмуровки или изоляции, износ и коррозию, на вибрационное состояние, отложение золы и др.

Контроль газовой плотности тракта осуществляется при осмотрах, контрольными измерениями (ежемесячными) присосов, с помощью факелов.

Изоляция (обмуровка) наносится на воздуховоды и газоходы с целью уменьшения тепловых потерь в окружающую среду и для предохранения персонала от ожогов. Наружная температура поверхности ограждений не должна превышать +45° С (при температуре окружающего воздуха до +25° С).

Для наблюдения за износом и коррозией газоходов производят периодические замеры толщины стенок, на базе которых устанавливают сроки и объемы ремонтных работ.

Отложения пыли и золы в газоходах могут привести к их обрушению и значительным сопутствующим разрушениям другого оборудования. Поэтому такие места фиксируют и за ними устанавливают постоянное наблюдение, а в периоды остановов производят чистку.

Золоуловители являются обязательным оборудованием современной котельной. По условиям охраны воздушного бассейна работа котлов на твердом топливе с выключенными золоуловителями запрещена, должна обеспечиваться постоянная максимальная степень очистки дымовых газов.

Последнее обеспечивается как техническими, так и организационными мероприятиями, среди которых можно выделить: ведение паспортов золоулавливающих устройств (ЗУУ), составление производственных инструкций, выделение необходимого штата обслуживающего персонала, проверку знаний и уровня эксплуатации ЗУУ региональной инспекцией по охране атмосферного воздуха.

Технические мероприятия включают: проведение плановых ремонтов ЗУУ в соответствии с утвержденным графиком; периодические (один раз в 3 месяца) обследования их работы; ежедневный контроль состояния ЗУУ закрепленным обслуживающим персоналом с устранением выявленных дефектов; ежегодное проведение испытаний установок по определению эффективности их работы.

При работе электрофильтров особое внимание следует уделять электробезопасности работы, качеству тепловой изоляции, поддержанию режимов электропитания и встряхивания электродов, равномерности распределения газа по секциям. От режима электропитания зависят эффективности очистки и энергозатраты на нее. Наибольшая эффективность

очистки отмечается при напряжении, близком к возникновению электрического разряда (ограниченный коронный разряд). При повышении напряжения питания степень улавливания золы возрастает незначительно, но увеличиваются энергетические затраты. С увеличением загрязнения электродов возрастает электрическое сопротивление, падает сила тока и ионизация газов и золы, т. е. при осаждении на электродах золы падает эффективность очистки. Поэтому необходимо проводить регулярную встряску электродов и удаление осевшей золы, помня в то же время, что при встряске часть золы захватывается и уносится газовым потоком в дымовую трубу и далее в атмосферу.

Режим встряски, как правило, устанавливают при испытаниях ЗУУ при сжигании различных топлив.

Значительный вред работе электрофильтров наносят неплотности обшивки и присосы воздуха. Последние приводят к увеличению вторичного выноса золы из золоуловителей и золовыгружающих устройств, к увеличению скорости газового потока и к повышенному эрозионно-коррозионному износу в местах присосов. Опасны также накопления и зависания золы в сборных бункерах, приводящие к короткому замыканию в активной части электрофильтра и к отключению напряжения.

При сжигании мазута в пылеугольных котлах следует отключать электропитание от электродов (не выключая встряхивающих устройств), чтобы уменьшить оседание электропроводной сажи, способной вызвать короткое замыкание. Короткое замыкание возможно также в электрофильтрах при их включении после продолжительного останова, если перед остановом котла не была удалена зола с электродов и произошло ее увлажнение за период простоя.

При использовании электрофильтров наиболее распространенными неисправностями являются: отказы электрической части устройства; забивание газораспределительных решеток; прекращение выпуска золы (например, из-за забивания золоспускных устройств); значительные отложения золы на осадительных электродах; повышенная коррозия и др. Во всех случаях следует устанавливать причину отказа и принимать соответствующие меры: производить исправление электрической схемы, очистку газораспределительных решеток, проверку и очистку золоспуска, увеличение энергии встряски и уменьшение ее периодичности, восстановление тепловой изоляции корпуса, устранение присосов холодного воздуха.

В котлах с мокрыми золоуловителями следует следить за изменением их сопротивления, температурой за ЗУУ, давлением и расходом орошающей и смывной воды. Вода должна очищаться от механических примесей (чтобы не забивались сопла и форсунки). Увеличение сопротивления мокрых золо-

уловителей происходит в основном в результате образования отложений в зоне ввода орошающей воды (на прутковых решетках и стенах подводящих газоходов). Для удаления отложений периодически следует производить промывку решеток и входных патрубков.

В зависимости от температуры уходящих газов меняются их плотность и интенсивность выноса влаги (брызг). Унос брызг способствует развитию коррозионных процессов и отложениям увлажненной золы в газоходах за ЗУУ и на лопатках дымососов.

Увеличение расхода орошающей воды позволяет улучшить степень улавливания золы, но одновременно ведет к повышенному охлаждению газов и брызгоуносу со всеми вытекающими последствиями. Повышенный брызгоунос отмечается и при росте давления воды в соплах орошения.

Внешним ежесуточным осмотром золоуловителей проверяют их наружное состояние, закрытие лазов, люков, отсутствие присосов, подачу орошающей воды. Кроме того, следует проверять работу форсунок и состояние футеровки скрубберов.

В установках с сухими инерционными золоуловителями наиболее часто отмечаются износ летучей золой входных элементов и подводящих газопроводов, налипание золы и коррозия, а также ухудшение схода золы из бункеров золоуловителей. Осмотром следует выявлять места износа и производить их ремонт. Для уменьшения износа следует применять специальные защитные накладки. Для борьбы с коррозией, отложениями золы и ухудшением ее схода в систему золоудаления следует исключать конденсацию паров воды, следить за состоянием теплоизоляции, производя ее своевременный ремонт.

Шлако- и золоудаление может также явиться причиной возникновения аварийных ситуаций и требует к себе повышенного внимания.

В установках шлакоудаления и в шлаковых шахтах следует следить за достаточностью охлаждения и дробления выводимого из топки шлака, за бесперебойным поступлением воды на образование водяной ванны и гидравлического затвора, за плотностью шлаковой шахты и исправностью транспортеров. При обрушении в шлаковую шахту значительных глыб шлака надо принять меры к их измельчению и удалению, не допуская расплавления и спекания этих глыб между собой до перекрытия шлаковых шахт.

В золосмывных аппаратах следует также следить за поступлением воды и ее давлением перед соплом, за отсутствием присосов и созданием гидрозатвора, за равномерностью схода золы и отсутствием забивания аппаратов.

Попадающая в каналы золоудаления шлако- и золоводяная смесь (пульпа) смывается водой из побудительных сопл,

установленных в канале с интервалом 6—10 м. При обслуживании необходимо устранять скопления золы и шлака в каналах, производить своевременный ремонт, восстанавливать облицовку. Каналы в целях безопасности должны закрываться съемными щитами (массой не более 20 кг) или щелевыми решетками.

Так как багерные насосы повреждаются при попадании металла, необходимо обеспечить качественное металлоулавливание и своевременную очистку ловушек от уловленных предметов.

Зола с значительным содержанием щелочноземельных металлов может вызывать появление плотных отложений на пульпопроводах и забивать их. Забивание и цементация усиливаются при уменьшении скорости пульпы (ниже критического значения: 1,2 м/с — для золы; 1,6—2,1 м/с — для шлака), а также при отключении пульпопроводов. В связи с этим при выводе золо- и шлакопроводов в ремонт или в резерв их необходимо в течение некоторого времени промывать чистой водой, а также через специальные люки проводить чистку.

Наиболее повреждаемыми элементами являются шлакоудаляющие устройства (шнековые или скреперные), каналы гидрозолоудаления (или пневмоудаления) и багерные насосы.

Шлакоудаляющие устройства выходят из строя при попадании значительных глыб шлака (при обрушении) или посторонних предметов. При повреждении большинства или всех устройств следует снижать временно нагрузку, пытаясь в это время освободить (даже вручную) транспортеры от выпавших глыб шлака через имеющиеся в шлаковых шахтах лазы. Работы следует проводить с большой осторожностью, соблюдая правила техники безопасности. Если не удается освободить все транспортеры, то котел следует останавливать во избежание полной зашлаковки топки.

Поломка багерных насосов происходит из-за попадания в них металлических и других предметов. Эти предметы могут случайно попадать в открытые каналы. Поэтому надо следить, чтобы каналы были постоянно закрытыми, а при обнаружении металла и других предметов их следует удалять.

Основные повреждения шлако- и золоудаления вызываются износом и забиванием каналов. Повреждения от износа предотвращаются регулярным контролем, своевременным ремонтом поврежденных участков или их поворотом на 90—120°. Для уменьшения износа стальные трубы шлако- и золопроводов облицовывают чугунными или базальтовыми лотками. Забивание пульпопроводов может создать серьезную аварийную ситуацию для электростанции. Поэтому при забивании следует увеличивать расход воды в пульпопрово-

дах, а если это не помогает, останавливать их на чистку, переходя на работу резервных пульпопроводов. Причиной забивания могут также явиться износ облицовки каналов, появление выбоин в стыках. Необходимо проводить регулярную ревизию состояния каналов и не допускать работу со значительными уступами отдельных плит и с большими выбоинами, в которых может начаться оседание золы и шлака.

Средства очистки поверхностей нагрева обеспечивают эффективность работы поверхностей нагрева, удаление наружных отложений на трубах. Включение систем очистки производят с общего щита управления (дистанционно) или с местных щитов по указаниям-графикам режимной карты или местных инструкций, а также при росте сопротивления поверхностей нагрева.

Ежесменно проверяются состояние аппаратов, наличие неплотностей, парений в них, вход и выход из газоходов, эффективность обдувки. Перед включением аппаратов следует сдренировать из подводящих паропроводов конденсат с целью исключения водозолового износа. При монтаже обдувочных аппаратов необходимо проверять правильность установки и глубину ввода сопловой головки в котел, так как при увеличенной глубине ввода аппаратов (например, типа ОМ) не будет эффективной очистки, а при уменьшенной отмечается усиленный износ труб и обмуровки.

В обдувочных аппаратах наиболее подвержены повреждениям сопловые головки, рычаги переключателей обратного хода, цепи управления и т. д. Повреждение насадок происходит вследствие обгораний. При неисправности управления и обрывах рычагов переключателей обратного хода насадки (с трубами) обдувочные аппараты могут остаться в топке или газоходах, что приведет к их обгоранию или серьезным деформациям. Поэтому в случае такой поломки следует принять все меры, чтобы извлечь аппарат из топки (газохода).

Обдувочные аппараты включают открытием дренажной паровой линии до полного слива конденсата, после чего открывают паровую арматуру аппаратов (предварительно закрыв дренаж) и поочередно вводят обдувочные аппараты: сначала в топку (аппараты ОМ), а затем глубоковыдвижные (аппараты ОГ) — в газоходы. После обдувки и вывода аппаратов закрывают арматуру паровой линии.

В котлах с дробеочисткой проверяют состояние и работоспособность дробеотделителей, тракта подачи дроби в бункера, привод пневмотранспорта, исправность и достаточность охлаждения дробераспределителей и др. Кроме того, при внутренних осмотрах котла контролируют износ и наклеп очищаемых труб, проверяют равномерность распределения дроби по очищаемой поверхности.

При выявлении неисправностей принимаются соответствующие меры.

Установка дробеочистки включается пуском воздуходувки или эжектора. За счет создаваемого перепада давления производится опорожнение дроби из нижнего бункера и подача ее в верхний. После опорожнения нижнего и заполнения верхнего бункеров останавливают воздуходувку (эжектор) и открывают клапан для ввода дроби в распределители или в пневмозабрасыватели — дробеметы. В последних перед вводом дроби следует подать пар (воздух) для ее разброса.

В установках виброочистки следует проверять исправность вибраторов, исправность и достаточность охлаждения приводных штанг, плотность узла ввода штанги в парогенератор, эффективность очистки всей поверхности в целом и отдельных ширм (змеевиков).

§ 52. ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОЙ

Большинство основного и вспомогательного оборудования котельной установки, перемещающиеся механизмы, системы управления, контроля, защит и блокировок имеют электрический привод. Эти механизмы определяют работоспособность и надежность котла и поэтому имеют двойное питание от независимых источников с устройствами автоматического включения резерва (АВР). На крупные электродвигатели механизмов собственных нужд (питательных насосов, дымососов, вентиляторов, мельниц) подается напряжение 6 или 10 кВ, на более мелкие (электродвигатели насосов, шнеков, осветительные сети и цепи управления) — напряжение 0,4 кВ. Схемы собственных нужд (СН) станции обычно секционированы таким образом, что все механизмы одного котла получают питание с одной секции, другого — со второй, причем каждая секция имеет основное и резервное питание.

Практически все электродвигатели имеют защиты на отключение при повреждениях или перегрузках, сохраняющие их от разрушения и загорания. На крупных электродвигателях установлены: токовая отсечка, которая действует на отключение масляного выключателя (МВ) мгновенно без выдержки времени при коротких замыканиях в двигателе или кабеле; максимальная защита на отключение МВ с выдержкой времени в несколько секунд при перегрузках двигателя; земляная защита на отключение МВ без выдержки времени при однофазных коротких замыканиях на землю в двигателе (при повреждении изоляции двигателя); защита минимального напряжения, обычно устанавливаемая на секциях и действующая при понижении напряжения ниже минимального уровня с выдержкой в несколько секунд.

Кроме защит в электрических цепях управления установлены различные блокировки, например: при отключении двигателя

мельницы отключается двигатель питателя; при отключении вентиляторов отключаются двигатели мельниц и питателей; при отключении от защит двигателей мельниц работает блокировка, запрещающая их повторное включение, и т. д.

Обслуживание электрооборудования на электростанции осуществляют работники электрического цеха и цеха тепловой автоматики и измерений.

При эксплуатации электрооборудования машинист котлов не имеет права вмешиваться в работу защит или блокировки и предпринимать какие-либо действия по замене плавных предохранителей, отключению кабелей от электродвигателей, их ремонту и т. д.

Информацию об отключении электродвигателей или исчезновении напряжения на секциях собственных нужд машинист должен получить по миганию сигнальных ламп в цепях управления электродвигателей или по показаниям вольтметров на секциях. В этих случаях ему необходимо немедленно сообщить об этом на главный щит управления и начальнику смены, затем установкой ключей управления в другое положение, прекратив мигание сигнальных ламп, ждать указания со щита управления о возможности включения или вывода оборудования в ремонт.

Машинист котла должен знать: основные схемы питания электродвигателей СН, основные защиты и блокировки, а также порядок их работы, назначение контрольных ламп в цепях управления электродвигателей, порядок операций включения на пультах и щитах.

При эксплуатации электродвигателей механизмов собственных нужд машинист следит за токовой нагрузкой электродвигателей, не допуская их перегрузки выше красной черты (на приборе), за температурой подшипников и корпусов электродвигателей (температура подшипников скольжения не должна превышать 80° С, подшипников качения — 95° С, корпуса электродвигателя — 100° С), за вибрацией электродвигателей, которая имеет следующие значения в зависимости от скорости вращения:

Скорость вращения, об/мин	3000	1500	1000	750
Амплитуда вибрации, мкм	50	100	130	160

Перед пуском электродвигатель должен быть осмотрен, необходимо также проверить заземление и отсутствие посторонних предметов. В момент пуска контролируются время разворота по показаниям амперметра и отсутствие постороннего шума. Обо всех замечаниях немедленно сообщается на главный щит управления.

Глава двенадцатая

БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА, ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОСНОВЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ САНИТАРИИ

§ 53. ОРГАНИЗАЦИЯ БЕЗОПАСНОЙ РАБОТЫ

На энергетических предприятиях установлена и действует четкая система подготовки и обучения персонала безопасным методам труда, подготовки рабочих мест при выполнении ремонтных и эксплуатационных работ с целью исключения производственного травматизма. Положения этой системы нашли отражение в следующих действующих нормативных документах, знание и выполнение которых являются обязательными для всего персонала энергетических предприятий:

«Руководящие указания по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях»;

отраслевые правила техники безопасности для персонала;

производственные инструкции и инструкции по охране труда и технике безопасности для рабочих мест на предприятиях;

«Правила Госгортехнадзора»;

«Правила безопасности в газовом хозяйстве» и т. д.

Руководствуясь этими нормативными документами, работу по охране труда и технике безопасности на электростанциях возглавляют директор и главный инженер, а организуют служба или инженер по технике безопасности, начальники цехов и их заместители, инженерно-технические работники и мастера цехов и участков.

Знание, грамотное и четкое выполнение правил и производственных инструкций должны обеспечить машинистам котлов, энергоблоков и другому эксплуатационному персоналу надежную и безаварийную эксплуатацию оборудования и безопасную работу.

Производственные инструкции для отдельных рабочих мест составляются на базе многолетнего положительного опыта, накопленного передовыми предприятиями отрасли.

Системой организации ремонтных работ на электростанциях предусмотрено, что все работы на действующем или остановленном в ремонт оборудовании, когда требуется выполнение отключений, переключений и других технических мероприятий по подготовке рабочих мест к ремонту, следует выполнять по наряду. В наряде указываются необходимые меры безопасности и лица, ответственные за безопасность работы: выдающий наряд (начальник цеха или его заместитель), руководитель работ (мастер), производитель работ (бригадир), дежурный, подготавливающий рабочее место, допускающий к работам (начальник смены цеха) и члены бригады. За правильность, полноту мер безопасности, указанных в наряде, и их полное выполнение при подготовке рабочих мест несет ответственность выдающий на-

ряд, руководитель работ и дежурный. За соблюдение мер безопасности в процессе работы отвечают руководитель работ, производитель работ и члены бригады.

В наряд вносится также перечень работ, время их начала и окончания. После окончания работ рабочее место убирается, производитель работ сдает наряд дежурному и наряд закрывается. Только после закрытия наряда дежурный персонал имеет право делать переключения и вводить оборудование в работу. Наряд оформляется в двух экземплярах: один экземпляр наряда постоянно до закрытия хранится у дежурного, второй — у производителя работ.

При проведении капитальных и средних ремонтов оборудования и замене крупных узлов (пароперегревателей, водяных экономайзеров, воздухоподогревателей, газоходов и др.) должен быть разработан проект организации работ (ПОР), обязательным разделом которого является раздел по технике безопасности. В проекте указываются правила применения грузоподъемных механизмов, порядок строповки и транспортировки грузов, последовательность монтажа дополнительных временных площадок и ограждений проемов, меры безопасности при проведении совмещенных работ. Проект организации работ рассматривается и утверждается главными инженерами электростанции и ремонтного предприятия.

Обязательными для всего персонала электростанций являются действующие отраслевые «Правила техники безопасности при эксплуатации теплотехнического оборудования электростанций и тепловых сетей», знание которых проверяется у рабочего и дежурного персонала ежегодно. В этих правилах отражены требования к оборудованию, к территории предприятий, изложены правила безопасности труда при выполнении встречающихся видов работ, учтены требования Госгортехнадзора, санитарных норм и других руководящих материалов.

Помещения котельных и турбинных цехов электростанций по опасности поражения людей электрическим током относятся к помещениям с повышенной опасностью. Все электродвигатели, электрические сборки, щиты, оболочки кабелей должны иметь надежные заземления, присоединенные к стационарному контуру заземления. При производстве ремонтных работ на вращающихся механизмах (насосах, мельницах и т. д.) питающие кабели должны быть отсоединены и на них наложено переносное заземление. Если кабели от электродвигателей не отключаются, переносные заземления накладываются в сборках на масляных выключателях, рубильниках, автоматах и принимаются другие меры, препятствующие ошибочному включению отключающегося устройства (запирание рукояток на замок, установка изолирующих прокладок, вывешивание запрещающих плакатов и т. д.).

Стационарное освещение помещений и площадок обслуживания котлов выполняется напряжением 220 В закрытыми све-



Рис. 97. Освобождение пострадавшего от тока (напряжением до 1000 В): *а* — отключением электродувки, *б* — отбрасыванием провода, *в*, *г* — оттаскиванием (отделением) за сухую одежду

тильниками на высоте, недоступной для персонала. Переносное освещение при производстве ремонтных работ допускается только на напряжение 12 В.

Производственный персонал электростанций должен быть практически обучен приемам освобождения человека, попавшего под напряжение, от действия электрического тока и оказания ему доврачебной помощи. Некоторые приемы освобождения пострадавших от тока показаны на рис. 97.

Если пострадавший не дышит или дышит слабо, редко, судорожно, необходимо делать искусственное дыхание. Самым эффективным считается способ искусственного дыхания с одновременным наружным массажем сердца, изучаемый на специальных манекенах.

Характерными травмами в котельных являются ожоги горячей водой, паром, горячей пылью, падение людей с высоты, различные ушибы. Причинами травматизма являются преимущественно нарушения правил безопасности: люди падают с высоты при неогороженных проемах, пользуясь случайными подставка-

ми, вставая на перила и ограждения и т. д. На людей падают предметы и инструмент, брошенные без надзора на площадках или недостаточно закрепленные, неправильно застропленные, уложенные на случайные подставки. Причинами ожогов могут быть плохо опорожненные от горячей воды и пара участки трубопроводов и сосудов, незалитая тлеющая пыль, случайные выбросы воды, пара, пыли.

§ 54. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

На каждом предприятии должен быть оперативный план пожаротушения, один экземпляр которого передается в закрепленную пожарную часть для руководства при возможных пожарах и отработки взаимодействия с персоналом электростанции при проведении совместных учений.

За электростанциями закрепляются группы инженеров по пожарной профилактике из состава военизированных или профессиональных пожарных частей, которые осуществляют постоянный надзор за ведением огневых работ в цехах электростанции в соответствии с инструкцией. В этой инструкции излагаются требования ведения электросварочных, газосварочных, газорезных, паяльных и других огневых работ с применением открытого огня в производственных, складских и других помещениях электростанций и на территории объекта. В ней также определяются: постоянные места для проведения огневых работ и их оборудование, порядок проведения временных огневых работ при ремонтах оборудования и организация надзора за их ведением, технические и организационные мероприятия, обеспечивающие пожарную безопасность на объекте, порядок контроля огневых работ органами пожарной охраны объекта, ответственность персонала за нарушение правил пожарной безопасности.

Весь персонал электростанций ежегодно проходит учебу по пожарному минимуму в объеме 6 ч и один раз в два года подвергается проверке знаний по правилам пожарной безопасности.

На электростанциях создается добровольная пожарная дружина, эксплуатационный и ремонтный персонал включается в боевые расчеты, где также обучается правилам тушения пожаров и загораний и получает навыки пользования пожарными средствами. Не реже двух раз в год должны проводиться общественные или цеховые пожарные тренировки.

В цехах устанавливают автоматические системы обнаружения и тушения пожаров в кабельных каналах, стационарные разводки подачи пены для тушения маслобаков, мазутных емкостей, стационарные разводки пожарного водопровода, имеются средства пожаротушения и экстренная связь для вызова пожарных частей.

Хорошая обученность и наличие необходимых средств пожаротушения позволяют персоналу при возникновении критиче-

ских ситуаций принимать оперативные меры и грамотные решения по тушению пожаров и загораний до прибытия пожарных формирований и четко взаимодействовать с прибывшими пожарными формированиями.

Отдельные элементы котельной установки являются опасными с точки зрения возникновения пожаров и взрывов. Пыль углей, сланцев, торфа, полукокса и лигнина при хранении и транспортировке склонна к самовозгоранию. Эта опасность возрастает с повышением температуры среды и при соприкосновении с горячими поверхностями. Учитывая эту особенность, наиболее опасными узлами являются пылесистемы котлов, где из-за отложений пыли и ее самовозгорания могут быть хлопки и взрывы.

Поэтому проектирование, монтаж и эксплуатация пылесистем должны осуществляться в соответствии с правилами взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии. В соответствии с этими правилами в пылепроводах не должно быть прямых участков и мешков, где возможно отложение пыли, к мельницам должен быть подведен пар или вода для тушения загорания, пылеприготовительные установки должны быть оборудованы предохранительными клапанами, температура сушильного агента за сепаратором не должна превышать предельно установленных величин, пылеприготовительные установки должны быть оборудованы средствами автоматики, защиты и контроля и т. д.

Загорания и пожары в конвективной шахте котлов происходят из-за нарушения топочного режима, когда не полностью сгоревшие в топке пыль или мазут (сажа) откладываются в газоходах. При несвоевременном обнаружении загорания выходят из строя воздухоподогреватели котлов.

Для тушения пожаров в хвостовой части котлов предусматривается подача воды и пара и в соответствии с противоаварийным циркуляром «Предупреждение и ликвидация загорания отложений сажи и уноса в хвостовых поверхностях нагрева котельных агрегатов». Сигналом для подачи воды служит показатель разности температур газов на входе в воздухоподогреватель и воздуха на выходе из него, за которым установлен регулярный контроль.

При сжигании засоренного корешками торфа при шнековом шлакоудалении часто бывают случаи выброса золы и пара через гидрозатворы шнеков, что представляет опасность для персонала и приводит к загораниям кабельных трасс, расположенных в этом районе. Причиной этого явления служат несгоревшие корешки, плавающие на поверхности воды и образующие своеобразный плот, на котором накапливаются значительные массы горящего торфа и раскаленной золы. Временами плот опрокидывается или проваливается, происходит бурное вскипание и интенсивный выброс пара и золы

в котельное помещение. Это явление предотвращается правильным ведением топочного процесса и разрушением плота.

Серьезную опасность представляет также нарушение режима растопки и эксплуатации котлов на газе и мазуте. Особое внимание должно уделяться плотности газовой и мазутной арматуры, соединениям труб, состоянию газовой и мазутной частей горелок, исправности средств контроля, защиты и автоматики.

Работы внутри топок и газоходов должны проводиться после установки заглушек на газопроводах, продувки участков газопроводов от заглушки до котла, вентиляции топки в течение 10 мин и взятия пробы из верхней части топки на отсутствие газа.

Газомазутные горелки должны оборудоваться дистанционными запально-зажигающими устройствами (ЗЗУ), иметь устройства быстрого прекращения подачи газа и исключения повторной его подачи без предварительной продувки горелок.

§ 55. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ САНИТАРИЯ

Помещения котельной установки характеризуются наличием избытка теплоты, отдельных зон повышенной запыленности и загрязненности, наличием сквозняков, недостаточностью освещения. Эти особенности работы в котельных предъявляют повышенные требования к созданию нормальных условий труда и дают право на получение отдельных льгот.

Температура воздуха на рабочих местах в холодный и переходный периоды года должна быть в пределах 16—22° С, относительная влажность воздуха в помещении 30—60%, а в теплый период года в помещении температура должна быть не более чем на 5° С выше средней температуры наружного воздуха (в 13 ч самого жаркого месяца), но не более 28° С при 30—60% влажности. Поддержание температуры на рабочих местах должно осуществляться системами вентиляции и кондиционирования воздуха.

Персонал электростанции должен обеспечиваться раздевалками, бытовыми помещениями, душевыми, умывальниками, сушилками, газированной и охлажденной питьевой водой, спецодеждой, мылом, молоком в соответствии с утвержденными нормами выдачи.

Условия труда на рабочих местах по показателям освещенности, запыленности, уровню шума и вибрации, температурному режиму должны периодически обследовать санитарные органы.

Приложение 1

ПРИМЕРНЫЕ ФОРМЫ ОПЕРАТИВНО-ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЖУРНАЛОВ, ЗАПОЛНЯЕМЫХ ПЕРСОНАЛОМ КОТЕЛЬНОЙ

Наименование предприятия _____

Форма сменного (вахтенного) журнала за 19 г.

Дата дежурства, время приема и сдачи смен	Номера котлов, находящихся в эксплуатации	Давление пара в котле, МПа (кгс/см²)	Время, ч/мин		Периодическая продувка котлов		Заключение о состоянии оборудования										
					Время продувки		Топка и обмуровка котла	Дымососы и вентиляторы	Насосы					Предохранительные клапаны и манометры	Запорная и регулирующая арматура	Воздухоказательные приборы	Сигнализаторы предельных уровней воды
			растопки котлов	остановки котлов	начало продувки	окончание продувки			резервные	питательные	подпиточные	рециркуляционные	сетевые				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Продолжение прилож. 1

Приборов котельной						Подпись ответственного по смене		Замечания по работе котлов и котельного оборудования	Подпись начальника котельной и других проверяющих
Автоматика безопасности		Автоматика горения	Давление газа или жидкого топлива перед горелками	Аварийное освещение, сигнализация для вызова администрации	Трубопроводы пара и горячей воды в пределах котельной	Сдал смену	Принял смену		
автоматика питания	отсекатели топлива								
19	20	21	22	23	24	25	26	27	28

Форма суточной ведомости работы парового котла

регистрационный (заводской) №_____ за «_____» _____19 г.

Время, ч/мин	Температура воды, °С		Пар				Газ			Воздух			Уходящие газы						
							Давление, МПа (кгс/см²)			Давление, МПа (кгс/см²)				Содержание за котлом		Температура, °С		Разрежение, МПа (кгс/см²)		
	перед экономайзером	за экономайзером	Давление, МПа (кгс/см²)	Температура, °С	Показание паромера	Паропроизводительность, т/ч	За ГРП	перед горелками		за вентилятором	перед горелками		Температура перед вентилятором, °С	CO_2	O_2	за котлом	за экономайзером	в топке	за котлом	перед дымососом
								№ 1	№ 2		№ 1	№ 2								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

Приложение 3

Форма ремонтного журнала

Тип котла _____ регистрационный (заводской) №_____

Дата вывода котла в ремонт, на очистку и промывку. Причина вывода в ремонт	Места установленных заглушек (паровые, питательные и другие линии) номера установленных заглушек	Фактически отработанное время котла от последнего ремонта, очистки или промывки	Дата выдачи наряда-допуска и его номер	Результаты осмотра котла до ремонта (состояние поверхностей нагрева, барабана и других элементов котла, экономайзера и пароперегревателя) толщина накипи, наличие шлама, подпись лица ответственного за безопасную эксплуатацию	Перечень выполненных работ при ремонте, очистке или промывке. Перечень документов с указанием номера или даты подтверждающих качество ремонта	Фамилия и подпись ответственного за ремонт	Заключение о качестве ремонта и готовности котла к эксплуатации. Дата включения котла в работу	Подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию котла
1	2	3	4	5	6	7	8	9

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

Бордюков А. П., Гинзбург-Шик Л. Д. Тепломеханическое оборудование тепловых электростанций.— М.: Энергия, 1978.

Баранов П. А. Эксплуатация и ремонт паровых и водогрейных котлов.— М.: Энергоатомиздат, 1986.

Галкин В. И., Куликов В. Е. Эксплуатация и ремонт котельных установок.— М.: Энергоатомиздат, 1983.

Онищенко Н. П. Эксплуатация котельных установок.— М.: Агропромиздат, 1987.

Охотин В. С. и др. Основы теплотехники.— М.: Высшая школа, 1984.

Пособие для изучения правил технической эксплуатации (разделы 4, 5).— М.: Энергия, 1980.

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.— М.: Энергия, 1977.

Роддатис К. Ф. Котельные установки.— М.: Энергия, 1975.

Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем (теплотехническая часть).— М.: Энергоиздат, 1981.

Сборник правил и руководящих материалов по Котлонадзору.— М.: Недра, 1977.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3
Введение 4

Глава первая. Технологическая схема получения электроэнергии и теплоты 6
§ 1. Основные определения и классификация электростанций . . . 6
§ 2. Оборудование электростанции и его назначение 6
§ 3. Особенности работы ТЭЦ 10

Глава вторая. Общие сведения о котельной установке и паровых котлах 14

§ 4. Основные определения, назначение и принцип работы котельной установки 14
§ 5. Классификация паровых котлов, параметры и маркировка . . 19
§ 6. Особенности и принцип работы барабанных котлов 22
§ 7. Барабанные котлы с естественной циркуляцией малой производительности (низкого и среднего давления) 24
§ 8. Барабанные котлы высокого давления 33
§ 9. Прямоточные котлы 35
§ 10. Водогрейные котлы 37

Глава третья. Энергетическое топливо и его подготовка к сжиганию . . 43

§ 11. Классификация и технические характеристики топлива . . . 43
§ 12. Топливное хозяйство электростанций и котельных 55
§ 13. Системы пылеприготовления, размольное и дозирующее оборудование 60

Глава четвертая. Организация и устройства сжигания топлива 80

§ 14. Основные уравнения и материальный баланс процесса горения 80
§ 15. Топки для слоевого сжигания твердого топлива 84
§ 16. Топки для факельного сжигания пылевидного топлива . . . 96
§ 17. Пылеугольные горелки 104
§ 18. Горелки для сжигания газа и мазута 108

Глава пятая. Вода и водный режим паровых котлов 110

§ 19. Природная вода, ее свойства и характеристика 110
§ 20. Влияние качества воды на работу котла 112
§ 21. Нормы качества воды и пара 114
§ 22. Подготовка воды 116
§ 23. Водный режим паровых котлов 119

Глава шестая. Устройство паровых котлов 123

§ 24. Топочные экраны и испарительные поверхности нагрева . . . 123
§ 25. Пароперегреватели и экономайзеры 127
§ 26. Воздухоподогреватели 131
§ 27. Барабан и сепарационные устройства 135
§ 28. Регулирование температуры перегретого пара 138
§ 29. Обмуровка и гарнитура котла 142
§ 30. Каркас котла 145

Глава седьмая. Трубопроводы и арматура 147

§ 31. Трубопроводы котла 147
§ 32. Арматура 153

Глава восьмая. Газовоздушный тракт котельной установки 156

§ 33. Оборудование и характеристика газовоздушного тракта . . . 156
§ 34. Тягодутьевые установки и машины 157
§ 35. Дымовые трубы и удаление газов из котла 160

Глава девятая. Охрана окружающей среды 162

§ 36. Загрязнение окружающей среды и природоохранная деятельность на электростанциях 162
§ 37. Золоулавливание и золошлакоудаление 164
§ 38. Образование, подавление и рассеивание вредных выбросов 169

Глава десятая. Измерения и контроль в котельных установках 171

§ 39. Общие понятия об измерениях 171
§ 40. Методы и средства измерения 173

Глава одиннадцатая. Эксплуатация паровых котлов и вспомогательного оборудования 184

§ 42. Организация эксплуатации и показатели работы оборудования 184
§ 43. Эффективность работы котельной установки 189
§ 44. Шлакование топки и труб, противошлаковочные работы . . . 195
§ 45. Загрязнение и очистка поверхностей нагрева 200
§ 46. Подавление эрозионно-коррозионных процессов 203
§ 47. Обслуживание котла в условиях стабильных или планово-меняющихся нагрузок 205
§ 48. Пуски и остановы котельных установок 209
§ 49. Действия машиниста в аварийных ситуациях, противоаварийная работа 214
§ 50. Обслуживание и неполадки пылеприготовительного оборудования 219
§ 51. Обслуживание газовоздушного тракта 221
§ 52. Основы эксплуатации электрооборудования котельной . . . 227

Глава двенадцатая. Безопасность труда, пожарная безопасность и основы производственной санитарии 229

§ 53. Организация безопасной работы 229
§ 54. Пожарная безопасность 232
§ 55. Производственная санитария 234

Приложения 235
Рекомендуемая литература 237

Учебное издание

Деев Леонид Васильевич
Балахничев Николай Александрович

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ И ИХ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Зав. редакцией С. В. Ннкитина. Редактор В. И. Мучкина. Мл. редактор Т. В. Шеганова. Обложка художника Ю. Д. Федичкина. Художественный редактор Т. В. Панина. Технический редактор Е. И. Герасимова. Корректор Р. К. Косинова

ИБ № 8697

Изд. № ЭГ-238. Сдано в набор 03.02.89. Подп. в печать 29.06.89. Формат 60×90 1/16. Бум. кн.-журн. Гарнитура литературная. Печать офсетная. Объем 15 усл. печ. л. 15,25 усл. кр.-отт. 15,54 уч.-изд. л. Тираж 80 000 экз. Заказ № 816. Цена 85 коп.

Издательство «Высшая школа», 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14.

Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО «Первая Образцовая типография» Государственного комитета СССР по печати. 113054, Москва, Валовая, 28.

Л. В. Деев, Н. А. Балахничев

И НИ